



دانشگاه صنعتی شاهرود
دانشکده مهندسی برق و رباتیک
گروه مهندسی برق قدرت

کاهش ابعاد شبکه و معادل سازی دینامیکی سیستم قدرت با توجه به فاصله الکتریکی ژنراتورها

نگارش:

هادی لمعی

استاد راهنما:

دکتر محسن اصیلی

ارائه شده جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد مهندسی برق قدرت

شهریور ماه ۱۳۹۱



مدیریت تحصیلات تکمیلی
فرم شماره (۶)

شماره : ۰۹۷/آ.ت.پ
تاریخ : ۹۱/۰۶/۲۷
ویرایش : -----

بسمه تعالی

فرم صورتجلسه دفاع پایان نامه تحصیلی دوره کارشناسی ارشد

با تأییدات خداوند متعال و با استعانت از حضرت ولی عصر (عج) جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم / آقای :

هادی لمعی رشته : برق گرایش : قدرت

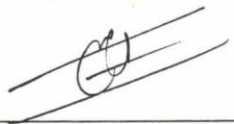
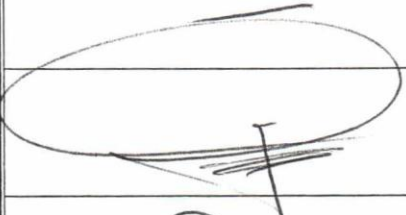
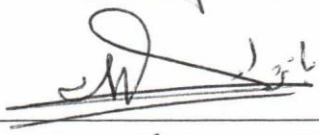
تحت عنوان : کاهش ابعاد شبکه و معادلسازی دینامیکی سیستم قدرت با توجه به فاصله الکتریکی ژنراتورها
که در تاریخ ۹۱/۰۶/۲۷ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح زیر است :

☐ مردود	☐ دفاع مجدد	☒ امتیاز (۱۸/۷۵)	قبول (با درجه : <u>بسیار</u>)
--------------------------------	------------------------------------	--	---------------------------------

۱- عالی (۱۹ - ۲۰) ۲- بسیار خوب (۱۸/۹۹ - ۱۸)

۳- خوب (۱۶ - ۱۷/۹۹) ۴- قابل قبول (۱۴ - ۱۵/۹۹)

۵- نمره کمتر از ۱۴ غیر قابل قبول

عضو هیأت داوران	نام و نام خانوادگی	مرتبه علمی	امضاء
۱- استاد راهنما	حسن اصی	استادیار	
۲- استاد مشاور	—	—	—
۳- نماینده شورای تحصیلات تکمیلی	عماد الهزاده ملا	استادیار	
۴- استاد ممتحن	مهدی باوردی	استادیار	
۵- استاد ممتحن	حسن بی راد	استادیار	

رئیس دانشکده :



تقدیم به

پدر و مادر مهربان

و

همسر عزیزم

تقدیر و تشکر

در ابتدا، پس از حمد و ستایش خدا، از زحمات بی دریغ استاد راهنمای عزیزم، جناب آقای دکتر محسن اصیلی کمال تشکر را داشته و از راهنمایی های ایشان در طی این مسیر سپاسگذاری می نمایم.

همچنین از زحمات و راهنمایی های آقایان دکتر رجبی، مهندس یزدانیپناه و سایر کارشناسان محترم و خبره شرکت برق منطقه ای خراسان کمال تشکر را دارم.

در انتها از اعضای محترم هیات داوری آقایان دکتر بانژاد و دکتر قلی زاده به علت قبول زحمت و داوری این پایانامه سپاسگذاری می نمایم.

تعهد نامه

اینجانب هادی لعلی دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی برق و

رباتیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه با عنوان :

.....

.....

تحت راهنمایی آقای دکتر محمد اسمعیل متعهد می شوم :

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است .
- در استفاده از نتایج پژوهشهای محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است .
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است .
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید .
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا بافت های آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است .

۹۱/۶/۲۷

تاریخ :

امضاء دانشجو



مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق هادی لعلی و این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد . این مطلب باید به نحو مقتضی در لیدات علمی مربوطه ذکر شود .
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

چکیده:

با توجه به ابعاد زیاد سیستم‌های قدرت امروزی، مطالعات دینامیکی بسیار زمان‌بر می‌باشند. بسیاری از المان‌ها و متغیرهای سیستم‌های قدرت بزرگ نیز غیر ضروری هستند و یا تأثیری در رفتار دینامیک سیستم ندارند. از طرف دیگر دسترسی به کلیه اطلاعات دینامیکی یک سیستم بزرگ بسیار مشکل است. به همین دلیل در مطالعات دینامیکی عموماً از سیستم‌های قدرت معادل برای پیاده‌سازی مطالعات استفاده می‌شود.

در این پایان‌نامه سیستم مورد مطالعه شبکه سراسری برق کشور می‌باشد. ابتدا با استفاده از روش اسپارس باس‌های بار در شبکه کشور حذف گردیده‌اند. این کار باعث شده است تا ابعاد شبکه کشور بسیار کاهش یابد. در این پایان‌نامه روش جدیدی با عنوان الگوریتم هوشمند حذف برای انتخاب باس‌های مناسب برای حذف ارائه گردیده است. علاوه بر این بارها در باس‌های در حال حذف نیز با استفاده از الگوریتم جدیدی با عنوان الگوریتم انتقال بار امیدانس ثابت به باس‌های باقیمانده شبکه معادل انتقال یافته‌اند. رفتار دینامیکی شبکه معادل بدست آمده در این مرحله با دقت بالایی مشابه با رفتار مدل کامل شبکه کشور می‌باشد.

در قدم بعدی با تشخیص باس‌های ژنراتوری شبکه سراسری برق کشور، فاصله الکتریکی این باس‌ها با استفاده از روش جدیدی محاسبه شده و باس‌های ژنراتوری نزدیک به هم مشخص شده‌اند. با تعیین باس‌های ژنراتوری نزدیک به هم، ژنراتورهای نزدیک در گروه‌های مشخص قرار گرفته‌اند و شبکه کشور به هشت گروه ژنراتوری تقسیم بندی شده است. سپس هر یک از این گروه‌های ژنراتوری به یک یا دو نوع ژنراتور تبدیل شدند. پروسه ترکیب ژنراتورها با استفاده از تکنیک حفظ ساختار معادلات شبکه صورت پذیرفته است. در انتها در سه سناریوی مختلف رفتار مدل معادل و مدل کامل شبکه کشور با هم مقایسه شده‌اند. در کلیه سناریوها مدل معادل رفتاری کاملاً مشابه با مدل کامل داشته است.

فهرست مطالب

و		فهرست شکل ها
ح		فهرست جداول
۱		فصل اول: پیشگفتار
۲		۱-۱ مقدمه
۲		۲-۱ علل معادل سازی سیستم های قدرت
۳		۳-۱ معادل سازی دینامیکی سیستم های قدرت
۵		۴-۱ تقسیم بندی روش های معادل سازی سیستم های قدرت
۷		۵-۱ اهداف پایان نامه
۸		فصل دوم: مروری بر روش های معادل سازی سیستم های قدرت
۹		۱-۲ تبدیل شبکه
۹		۱-۱-۲ حذف نقاط گرهی
۱۱		۱-۱-۱-۲ روش ماتریس اسپارس
۱۳		۲-۱-۲ ترکیب گره ها
۱۳		۱-۲-۱-۲ روش دیمو
۱۵		۲-۲-۱-۲ روش ژاکوف
۱۷		۲-۲ معادل سازی دینامیکی با استفاده از همپایی
۱۹		۱-۲-۲ مفهوم همپایی
۲۲		۲-۲-۲ تشخیص همپایی
۲۳		۱-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با استفاده از فاصله الکتریکی
۲۳		۲-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با استفاده از الگوریتم خوشه بندی
۲۵		۳-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با روش تجزیه اسیلون
۲۵		۴-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با استفاده از ضرایب وابستگی
۲۷		۵-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با استفاده از پروسه تجزیه ساختار
۲۹		۳-۲-۲ ترکیب واحدهای تولیدی
۳۰		۱-۳-۲-۲ یکپارچگی دینامیکی
۲۱		۲-۳-۲-۲ یکپارچگی با استفاده از پاسخ فرکانسی
۳۲		۳-۳-۲-۲ یکپارچگی با استفاده از تکنیک حفظ ساختار معادلات شبکه
۳۴		۴-۳-۲-۲ یکپارچگی در دو مرحله
۳۶		۳-۲ معادل سازی دینامیکی با استفاده از مقادیر ویژه
۳۸		۱-۳-۲ معادل سازی رفتار دینامیکی
۳۹		۲-۳-۲ تشکیل معادل دینامیکی

۴۱	 معادل سازی دینامیکی با استفاده از تخمین	۴-۲
۴۲	 تخمین با استفاده از روش حداکثر شباهت	۱-۴-۲
۴۳	 تخمین با استفاده از روش حداقل مربعات خطا	۲-۴-۲
۴۴	 فصل سوم: کاهش ابعاد شبکه	
۴۵	 معادل سازی دینامیکی شبکه کشور	۱-۳
۴۷	 کاهش استاتیکی ابعاد شبکه کشور	۲-۳
۴۷	 انتخاب مجموعه باس های مناسب برای حذف	۱-۲-۳
۴۹	 مرحله اول: باس های بار	۱-۱-۲-۳
۴۹	 مرحله دوم: باس های مشابه نیروگاهی	۲-۱-۲-۳
۵۰	 مرحله سوم: باس های اصلی تبدیل ولتاژ	۳-۱-۲-۳
۵۰	 مرحله چهارم: باس های مرزی کشور با کشورهای همسایه	۴-۱-۲-۳
۵۱	 مرحله پنجم: باس های مرزی استان خراسان	۵-۱-۲-۳
۵۲	 ساخت ماتریس ادمیتانس معادل شبکه	۳-۳
۵۲	 تشکیل ماتریس ادمیتانس شبکه برق سراسری کشور	۱-۳-۳
۵۵	 کاهش ابعاد شبکه و ساخت ماتریس ادمیتانس معادل	۲-۳-۳
۵۶	 انتقال بار باس های حذف شده به باس های باقیمانده	۴-۳
۶۰	 تشکیل شبکه معادل	۵-۳
۶۱	 باس ها در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور	۱-۵-۳
۶۱	 باس های ژنراتوری	۱-۱-۵-۳
۶۳	 باس های تبدیل ولتاژ	۲-۱-۵-۳
۶۴	 باس های مرزی	۳-۱-۵-۳
۶۴	 خطوط انتقال در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور	۲-۵-۳
۶۷	 ترانسفورماتورهای قدرت در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور	۳-۵-۳
۷۰	 ژنراتورها در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور	۴-۵-۳
۷۱	 بارها در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور	۵-۵-۳
۷۲	 ارائه مدل معادل دینامیکی شبکه کشور	۶-۳
۷۴	 بررسی شبکه معادل دینامیکی کشور	۷-۳
۷۸	 فصل چهارم: ترکیب واحدهای تولیدی	
۷۹	 ترکیب واحدهای تولیدی	۱-۴
۷۹	 فاصله الکتریکی	۲-۴
۸۲	 تعیین گروه های ژنراتوری نزدیک	۳-۴
۸۲	 حذف کلیه باس های بار شبکه سراسری برق کشور	۱-۳-۴
۸۴	 محاسبه فاصله الکتریکی باس های ژنراتوری	۲-۳-۴

۸۴	 تعیین گروه‌های ژنراتوری	۳-۳-۴
۸۷	 ترکیب گروه‌های ژنراتوری	۴-۴
۹۶	 مطالعات بر روی مدل نهایی معادل دینامیکی شبکه کشور	۵-۴
۹۷	 سناریو پر بار شبکه خراسان	۱-۵-۴
۹۹	 سناریو میان بار شبکه خراسان	۲-۵-۴
۱۰۱	 سناریو کم بار شبکه خراسان	۳-۵-۴
۱۰۴	 فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهادات	
۱۰۵	نتایج	۱-۵
۱۰۷	پیشنهادهات	۲-۵
۱۰۸	 پیوست	
۱۰۹	 پیوست ۱	
۱۱۴	 پیوست ۲	
۱۱۹	 پیوست ۳	
۱۲۲	 مراجع	

فهرست شکل‌ها

شکل ۱-۱:	زیر سیستم‌های داخلی و خارجی: $\{B\}$ باس‌های مرزی، $\{L\}$ باس‌های بار و $\{G\}$	۵
شکل ۱-۲:	حذف نقاط گرهی: (a) شبکه قبل از حذف، (b) شبکه بعد از حذف، $\{E\}$ گره‌های حذف شده، $\{R\}$ گره‌های باقی مانده	۹
شکل ۲-۲:	حذف یک گره: (a) موقعیت قبل از حذف، (b) موقعیت بعد از حذف	۱۲
شکل ۳-۲:	ترکیب گره با استفاده از روش دیمو: (a) شبکه با شاخه‌های فرضی، (b) شبکه پس از حذف گره‌های شاخه‌های فرضی	۱۴
شکل ۴-۲:	ترکیب گره‌ها با روش ژاکوف: (a) شبکه قبل از ترکیب، (b) شبکه بعد از ترکیب	۱۵
شکل ۵-۲:	پروسه معادل‌سازی سیستم خارجی	۱۸
شکل ۶-۲:	مثالی از نوسانات روتور برای سه ژنراتور	۲۱
شکل ۷-۲:	نشان دادن همپایی دقیق: (a) نوسان روتور، (b) خط سیر در فضای زاویه روتور	۲۱
شکل ۸-۲:	ترکیب مکانیکی روتورهای همپا	۲۹
شکل ۹-۲:	مدل واحد تولیدی	۳۱
شکل ۱۰-۲:	معادل منطقه خارجی C	۳۶
شکل ۱۱-۲:	پیکر بندی اصلی سیستم	۳۷
شکل ۱۲-۲:	شبکه کاهش یافته با دو باس مرزی و دو ژنراتور	۴۰
شکل ۱۳-۲:	ساختار ژنراتور مدال k ام	۴۰
شکل ۱۴-۲:	تخمین با استفاده از روش حداکثر شباهت	۴۲
شکل ۱۵-۲:	تابع شباهت برای یک پارامتر	۴۲
شکل ۱-۳:	الگوریتم تعیین باس‌های حذف شونده	۴۸
شکل ۲-۳:	نحوه مدل‌سازی ترانس دو سیم پیچه و ترانس سه سیم پیچه	۵۴
شکل ۳-۳:	نمودار نحوه توزیع اندازه امپدانس خطوط انتقال در مدل کامل شبکه کشور	۶۶
شکل ۴-۳:	الگوریتم انتخاب نوع اتصالات در ماتریس ادمیتانس شبکه معادل	۶۷
شکل ۵-۳:	شماتیک مدل معادل دینامیکی شبکه کشور	۷۲
شکل ۶-۳:	مد شماره هشت از مدل کامل شبکه کشور	۷۵
شکل ۷-۳:	مد شماره شش از مدل معادل دینامیکی شبکه کشور	۷۵
شکل ۱-۴:	سیستم جرم و فنر	۸۰

۸۱	 شکل ۴-۲: مجموعه ژنراتورها در یک سیستم قدرت
۸۵	 شکل ۴-۳: موقعیت جغرافیایی باس‌های ژنراتوری در کشور
۸۶	 شکل ۴-۴: موقعیت جغرافیایی گروه‌های نهایی ژنراتوری کشور
۹۶	 شکل ۴-۵: مدل معادل نهایی شبکه کشور
۹۷	 شکل ۴-۶: موقعیت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور
۹۹	 شکل ۴-۷: موقعیت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور
۹۹	 شکل ۴-۸: موقعیت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور
۱۰۱	 شکل ۴-۹: موقعیت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور
۱۰۱	 شکل ۴-۱۰: موقعیت مد بین ناحیه در مدل کامل شبکه کشور
۱۰۳	 شکل ۴-۱۱: موقعیت مد بین ناحیه در مدل معادل شبکه کشور

فهرست جداول

۳۲	جدول ۱-۲: تابع انتقال حلقه باز برای تخمین مدل‌هایی معادل
۴۶	جدول ۱-۳: تعداد تجهیزات مورد استفاده در شبکه سراسری برق ایران
۵۱	جدول ۲-۳: مجموعه باس‌های اتصالات شبکه سراسری ایران با کشورهای همسایه
۵۲	جدول ۳-۳: مجموعه باس‌های مرزی بین شبکه خراسان و شبکه کشور
۶۱	جدول ۴-۳: مجموعه باس‌های ژنراتوری در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور
۶۸	جدول ۵-۳: مشخصات ترانسفورماتورهای قدرت شبکه به همراه امپدانس اتصالی
۷۴	جدول ۶-۳: مقایسه تأثیر کاهش توان نیروگاه‌های مختلف بر روی رفتار دینامیکی شبکه کشور ...
۷۵	جدول ۷-۳: ضرایب مشارکت مد شماره هشت در مدل کامل شبکه کشور
۷۶	جدول ۸-۳: ضرایب مشارکت مد شش از مدل معادل دینامیکی کشور
۷۶	جدول ۹-۳: مقایسه زمان محاسبه آنالیز مدال در مدل کامل و مدل معادل
۸۳	جدول ۱-۴: باس‌های ژنراتوری شبکه سراسری برق کشور
۸۵	جدول ۲-۴: گروه بندی ژنراتورها پس از مرحله هشتم
۸۶	جدول ۳-۴: گروه بندی ژنراتورها پس از مرحله پانزدهم
۸۶	جدول ۴-۴: گروه بندی ژنراتورها پس از مرحله بیست و چهارم
۸۸	جدول ۵-۴: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه اول
۸۹	جدول ۶-۴: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه دوم
۹۰	جدول ۷-۴: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه سوم
۹۱	جدول ۸-۴: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه چهارم
۹۲	جدول ۹-۴: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه پنجم
۹۳	جدول ۱۰-۴: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه ششم
۹۴	جدول ۱۱-۴: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه هفتم
۹۴	جدول ۱۲-۴: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه هشتم
۹۵	جدول ۱۳-۴: مقادیر بارها برای گروه‌های ژنراتوری مدل معادل شبکه کشور
۹۸	جدول ۱۴-۴: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور
۹۹	جدول ۱۵-۴: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور
۱۰۰	جدول ۱۶-۴: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور
۱۰۱	جدول ۱۷-۴: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور
۱۰۲	جدول ۱۸-۴: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور
۱۰۳	جدول ۱۹-۴: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور

فصل اول:

مقدمه

۱-۱ مقدمه

سیستم‌های قدرت الکتریکی امروزی بزرگ‌ترین سیستم‌های دینامیکی ساخت بشر هستند. گستردگی روز افزون این سیستم‌ها و نیاز شدید به انرژی الکتریکی تا حد زیادی پیچیدگی مطالعات بر روی این سیستم‌ها را افزایش داده است. تعریف اهداف اقتصادی در تأمین انرژی الکتریکی نیز علاوه بر تقویت جنبه رقابت، باعث شده تا حد امکان از ظرفیت سیستم‌های الکتریکی استفاده شود. کاهش حاشیه امن در بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت باعث شده تا لزوم پیاده‌سازی مطالعات دینامیکی امری ضروری به نظر برسد.

در مطالعات مختلف بر روی سیستم‌های قدرت از مدل کامل سیستم قدرت مورد مطالعه استفاده نمی‌شود بلکه با استفاده از فرض‌های مناسب سیستم قدرت مورد مطالعه، به طور مناسبی بر اساس نوع مطالعات کاهش یافته و معادل‌سازی می‌شود. استفاده از مدل کامل سیستم قدرت علاوه بر افزایش غیر ضروری حجم محاسبات مشکلات زیادی را در سر راه مطالعات بر روی سیستم‌های قدرت ایجاد می‌کند که برخی از این مشکلات در ادامه ارائه شده‌اند.

۲-۱ علل معادل‌سازی سیستم‌های قدرت

یکی از اصلی‌ترین موانع سر راه مطالعات سیستم‌های قدرت محدودیت‌های کاربردی در قدرت و حافظه محاسباتی کامپیوترها می‌باشد. امروزه قدرت محاسباتی کامپیوترها رشد چشمگیری داشته ولی از طرف

دیگر ابعاد و تجهیزات مورد استفاده در سیستم‌های قدرت نیز گسترده شده است. بنابراین قابلیت‌های محاسباتی کامپیوترها همچنان به عنوان یک عنصر محدود کننده در مسیر اجرا و پیاده‌سازی مطالعات دینامیکی بر روی مدل کامل سیستم قدرت در نظر گرفته می‌شود [۱].

فاصله زیاد برخی از تجهیزات سیستم قدرت از محل اغتشاش و تأثیر کم این تجهیزات بر روی رفتار استاتیکی و دینامیک شبکه، باعث شده تا از مدل‌سازی دقیق آن‌ها صرفه نظر گردد. صرفه نظر کردن از جزئیات مدل‌سازی یک نوع تجهیز منحصر به فرد، بر اساس نوع مطالعه و مقدار تأثیرگذاری المان در سیستم قدرت صورت می‌پذیرد [۲].

معمولاً سیستم‌های بزرگ و بهم پیوسته قدرت توسط چندین شرکت برق کنترل و مدیریت می‌شوند. هر یک از این شرکت‌ها دارای سیستم کنترلی منحصر به خودش بوده و به سایر شبکه به عنوان یک شبکه خارجی نگاه می‌کند. با توجه به خصوصی سازی شرکت‌های برق و رقابت فشرده حاکم بر این شرکت‌ها، عموماً دسترسی به جزئیات بهره‌برداری و اطلاعات شبکه‌های همسایه مقدور نیست. در این موارد از مدل معادل دینامیکی شبکه همسایه در مطالعات دینامیکی استفاده می‌شود [۳-۴].

در سیستم‌های قدرت الکتریکی امروزی، سیستم‌های کنترلی و حفاظتی سیستم به صورت مستقل دارای واحدهای اندازه‌گیری، محاسبات و تصمیم‌گیری هستند. یک سیستم کنترلی و حفاظتی سریع از ضروری‌ترین ملزومات کنترل و بهره‌برداری مناسب از سیستم‌های قدرت است. معادل‌سازی سیستم قدرت با کاهش حجم و زمان پردازش اطلاعات باعث می‌گردد تا سیستم‌های کنترلی و حفاظتی امروزی با سرعت هرچه بیشتر وظیفه خود را انجام دهند [۵].

۳-۱ معادل‌سازی دینامیکی سیستم‌های قدرت

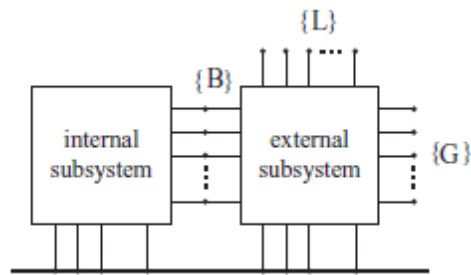
معادل‌سازی دینامیکی سیستم قدرت به معنای کاهش ابعاد شبکه با توجه به حفظ رفتار دینامیکی سیستم قدرت مورد مطالعه می‌باشد. مطالعات دینامیکی عموماً نیازمند زمان و حجم محاسباتی بسیار گسترده‌ای هستند. در معادل‌سازی دینامیکی معمولاً تنها بخشی از سیستم با عنوان سیستم داخلی، با جزئیات کامل

مدل می‌شود. باقی مانده سیستم یا همان سیستم خارجی با مدل‌هایی ساده نشان داده شده و مدل معادل دینامیکی سیستم نام می‌گیرد. در مدل کردن معادل دینامیکی سیستم قدرت باید توجه داشت که مدل استفاده شده برای چه نوع مطالعاتی مناسب است زیرا فرکانس نوسانات در پدیده‌های مختلف متفاوت خواهد بود. بنابراین بهتر است از یک ماشین برای معادل‌سازی سیستم قدرت خارجی استفاده شود و مدل این ماشین با مدل استفاده شده در سیستم مورد مطالعه یکسان باشد [۲].

برای بیشتر کاربردها علاوه بر معادل دینامیکی به معادل استاتیکی نیاز می‌باشد. با وجود اینکه مطالعات در این رابطه به دهه هفتاد میلادی باز می‌گردد ولی نرم افزارهای نامناسبی برای این نوع مطالعات موجود هستند. به همین دلیل تجربیات صنعتی کمی در این زمینه صورت پذیرفته و پروسه کاهش ابعاد شبکه اغلب به صورت ابتکاری انجام می‌شود [۶].

در معادل‌سازی دینامیکی سیستم‌های قدرت، شبکه قدرت عموماً به دو ناحیه تقسیم می‌شود. ناحیه اصلی یا همان سیستم مورد مطالعه ناحیه داخلی نامیده می‌شود. باقیمانده شبکه قدرت به عنوان ناحیه خارجی در نظر گرفته می‌شود. تقسیم کل سیستم به دو جزء داخلی و خارجی در شکل ۱-۱ نشان داده شده است. نقاط مابین سیستم داخلی و خارجی معمولاً گره‌های مرزی و یا گره‌های جدایی^۱ نامیده می‌شوند. تعیین گره‌های مرزی بین سیستم داخلی و خارجی از اهمیت بالایی برخوردار است [۱]. در مطالعات دینامیکی محل اغتشاش تعیین کننده گره‌های مرزی می‌باشد. سیستم داخلی سیستمی است که بیشترین تأثیر را از اغتشاش می‌پذیرد. سیستم خارجی سیستمی است که بیشترین تأثیر را بر روی رفتار سیستم داخلی می‌گذارد. در یک سیستم قدرت بزرگ با تعیین سیستم داخلی و خارجی، از باقیمانده سیستم صرفه نظر می‌شود [۲].

¹Tearing Nodes



شکل ۱-۱: زیر سیستم‌های داخلی و خارجی: $\{B\}$ باس‌های مرزی، $\{L\}$ باس‌های بار و $\{G\}$ باس‌های ژنراتوری سیستم خارجی [۱]

معادله‌های دینامیکی برای مطالعات پایداری گذرا، طراحی پایدار سازها و تعیین محدوده توان الکتریکی عبوری از هر منطقه استفاده می‌شوند. همان طور که می‌دانیم مطالعات گذرایی در سیستم‌های قدرت بزرگ بیشترین حجم محاسبات را به خود اختصاص داده است. از این رو پیشنهاد شده است تا ژنراتورها با یک منبع ولتاژ به همراه راکتانس مدل‌سازی شوند. در این حالت از مدل سیستم تحریک، گاورنر و سیستم توربین صرفه نظر شده است. با توجه به این مدل سازی آسان حجم محاسبات کامپیوتری به شدت کاهش می‌یابد ولی از طرف دیگر دقت مدل سازی نیز کاهش خواهد یافت. مدلی که در این حالت به دست می‌آید ممکن است در تعیین میرایی نوسانات سیستم خطای زیادی داشته باشد ولی می‌تواند فرکانس نوسانات را به صورت دقیق تخمین بزند. آنچه در مطالعات گذرایی از اهمیت زیادی برخوردار است وابستگی این نوع از مطالعات به نوع و اندازه اغتشاش است بنابراین در نقاط کار مختلف معادل دینامیکی شبکه متفاوت خواهد بود [۲].

۴-۱ تقسیم‌بندی روش‌های معادل سازی سیستم‌های قدرت

روش‌های معادل سازی شبکه‌های خارجی را می‌توان به طور کلی به دو دسته تقسیم کرد. این دسته‌بندی بر اساس نیاز یا عدم نیاز به اطلاعاتی در رابطه با پیکربندی و یا پارامترهای شبکه خارجی انجام می‌گردد. در برخی از روش‌ها هیچ گونه نیازی به استفاده از اطلاعات سیستم خارجی نیست. این روش‌ها بیشتر برای ارزیابی امنیت شبکه به صورت آنالین استفاده می‌شوند. به عنوان مثال از این روش‌ها می‌توان به کارهای

آقای فنگ^۱ در سال ۲۰۰۷ اشاره کرد. در این روش‌ها به طور معمول یک متغیر خاص از سیستم قدرت در باس‌های مرزی بین سیستم داخلی و خارجی اندازه‌گیری شده و سپس مدل معادل سیستم محاسبه می‌شود [۱].

در برخی از روش‌ها به اطلاعات شبکه خارجی نیاز است. این روش‌ها، روش‌هایی کاهش مدل نامیده می‌شوند. از این روش‌ها معمولاً برای بررسی آفلاین سیستم قدرت استفاده می‌شود. روش‌هایی کاهش مدل را می‌توان به سه گروه زیر تقسیم کرد [۱].

۱. کاهش فیزیکی: در این روش‌ها تلاش می‌شود تا یک مدل مناسب برای اجزای سیستم قدرت مثل ژنراتورها بارها و غیره بدست آید. این مدل بر اساس تأثیر هر یک از این اجزا در پاسخ سیستم به یک اغتشاش مشخص تعیین می‌شود. به طور معمول اجزایی که به محل اغتشاش نزدیک هستند با جزئیات بیشتر و اجزای دورتر به صورت ساده تری مدل می‌شوند.

۲. کاهش توپولوژیک: در این نوع تعدادی از گره‌های شبکه حذف شده و یا در مواردی با هم ترکیب می‌شوند تا ابعاد شبکه معادل تا حد ممکن کاهش یابد.

۳. کاهش مدال^۲: در این تکنیک از مدل‌هایی خطی سازی شده استفاده می‌شود. در این مدل‌ها مدهای تحریک نشده حذف شده‌اند. مدل معادلی که با استفاده از روش کاهش مدال به دست می‌آید به کمک مجموعه کاهش یافته‌ای از معادلات دیفرانسیل خطی ساخته می‌شود.

استفاده توأم از روش‌های کاهش فیزیکی و کاهش توپولوژیک منجر به مدل‌هایی معادل استاندارد سیستم مثل واحدهای تولید معادل، خطوط معادل، نقاط گرهی معادل و غیره می‌شود. از این رو معادل‌های توپولوژیک به راحتی به مدل سیستم داخلی متصل شده‌اند و به ما قابلیت بررسی کامل سیستم را با استفاده از نرم افزارهای استاندارد می‌دهد. اگر کاهش توپولوژیک شبکه با استفاده از یک روش مناسب انجام گیرد،

¹Feng

²Modal Reduction

مدل کاهش یافته به خوبی نشان دهنده کارایی دینامیکی و استاتیکی سیستم در مدت زمان حضور اغتشاش خواهد بود. در نهایت می‌توان از مدل معادل در بررسی پخش بار و یا مطالعات پایداری گذرا در سیستم داخلی در زمان وقوع اغتشاش استفاده کرد [۱].

۵-۱ اهداف پایان‌نامه

معادل‌سازی دینامیکی سیستم قدرت محور اصلی این پایان‌نامه را تشکیل می‌دهد. معادل‌سازی به گونه‌ای که مطالعات دینامیکی با دقت قابل قبولی بر روی سیستم معادل پیاده‌سازی شود. معادل‌سازی دینامیکی در سیستم‌های قدرت بزرگ با مشکلات فراوانی روبرو است که در این پایان‌نامه به آن‌ها پرداخته می‌شود.

بخش دوم از این پایان‌نامه به مطالعه روش‌های مختلف معادل‌سازی دینامیکی پرداخته است. در این بخش روش‌های معادل‌سازی دینامیکی سیستم‌های قدرت به طور مناسبی بررسی شده و نقاط ضعف و قوت آن‌ها معرفی شده است. قابلیت اجرای این روش‌ها بر روی سیستم‌های قدرت بزرگ نیز مورد بررسی قرار گرفته است. دو مشکل عمده بر سر راه معادل‌سازی دینامیکی سیستم‌های قدرت بزرگ، ناهمگرایی در پخش بار سیستم‌های قدرت و ابعاد بزرگ ماتریس‌های ادمیتانس و ماتریس مدال سیستم قدرت می‌باشد.

سیستم مورد مطالعه در این پایان‌نامه، شبکه سراسری برق ایران می‌باشد. در بخش سوم ابعاد شبکه سراسری برق کشور با استفاده از روش اسپارس کاهش می‌ابد. بارها در این شبکه نیز با الگوی جدیدی معادل‌سازی شده و به ازای باس‌های شبکه معادل کشور ارائه می‌شوند. الگوی جدید انتقال بار از مدل کامل به مدل معادل با استفاده از یک فرض مناسب با دقت بالایی انتقال بارها را از مدل کامل به مدل معادل انجام می‌دهد.

در بخش چهارم با بررسی فاصله الکتریکی ژنراتورها، ماشین‌های نزدیک به هم تشخیص داده شده و گروه‌های نزدیک با یک ژنراتور معادل جایگزین می‌شوند. در انتهای این بخش نیز به بررسی نتایج مطالعات دینامیکی بر روی شبکه معادل دینامیکی کشور و مدل کامل شبکه کشور می‌پردازد. با مقایسه این نتایج صحت و دقت معادل‌سازی دینامیکی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

فصل دوم:

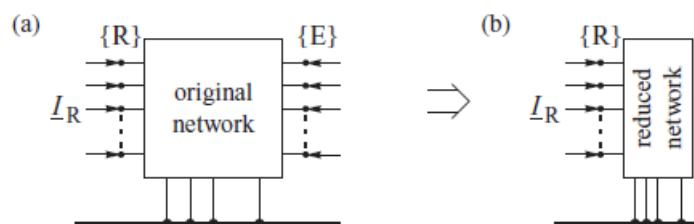
مروری بر روش‌های معادل‌سازی سیستم‌های قدرت

۱-۲ تبدیل شبکه

کاهش توپولوژیک به معنای حذف و یا ترکیب گره‌های غیر ضروری، کاهش شبکه بزرگ و تبدیل آن به یک شبکه کوچک‌تر معادل است. در اینجا منظور از تبدیل شبکه کاهش نقاط گرهی غیر ضروری شبکه در مطالعات دینامیکی است. برخی از نقاط گرهی هیچ‌گونه تأثیری در رفتار دینامیکی شبکه ندارند و تنها یک سری از معادلات جبری و متغیرهای غیرضروری را در معادلات وارد کرده و حجم محاسبات را افزایش می‌دهند. اولین مرحله در کلیه روش‌هایی معادل‌سازی دینامیکی حذف این نقاط گرهی است. از این مرحله به عنوان تبدیل شبکه یاد می‌شود.

۱-۱-۲ حذف نقاط گرهی [۱]

در این قسمت فرض بر این است که با حذف مجموعه نقاط $\{E\}$ از مدل شبکه، جریان‌ها و ولتاژهای گرهی در نقاط باقی مانده $\{R\}$ تغییری نکند. این امر در شکل ۱-۲ نشان داده شده است.



شکل ۱-۲: حذف نقاط گرهی: (a) شبکه قبل از حذف، (b) شبکه بعد از حذف، $\{E\}$ گره‌های حذف شده، $\{R\}$ گره‌های باقی مانده [۱]

قبل از هرگونه تغییری در مدل شبکه، شبکه با استفاده از معادلات گرهی مطابق با معادله ۱-۲ توصیف می‌شود.

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{RE} \\ Y_{ER} & Y_{EE} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_E \end{bmatrix} \quad (1-2)$$

در این حالت زیروند $\{E\}$ مربوط به گره‌های حذف شده و زیروند $\{R\}$ مربوط به گره‌های باقی مانده است. با استفاده از عملیات جبری ماتریس‌ها می‌توان جای ولتاژها و جریان‌ها را تعویض کرد.

$$\begin{bmatrix} I_R \\ V_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_R & K_I \\ K_V & Y_{EE}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_E \end{bmatrix} \quad (2-2)$$

در اینجا داریم

$$\begin{aligned} Y_R &= Y_{RR} - Y_{RE} Y_{EE}^{-1} Y_{ER} \\ K_I &= Y_{RE} Y_{EE}^{-1} \\ K_V &= -Y_{EE}^{-1} Y_{ER} \end{aligned} \quad (3-2)$$

ماتریس مربعی در معادله ۲-۲ معکوس جزئی^۱ ماتریس ادمیتانس است. جریان‌های گرهی در مجموعه باقیمانده $\{R\}$ برابرند با

$$\begin{aligned} I_R &= Y_R V_R + \Delta I_R \\ \Delta I_R &= K_I I_E \end{aligned} \quad (4-2)$$

معادله ۴-۲ رابطه بین ولتاژ و جریان در گره‌های باقیمانده از شبکه کاهش یافته را نشان می‌دهد. هر شبکه الکتریکی را می‌توان به صورت منحصر به فرد با ماتریس ادمیتانس آن معرفی کرد. ماتریس Y_R نشان دهنده شبکه کاهش یافته معادل از نقاط گرهی باقیمانده و شاخه‌های اتصال معادل بین آن‌ها است. این شبکه معمولاً به عنوان شبکه انتقالی^۲ معرفی شده و با ماتریس ادمیتانس انتقالی^۳ شناخته می‌شود. ماتریس K_I

¹Partial Inversion

²Transfer Network

³Transfer Admittance Matrix

جریان‌های گرهی را از گره‌های حذف شده به گره‌های باقی مانده منتقل می‌کند و از آن به عنوان ماتریس توزیع^۱ یاد می‌شود. هر جریان معادل ترکیبی از جریان‌های حذف شده است.

یک حالت دیگر برای رسیدن به معادله ۲-۴ قرار دادن ادمیتانس موازی ثابت $Y_{Ei} = S_i^*/V_i^2$ به جای توان تزریقی گرهی در هر یک از گره‌های حذف شده و اضافه کردن آن به درایه‌های قطری ماتریس Y_{EE} با علامت مناسب است. در این حالت جریان تزریقی هر یک از گره‌ها صفر شده و در مدل کاهش یافته هیچ جریان معادلی وجود نخواهد داشت. اجرای این پروسه مشکلات زیادی را در بر دارد. یکی از این مشکلات اینست که شاخه معادل موازی به علت معادل شد توان اکتیو دارای رسانایی زیادی خواهد بود، از این رو نسبت X/R کوچک شده و در همگرایی پخش بار مشکل ایجاد خواهد کرد. در منابع مختلف از روش حذف گره‌های شبکه با استفاده از معادلات ۲-۲ و ۲-۴ به عنوان متفاوتی یاد شده است. برای مثال در کتاب بررسی سیستم‌های قدرت استیونسون این روش به عنوان معادل وارد^۲ معرفی شده است.

۱-۱-۱-۲ روش ماتریس اسپارس^۳ [۱]

در موارد کاربردی از تکنیک‌های ماتریس اسپارس برای حذف نقاط گرهی و کاهش حجم محاسبات و پیچیدگی شبکه در مطالعات مختلف استفاده می‌شود. این تکنیک معادل با حذف گوسی^۴ ستون و ردیف متناظر با یک گره خاص در ماتریس ادمیتانس است. یک مرحله از این پروسه در نظر گرفته می‌شود. فرض کنید قرار است گره k از مجموعه $\{E\}$ حذف شود. در این شرایط ماتریس $Y_{EE} = Y_{kk}$ عددی بوده، Y_{RE} ستون و Y_{ER} ردیف آن است. دومین جزء از ماتریس Y_R به صورت زیر خواهد بود

$$Y_{RE} Y_{EE}^{-1} Y_{ER} = \frac{1}{Y_{kk}} \begin{bmatrix} Y_{1k} \\ \vdots \\ Y_{ik} \\ \vdots \\ Y_{nk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{k1} & \cdots & Y_{kj} & \cdots & Y_{kn} \end{bmatrix} = \frac{1}{Y_{kk}} \begin{bmatrix} \vdots \\ Y_{ik} Y_{kj} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (۵-۲)$$

¹Distribution Matrix

² Ward Equivalent

³Sparse Matrix

⁴Gaussian Elimination

در اینجا n تعداد گره‌ها در مجموعه $\{R\}$ است. فرض کنید Y_{ij}^{old} یکی از اجزای ماتریس Y_{RR} و Y_{ij}^{new} یکی از اجزای ماتریس Y_R است. معادلات ۲-۳ و ۲-۵ نشان می‌دهند که حذف گره k هر یک از اجزای ماتریس جدید Y_R را به صورت زیر تغییر می‌دهد.

$$Y_i^{new} = Y_{ij}^{old} - \frac{Y_{ik}Y_{kj}}{Y_{kk}} \quad (۲-۶)$$

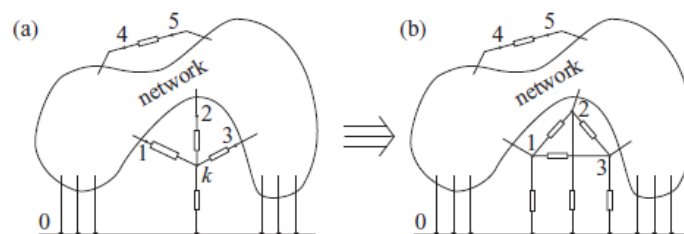
اگر گره i مستقیماً به گره k متصل باشد گره همسایه نامیده شده و کلیه ادmittانس‌های متقابل متناظر با آن $Y_{ik} \neq 0$ می‌شوند. ادmittانس متقابل برای گره‌های غیر همسایه صفر خواهد بود. توجه کنید که معادله ۲-۶ یک حالت کلی از تبدیل ستاره مثلث است. معادله ۲-۶ نشان می‌دهد که

▪ اگر گره‌های i و j در همسایگی گره k نباشند، حذف گره k تغییری در ادmittانس Y_{ij} ایجاد نمی‌کند.

▪ حذف گره k باعث تغییر در ادmittانس مابین گره‌های همسایه خود می‌شود. این تغییر باعث ایجاد اتصالاتی مابین این گره‌ها می‌شود که در حالت عادی وجود ندارند.

▪ ادmittانس خودی گره‌های همسایه k نیز بر اساس معادله ۲-۶ زمانی که $i = j$ تغییر خواهد کرد.

موقعیت‌های مختلف اتصالات شبکه در شکل ۲-۲ نشان داده شده‌اند. در شکل ۲-۲ گره‌های ۱، ۲ و ۳ همسایه‌های گره k بوده و حذف گره k اتصالاتی ما بین این گره‌ها به وجود آورده است. گره‌های ۴ و ۵ همسایه نبوده و اتصالات آن‌ها تغییری نخواهد کرد.



شکل ۲-۲: حذف یک گره: (a) موقعیت قبل از حذف، (b) موقعیت بعد از حذف [۱]

هنگامی که از تکنیک‌های ماتریس اسپارس استفاده می‌شود، برای کاهش تعداد عملیات‌های جبری و همچنین اطمینان از اسپارسی بودن شکل ماتریس حاصل، چگونگی انتخاب و ترتیب انتخاب نقاط گرهی مجموعه $\{E\}$ اهمیت خواهد داشت. به طور کلی یک روش عمومی نیز برای حذف بهینه نقاط گرهی وجود ندارد و معمولاً از روش‌هایی ساده و ابتکاری استفاده می‌شود. از فرض‌های زیر برای طراحی الگوریتم حذف نقاط گرهی در هر مرحله می‌توان استفاده کرد.

- گرهی حذف شود که کمترین تعداد همسایه را داشته باشد.
- گرهی حذف شود که با حذف آن کمترین اتصالات جدید بین گره‌ها ایجاد شود.

۲-۱-۲ ترکیب گره‌ها^۱

در ترکیب گره‌ها سعی بر این است که تا مجموعه‌ای از نقاط گرهی $\{A\}$ با نقطه معادل a جایگزین شود. در این قسمت مجموعه $\{R\}$ نقاط گرهی باقیمانده هستند. روش‌هایی مختلفی برای ترکیب ژنراتورها وجود دارد که در ادامه ذکر شده است.

۲-۱-۲-۱ روش دیمو^۲ [۷]

اصول کلی این روش در شکل ۳-۲ نشان داده شده و در سال ۱۹۷۱ توسط دیمو معرفی شده است. در اولین مرحله از روش دیمو برای ترکیب گره‌ها تعدادی از شاخه‌های فرضی به شاخه‌های مجموعه $\{A\}$ متصل می‌شوند. ادِمیتانس این شاخه‌ها به گونه‌ای انتخاب می‌شوند که ولتاژ ترمینال کلیه شاخه‌های افزوده شده یکسان باشد. سپس ترمینال‌های هم پتانسیل با کمک یک گره کمکی به نام f به هم متصل می‌شوند. علت این اتصال مساوی بودن ولتاژ به علت انتخاب ادِمیتانس شاخه‌ها است. معمولاً این ادِمیتانس‌ها از طریق تزریق توان در یک ولتاژ مشخص به گره مورد نظر تعیین می‌شوند.

$$Y_{fi} = \frac{S_i^*}{V_i^2} \rightarrow i \in \{A\} \quad (7-2)$$

^۱Aggregation of Nodes

^۲Dimo's

سپس ولتاژ در باس فرضی f صفر خواهد بود. ولتاژ صفر در گره معادل مناسب نیست بنابراین یک شاخه اضافی با ادمیتانس منفی معمولاً به گره f اضافه می‌شود. این شاخه ولتاژ را در ترمینال گره افزایش داده و به مقدار نامی شبکه نزدیک می‌کند. یک انتخاب مناسب برای این ادمیتانس منفی با استفاده از معادله ۸-۲ بدست می‌آید.

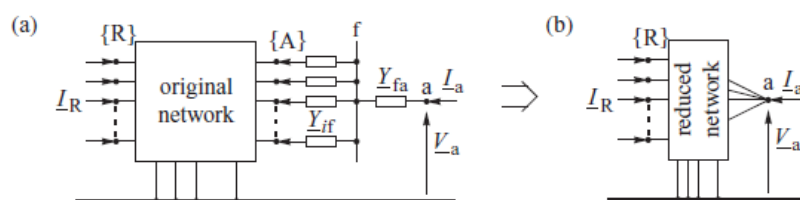
$$Y_{fa} = -\frac{S_a^*}{V_i^2} \quad (8-2)$$

$$S_a = \sum_{i \in \{A\}} S_i$$

این عمل ولتاژ V_a در گره معادل را برابر با میانگین وزنی ولتاژ گره‌های ترکیب شده قرار می‌دهد.

$$V_a = \frac{S_a}{I_a^*} = \frac{\sum_{i \in \{A\}} S_i}{\sum_{i \in \{A\}} \left(\frac{S_i}{V_i} \right)^*} \quad (9-2)$$

با حذف نقطه گرهی کمکی f به همراه گره‌هایی که متعلق به مجموعه $\{A\}$ هستند، شبکه معادلی با عنوان مدار شعاعی مستقل معادل $^{(1)}(ERI)$ به دست می‌آید که گره معادل را به گره‌های باقی مانده متصل می‌نماید. علاوه بر مدار ERI پروسه حذف، تعدادی اتصالات اضافی در گره‌های باقیمانده تولید می‌کند.



شکل ۳-۲: ترکیب گره با استفاده از روش دیمو: (a) شبکه با شاخه‌های فرضی، (b) شبکه پس از حذف گره‌های شاخه‌های فرضی [۱]

اگر نقطه کار شبکه کاهش یافته نسبت به شبکه اصلی متفاوت باشد، شبکه معادل تنها در صورتی دقت کافی نسبت به شبکه واقعی را خواهد داشت که ادمیتانس‌های شاخه‌های فرضی در معادله ۷-۲ ثابت فرض شوند. در این روش برای گره‌های بار، بار به صورت امپدانس ثابت مدل می‌شود. گره‌های ژنراتوری با ولتاژ ثابت و توان راکتیو و اکتیو خروجی ثابت در نظر گرفته می‌شوند. در روش دیمو تعداد زیادی شاخه فرضی

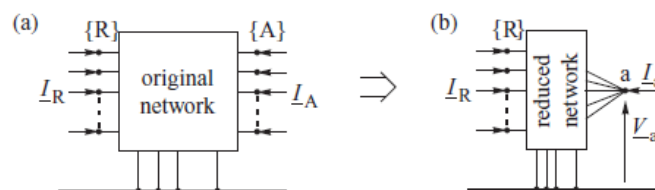
¹Radial Equivalent Independent (ERI)

برای حذف گره f و گره‌های مجموعه $\{A\}$ تولید می‌شود. از طرف دیگر ترکیب ادمیتانس منفی شاخه با مقاومت می‌تواند در زمینه همگرایی پخش بار اختلال ایجاد کند.

۲-۲-۱-۲ روش ژاکوف^۱ [۸]

این روش ترکیب گره‌ها اولین بار توسط ژاکوف در سال ۱۹۶۴ معرفی شد. سپس در سال ۱۹۷۱ توسط برناس^۲ روابط بهینه سازی شدند که در این قسمت روابط ارائه شده توسط برناس معرفی می‌شوند. روش ترکیب ژاکوف در شکل ۴-۲ نشان داده شده است. این ترکیب همواره باید در دو شرط زیر صدق کند.

- این ترکیب نباید جریان‌ها و ولتاژهای I_R و V_R را در گره‌های باقی مانده تغییر دهد.
- توان اکتیو و راکتیو تزریقی به گره معادل برابر با مجموع توان‌های تزریقی هر یک از گره‌های ترکیب شده باشد.



شکل ۴-۲: ترکیب گره‌ها با روش ژاکوف: (a) شبکه قبل از ترکیب، (b) شبکه بعد از ترکیب [۱]

تبدیل شبکه را می‌توان با استفاده از معادله ۱۰-۲ توصیف کرد.

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{RA} \\ Y_{AR} & Y_{AA} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_A \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} I_R \\ I_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{Ra} \\ Y_{aR} & Y_{aa} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_a \end{bmatrix} \quad (10-2)$$

در این حالت زیروند a مربوط به یک گره منفرد معادل بوده و Y_{Ra} و Y_{aR} ستون و سطر متناظر با این گره هستند. برای برآورده کردن اولین شرط داریم

$$\begin{aligned} Y_{RR} V_R + Y_{RA} V_A &= Y_{RR} V_R + Y_{Ra} V_a \\ Y_{RA} V_A &= Y_{Ra} V_a \end{aligned} \quad (11-2)$$

برای برقراری این شرط به ازای هر بردار V_A معادله ۱۲-۲ باید برقرار باشد

¹Zhukov's Method

²Bernas

$$Y_{Ra} = Y_{RA} \nu \quad (12-2)$$

در اینجا

$$\nu = V_a^{-1} V_A = \begin{bmatrix} \nu_1 \\ \nu_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (13-2)$$

بردار نسبت تبدیل ولتاژ بین گره‌های ترکیب شده و گره معادل است. برای برقراری شرط دوم داریم

$$V_a I_a^* = V_A^T I_A^* \quad (14-2)$$

در معادله ۱۴-۲ سمت چپ نشان دهنده توان تزریقی به گره معادل بوده و سمت راست نشان دهنده مجموع توان‌های تزریقی گره‌های ترکیب شده است. با جایگذاری مقادیر I_a و I_A به دست آمده از رابطه ۱۰-۲ در معادله ۱۴-۲ خواهیم داشت

$$V_a Y_{aR}^* V_R^* + V_a Y_{aa}^* V_a^* = V_A^T Y_{AR}^* V_R^* + V_A^T Y_{AA}^* V_A^* \quad (15-2)$$

برای برقراری معادله ۱۵-۲ به ازای هر بردار V_A روابط زیر باید برقرار باشند.

$$\begin{aligned} Y_{aR} &= \nu^{*T} Y_{AR} \\ Y_{aa} &= \nu^{*T} Y_{AA} \nu \end{aligned} \quad (16-2)$$

در نهایت با جایگذاری معادله ۱۲-۲، ۱۶-۲ و ۱۷-۲ در معادله ۱۰-۲ خواهیم داشت.

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{Ra} \nu \\ \nu^{*T} Y_{aR} & \nu^{*T} Y_{aa} \nu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_a \end{bmatrix} \quad (17-2)$$

معادلات ۱۲-۲، ۱۶-۲ و ۱۷-۲ نشان دهنده ادمیتانس شبکه معادل هستند. ادمیتانس شاخه‌های معادل که گره معادل را به گره‌های باقی مانده متصل می‌کنند، به بردار نسبت تبدیل ν و زاویه ولتاژ در باس معادل وابسته است. با توجه به اینکه سعی می‌شود تا شاخه‌های معادل مقاومت کمی داشته باشند می‌توان زاویه ولتاژ در گره معادل را برابر با میانگین وزنی زاویه ولتاژ در گره‌های ترکیب شده در نظر گرفت.

$$\delta_a = \frac{\sum_{i \in \{A\}} S_i \delta_i}{\sum_{i \in \{A\}} S_i} \quad (18-2)$$

$$\delta'_a = \frac{\sum_{i \in \{A\}} M_i \delta_i}{\sum_{i \in \{A\}} M_i}$$

در اینجا S_i توان ظاهری تزریق شده به گره ترکیب شده i و M_i ضریب اینرسی واحد نصب شده در گره ترکیب شده i ام است. رابطه اول را می‌توان برای کاربردهای آنالیز حالت دائم مورد استفاده قرار داد. از رابطه دوم برای ترکیب گره‌های ژنراتوری در مدل‌هایی ساده و کلاسیک پایداری گذرا استفاده می‌شود. در مقایسه با روش دیمو در این روش شاخه‌های فرضی تعریف نمی‌شوند ولی شاخه‌های فرضی موازی در گره‌های باقیمانده ایجاد خواهد شد.

۲-۲ معادل‌سازی دینامیکی با استفاده از همپایی^۱

یکی از روش‌هایی معادل‌سازی دینامیکی بر اساس مفهوم همپایی ژنراتورهایی است که با هم نوسان می‌کنند. در مطالعات پایداری گذرای سیستم قدرت الکتریکی تعدادی از گروه‌های ژنراتوری با هم نوسانات همپا دارند. این نوسانات در یک گروه ژنراتوری با فرکانس مشابه و با زوایایی بسیار نزدیک به هم اتفاق می‌افتد. پس از مشخص شدن گروه‌های ژنراتوری همپا، هر گروه ژنراتوری وابسته به نوع ژنراتورها با یک یا چند نوع ژنراتور معادل جایگزین می‌شوند. برای مثال در یک شبکه با تعدادی از ژنراتورهای آبی و بخار، شبکه با دو نوع ژنراتور آبی و بخار معادل خواهد شد [۲].

برخی از روش‌هایی همپایی از اندازه‌گیری‌های لحظه‌ای^۲ استفاده می‌کنند. در این روش‌ها اندازه‌گیری واقعی بر روی شبکه صورت پذیرفته و ژنراتورهای همپا مشخص می‌شوند بنابراین مدل‌سازی در آن جایی ندارد. با توجه به اینکه این اندازه‌گیری‌ها پس از رخداد یک حادثه صورت می‌پذیرد از این روش نمی‌توان در تشخیص جزایر یا تشخیص همپایی آنالین استفاده کرد [۹]. روش معادل‌سازی بر اساس سه فرض زیر صورت می‌پذیرد:

^۱Coherency

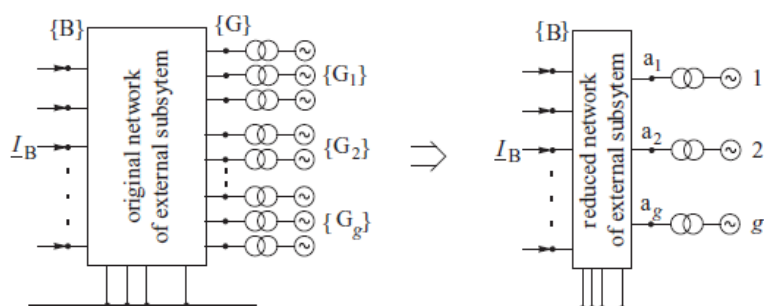
^۲ Real Time

- سیستم به دو قسمت داخلی و خارجی تقسیم می‌شود.
- در بخش داخلی، ژنراتورها و بارها با مدل‌هایی دقیق و مرتبه بالا مدل‌سازی می‌شوند.
- در بخش خارجی بارها به صورت یک امپدانس ثابت مدل شده و ژنراتورها با استفاده از مدل‌هایی کلاسیک معرفی می‌شوند.

با توجه به این سه فرض معادل‌سازی دینامیکی به شدت ساده شده و از سه مرحله زیر تشکیل می‌شود.

- حذف گره‌های بار در سیستم خارجی
 - تشخیص گروه‌های همپای ژنراتوری در سیستم خارجی
 - ترکیب گروه‌های همپای ژنراتوری
- در ابتدا باید گره‌های بار با استفاده از روش‌هایی حذف و یا ترکیب گره‌ها حذف شوند. از شبکه باقیمانده به عنوان شبکه معادل PV یاد می‌شود زیرا که بدون در نظر گرفتن گره‌های مرزی تنها از گره‌های ژنراتوری تشکیل شده است. در این حالت بارها بر روی گره‌های مرزی و گره‌های ژنراتوری توزیع می‌شوند. برای برخی از مطالعات سیستم‌های قدرت شاید مناسب باشد که گره‌های بار حذف شود ولی باید برخی از گره‌های بار با هم ترکیب شوند تا شرایط و نقطه کار شبکه در معادل‌سازی دینامیکی حفظ شود [۱].

پس از تشخیص گروه‌های همپای ژنراتوری باید این ژنراتورها با هم ترکیب شوند. شکل ۲-۵ نشان دهنده پروسه کامل تشکیل مدل معادل سیستم خارجی است. در شبکه خارجی اصلی تعداد زیادی از گروه‌های ژنراتوری حضور دارند که این گروه‌ها با ژنراتورهای معادل جایگزین می‌شوند [۱].



شکل ۲-۵: پروسه معادل‌سازی سیستم خارجی [۹]

یک نکته مهم امکان تغییر در گروه‌های همپای ژنراتوری قبل و بعد از سویچ زنی است. علت این امر وابسته بودن رفتار دینامیکی شبکه به نقطه کار است. نکته دیگر امکان همپا نبودن واحدهای غیر مشابه در یک نیروگاه است بنابراین باید ژنراتورهای هر نیروگاه تا حد امکان به صورت مجزا بررسی شوند. موضوع دیگر یکسان بودن شرایط پخش بار پس از معادل‌سازی و جایگزینی گروه‌های همپا با ژنراتور معادل است زیرا که ممکن است پس از معادل‌سازی تعادل بین تولید و مصرف برقرار نباشد [۲].

معمولاً گروه‌های همپای ژنراتوری بر اساس انحراف زاویه روتور مشخص می‌شوند. برای هر یک از گروه‌ها بزرگ‌ترین ماشین به عنوان ماشین مبنا در نظر گرفته می‌شود. ظرفیت این ژنراتور برابر با کل مگا ولت آمپر تولیدی در گروه همپا در نظر گرفته می‌شود. اینرسی برای یک سیستم n ماشین به صورت $\sum MVA_i H_i / MVA_i$ در نظر گرفته می‌شود. مقدار راکتانس و مقاومت گروه ژنراتورها نیز باید بر حسب مگا ولت آمپر جدید پریونیت شود [۲].

۲-۲-۱ مفهوم همپایی [۱۰-۱۳]

همان‌طور که در بخش ۲-۲-۱-۲ مشخص شد ادمیتانس در یک شبکه معادل به نسبت تبدیل بین گره‌های ترکیب شده در مجموعه $\{A\}$ و گره‌های معادل وابسته است. از این رو شبکه معادلی که برای یک نقطه کار خاص مورد استفاده قرار بگیرد در صورتی برای بقیه حالت‌ها نیز کاربرد خواهد داشت که این نسبت تبدیل برای کلیه گره‌ها طبق معادله ۲-۱۹ ثابت باقی بماند.

$$\frac{V_i(t)}{V_a(t)} = \frac{\hat{V}_i}{\hat{V}_a} = v_i = C \quad (۲-۱۹)$$

در اینجا متغیرهایی که دارای مد هستند نشان‌دهنده نقطه تعادل پایدار اولیا می‌باشند. معادل دینامیکی بر اساس این نقطه کار ساخته می‌شود. برای دو گره i, j این معادله ۲-۱۹ به صورت معادله ۲-۲۰ نوشته می‌شود.

$$\frac{V_i(t)}{V_a(t)} = \frac{V_i}{V_a} e^{j[\delta_i(t) - \delta_j(t)]} = \frac{\hat{V}_i}{\hat{V}_j} e^{j[\hat{\delta}_i - \hat{\delta}_j]} = C \quad (۲-۲۰)$$

گره‌هایی که این شرایط را برآورده کنند گره‌های همپای الکتریکی و یا به طور ساده گره‌های همپا نامیده می‌شوند. اگر دامنه ولتاژ در گره‌ها ثابت باشد (مثل گره‌های PV) شرایط همپایی در معادله ۲-۲۰ به صورت معادله ۲-۲۱ ساده خواهد شد.

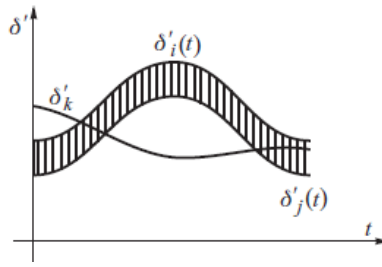
$$\delta_i(t) - \delta_j(t) = \hat{\delta}_{ij} \quad (21-2)$$

در اینجا $\hat{\delta}_i(t) - \hat{\delta}_j(t) = \hat{\delta}_{ij}$ مقدار اولیه است. تجربیات نشان داده است که گره‌های بار هرگز با هم همپا نخواهند بود. زیرا تنها گره‌های باری که بسیار از محل اغتشاش دور هستند دارای دامنه و زاویه ولتاژ ثابتی هستند. از طرف دیگر به راحتی می‌توان گروهی از گره‌های ژنراتوری را مشخص کرد که با هم همپا باشند زیرا که ژنراتورها به طور طبیعی تمایل دارند با هم نوسان کنند. برای ژنراتورهایی که با مدل‌هایی کلاسیک مدل سازی می‌شوند ولتاژ گره برابر با ولتاژ داخلی ژنراتور یا همان E'_i است. در این حالت دامنه E'_i ثابت بوده و زاویه متناظر با این ولتاژ δ'_i نیز زاویه روتور در نظر گرفته می‌شود. برای این ژنراتورها شرایط همپایی به صورت معادله ۲-۲۲ ساده می‌شود.

$$\delta'_i(t) - \delta'_j(t) = \hat{\delta}_{ij} \quad (22-2)$$

در اینجا $\hat{\delta}'_i(t) - \hat{\delta}'_j(t) = \hat{\delta}_{ij}$ مقادیر اولیه هستند. معادله همپایی ۲-۲۲ برای روتور ژنراتورها نیز برقرار بوده و به عنوان همپایی الکترومکانیکی^۱ مطرح می‌شود. به عنوان مثال نوسان ژنراتور برای سه ژنراتور در شکل ۲-۶ نشان داده شده است. ژنراتورهای i, j زمانی دارای همپایی الکترومکانیکی هستند که اختلاف بین زاویه روتور آن‌ها با وجود نوسان زاویه در هر دو ژنراتور تقریباً ثابت است. ژنراتور k با دو ژنراتور دیگر همپا نیست زیرا که تغییرات زاویه روتور آن‌ها متفاوت است.

¹Electromechanical Coherency



شکل ۲-۶: مثالی از نوسانات روتور برای سه ژنراتور [۱]

معادله ۲-۲۲ را می‌توان به صورت $(\delta'_i - \hat{\delta}'_i) - (\delta'_j - \hat{\delta}'_j) = 0$ یا $(\Delta\delta'_i - \Delta\delta'_j) = 0$ نوشت. برای کارهای عملی همپایی تقریبی به صورت معادله ۲-۲۳ تعریف می‌شود

$$|\Delta\delta'_i - \Delta\delta'_j| \leq \varepsilon_{\Delta\delta} \quad (2-23)$$

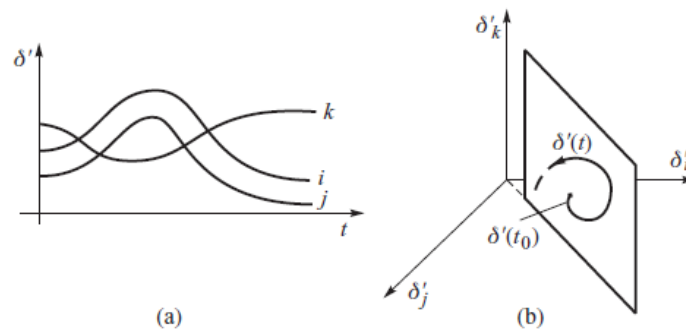
در اینجا $\varepsilon_{\Delta\delta}$ یک عدد مثبت کوچک می‌باشد. ژنراتورهای کاملاً همپا در نظر گرفته می‌شود که در شرط زیر صدق کنند. البته ژنراتورهای کاملاً همپا در شبکه‌های واقعی به ندرت اتفاق می‌افتند.

$$\varepsilon_{\Delta\delta} = 0$$

نکته قابل توجه اینست که نوسان در ژنراتورهای همپا را توسط یک حرکت به صورت شکل ۲-۷ نشان می‌دهند. در اینجا ژنراتورهای i, j با هم همپایی الکترومکانیکی داشته و در صفحه با مختصات δ'_i و δ'_j خط سیر این دو ژنراتور به کمک شرط همپایی در معادله ۲-۲۳ بدست آمده است. مسلم است که δ'_i به عنوان تابعی از δ'_j به صورت یک خط مستقیم است. زمانی که تعداد ژنراتورها زیاد باشد خط سیر بر روی خطوط تقاطع صفحات قرار می‌گیرد. این خطوط تقاطع را می‌توان با استفاده از معادله ۲-۲۴ توصیف کرد.

$$(2-24)$$

$$\phi(\delta') = 0$$



شکل ۲-۷: نشان دادن همپایی دقیق: (a) نوسان روتور، (b) خط سیر در فضای زاویه روتور [۱]

در اینجا $\phi(\delta')$ یک تابع برداری از توابع زیر است. معادله ۲-۲۵ برای هر ژنراتور همپا در گروه $\{A\}$ به صورت یک محدودیت بر روی حرکت روتور اعمال می‌شود.

$$\phi_j(\delta) = \delta'_i - \delta'_j - \hat{\delta}'_{ij} = 0 \quad (2-25)$$

۲-۲-۲ تشخیص همپایی

تشخیص همپایی پیچیده‌ترین بخش معادل‌سازی دینامیکی با استفاده از روش همپایی است. معادل توپولوژیک شبکه که با استفاده از ترکیب گره‌های ژنراتوری به دست می‌آید تنها در صورتی دارای نتایج دقیق خواهد بود که در طی حضور یک اغتشاش در سیستم داخلی ژنراتورهای حاضر در یک گروه همپا باقی بماند. بنابراین مشکل اصلی در اینجا، چگونگی تشخیص همپایی ژنراتورها بدون اجرای شبیه سازی دینامیکی در سیستم کامل با حضور اغتشاش است [۱].

مزایای تشخیص گروه‌های همپای ژنراتوری در شبکه عبارتند از

- بهبود محدوده امنیتی شبکه با استفاده از کنترلرها بر اساس همپایی
- ساده سازی استراتژی‌های کنترلی هنگامی که از سیاست‌های غیر متمرکز استفاده می‌شود
- بهبود در جاییابی و جایگذاری واحدهای اندازه گیری فاز^۱
- استفاده از روش‌هایی کنترل اصلاحی با جزیره‌ای کردن شبکه
- کاهش مرتبه سیستم‌های پیچیده برای مطالعات دینامیکی

یک راه حل آسان برای این کار در نظر گرفتن ژنراتورها با مدل کلاسیک است زیرا مدل کلاسیک به خوبی رفتار همپایی ژنراتور را منعکس می‌کند. نکته دیگری که باید مورد توجه قرار بگیرد تکرار اطلاعات مورد نیاز برای مطالعه سیستم در گروه‌های همپای ژنراتوری می‌باشد. به عنوان مثال در مطالعه کنترل پذیری و مشاهده پذیری ژنراتورهای همپا، اطلاعات گسترده‌ای در این گروه‌های همپا ارائه می‌شوند که وجود این

¹Phase Measurement Unit (PMU)

اطلاعات ضرورتی ندارد. بنابراین با ترکیب گروه‌های همپای ژنراتوری از تکرار اطلاعات جلوگیری می‌شود [۱۴].

۲-۲-۲-۱ تشخیص همپایی با استفاده از فاصله الکتریکی [۱۵-۱۶]

روش‌های تشخیص همپایی با استفاده از فاصله الکتریکی از ابتدایی‌ترین روش‌های تشخیص همپایی هستند. کارها در این زمینه به دهه هفتاد میلادی باز می‌گردد. در این روش‌ها عموماً از شاخص فاصله الکتریکی برای تعیین میزان وابستگی رفتار الکتریکی دو المان (باسبار) به یکدیگر استفاده می‌شود.

در این روش‌ها از ادمیتانس اتصالی مابین باس‌های ژنراتوری به عنوان فاصله الکتریکی بین ژنراتورها یاد می‌شود. هرچه مقدار ادمیتانس اتصال بین باس‌های ژنراتوری بیشتر باشند، فاصله الکتریکی دو ژنراتور کمتر و ژنراتورها به هم نزدیک‌ترند.

۲-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با استفاده از الگوریتم خوشه بندی^۱ [۱۷-۱۹]

همان‌طور که میدانیم دو ژنراتور همپا در نظر گرفته می‌شوند در صورتی که اختلاف زاویه روتور این دو ژنراتور در یک محدوده مشخص ثابت بماند. برای این کار هم می‌توان زاویه ولتاژ داخلی ژنراتور و هم زاویه ولتاژ باس ژنراتور را در نظر گرفت. همپایی زاویه ولتاژ باس‌های ژنراتور در قسمت کاهش شبکه و همپایی زاویه ولتاژ داخلی ژنراتور در قسمت ترکیب واحدهای تولیدی^۲ مطرح می‌شود. برای بررسی زاویه ولتاژ، این ژنراتورها باید به طور مناسبی مدل‌سازی شوند تا رفتار دینامیکی روتور به طور دقیق مشخص شود. بنابراین ابتدا مدل ساده شده سیستم قدرت برای مطالعات همپایی معرفی می‌شود.

در این راستا دو فرض را در نظر گرفته میشود. فرض اول اینکه گروه‌های همپا مستقل از اندازه اغتشاش هستند. این فرض با در نظر گرفتن خطا در یک باس مشخص صورت می‌پذیرد و مشاهده میشود که با افزایش زمان خطا گروه‌های همپا تغییر عمده ای نمی‌کنند. فرض دوم اینکه گروه‌های همپا مستقل از میزان

¹Clustering

²Generating Unit Aggregation

جزئیات در مدل ژنراتور هستند بنابراین می‌توان از مدل کلاسیک ژنراتور استفاده کرده و از سیستم تحریک و گاورنر صرفه نظر کرد. این فرض بر این اساس شکل گرفته که جزئیات بیشتر در ژنراتور تنها در میرایی نوسانات آن نقش دارد و تأثیر زیادی در مشخصاتی مثل فرکانس‌های طبیعی و یا شکل مدها ندارد.

برای تعیین گروه‌های همپا از یک الگوریتم خوشه بندی برای تقریب زدن منحنی نوسان به دست آمده از شبیه سازی خطی شبکه استفاده می‌شود. در این الگوریتم می‌توان از زاویه ولتاژ باس ژنراتور و یا ولتاژ داخلی ژنراتور استفاده کرد. در اینجا ساده‌تر است که از زاویه ولتاژ باس ژنراتور استفاده شود. گروه‌های ژنراتوری همپای به دست آمده را می‌توان برای مطالعات مختلف بر روی سیستم مورد استفاده قرار داد و از آن‌ها مستقیماً برای کاهش اندازه شبکه استفاده کرد. پس از این یک بررسی اضافی بر روی همپایی زاویه ولتاژ داخلی ژنراتور برای تشخیص امکان ترکیب واحدهای تولیدی صورت می‌پذیرد.

الگوریتم خوشه بندی با استفاده از خاصیت توزیع پذیری تعداد منحنی‌های اطلاعات برای تشخیص گروه‌های همپا را کاهش می‌دهد. در این حالت اگر ژنراتور A, C همپا بوده و ژنراتور B, C همپا باشند بنابراین ژنراتور A, B همپا هستند. در این روش در هر گروه یک ژنراتور مرجع تعریف شده و زاویه سایر ژنراتورها نسبت به این ژنراتور محاسبه می‌شود. اولین واحد تولیدی به عنوان ژنراتور مرجع انتخاب می‌شود. در این روش پس از مشخص شدن اولین ژنراتور مرجع سایر ژنراتورها با این ژنراتور مقایسه شده و در صورت همپایی عضو این گروه می‌شوند و در غیر این صورت ژنراتور بعدی به عنوان ژنراتور مرجع برای گروه بعدی در نظر گرفته می‌شود. معادله ۲-۲۶ برای تشخیص ژنراتورهای همپای هر گروه استفاده می‌شود.

$$\Delta\theta_i(t) - \Delta\theta_r(t) \leq \varepsilon \quad (2-26)$$

در اینجا ε میزان زاویه مورد قبول برای انحراف بوده، i شاخص ژنراتور مورد بررسی و r شاخص ژنراتور مرجع است.

۳-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با روش تجزیه افسیلون [۲۰]

در این قسمت الگوریتم جدیدی برای تشخیص همپایی به کمک تجزیه افسیلون ماتریس ژاکوبین ارائه شده است. تجزیه افسیلون یک روش موثر خطی، ساده و موثر است که برای تشخیص اتصالات ضعیف دینامیکی در سیستم‌های قدرت مورد استفاده قرار می‌گیرد. ایده اصلی این روش بسیار ساده است. در ابتدا ماتریس $A = [\alpha_{ij}]$ را تعریف کرده و بردار پارامتر ε را معرفی می‌کنیم. هر یک از درایه‌های ماتریس A که در شرط $|\alpha_{ij}| < \varepsilon$ صدق کنند برابر با صفر قرار می‌دهیم. در نتیجه یک ماتریس اسپارسی شکل بدست می‌آید که می‌توان به آسانی آن را به شکل بلوکی قطری تبدیل کرد. متغیرها در هر یک از بلوک‌ها کاملاً بهم متصل هستند.

نتایج بدست آمده از روش تجزیه افسیلون به مقدار در نظر گرفته شده برای ε وابسته است. طبیعی است که هرچه ε افزایش یابد درایه‌های بیشتری از ماتریس A صفر شده و بلوک‌های قطری کوچک‌تر می‌شوند. به همین دلیل تعیین یک مقدار مناسب برای ε به گونه‌ای که ساختار بلوک‌ها را حفظ شده و اتصالات قوی تشخیص داده شوند، امری ضروری است. در اغلب کاربردها تعیین این مقدار به طور مناسب کار مشکلی بوده و از برخی روش‌هایی تکرار در این رابطه استفاده می‌شود.

۴-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با استفاده از ضرایب وابستگی [۲۱-۲۲]

در این قسمت روشی برای تشخیص مستقیم گروه‌های همپای ژنراتوری از روی ماتریس حالت بدون یافتن مدها و ترکیب این گروه‌ها با استفاده از یک الگوریتم میانگین وزن‌دار پیشرفته ارائه شده است. در این الگوریتم ارتباط ما بین گروه و ژنراتورهای داخل آن گروه بهبود یافته و پروسه جدیدی برای ساخت معادلی از یک سیستم قدرت خیلی بزرگ ارائه شده است. در این مرحله ژنراتورها با مدل کلاسیک خود ارائه می‌شوند. زاویه و سرعت روتور یک ماشین مؤثرترین متغیر در تعیین ویژگی‌های یک ماشین هستند. معادلات دینامیکی که بر سیستم قدرت حکم فرماست در ادامه آمده است.

$$M\ddot{\delta} = f(\delta, V) \quad (۲۷-۲)$$

$$I = g(\delta, V) \quad (28-2)$$

$$I = YV \quad (29-2)$$

در اینجا ماتریس M نشان دهنده اینرسی ماشین‌ها، δ بردار زاویه روتور ماشین‌ها، f تابع برداری نشان دهنده رفتار دینامیکی، g تابع برداری نشان دهنده پخش بار در باس ژنراتور، V بردار ولتاژ، I بردار جریان و Y ماتریس ادمیتانس می‌باشد. با خطی سازی معادلات ۲۷-۲، ۲۸-۲ و ۲۹-۲ در نقطه کار به معادلات زیر می‌رسیم.

$$\ddot{X} = J_A X + J_B \Delta V \quad (30-2)$$

$$\Delta I = J_C X + J_D \Delta V \quad (31-2)$$

$$\Delta I = Y \Delta V \quad (32-2)$$

در اینجا X بردار حالت نشان دهنده تغییرات افزایشی در زاویه روتور ماشین‌ها در حالتی است که از میرایی صرفه نظر شده. با جایگذاری معادلات ۳۱-۲ و ۳۲-۲ در ۳۰-۲ خواهیم داشت

$$\ddot{X} = AX \quad (33-2)$$

$$A = J_A + J_B(Y - J_D)^{-1} J_C \quad (34-2)$$

معادله ۳۳-۲ به ازای ماشین‌های i, j به صورت زیر خواهند بود

$$\frac{d^2}{dt^2} X_i = A_{i1} X_1 + \dots + A_{ij} X_j + \dots + A_{im} X_m \quad (35-2)$$

$$\frac{d^2}{dt^2} X_j = A_{j1} X_1 + \dots + A_{ji} X_i + \dots + A_{jm} X_m$$

در معادله ۳۵-۲ A_{ij} نشان دهنده تأثیر تغییرات در زاویه روتور ماشین j به شتاب زاویه روتور در ماشین i بوده و A_{ji} برعکس آن است. از نقطه نظر ماشین i ، تغییرات در زاویه روتور ماشین j منجر به تغییر در سرعت ماشین i به اندازه A_{ij} شده و ماشین i در فعالیت‌های ماشین j به اندازه A_{ji} اختلال ایجاد می‌کند. بنابراین ضریب وابستگی بین ماشین‌های i, j به صورت معادله ۳۶-۲ تعریف می‌شود.

$$r_{ij} = A_{ij} A_{ji} \quad (36-2)$$

این ضرایب وابستگی میزان نزدیکی دو ژنراتور به یکدیگر را نشان می‌دهند. اگر $r_{ij} > r_{ik}$ در این صورت می‌توان گفت که ماشین i با ماشین j نزدیک‌تر است تا ماشین k . با استفاده از این شاخص می‌توان ماشین‌های نزدیک به هم را تعیین کرده و گروه‌های همپای ژنراتوری را مشخص کرد.

۵-۲-۲-۲ تشخیص همپایی با استفاده از پروسه تجزیه ساختار^۱ [۱۴ و ۲۳-۲۴]

این بخش یک اقتباس از روش تجزیه اسیلون و به دست آوردن ضرایب اتصال با استفاده از حساسیت ولتاژ گره‌ها و با توجه به متغیرهای حالت سیستم می‌باشد. این روش تجزیه با استفاده از قیود شبکه و حفظ اطلاعات ساختار فیزیکی و اجزای کنترلی شبکه، روابط بین اجزای دینامیکی را در نظر می‌گیرد. یک سیستم قدرت را با n ژنراتور و m بار در نظر بگیرید. فرض کنید هر ژنراتور توسط یک باس واصل به شبکه متصل شده است. از مدل مرتبه چهار ژنراتور استفاده کرده و از ولتاژهای ترانسفورمری، مقاومت استاتور و اشباع صرفه نظر می‌کنیم. بارها با یک راکتانس ثابت و متصل به گره ژنراتور در نظر گرفته شده‌اند. شبکه با n معادله جبری توسط ولتاژها و جریان‌های گرهی توصیف شده است. مدل کل سیستم قدرت با بدست آوردن کلیه معادلات برای n ژنراتور به دست می‌آید. معادلات در ادامه به طور کامل ارائه شده‌اند.

$$\ddot{\delta}_i = -M_i^{-1} D_i \dot{\delta}_i + M_i^{-1} [P_{mi} - P_{ei}] \quad (۳۷-۲)$$

$$\dot{E}_i' = F_i E_i' + L_i(\delta_i) V_i + G_{fi} E_{fi} \quad (۳۸-۲)$$

$$P_{ei} = V_i^T [R_i(\delta_i) V_i + R_i(\delta_i) E_i'] \quad (۳۹-۲)$$

$$E_{fi} = G_{fi}(P) [u_{fi} - k_i (|V_i| - V_{i0})] \quad (۴۰-۲)$$

$$P_{mi} = G_{mi}(P) \left[u_{mi} - \frac{1}{R_i} \dot{\delta}_i \right] \quad (۴۱-۲)$$

با نوشتن رابطه بین ولتاژ داخلی ژنراتور و ولتاژ ترمینال می‌توان توپولوژی شبکه را مطابق معادله ۴۲-۲ معرفی کرد. زیرا که این رابطه بر اساس جریان تزریقی هر ژنراتور نوشته می‌شود.

$$V = [Y - R(\delta)]^{-1} T(\delta) E' \quad (۴۲-۲)$$

¹ Structral Decomposition

فرض کنید هر واحد تولیدی یک زیر سیستم^۱ متصل به شبکه از طریق اتصال به گره مرزی باشد. ولتاژ در این گره به عنوان متغیر اتصال در نظر گرفته می‌شود. با تعریف متغیر حالت به صورت $x_i = [\delta_i, \dot{\delta}_i, E_i'^T]$ شکل معادلات به صورت $V = g(x)$ بوده که با خطی سازی حول نقطه تعادل به صورت $\Delta V = Q \Delta x$ خواهد بود. در این حالت ماتریس Q دارای ابعاد $2n \times 4n$ خواهد بود. Q_{ij} نشان دهنده تغییرات ولتاژ ΔV_{ij} به ازای اغتشاش وارد شده به شبکه بر اثر نوسان حالت Δx_j خواهد بود. این ارتباط را می‌توان با معادله ۲-۴۳ معرفی کرد.

$$\Delta V_{ij} = Q_{ij} \Delta x_j \quad (۴۳-۲)$$

فاصله دو بردار ΔV_{ij} و Δx_j نشان دهنده قدرت اتصال بین ژنراتور i, j است. برای مستقل بودن ضریب اتصال از Δx_j به صورت معادله ۲-۴۴ تعریف می‌شود. ρ_{ij} ماتریس ضرایب اتصال می‌باشد.

$$\rho_{ij} = \max\left(\frac{\Delta x_j^T Q_{ij}^T Q_{ij} \Delta x_j}{\Delta x_j^T \Delta x_j}\right) = |\lambda_M| [Q_{ij}^T Q_{ij}] \quad (۴۴-۲)$$

در اینجا $|\lambda_M| [Q_{ij}^T Q_{ij}]$ نشان دهنده مقادیر ویژه $[Q_{ij}^T Q_{ij}]$ با حداکثر دامنه می‌باشد. توجه کنید که در اکثر سیستم‌های قدرت نامساوی $\rho_{ij} \geq \sum_{i \neq j} |\rho_{ij}|$ برقرار است. این نامساوی به این معناست که هر ژنراتور با خودش حداکثر اتصال را دارد. با توجه به اینکه مقادیر ماتریس اتصال به شدت تغییر می‌کند این ماتریس بر اساس ردیف‌هایش نرمالیزه می‌شود.

$$C_{ij} = \frac{\rho_{ij}}{\max(\rho_{ij})} \quad (۴۵-۲)$$

در این حالت ماتریس C با ابعاد $n \times n$ به طور کامل وضعیت قدرت اتصالات بین ژنراتورهای شبکه را نشان می‌دهد و بیان می‌کند که در صورت وقوع یک اغتشاش، ژنراتورها چگونه با هم هماهنگی دارند. در شبکه های قدرت واقعی به علت نبود مرزهای مشخص از روش‌هایی دسته بندی فازی^۲ استفاده می‌کنیم. در این

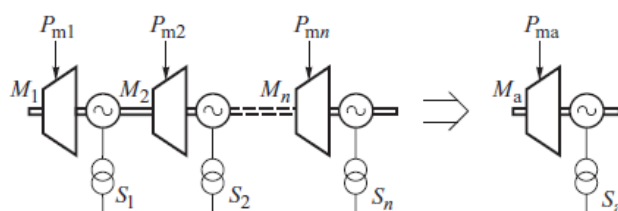
^۱Subsystem

^۲Fuzzy Classification

روش‌ها هرچه C به یک نزدیک‌تر باشد قدرت اتصال بیشتر است و با دور شدن آن از یک قدرت اتصال کاهش می‌یابد.

۳-۲-۲ ترکیب واحدهای تولیدی

برای مطالعات گذرایی و دینامیکی به یک مدل معادل از ژنراتورها نیز در شبکه کاهش یافته نیاز است تا بتوان به طور مناسب رفتار دینامیکی شبکه واقعی را با استفاده از شبکه معادل شبیه سازی کرد. از دید مکانیکی روتورها در ژنراتورهایی که همپایی الکترومکانیکی دارند را می‌توان به صورت یک شفت سلب^۱ مشترک مطابق شکل ۸-۲ در نظر گرفت.



شکل ۸-۲: ترکیب مکانیکی روتورهای همپا [۱]

اگر در گروه $\{A\}$ ، n ژنراتور دارای این خاصیت باشند، می‌توان این ژنراتورها را با یک ژنراتور معادل با ضریب اینرسی M_a و توان مکانیکی ورودی P_{ma} به صورت معادله ۴۶-۲ جایگزین کرد [۱].

$$\begin{aligned} M_a &= \sum_{i \in \{A\}} M_i \\ P_{ma} &= \sum_{i \in \{A\}} P_{mi} \end{aligned} \quad (۴۶-۲)$$

در اینجا $M_i = T_{mi} S_{ni} / \omega_s$ ضریب اینرسی و P_{mi} توان مکانیکی ورودی i امین ژنراتور ترکیب شده است. این مفهوم با مفهوم جمع آثار مطابق بوده و در موارد زیادی مورد استفاده قرار گرفته است. در برخی موارد از مدل‌هایی کلاسیک ژنراتور برای مدل سازی استفاده می‌شود البته ممکن است مدل‌هایی دقیق‌تر بر حسب نیاز در برخی موارد ضروری باشد. روش‌هایی مختلفی برای ترکیب ژنراتورها در گروه‌های همپا طراحی شده که در ادامه برخی از این روش‌ها ارائه می‌شوند.

¹Rigid Shaft

۲-۳-۱ یکپارچگی دینامیکی [۲]

پروژه معادل سازی سیستم قدرت با فرض همپایی واحدهای تولیدی یکپارچگی دینامیکی نام دارد و از بخش های زیر تشکیل شده است.

باس معادل: همه ژنراتورهای حاضر در یک گروه همپا به یک باس معادل متصل می شوند. این اتصال توسط یک ژنراتور ایده آل انجام می شود. در این حالت باید فازور ولتاژ ماشین با فازور ولتاژ باس یکسان باشد که این کار با تعریف ضریب مختلط طبق معادله ۲-۴۷ انجام می شود. در این حالت V_j فازور ولتاژ ماشین و V_t فازور ولتاژ باس معادل می باشند.

$$\alpha_j = \frac{V_j}{V_t} \quad (۲-۴۷)$$

ولتاژ باس معادل در این حالت ممکن است، ولتاژ یک باس منحصر به فرد یا میانگینی از ولتاژ باس ها انتخاب شود.

دینامیک روتور: معادلات مکانیکی هر یک از ماشین ها در گروه همپا به صورت معادله ۲-۴۸ نوشته می شود.

$$(2H_j) \left(d\omega_j / dt \right) = P_{mj} - P_{cj} - D_j \omega_j \quad (۲-۴۸)$$

با فرض اینکه ماشین ها در یک گروه همپا دارای سرعت یکسانی هستند، می توان معادلات معادل مکانیکی آن ها را به صورت معادله ۲-۴۹ نوشت. توجه کنید که کلیه معادلات بر مبنای مگاوات آمپر و کیلوولت یکسان نوشته می شود.

$$\left(\sum 2H_j \right) \left(d\omega_j / dt \right) = \sum P_{mj} - \sum P_{cj} - \left(\sum D_j \right) \omega \quad (۲-۴۹)$$

توربین ها و گاورنرها: معادلات توربین ها و گاورنرها در یک گروه ژنراتوری همپا طبق معادله ۲-۵۰ نوشته می شود.

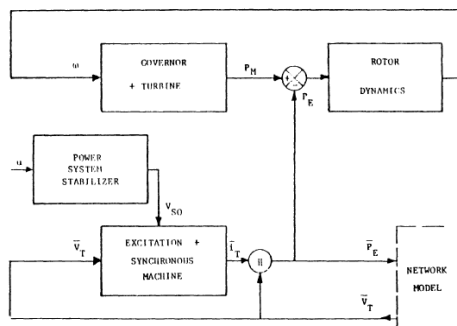
$$\sum P_{mj}(s) = \left[\sum G_j(s) \right] \Delta \omega(s) \quad (۲-۵۰)$$

برای ترکیب توابع انتقال از دیاگرام‌های بد^۱ استفاده می‌شود. برای توابع انتقال نامشخص برخی از ژنراتورها از پارامترهای استاندارد استفاده می‌شود. برای تخمین نتایج ترکیب از روش خطای حداقل مربعات استفاده می‌شود. سایر المان‌های کنترلی ژنراتور نیز مشابه گاورنر بر اساس تابع تبدیلیشان معادل‌سازی می‌شوند.

۲-۳-۲-۲ یکپارچگی با استفاده از پاسخ فرکانسی [۲۵-۲۶]

روش ارائه شده در این قسمت می‌تواند از مدل‌هایی متنوعی برای گاورنرها، توربین‌ها، ماشین‌های سنکرون، سیستم‌های تحریک و پایدار سازهای سیستم قدرت استفاده کند. واحدهای ژنراتوری معادل نیز از مدل‌هایی مشابه ساخته شده‌اند تا با نرم‌افزارهای مطالعات پایداری هماهنگی داشته باشد. این روش محدودیت پارامترهای خطی و غیر خطی در مدل واحدهای تولیدی را به صورت مجزا در نظر گرفته است. در ابتدا تابع انتقال یکپارچه شده وابسته به توان کل مکانیکی و الکتریکی خروجی به همراه ولتاژ ترمینال آن‌ها برای چندین فرکانس گسسته محاسبه می‌شود. پارامترهای توابع انتقال معادل به گونه‌ای تعیین می‌شوند که کمترین خطا را در مقایسه با توابع انتقال یکپارچه داشته باشند.

در اینجا فرض می‌کنیم که گروه‌های همپای ژنراتوری به یک باس مشترک با ولتاژ ترمینال V_T و سرعت یکسان ω متصل شده‌اند. شکل ۹-۲ بلوک دیاگرام نشان دهنده روابط بین توان مکانیکی ورودی و توان الکتریکی خروجی هر یک از واحد های تولیدی است. در این سیستم سرعت ماشین و ولتاژ ترمینال به عنوان متغیرهای ورودی در نظر گرفته شده‌اند.



شکل ۹-۲: مدل واحد تولیدی [۲۵]

¹ Bode

یک بلوک دیاگرام مطابق شکل ۲-۹ نیز برای واحد تولیدی معادل در نظر گرفته می‌شود که در این واحد معادل توان مکانیکی ورودی به جای مجموع توان‌های مکانیکی ورودی و توان الکتریکی خروجی به جای مجموع توان‌های الکتریکی خروجی قرار خواهد گرفت. هدف در این روش اختصاص دادن یک مدل معادل برای هر یک از اجزای این بلوک دیاگرام است. پارامترهای خطی هر یک از مدل‌هایی معادل به گونه‌ای تنظیم شده‌اند که کمترین خطا بین تابع انتقال آن با مجموع توابع انتقال هر یک از واحدها رخ دهد. در اکثر موارد خطا به صورت مجموعی از مربعات دامنه اختلاف نسبی هر یک از پارامترها برای یک فرکانس خاص تعریف می‌شود. جدول ۲-۱ نشان دهنده توابع انتقالی است که در این روش تخمین زده می‌شوند.

جدول ۲-۱: تابع انتقال حلقه باز برای تخمین مدل‌هایی معادل

مدل معادل	تابع انتقال حلقه باز
دینامیک روتور	$\omega / \sum P_m - \sum P_e$
گاورنر و توربین	$(\sum P_m) / \Delta \omega$
سیستم تحریک و ماشین سنکرون	$\sum I_T / V_T$
پایدار ساز سیستم قدرت	V_{so} / u

۲-۳-۳ یکپارچگی با استفاده از تکنیک حفظ ساختار معادلات شبکه [۲۷-۲۸]

در این قسمت یک روش بهبود یافته با استفاده از حفظ ساختار برای ترکیب ژنراتورها و سیستم‌های کنترل آن‌ها ارائه شده است. در ابتدا با استفاده از همپایی کند گروه‌های همپا مشخص شدند و سپس با ترکیب گرهی باس‌های ژنراتور و حذف باس‌های بار، شبکه تا حد زیادی کوچک شده و در انتها ژنراتورها با هم ترکیب شدند. از ترکیب گرهی برای مشخص کردن ولتاژ ترمینال ماشین معادل استفاده شده و در اینجا ضرایب ترانسفورماتور نیز در نظر گرفته شده زیرا که این ضرایب علاوه بر تأثیر در پارامترهای ماشین معادل در سیستم‌های کنترلی آن‌ها نیز موثر هستند. در این روش نیازی به تکرار نبوده و بر اساس حفظ ساختار ماتریس ضرایب مدل‌های ژنراتور، سیستم تحریک و گاورنر پیاده‌سازی می‌شود. بنابراین مقادیر معادل مستقیماً از معادلات به دست می‌آیند.

در این قسمت به دنبال جایگزینی ژنراتورهای همپا با ژنراتور معادل به همراه سیستم‌های کنترلی آن هستیم. برای سادگی هر یک از ژنراتورها را با مدل دو محوری d, q نشان می‌دهیم. البته مدل‌های دیگر نیز می‌توانند استفاده شوند. شکل زمانی معادلات مدل دو محوری به صورت معادله ۵۱-۲ و ۵۲-۲ می‌باشد.

$$T'_{d0} \dot{E}'_q = -E'_q + (x_d - x'_d) I_q + E_{fd} \quad (51-2)$$

$$T'_{q0} \dot{E}'_d = -E'_d + (x_q - x'_q) I_q \quad (52-2)$$

در این مدل ژنراتور با نیرو محرکه الکتریکی گذرای E'_q و E'_d قبل از راکتانس‌های گذرای x'_q و x'_d به وسیله معادلات ولتاژ آرمیچر طبق معادله ۵۳-۲ نشان داده شده است

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E'_d \\ E'_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & x'_q \\ x'_d & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (53-2)$$

در ادامه فرض می‌کنیم که m ماشین همپا با یک ژنراتور معادل شده‌اند. جریان ماشین k ام با استفاده از معادله ۵۴-۲ بدست می‌آید

$$\begin{bmatrix} I_{dk} \\ I_{qk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1/x'_{dk} \\ 1/x'_{qk} & 0 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} V_{dk} \\ V_{qk} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} E'_{dk} \\ E'_{qk} \end{bmatrix} \right\} \quad (54-2)$$

که در فرم ماتریسی به صورت معادله ۵۵-۲ است

$$I_k = A'_k V_k - A'_k E'_k \quad (55-2)$$

و معادله متناظر با آن در ماشین معادل مطابق با معادله ۵۶-۲ خواهد بود

$$I_e = A'_e V_e - A'_e E'_e \quad (56-2)$$

در معادله ۵۵-۲ و ۵۶-۲ A'_e و A'_k باید دارای ساختار یکسانی باشند و این اساس معادل‌سازی در این روش است. با توجه به فرض دوم جریان ماشین معادل برابر با مجموع جریان‌های تزریقی ماشین‌های همپا می‌باشد.

$$I_{DQe} = \sum_{k=1}^m I_{DQk} = \sum_{k=1}^m (T_k A'_k T_k^{-1} a_k) V_{DQe} - \sum_{k=1}^m (T_k A'_k) E'_{dqk} \quad (57-2)$$

در رابطه ۵۷-۲ a_k دامنه نسبت ترانس بین باس معادل و هر یک از باس‌های همپا است. و اما برای ماشین معادل داریم

$$I_e = \sum_{k=1}^m (T_e^{-1} T_k A'_k T_k^{-1} T_e a_k) V_e - T_e^{-1} \sum_{k=1}^m (T_k A'_k) E'_{dqk} \quad (58-2)$$

بنابراین

$$A'_e = \sum_{k=1}^m a_k (T_e^{-1} T_k A'_k T_k^{-1} T_e) \quad (59-2)$$

در معادلات ۵۸-۲ و ۵۹-۲ استفاده از ساختار یکسان معادلات، مقادیر پارامترهای ماشین معادل محاسبه می‌شود. این پروسه را می‌توان با نوشتن معادلات کلیه پارامترهای ماشین، سیستم‌های کنترلی و سیستم‌های حفاظتی ادامه داد.

۲-۳-۲-۴ یکپارچگی در دو مرحله [۲۹و۳۰]

این روش در ابتدا توسط میاه در سال ۱۹۹۸ معرفی شد و در سال ۲۰۱۰ مجدداً توسط همین شخص بهینه سازی شد. در این روش فرض میشود که معادل دینامیکی معرفی شده توسط مدل کلاسیک سیستم قدرت ساخته شده و ژنراتورهای همپا به ازای یک اغتشاش در سیستم قدرت با روشی مناسب تشخیص داده شده‌اند. سیستم قدرت را به دو منطقه داخلی R و خارجی C تقسیم میشود. این تقسیم‌بندی با کمک انتخاب باس‌های مرزی که تنها نقاط اتصال بین منطقه خارجی و داخلی هستند صورت می‌پذیرد. توجه شود که خطا در ناحیه داخلی قرار داشته باشد. برای راحتی کار باس‌های مرزی را در ناحیه خارجی، خطوط و بارهای متصل به آن‌ها را در ناحیه داخلی در نظر گرفته میشود.

فرمول بندی ریاضی معادل دینامیکی معرفی شده، علاوه بر معادله نوسان ژنراتورهای همپا، معادلات گرهی باس‌های مرزی را نیز در نظر می‌گیرد. دو شاخص در منطقه خارجی C معرفی می‌شوند. در این منطقه C_B نشان دهنده n_B باس مرزی و C_I نشان دهنده n_I باس داخلی ژنراتور هستند. در قدم اول منطقه خارجی

به باس‌های مرزی و باس‌های داخلی ژنراتورهای خودش کاهش می‌یابد. با توجه به همپا بودن ژنراتورها در ناحیه خارجی معادلات نوسان به صورت معادله ۶۰-۲ نوشته می‌شود.

$$M_i \frac{d\omega}{dx} = P'_i + E_i^2 \sum_{j \in C_B} G_{ij} - \sum_{j \in C_B} E_i V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \theta_j)] \quad (60-2)$$

در اینجا

$$P'_i = P_{mi} - E_i^2 \sum_{j \in C_B} G_{ij} - \sum_{j \in C_B} E_i E_k [G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (61-2)$$

در معادله ۶۰-۲ M_i ثابت اینرسی، ω سرعت روتور و P_{mi} توان مکانیکی ورودی ژنراتور هستند. با توجه به همپایی ژنراتورها در ناحیه C زوایای بین دو ژنراتور ثابت هستند و P'_i به عنوان توان مکانیکی ورودی معادل ثابت خواهد بود. P'_i توان الکتریکی جاری شده در ادمیتانس موازی باس داخلی ژنراتور به همراه کل توان الکتریکی مبادله شده بین باس‌های داخلی ژنراتورها بر اساس ادمیتانس متقابل بین این دو ژنراتور می‌باشد. معادلات نوسان در ناحیه C به صورت معادله ۶۲-۲ زیر نوشته می‌شود.

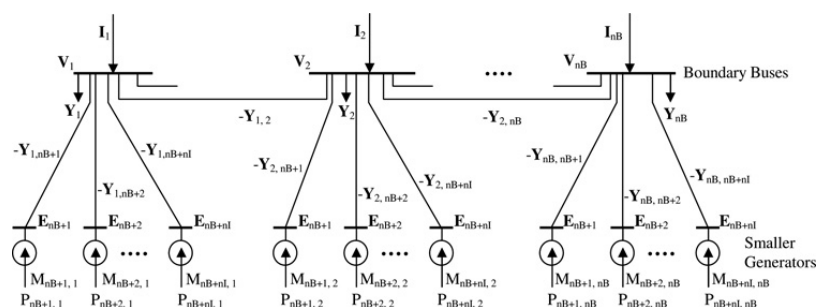
$$M_i \frac{d\omega}{dx} = P_i + E_i^2 \sum_{j \in C_B} G_{ij} - \sum_{j \in C_B} E_i V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \theta_j)] \quad (62-2)$$

در معادله ۶۲-۲ P_i توان مکانیکی معادل ورودی ژنراتور است. باس‌های داخلی ژنراتورها با توجه به معادله ۶۲-۲ با ادمیتانس انتقال تنها به باس‌های مرزی متصل می‌شوند. بنابراین هر یک از این ژنراتورها می‌توانند به n_B ژنراتور کوچک‌تر همپا که هرکدام فقط به یک باس مبنا متصل است تقسیم شوند. حال معادله ۶۲-۲ را به صورت معادله ۶۳-۲ به $n_B \times n_I$ معادله نوسان ژنراتورهای کوچک‌تر تقسیم می‌کنیم.

$$M_i \frac{d\omega}{dx} = P_i + E_i^2 G_{ij} - E_i V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \theta_j)] \quad (63-2)$$

در اینجا برای راحتی از اندیس‌های دوتایی استفاده شده است. اندیس اول نشان دهنده ژنراتور تجزیه شده و اندیس دوم باس مرزی را نشان می‌دهد. در اینجا فرض شده است که می‌توان اینرسی ژنراتور را به طور مناسب بین ژنراتورهای کوچک‌تر تقسیم کرد. توان الکتریکی ورودی به آسانی با استفاده از نقطه تعادل

شبکه قبل از وقوع خطا به دست می‌آید. با ترکیب معادله ۲-۶۳ و معادلات گرهی، شکل ۲-۱۰ به دست می‌آید.



شکل ۲-۱۰: معادل منطقه خارجی C [۹]

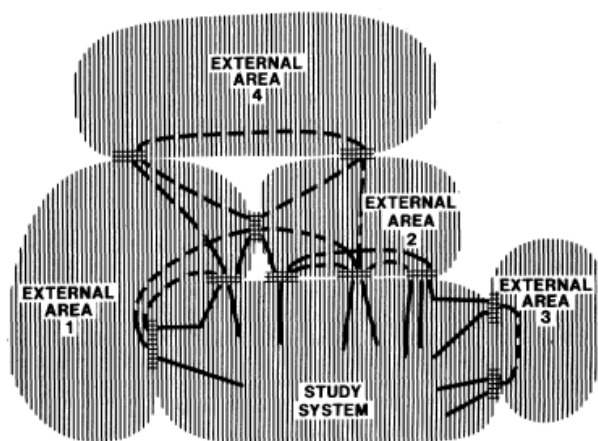
حال هر یک از این ژنراتورهای کوچک در دو مرحله با هم ترکیب می‌شوند. در ابتدا ژنراتورهای متصل به هر باس مرزی به صورت یک ژنراتور سطح اول معادل‌سازی می‌شوند. در این حالت تعداد ژنراتورهای معادل برابر با تعداد باس‌های مرزی خواهد بود. معادل‌سازی به وسیله جایگزینی معادل تونن با کلیه ژنراتورهای کوچک باس مرزی z ام به همراه راکتانس آن‌ها صورت می‌پذیرد.

در مرحله دوم (مرحله آخر) هر یک از باس‌های داخلی ژنراتورهای معادل شده مرحله اول از طریق یک ترانس شیف‌فاز مجزا به یک باس مشترک متصل می‌شوند. این باس مشترک به عنوان باس داخلی تک ژنراتور معادل در نظر گرفته می‌شود. پارامترهای این ژنراتور به صورت M_T ثابت اینرسی، $P_T = \sum_{j \in C_B} P_{Uj}$ توان مکانیکی ورودی، $E_T = (\sum_{j \in C_B} E_{Uj})/n_B$ و زاویه روتور $\delta_T = (\sum_{j \in C_B} \delta_{Uj})/n_B$ تعریف می‌شوند. ضریب مختلط $\alpha_j = E_T/E_{Uj}$ نشان دهنده شیف‌فاز ترانسفورماتور است. مهم‌ترین ویژگی این روش عدم نیاز به اندازه‌گیری در شبکه خارجی C می‌باشد.

۲-۳ معادل‌سازی دینامیکی با استفاده از مقادیر ویژه

هدف از معادل‌سازی بر اساس مقادیر ویژه ارائه بخشی از معادلات دیفرانسیل مورد نیاز برای شبیه‌سازی سیستم‌های قدرت بزرگ می‌باشد که از لحاظ محاسباتی حجم کمتری نسبت به معادلات معمول غیر خطی دیفرانسیل و جبری مورد استفاده در مطالعات پایداری گذرا داشته باشند. این معادل‌سازی قطعاً دقت نتایج

در مطالعات را کاهش خواهد داد. به همین دلیل همواره در این روش به دنبال بیشترین دقت به همراه حداقل محاسبات هستیم. برای اضافه کردن معادل به سیستم قدرت آن را مطابق شکل ۲-۱۱ به یک بخش سیستم مورد مطالعه و یک یا چند بخش سیستم خارجی تقسیم می‌کنیم [۳۱].



شکل ۲-۱۱: پیکر بندی اصلی سیستم [۳۲]

هدف اصلی در اینجا مطالعات پایداری بر روی سیستم‌های خارجی نبوده بلکه تأثیر این سیستم‌های خارجی بر روی سیستم مورد مطالعه مد نظر است. سیستم مورد مطالعه سیستمی است که اغتشاش در این سیستم اتفاق افتاده و پاسخ ژنراتورهای خاصی در منطقه داخلی به این اغتشاش مورد مطالعه قرار می‌گیرد. به همین دلیل سعی می‌شود تا به جای سیستم خارجی از معادل مناسب آن استفاده شود. باس‌هایی که سیستم خارجی را به سیستم مورد مطالعه و یا یک سیستم خارجی دیگر متصل می‌کنند ترمینال‌های سیستم خارجی یا باس‌های مرزی نامیده می‌شوند [۳۲].

در این روش سیستم قدرت بر اساس پیدا کردن و حفظ مقادیر ویژه اصلی شبکه خارجی معادل‌سازی می‌شود. به این روش معادل‌سازی دینامیکی مدال یا معادل الکترومکانیکی گفته می‌شود. نکته مهم در این نوع معادل‌سازی اینست که سیستم خارجی باید به اندازه کافی از محل رخداد خطا دور بوده (نه خیلی دور و نه خیلی نزدیک) و تأثیرات قابل توجهی بر روی سیستم مورد مطالعه داشته باشد. این روش به دست آوردن معادل دینامیکی، روش مدال نام دارد [۳۲].

۲-۳-۱ معادل سازی رفتار دینامیکی [۳۱-۳۴]

در پروسه ساخت معادل در واقع سه فرم مختلف معادل سازی مورد استفاده قرار می گیرد.

معادلات حالت خطی شده: معادلات حالت خطی شده معادلات اصلی هستند که با خطی کردن معادلات دیفرانسیل و جبری سیستم قدرت در یک نقطه کار خاص بدست می آیند. نقطه کار مناسب با اجرا کردن پخش بار مشخص می شود.

معادلات حالت قطری شده: معادلات حالت قطری شده با بدست آوردن مقادیر ویژه و بردارهای ویژه ماتریس حالت محاسبه می شود.

معادلات حالت کاهش یافته: معادلات حالت کاهش یافته با حذف برخی از مدهای انتخابی از معادلات حالت قطری شده بدست می آیند.

هدف از ایجاد یک معادل بر اساس مقادیر ویژه کاهش زمان محاسبات با استفاده از کاهش مرتبه معادلات دیفرانسیلی است که باید به صورت عددی انتگرال گیری شوند. فرض بر این است که با قرار دادن مدهای شبکه در ماتریس مدال بتوان تشخیص داد که کدامیک از مدها را می توان بدون تغییر زیادی در دقت پاسخ حذف کرد. ضوابط زیادی برای انتخاب مدهای حذف شونده ارائه شده اند.

- مقادیر ویژه بسیار بزرگ

- مدهایی که ردیف های کوچکی در ماتریس ورودی دارند.

- مدهایی که ستون های کوچکی در ماتریس خروجی دارند.

یک نکته مهم که باید در نظر داشت که برای مثال اگر از مدل مرتبه دو ژنراتور استفاده شود نمی توان مدهای زیادی را حذف کرد زیرا که کلیه مدها در مطالعات دینامیکی مهم هستند اما اگر از مدل هایی پیچیده تر ژنراتور سنکرون استفاده شود می توان برخی از مدها را به دقت بسیار مناسبی حذف کرد. از طرف

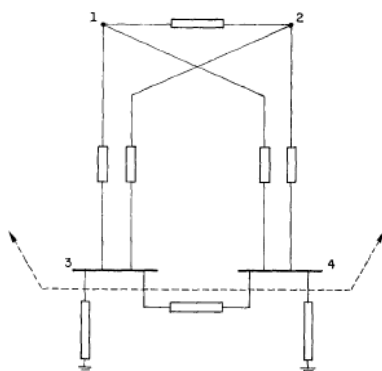
دیگر کاهش ماتریس حالت سیستم و تشکیل ماتریس قطری نیز تا حد زیادی می‌تواند محاسبات را کاهش دهد.

۲-۳-۲ تشکیل معادل دینامیکی [۳۵-۳۸]

معادل دینامیکی با استفاده از مقادیر ویژه که در بخش قبل به تفصیل مورد بررسی قرار گرفت محدودیت‌های کاربردی بسیاری دارد. یکی از مشکلات اصلی این نوع روش نداشتن هویت ساختاری معادل به دست آمده است به همین دلیل در بسیاری از نرم‌افزارهای شبیه سازی دینامیکی سیستم‌های قدرت قابل استفاده نمی‌باشد. از طرف دیگر این روش بر اساس نشان دادن ویژگی‌های خطی طراحی شده و برخی از مشخصات ضروری غیرخطی از رفتار دینامیکی منطقه را نشان نمی‌دهد. در این قسمت فرض کنید که مدهای الکترومکانیکی غالب برای در نظر گرفتن تأثیرات دینامیکی سیستم خارجی معادل سازی شوند. سپس یک ساختار الکترومکانیکی غیر خطی به گونه‌ای برای ساخت معادل دینامیکی تعریف شود که خصوصیات زیر را داشته باشد

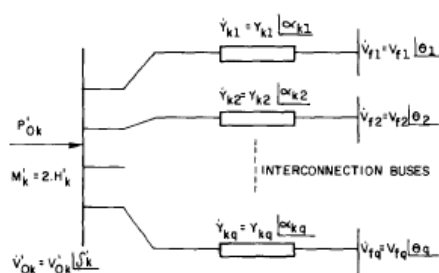
- این معادل دینامیکی به ازای هر مد دارای یک هویت ساختاری باشد که بتوان آن را به آسانی در یک نرم افزار استاندارد مطالعات پایداری مورد استفاده قرار داد.
- در این روش هم کاهش مرتبه و هم ساخت معادل دینامیکی با استفاده از مقادیر ویژه صورت می‌پذیرد. هدف اصلی داشتن پاسخ مشابه سیستم اصلی خارجی با در نظر گرفتن مدهای باقی مانده است.
- شرایط کاهش مرتبه بر اساس خروج مدها بدون تأثیر شدید بر روی پاسخ الکترومکانیکی سیستم خارجی است. این کار با مشاهده نقش هر یک از مدها در پاسخ نوسانی دیده شده سیستم خارجی از باس‌های مرزی صورت می‌پذیرد.

یک سیستم خارجی ساده با دو باس مرزی و دو ژنراتور مدل شده با مدل کلاسیک را در نظر بگیرید. با در نظر گرفتن راکتانس گذرای هر دو ژنراتور در ماتریس ادمیتانس شبکه و استفاده از روش‌هایی کاهش شبکه، پیکر بندی شبکه به صورت شکل ۲-۱۲ خواهد بود.



شکل ۲-۱۲: شبکه کاهش یافته با دو باس مرزی و دو ژنراتور [۳۵]

پس از کاهش نقاط گرهی شبکه ممکن است برخی از اجزای بین باس‌های مرزی و زمین قرار بگیرند در این حالت فرض می‌شود که این اجزا در سیستم داخلی قرار دارند. سایر اجزای که بین باس‌های داخلی ژنراتور و باس‌های مرزی قرار دارند جزء اجزای شبکه خارجی محسوب شده و رفتار الکترومکانیکی آن‌ها مورد توجه قرار می‌گیرد. به طور کلی به تعداد باس‌های مرزی خطوط اتصال برای متصل کردن هر یک از باس‌های مرزی به باس داخلی ژنراتور ایجاد می‌شود.



شکل ۲-۱۳: ساختار ژنراتور مدل k ام [۳۵]

پس برای هر یک از مدهای سیستم ساختار مشابه شکل ۲-۱۳ به عنوان مدل الکترومکانیکی غیر خطی ژنراتور مدال تعریف شده و مورد استفاده قرار می‌گیرد. با در نظر گرفتن مستقل بودن رفتار هر یک از ژنراتورها تحت اغتشاشات کوچک نیازی به در نظر گرفتن خطوط ارتباطی بین باس‌های داخلی ژنراتورهای

مدال نیست. هر ژنراتور مدال باقیمانده در نمایش معادل دینامیکی ناحیه خارجی مستقیماً به باس‌های مرزی متصل شده است. متغیرها و ثوابت زیر متعلق به هر یک از ژنراتورهای مدال هستند.

$\delta' = [\delta'_1 \ \delta'_2 \ \dots \ \delta'_n]^T$	زوایای باس داخلی ژنراتورهای مدال
$V_o' = [V'_{o1} \ V'_{o2} \ \dots \ V'_{on}]^T$	ولتاژ در باس داخلی ژنراتورهای مدال
$P_o' = [P'_{o1} \ P'_{o2} \ \dots \ P'_{on}]^T$	توان اکتیو تزریق شده در باس داخلی ژنراتور مدال
$\dot{Y}_{ki} = Y_{ki} \angle \alpha_{ki} = G_{ki} + jB_{ki}$	ادمیتانس شاخه اتصالی ژنراتور مدال k ام به باس مرزی i ام
$M'_k = 2H'_k$	ثابت اینرسی ژنراتور مدال k ام
$M' = 2H'$	ماتریس قطری اینرسی ژنراتورهای مدال

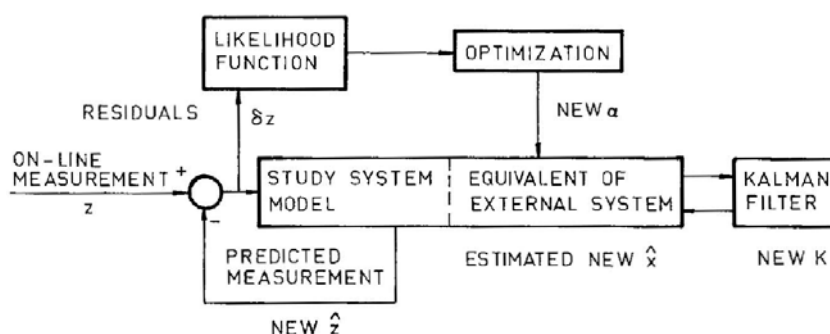
پارامترهای این ساختار باید به گونه ای تعیین شوند که با دقت هر چه بیشتر بتوانند رفتار سیستم اصلی را تحت اغتشاش‌های کوچک با توجه به مد نوسانی k ام شبیه سازی کنند. البته شاید نیاز به تعیین پارامترهای کلیه n ژنراتور مدال نباشد زیرا که برخی از این مدها در پروسه کاهش مرتبه سیستم حذف خواهند شد.

۲-۴ معادل سازی دینامیکی با استفاده از تخمین

این روش بر اساس استنتاج و تخمین معادل دینامیکی بر اساس اطلاعات بدست آمده از سیستم خارجی مورد مطالعه صورت می‌پذیرد. در این روش بر خلاف روش همپایی و مدال نیازی به جزئیات سیستم خارجی نیست و اطلاعات مورد نیاز توسط اندازه گیری در باس‌های مرزی به دست می‌آید. این امر بسیار مطلوب است زیرا که با توجه به تعداد زیاد ماشین‌ها، بارها و خطوط در سیستم قدرت خارجی جمع آوری و پردازش اطلاعات بسیار مشکل است. حتی در بسیاری از مواقع اطلاعات مورد نیاز وجود ندارند. با توجه به پیشرفت تجهیزات حفاظتی سیستم قدرت، نیاز به اطلاعات آنلاین برای تنظیم رله‌ها و بهره برداری مناسب از سیستم روز به روز افزایش می‌یابد. در این حالت راه حلی به جز تشخیص آنلاین معادل‌های دینامیکی باقی نمی‌ماند [۲].

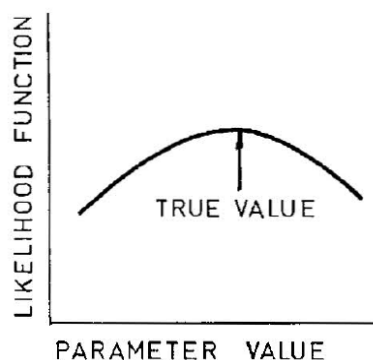
۱-۴-۲ تخمین با استفاده از روش حداکثر شباهت [۳۹]

روش‌هایی مشابهی مثل فیلتر کالمن و الگوریتم حداکثر شباهت برای معادل‌سازی سیستم قدرت مورد استفاده قرار می‌گیرند. برای اندازه‌گیری‌های آنلاین نوسانات تصادفی بار که در باس‌های مرزی سیستم قدرت اندازه‌گیری و ثبت می‌شوند با استفاده از یک فیلتر پایین‌گذر مورد پردازش قرار می‌گیرند و سپس نویز از این اندازه‌گیری‌ها حذف می‌شود. پروسه کلی این کار در شکل ۱۴-۲ نشان داده شده است.



شکل ۱۴-۲: تخمین با استفاده از روش حداکثر شباهت [۳۹]

در این شکل تابع شباهت از مقدار باقیمانده dz ساخته می‌شود. این مقدار باقی مانده اختلاف بین اندازه‌گیری آنلاین z و مقدار پیش‌بینی شده آن یعنی $\hat{z}$ است. سپس این تابع بهینه شده و بردار پارامتر جدید α به گونه‌ای تشکیل می‌شود تا مقدار حالت جدید سیستم $\hat{x}$ را تخمین بزند. مقدار جدید پیش‌بینی شده $\hat{z}$ و در لحظه با مقدار اندازه‌گیری شده به صورت آنلاین z مقایسه می‌شود و سپس به سرعت مقدار جدید اختلاف آن‌ها یعنی dz مشخص می‌شود. این پروسه مکرراً تکرار می‌شود تا جایی که تابع شباهت ما مطابق شکل ۱۵-۲ به حداکثر مقدار خود برسد.



شکل ۱۵-۲: تابع شباهت برای یک پارامتر [۳۹]

در معادل‌سازی با استفاده از این روش مشخص شده است که نویز در اندازه‌گیری نقش بسیار مهمی دارد. در برخی مواقع ممکن است نویز خود به عنوان یک فاز مجزا از سیستم قدرت در نظر گرفته شود. علاوه بر این مورد مدل تشخیص داده شده در این حالت شدیداً به دامنه پارامترهای اندازه‌گیری شده وابسته است و این بدین معناست که این مدل در نقاط کار مختلف سیستم قدرت تفاوت خواهد داشت.

۲-۴-۲ تخمین با استفاده از روش حداقل مربعات خطا^۱ [۴۰-۴۱]

از روش حداقل مربعات خطا برای تشخیص معادل‌های استاتیکی و دینامیکی سیستم قدرت خارجی استفاده می‌شود. البته در ابتدا معادل استاتیکی تعیین می‌شود. در این روش از یک پروسه تصادفی استفاده می‌شود. فرض می‌شود که تأثیر اغتشاش سیستم مورد مطالعه بر روی سیستم خارجی ناچیز باشد به گونه‌ای که بتوان سیستم خارجی را با یک فرایند تصادفی معرفی کرد. در این حالت اختلال آنی ایجاد شده بر اثر عدم تعادل بین تولید در سیستم خارجی و بار کوچک در نظر گرفته شده و توان ورودی به سیستم خارجی از باس‌های مرزی تحت نظر قرار دارد.

در این روش ابتدا باید معادل دینامیکی سیستم خارجی تخمین زده شود و از آنجا که برای تخمین معادل استاتیکی حضور اطلاعات سیستم قدرت خارجی ضروری است، این روش نیازمند اطلاعات از سیستم خارجی است. علاوه بر این معادل به دست آمده بستگی زیادی به محل و طبیعت اغتشاش پدید آمده در سیستم مورد مطالعه دارد. تجربیات نشان داده است که نتایج بدست آمده از اغتشاشاتی مثل اتصال کوتاه سه فاز جامعیت مناسبی دارند.

¹ Least Square

فصل سوم:

کاهش ابعاد شبکه

۳-۱ معادل سازی دینامیکی شبکه کشور

معادل سازی دینامیکی سیستم قدرت از دو بخش اصلی تشکیل شده است. بخش اول کاهش ابعاد شبکه است. کاهش ابعاد شبکه به معنای کاهش معادلات جبری سیستم قدرت می باشد. بخش دوم به ترکیب ژنراتورها اختصاص یافته است. در این بخش معادلات دیفرانسیل سیستم قدرت کاهش میابند. همان طور که از عنوان این فصل مشخص است، در این فصل ابعاد شبکه کاهش میابد. ترکیب ژنراتورها در فصل ۴ صورت می گیرد.

برای درک کامل معادل سازی دینامیکی سیستم های قدرت، این پروسه بر روی شبکه سراسری برق کشور پیاده سازی می شود. روند معادل سازی شبکه سراسری برق کشور به طور دقیق دنبال شده و در فصل ۳ و ۴ ارائه می گردد. در اولین بخش معادل سازی دینامیکی شبکه کشور، ابعاد شبکه کشور با استفاده از روش اسپارس که در بخش ۲-۱-۱-۱ ارائه شد کاهش میابد. این فصل به کاهش ابعاد شبکه سراسری برق کشور می پردازد.

شبکه برق سراسری کشور ایران در منطقه وسیع و پهناوری گسترده شده است. این شبکه با استفاده از سیستم گسترده انتقال در سه سطح ۱۳۲، ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت انرژی الکتریکی را در اقصی نقاط کشور فراهم می کند. علاوه بر تأمین انرژی الکتریکی، شبکه برق سراسری ایران از طریق چندین باس مرزی با کشورهای همسایه تبادلات توان دارد. توان تولیدی در شبکه سراسری در حدود ۶۸۰۰۰ مگاوات می باشد.

توان تولیدی بیش از ۴۵۰ ژنراتور با استفاده از سیستم انتقال متشکل از بیشتر از ۱۰۰۰ خط انتقال در سطح شبکه توزیع می‌گردد. خلاصه‌ای از تجهیزات مورد استفاده در سیستم تولید و انتقال شبکه برق سراسری ایران در جدول ۱-۳ ارائه شده است. علاوه بر این حجم گسترده تجهیزات مورد استفاده، طبقه بندی اطلاعات این تجهیزات نیز به پیچیدگی هرچه بیشتر مطالعات دینامیکی بر روی شبکه سراسری ایران می‌افزاید.

جدول ۱-۳: تعداد تجهیزات مورد استفاده در شبکه سراسری برق ایران

۱۸۲۸	باس‌ها
۸۳۳	بارها
۱۶۵	خازن‌ها
۴۷۲	ماشین‌های سنکرون
۱۰۰۸	خطوط انتقال
۷۳۰	ترانسفورماتورهای دو سیم پیچه
۵۱۹	ترانسفورماتورهای سه سیم پیچه

بخش مهمی که در جدول ۱-۳ به آن اشاره‌ای نشده است سیستم‌های کنترلی و حفاظتی است که بهره‌برداری از شبکه سراسری برق را ممکن می‌سازد. سیستم‌هایی از قبیل سیستم‌های تحریک ژنراتور، گاورنرها، پایدار سازهای سیستم قدرت، رله‌های حفاظتی و ... که این تجهیزات نیز با وارد کردن معادلات جدید و محدودیت‌های عملیاتی بر روی تجهیزات، به پیچیدگی انواع مطالعات دینامیکی می‌افزایند.

با توجه به وابستگی کامل مطالعات دینامیکی به نقطه کار شبکه، وضعیت شبکه در نقاط کار مختلف به ازای سناریوهای مختلف مورد مطالعه قرار می‌گیرد. بنابراین به ازای هر نقطه کار مشخص نیاز به پیاده‌سازی شبیه‌سازی کامپیوتری بر روی مدل کامل شبکه قدرت می‌باشد. با توجه به تعداد زیاد سناریوهای مورد نیاز برای بررسی و همچنین حجم تجهیزات موجود در شبکه برق به همراه سیستم‌های کنترلی و محافظتی آن‌ها، پیاده‌سازی و بررسی مطالعات بر روی شبکه‌های قدرت بزرگ مثل شبکه سراسری برق ایران تقریباً غیر ممکن است.

در این بخش به دنبال معادل سازی استاتیکی و کاهش ابعاد شبکه سراسری برق ایران هستیم. این پروسه در سه مرحله انجام می گردد. در مرحله اول باس های غیر ضروری به عنوان باس های مناسب برای حذف مشخص می شوند. این باس ها عموماً باس های بار شبکه سراسری برق کشور هستند. سپس باس های انتخاب شده با روش اسپارس حذف شده و ابعاد شبکه کاهش میابد. در مرحله دوم ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه سراسری برق ایران مورد مطالعه واقع شده و خطوط انتقال جدید بین باس های باقیمانده تعیین می شوند. سپس با تعیین محدوده مناسب، خطوط انتقال جدید با امپدانس پایین (فاصله الکتریکی کم) به عنوان خطوط انتقال شبکه سراسری برق کاهش یافته جدید معرفی می شوند و ماتریس ادمیتانس شبکه معادل ارائه می شود. مرحله آخر به ترسیم مدل معادل شبکه اختصاص میابد. برای پیاده سازی مدل معادل شبکه از نرم افزار *DIgSILENT* استفاده شده است.

۲-۳ کاهش استاتیکی ابعاد شبکه کشور

کاهش استاتیکی (توپولوژیک) به معنای حذف و یا ترکیب گره های غیر ضروری و کاهش یک شبکه بزرگ و تبدیل آن به یک شبکه کوچک تر معادل است. برخی از نقاط گرهی هیچ گونه تأثیری در رفتار دینامیکی شبکه ندارند و تنها یک سری از معادلات جبری و متغیرهای غیر ضروری را در معادلات وارد کرده و حجم محاسبات را افزایش می دهند. اولین مرحله در کلیه روش های معادل سازی دینامیکی سیستم های قدرت حذف این نقاط گرهی است. روش های مختلفی برای حذف نقاط گرهی وجود دارد. یکی از ساده ترین و دقیق ترین روش های حذف نقاط گرهی روش اسپارس است. روش اسپارس به طور کامل در بخش ۱-۱-۲-۱ ارائه شده است.

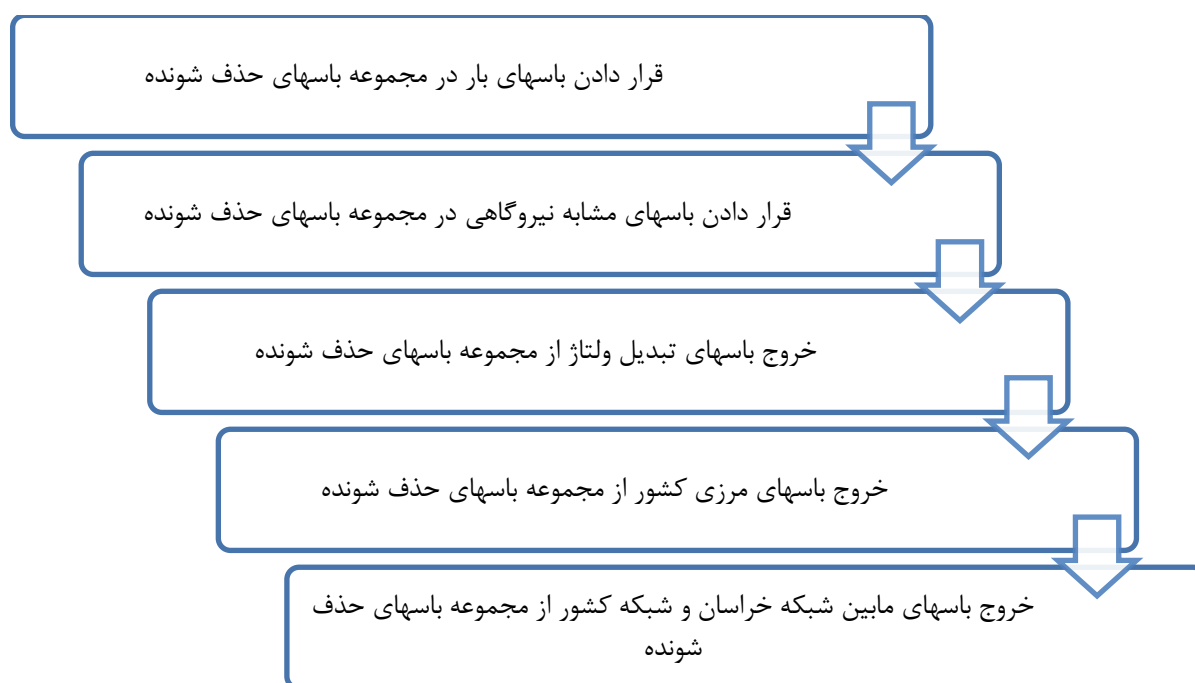
۱-۲-۳ انتخاب مجموعه باس های مناسب برای حذف

هنگامی که از تکنیک های ماتریس اسپارس استفاده می شود، برای کاهش تعداد عملیات های جبری و همچنین اطمینان از اسپارسی بودن شکل ماتریس حاصل، چگونگی انتخاب و ترتیب انتخاب نقاط گره مجموعه $\{E\}$ اهمیت خواهد داشت. به طور کلی یک روش عمومی نیز برای حذف بهینه نقاط گرهی وجود

ندارد و معمولاً از روش‌هایی ساده و ابتکاری استفاده می‌شود. از فرض‌های زیر برای طراحی الگوریتم حذف نقاط گرهی در هر مرحله می‌توان استفاده کرد:

- گرهی حذف شود که کمترین تعداد همسایه را داشته باشد.
- گرهی حذف شود که با حذف آن کمترین اتصالات جدید بین گره‌ها ایجاد شود.

با در نظر گرفتن این دو فرض فرایند انتخاب باس‌های مناسب برای حذف انجام می‌گردد. هدف از این بخش انتخاب هوشمندانه باس‌های مناسب برای قطع است. مناسب‌ترین باس برای حذف باسی است که با حذف آن کمترین اتصالات جدید مابین باس‌های باقیمانده به وجود آید. برای ایجاد کمترین اتصالات جدید باید باس‌های مناسب برای حذف هوشمندانه انتخاب شوند. در این بخش الگوریتم جدیدی برای انتخاب باس‌های مناسب برای حذف ارائه شده است. این الگوریتم از پنج مرحله تشکیل شده است. شکل ۱-۳ نشان‌دهنده روند انتخاب باس‌های مناسب برای حذف است. پنج مرحله مختلف این روند در ادامه به طور کامل ارائه شده‌اند.



شکل ۱-۳: الگوریتم تعیین باس‌های حذف شونده

۳-۲-۱-۱ مرحله اول: باس‌های بار

اولین گروه از باس‌های مناسب برای کاهش، باس‌های بار هستند. باس‌هایی که ژنراتور مستقیماً به آن‌ها متصل نیست باس‌های بار در نظر گرفت می‌شوند. با حذف باس‌های ژنراتوری موجود در شبکه سراسری برق کشور از مجموعه کلیه باس‌های این شبکه، باس‌های بار مشخص می‌شوند. با بررسی‌های صورت گرفته بر روی مدل کامل شبکه سراسری برق کشور مشخص شد که به طور دقیق ۴۵۱ باس مستقیماً به واحدهای تولیدی شبکه متصل هستند. با حذف این مجموعه باس‌ها از کلیه باس‌های شبکه، مجموعه باس‌های منتخب برای حذف با استفاده از روش اسپارس مشخص می‌گردد. باس‌های مناسب برای حذف در این مرحله ۱۱۶۱ باس می‌باشد.

۳-۲-۱-۲ مرحله دوم: باس‌های مشابه نیروگاهی

نیروگاه‌های در یک شبکه بزرگ قدرت عموماً از چند ژنراتور مشابه تشکیل شده‌اند. با توجه به این نکته می‌توان باس‌های مناسب برای کاهش را افزایش داد. در این فاز ابتدا باس‌های مشابه ژنراتوری در یک نیروگاه مشخص شده و یک ژنراتور به عنوان نماینده گروه ژنراتوری معرفی می‌شود. سپس باس متصل به این ژنراتور به عنوان تنها باقیمانده باس‌های ژنراتوری در آن نیروگاه در نظر گرفته شده و سایر باس‌ها در مجموعه باس‌های مناسب برای حذف در نظر گرفته می‌شوند.

در صورتی که در یک نیروگاه از دو یا چند نوع ژنراتور مختلف استفاده شود، از هر یک از این گروه‌های مشابه در یک نیروگاه یک ژنراتور به عنوان نماینده گروه معرفی می‌شود تا باس متصل به آن از لیست حذف باس‌ها خارج گردد. همان‌طور که در فصل ۲ اشاره شد انواع مختلف ژنراتورها، دارای رفتار دینامیکی و سیستم‌های کنترلی و محافظتی منحصر به فردی هستند و نمی‌توان چند نوع ژنراتور مختلف را به صورت یک ژنراتور منحصر به فرد معادل‌سازی کرد بلکه هر گروه از یک نوع ژنراتور منحصر به فرد توسط یک ژنراتور مجزا معادل‌سازی می‌شود.

در این مرحله باس‌های مشابه نیروگاهی در شبکه سراسری برق مشخص شده از مجموعه باس‌های ژنراتوری به مجموعه باس‌های مناسب برای قطع منتقل می‌شوند. بنابراین ابعاد شبکه بیش از پیش کاهش یافته و مجموعه باس‌های مناسب برای حذف به ۱۵۱۳ باس می‌رسد. باس‌های باقیمانده در انتهای این مرحله به طور دقیق ۹۹ باس می‌باشد.

۳-۲-۱-۳ مرحله سوم: باس‌های اصلی تبدیل ولتاژ

در روش اسپارس برای کاهش شبکه از ماتریس ادمیتانس شبکه در حالت پریونیت استفاده می‌شود. به همین دلیل ماتریس ادمیتانس شبکه معادل نیز در حالت پریونیت خواهد بود. برای مطالعه شبکه معادل در نرم افزار *DigSILENT* نیاز به مقادیر غیر پریونیت شبکه می‌باشد. به همین دلیل نیاز است که سطوح ولتاژ شبکه نیز در پروسه معادل‌سازی دینامیکی حفظ شود. در این راستا شبکه سراسری برق کشور به سه سطح ولتاژ ۴۰۰، ۲۳۰ و ۱۳۲ کیلوولت تقسیم شد و باس‌های عمده تبدیل ولتاژ نیز در نظر گرفته شده‌اند. باس‌های تبدیل ولتاژ همان پست‌های تبدیل ولتاژ ۲۳۰ به ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ به ۴۰۰ کیلوولت می‌باشند. در این پست‌ها باس ولتاژ اولیه و ولتاژ ثانویه ترانس از مجموعه باس‌های مناسب برای حذف خارج شده است. دو باس اولیه و ثانویه دو سر ترانس هم در مدل کامل شبکه سراسری برق ایران و هم در مدل معادل کاهش یافته مشترک خواهند بود. بنابراین می‌توان ترانس مابین این دو باس را به صورت واقعی در نظر گرفت. مجموعه باس‌های تعیین شده در این مرحله ۱۰۴ باس می‌باشد. بنابراین تا پایان این مرحله شبکه معادل ما حاوی ۲۰۵ باس خواهد بود.

۳-۲-۱-۴ مرحله چهارم: باس‌های مرزی کشور با کشورهای همسایه

یکی از عوامل مهم و موثر در معادل‌سازی دینامیکی یک شبکه قدرت تأثیر سیستم‌های قدرت همسایه (سیستم‌های خارجی) در شبکه قدرت مورد مطالعه می‌باشد. شبکه سراسری برق ایران از طریق چندین خط ارتباطی به شبکه قدرت کشورهای همسایه متصل می‌باشد. این اتصالات باعث شده است تا مابین شبکه ایران و کشورها همسایه تبادلات توان برقرار گردد. از این رو شرایط سیستم قدرت این کشورها بر روی رفتار

شبکه سراسری برق ایران تأثیر خواهد داشت. این عوامل سبب شده تا باس‌های اتصال شبکه کشور به شبکه کشورهای همسایه نیز از مجموعه باس‌های مناسب برای حذف خارج شود.

جدول ۳-۲: مجموعه باس‌های اتصالات شبکه سراسری ایران با کشورهای همسایه

AGARAK_8XNPXS01
AL AMARE
Astara_EXT
BASH KALEH_7XOAXS01
Balkan abad_8XNUXS01
Diyaleh 400
Hareseh
Imishli_8XOBXS01
Jakigur_8BIWPS01
SarPol-eZahab_8BCRHS01

باس‌های اتصالی به شبکه‌های همسایه در جدول ۳-۲ ارائه شده است. با حضور این باس‌های اتصال وضعیت تبادلات توان و تأثیر شبکه‌های همسایه بر روی شبکه کشور را می‌توان در مدل معادل کشور مورد مطالعه و بررسی قرار داد. تعداد باس‌های مرزی کشور ۱۰ باس می‌باشد. بنابراین تا این فاز از پروسه انتخاب باس‌های مناسب برای حذف، شبکه معادل ما دارای ۲۱۵ باس خواهد بود.

۳-۲-۱-۵ مرحله پنجم: باس‌های مرزی استان خراسان

استان خراسان با استفاده از چهار خط انتقال در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت به شبکه کشور متصل شده است. با در نظر گرفتن این چهار خط انتقال در مدل معادل شبکه می‌توان به آسانی تأثیر شبکه خراسان و شبکه کشور را بر روی یکدیگر مورد مطالعه قرار داده و تبادلات توان آن‌ها را مد نظر قرار داد. برای حفظ این خطوط در مدل معادل شبکه، باس‌های دو سر این خطوط از مجموعه باس‌های مناسب برای حذف خارج شده و این خطوط به صورت واقعی مدل‌سازی می‌شوند. مجموعه باس‌های مرزی استان خراسان در جدول ۳-۳ ارائه شده است.

جدول ۳-۳: مجموعه باس‌های مرزی بین شبکه خراسان و شبکه کشور

AliAbad_9AGDBS01
Birjand_9AXTOS01
MAIAMEY_9ADADS01
Sefid abeh_9BJHPS01
Tabas_9---LS01

پس از افزودن باس‌های مرزی استان خراسان به مجموعه باس‌های مناسب برای حذف، تعداد باس‌های مورد نظر در این مجموعه با در نظر گرفتن اسامی تکراری در مراحل مختلف ۲۱۸ باس خواهد بود. بنابراین شبکه معادل کاهش یافته ما در انتها دارای ۲۱۸ باس خواهد بود.

۳-۳ ساخت ماتریس ادمیتانس معادل شبکه

برای کاهش ابعاد شبکه در اولین قدم باس‌های بار شبکه کامل را با استفاده از روش اسپارس حذف کرده و بار موجود بر روی این باس‌ها را با استفاده از ضریب مناسب بر روی باس‌های باقیمانده توزیع می‌گردد. با کاهش باس‌های بار اتصالات جدیدی در شبکه ایجاد می‌شود. این اتصالات ماتریس ادمیتانس شبکه را دچار تغییر می‌کنند. بنابراین در انتهای پروسه کاهش ابعاد شبکه (حذف باس‌های غیر ضروری) به ماتریس ادمیتانس شبکه معادل به همراه بارهای جدید در باس‌های باقی مانده می‌رسیم. با استفاده از روش اسپارس می‌توان باس‌های مورد نظر در یک سیستم قدرت را حذف کرد. نوع باس حذف شده در این روش اهمیتی ندارد به گونه‌ای که باس‌های بار و یا باس‌های ژنراتوری بر طبق الگوی یکسانی حذف می‌گردند.

۳-۳-۱ تشکیل ماتریس ادمیتانس شبکه برق سراسری کشور

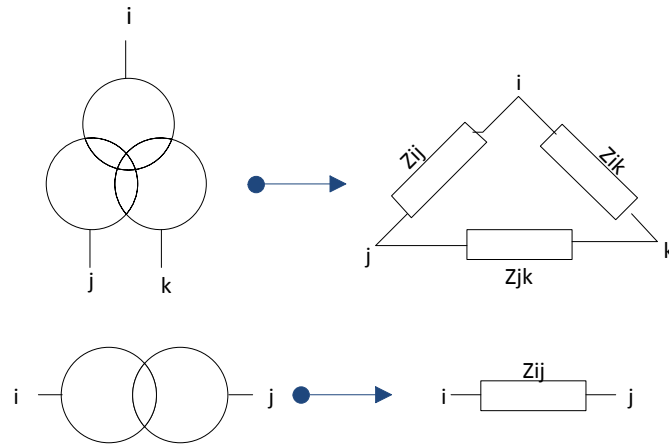
اولین قدم در کاهش ابعاد شبکه برق کشور تشکیل ماتریس ادمیتانس شبکه قدرت است. در سیستم قدرت برای تشکیل ماتریس ادمیتانس به اطلاعات کامل خطوط انتقال و ترانسفورماتورهای قدرت نیاز است. برای خطوط انتقال بدون در نظر گرفتن سطح ولتاژ و جریان عبوری از خط، تنها مقدار مقاومت، راکتانس و سوسپتانس خط در حالت پریونیت در نظر گرفته شده است. علاوه بر این اطلاعات ضروری ترانسفورماتورهای قدرت برای تشکیل ماتریس ادمیتانس از قبیل مقدار مقاومت و راکتانس ترانسفورماتورها

نیز در نظر گرفته شده است. برای تشکیل ماتریس ادمیتانس شبکه سراسری برق کشور از نرم افزار *MATLAB* استفاده شده است.

با توجه به اینکه در پروسه حذف باس با استفاده از روش اسپارس از مقادیر ادمیتانس به صورت پریونیت استفاده شده است، مقادیر ادمیتانس خطوط و ترانسفورماتورها باید به صورت پریونیت ارائه شوند. علاوه بر این دلیل، به علت حذف فاکتور سطح ولتاژ در ماتریس ادمیتانس و علاقه به ترسیم مجدد ماتریس ادمیتانس معادل در نرم افزار *DIgSILENT*، استفاده از مقادیر ادمیتانس به صورت پریونیت امری ضروری به نظر می‌رسد.

در این مرحله دقت در تعیین مقادیر ادمیتانس شبکه سراسری برق ایران از اهمیت زیادی برخوردار است. به همین دلیل به مدل سازی دقیق اجزای مورد استفاده در ماتریس ادمیتانس می‌پردازیم. در این قسمت نحوه مدل سازی سه جزء خط انتقال، ترانسفورماتور دو سیم پیچه و ترانسفورماتور سه سیم پیچه را در تشکیل ماتریس ادمیتانس مورد بررسی قرار می‌دهیم. نکته اصلی اینست که این اجزا به گونه‌ای مدل شوند که قابلیت استفاده آسان در تشکیل ماتریس ادمیتانس را داشته باشند. برای تأمین این شرایط باید هر یک از این اجزا به صورت یک ادمیتانس یا امپدانس منحصر به فرد مابین دو باس i و j مدل سازی شوند.

مدل های مختلفی برای مدل سازی خط انتقال ارائه شده است که در اینجا از مدل Π برای مدل سازی خط انتقال استفاده می‌شود. اما برای مدل سازی ترانسفورماتورهای قدرت از مقدار سوسپتانس صرفه نظر می‌شود. نحوه مدل سازی ترانس های دو سیم پیچه و سه سیم پیچه در شکل ۳-۲ آمده است.



شکل ۳-۲: نحوه مدل سازی ترانس دو سیم پیچه و ترانس سه سیم پیچه

با توجه به شکل ۳-۲ ترانسفورماتور دو سیم پیچه با استفاده از امپدانس Z_{ij} مابین باس i, j و ترانسفورماتور سه سیم پیچه با استفاده از سه امپدانس Z_{ij}, Z_{ik}, Z_{jk} مابین سه باس i, j, k مدل سازی می شود. با استفاده از این امپدانس ها می توان تأثیر این ترانسفورماتورهای قدرت را بر روی ماتریس ادمیتانس شبکه مدل سازی کرد. برای تشکیل ماتریس ادمیتانس شبکه به مقادیر ادمیتانس اجزای شبکه از جمله خطوط انتقال و ترانسفورماتورهای قدرت نیاز است. با استفاده از مدل Π خط و مدل های معرفی شده توسط شکل ۳-۲ برای ترانسفورماتورهای قدرت مقادیر ادمیتانس را محاسبه کرده و برای ساخت ماتریس ادمیتانس مورد استفاده قرار می دهیم.

بر طبق جدول ۳-۱ شبکه سراسری برق کشور از ۱۰۰۸ خط انتقال تشکیل شده است. هر یک از این خطوط انتقال ما بین دو باس مختلف اتصال برقرار کرده اند. مقادیر R_{pu} , X_{pu} و B_{pu} برای هر یک از خطوط انتقال محاسبه شده و در ماتریس ادمیتانس وارد می گردد.

علاوه بر ۱۰۰۸ خط انتقال، تعداد ۷۳۰ ترانسفورماتور قدرت دو سیم پیچه و ۵۱۹ ترانسفورماتور قدرت سه سیم پیچه در شبکه سراسری برق کشور موجود است. ترانسفورماتورهای دو سیم پیچه با استفاده از مدل معرفی شده در شکل ۳-۲ به صورت R_{pu} و X_{pu} مدل سازی می شوند. ترانسفورماتورهای سه سیم پیچه نیز به صورت R_{ij} , R_{ik} , R_{kj} , X_{ij} , X_{ik} و X_{kj} برای تشکیل ماتریس ادمیتانس مدل سازی می شوند.

برای ساخت ماتریس ادمیتانس، نیاز به ادمیتانس موجود مابین دو باس مورد نظر می‌باشد. با استفاده از نرم‌افزار *MATLAB* ابتدا نام باس‌های موجود در شبکه را طبق یک الگوی مشخص به اعداد قابل درک برای نرم‌افزار *MATLAB* تبدیل کرده و سپس ماتریس ادمیتانس شبکه را تشکیل می‌دهیم. ابعاد ماتریس ادمیتانس شبکه برابر با تعداد باس‌های منحصر به فرد شبکه می‌باشد. با توجه به تعداد ۱۶۱۲ باس موجود در شبکه، ابعاد ماتریس ادمیتانس نیز یک ماتریس مربعی با ۱۶۱۲ سطر و ستون خواهد بود.

۳-۳-۲ کاهش ابعاد شبکه و ساخت ماتریس ادمیتانس معادل

با استفاده از نرم‌افزار *MATLAB* روش حذف اسپارس را بر روی ماتریس ادمیتانس شبکه سراسری برق ایران پیاده‌سازی شده است. این کار با استفاده از تعریف چندین تابع در نرم‌افزار *MATLAB* صورت پذیرفته است که جزئیات و نحوه نگارش این توابع در پیوست ۱ ذکر شده است.

باس‌های مورد نظر برای کاهش در طی پنج مرحله انتخاب شدند. این باس‌های در مجموعه باس‌های مناسب برای حذف به نرم‌افزار *MATLAB* وارد شده و یک به یک از ماتریس ادمیتانس حذف می‌شوند. با حذف هر یک از این باس‌ها اتصالات جدیدی مابین باس‌های همسایه در شبکه قدرت باقیمانده ایجاد می‌شود. همان‌طور که در فصل ۲ نیز اشاره شد، بهترین باس برای حذف باسی است که با حذف آن کمترین اتصالات جدید مابین باس‌های باقیمانده ایجاد شود. بنابراین هرچه روش انتخاب باس‌های مناسب برای حذف هوشمندانه‌تر باشد، اتصالات جدید کمتری در شبکه کاهش یافته ایجاد می‌شود.

با انتخاب ناآگاهانه باس‌های مناسب برای حذف، کلیه المان‌های ماتریس ادمیتانس معادل غیر صفر خواهند بود. به طوری که به تعداد $(n^2 - n)/2$ دارای خط انتقال مابین باس‌های باقیمانده خواهیم بود. توجه کنید که n در اینجا تعداد باس‌های شبکه معادل می‌باشد. بنابراین با انتخاب ناآگاهانه باس‌های مناسب برای حذف به تعداد ۲۳۶۵۳ خط انتقال در شبکه معادل وجود خواهد داشت که رسم کردن این شبکه غیر ممکن خواهد بود.

با انتخاب آگاهانه و هوشمندانه باس‌های مناسب برای حذف، در پنج مرحله بر طبق الگوریتم معرفی شده در شکل ۳-۱، تعداد المان‌های غیر صفر ماتریس ادمیتانس کاهش یافته بیش از پیش کاهش میابد. در این حالت تعداد خطوط انتقال موجود مابین باس‌های باقی مانده در شبکه معادل برابر با ۱۶۰۴ می‌باشد در صورتی که تعداد اتصالات موجود مابین باس‌ها در شبکه واقعی ۲۱۷۱ اتصال بود.

با اجرای برنامه معادل‌سازی دینامیکی، باس‌های مجموعه مناسب برای حذف از ماتریس ادمیتانس شبکه حذف می‌شوند. سطرها ستون‌های مرتبط با این باس‌ها نیز به طور کامل از ماتریس ادمیتانس شبکه سراسری حذف می‌شوند. در انتها ماتریس ادمیتانسی با اتصالات جدید و معادل با ماتریس ادمیتانس شبکه سراسری ایجاد می‌شود. به این ماتریس، ماتریس ادمیتانس معادل گفته می‌شود. تعداد اتصالات موجود در این ماتریس برابر با ۱۶۰۴ اتصال است. بیشتر این اتصالات بسیار ضعیف بوده به گونه‌ای که می‌توان با دقت بالایی از آن‌ها صرفه نظر کرد. مجموعه قوی‌ترین اتصالات ماتریس ادمیتانس معادل در پیوست ۲ ارائه شده است.

۳-۴ انتقال بار باس‌های حذف شده به باس‌های باقیمانده

اصلی‌ترین بخش حذف باس‌های غیر ضروری و کاهش ابعاد شبکه، انتقال بار در باس حذف شده به سایر باس‌های باقیمانده می‌باشد. برای حذف باس از معادلات زیر شروع می‌کنیم. در این معادلات اندیس E نشان‌دهنده باس‌های حذف شونده و اندیس R نشان‌دهنده باس‌های باقیمانده هستند. معادله ۳-۱ نشان‌دهنده روابط حاکم مابین ولتاژ و جریان در شبکه است.

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{RR} & Y_{RE} \\ Y_{ER} & Y_{EE} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_E \end{bmatrix} \quad (۳-۱)$$

با بسط معادله ۳-۱ می‌توان هر کدام از مقادیر جریان‌ها و ولتاژها را محاسبه نمود. فرض اصلی در پروسه حذف باس ثابت باقی ماندن ولتاژ و جریان در گره‌های باقیمانده است. بنابراین در طول پروسه حذف همواره

مقادیر V_R و I_R ثابت می‌باشند. ابتدا جریان در باس‌های در حال حذف را محاسبه می‌کنیم. مقدار V_E را مطابق با معادله ۲-۳ بر مبنای I_E و V_R بدست می‌آوریم.

$$I_E = Y_{ER}V_R + Y_{EE}V_E \rightarrow Y_{EE}V_E = I_E - Y_{ER}V_R \rightarrow V_E = Y_{EE}^{-1}I_E - Y_{EE}^{-1}Y_{ER}V_R \quad (2-3)$$

در مرحله بعد جریان در گره‌های باقیمانده را محاسبه می‌کنیم. مقدار V_E را بر طبق معادله ۱-۳ در معادله ۲-۳ جایگزین می‌کنیم.

$$\begin{aligned} I_R &= Y_{RR}V_R + Y_{RE}V_E \rightarrow I_R = Y_{RR}V_R + Y_{RE}(Y_{EE}^{-1}I_E - Y_{EE}^{-1}Y_{ER}V_R) \\ I_R &= (Y_{RR} - Y_{RE}Y_{EE}^{-1}Y_{ER})V_R + Y_{RE}Y_{EE}^{-1}I_E \end{aligned} \quad (3-3)$$

معادله ۳-۳ نشان دهنده جریان و امپدانس در مدل معادل کاهش یافته است. ماتریس ادمیتانس شبکه معادل و جریان‌ها باس‌های باقیمانده در مدل معادل را مطابق با معادله ۴-۳ به ترتیب Y' و I'_R نام‌گذاری می‌کنیم.

$$\begin{aligned} I_R - Y_{RE}Y_{EE}^{-1}I_E &= (Y_{RR} - Y_{RE}Y_{EE}^{-1}Y_{ER})V_R \\ \begin{cases} Y' = Y_{RR} - Y_{RE}Y_{EE}^{-1}Y_{ER} \\ I'_R = I_R - Y_{RE}Y_{EE}^{-1}I_E \end{cases} \end{aligned} \quad (4-3)$$

تا این بخش از محاسبات دقیقاً با روش اسپارس مطابقت دارد. همان‌طور که از معادله ۴-۳ مشخص است، جریان از گره‌های در حال حذف به گره‌های باقیمانده منتقل می‌گردد. فرض کنید باس i در حال حذف می‌باشد. مجموعه باس‌های باقیمانده پس از حذف باس i مجموعه R نام گرفته و از اجزای $1, \dots, j, \dots, m$ تشکیل شده است. هدف این بخش انتقال بار از باس i به مجموعه باس‌های باقیمانده R می‌باشد. برای این کار معادله ۵-۳ به فرم ماتریسی تبدیل می‌شود.

$$I'_R = I_R - Y_{RE}Y_{EE}^{-1}I_E = \begin{bmatrix} I'_{R1} \\ \vdots \\ I'_{Rj} \\ \vdots \\ I'_{Rn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{R1} \\ \vdots \\ I_{Rj} \\ \vdots \\ I_{Rn} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{1i} \\ \vdots \\ Y_{ji} \\ \vdots \\ Y_{Ri} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_i \\ Y_{ii} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{R1} \\ \vdots \\ I_{Rj} \\ \vdots \\ I_{Rn} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{1i}I_i / Y_{ii} \\ \vdots \\ Y_{ji}I_i / Y_{ii} \\ \vdots \\ Y_{Ri}I_i / Y_{ii} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{R1} \\ \vdots \\ I_{Rj} \\ \vdots \\ I_{Rn} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} K_{1i}I_i \\ \vdots \\ K_{ji}I_i \\ \vdots \\ K_{Ri}I_i \end{bmatrix} \quad (5-3)$$

دو حالت را مورد بررسی قرار می‌دهیم:

▪ حالت اول: باس i در همسایگی باس j قرار دارد. در این حالت مقدار K_{ji} مخالف با صفر می‌باشد.

بنابراین با حذف باس i جریان در باس j تغییر خواهد کرد.

▪ حالت دوم: باس i در همسایگی باس j قرار ندارد. در این حالت مقدار K_{ji} برابر با صفر می‌باشد.

بنابراین با حذف باس i جریان در باس j تغییری نخواهد کرد.

در حالت اول حذف باس i منجر به تغییر جریان باس j می‌شود. برای بدست آوردن جریان در هر یک از باس‌ها نیاز به اجرای پخش بار در شبکه قدرت است. اجرای پخش بار، نتایج معادل‌سازی شبکه قدرت را به نقطه کار سیستم وابسته می‌کند.

در معادله ۳-۵ ماتریس ادمیتانس شبکه معادل، مستقل از نقطه کار سیستم قدرت است. با استفاده از چند فرض ساده می‌توان پروسه انتقال بار از باس در حال حذف به باس‌های باقیمانده را نیز از نقطه کار سیستم قدرت مستقل کرد. در این حالت می‌توان بارها را به صورت توان ثابت در نظر گرفت. بارها در سیستم قدرت عموماً به صورت توان ثابت معرفی می‌شوند. کار را از معادله ۳-۶ شروع می‌کنیم.

$$I'_R = I_R - Y_{RE} Y_{EE}^{-1} I_E = I_R - K I_E \quad (۳-۶)$$

ماتریس K حاوی ضرایب انتقال بار برای هر یک از باس‌های در حال حذف می‌باشد. این ضریب برای باس‌های همسایه مخالف با صفر است. ماتریس K را مطابق با معادله ۳-۷ بسط می‌دهیم.

$$K = Y_{RE} Y_{EE}^{-1} = \begin{bmatrix} K_{11} & \cdots & K_{1E} \\ \vdots & & \vdots \\ K_{R1} & \cdots & K_{RE} \end{bmatrix} \quad (۳-۷)$$

در این قسمت تأثیر حذف مجموعه باس‌های $1, \dots, j, \dots, n$ را در بار باس i از مجموعه باس‌های باقیمانده در نظر گرفته می‌شود. با جایگذاری ماتریس K در معادله ۳-۶، به معادله ۳-۸ می‌رسیم.

$$I_R^i = I_R^i + K^{i1} I_{E1} + K^{i2} I_{E2} + \cdots + K^{in} I_{En} = I_R^i + \sum_{j=1}^n K^{ij} I_{Ej} \quad (۳-۸)$$

حال مزدوج معادله ۸-۳ را محاسبه کرده و ولتاژ باس i را که یک مقدار ثابت است در معادله ۸-۳ ضرب می‌کنیم.

$$V_R^i I_R^{*i} = V_R^i I_R^{*i} + \sum_{j=1}^n K^{*ij} V_R^i I_{Ej}^{*} \quad (9-3)$$

$$V_R^i I_R^{*i} = V_R^i I_R^{*i} + \sum_{j=1}^n K^{*ij} \left(\frac{V_R^i}{V_E^j} \right) (V_E^j I_{Ej}^{*}) \quad (10-3)$$

با جایگذاری مقادیر توان ظاهری در معادله ۱۰-۳ به معادله ۱۱-۳ می‌رسیم.

$$S_R^i = S_R^i + \sum_{j=1}^n K^{*ij} \left(\frac{V_R^i}{V_E^j} \right) (S_{Ej}) = S_R^i + K_I S_{Ej} \quad (11-3)$$

همان‌طور که از معادله ۱۱-۳ مشخص است، با در نظر گرفتن توان ظاهری به جای جریان در پروسه انتقال بار، ضریب V_R^i/V_E^j در معادلات پدید می‌آید. شکل فازوری ضریب انتقال بار K_I در معادله ۱۲-۳ نشان داده شده است.

$$K_I = K^{*ij} \left(\frac{V_R^i}{V_E^j} \right) = K^{*ij} \left| \frac{V_R^i}{V_E^j} \right| \angle \delta_R^i - \delta_E^j \quad (12-3)$$

ضریب K_I به سه فاکتور مهم وابسته است

- المان‌های ماتریس K : المان‌های این ماتریس برای باس‌هایی که در همسایگی هم قرار ندارند، برابر با صفر است.

- نسبت اندازه ولتاژ باس باقیمانده به باس در حال حذف: این نسبت در باس‌های همسایه با دقت بسیار بالایی برابر با یک می‌باشد.

- اختلاف زاویه باس باقیمانده نسبت به باس در حال حذف: این اختلاف در باس‌های همسایه حداکثر برابر با ۵ درجه می‌باشد که بسیار کوچک است.

با توجه به سه فاکتور ارائه شده، در باس‌های همسایه ضریب K_I با دقت بسیار بالایی با ضریب K برابر است. در باس‌های غیر همسایه ضریب K و در نتیجه ضریب K_I برابر با صفر است. اکنون اثبات شد که می‌توان با استفاده از یک فرض ساده، از توان ظاهری به جای جریان در روش اسپارس استفاده کرده و مقادیر بار را در باس‌های باقیمانده محاسبه کرد.

عملیات انتقال بار از باس‌های در حال حذف به باس‌های باقیمانده با استفاده از معادله ۳-۱۳ صورت می‌پذیرد. این انتقال کاملاً مستقل از نقطه کار سیستم قدرت بوده و بارها به صورت توان ثابت مدل‌سازی شده‌اند.

$$S'_R = S_R - KS_E \quad (۳-۱۳)$$

مقادیر بار در باس‌های مدل معادل شبکه کشور در پیوست ۳ ارائه شده‌اند.

۳-۵ تشکیل شبکه معادل

برای تشکیل شبکه معادل دینامیکی کشور باید هر یک از المان‌های شبکه در حالت معادل در دسترس قرار گیرد. در این قسمت المان‌های مدل معادل شبکه سراسری برق کشور ارائه می‌شوند. باس‌های تشکیل دهنده شبکه معادل کشور همان باس‌های باقیمانده از پروسه حذف بار می‌باشند. با استفاده از ماتریس ادمیتانس شبکه معادل، اتصالات مابین باس‌های شبکه معادل مشخص می‌شوند. با تعیین حد آستانه و محدوده مناسب، قوی‌ترین اتصالات به عنوان خطوط انتقال مابین این باس‌ها معرفی می‌شوند. ترانسفورماتورهای قدرت در پست‌های اصلی انتقال نیز دقیقاً مطابق با مدل کامل شبکه کشور، در مدل معادل دینامیکی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

ژنراتورها به عنوان عناصر دینامیکی شبکه، با پارامترهای دقیق، به همراه مدل سیستم‌های کنترلی دقیقاً مشابه با مدل کامل شبکه کشور، در مدل معادل دینامیکی ارائه می‌شوند. ژنراتورهای مشابه در واحدهای تولیدی به صورت ماشین‌های موازی مدل‌سازی می‌شوند. در قدم آخر نیز بارهای متصل به باس‌های شبکه

نیز، دقیقاً مطابق با مقادیر مشخص شده در پیوست ۳ به باس‌ها متصل می‌شوند. در انتها مدل معادل شبکه کشور در نرم‌افزار *DigSILENT* کامل می‌شود.

۳-۵-۱ باس‌ها در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

باس‌ها اولین المان‌هایی هستند که در یک شبکه مدل‌سازی می‌شوند. باس‌ها پیکربندی شبکه را تشکیل می‌دهند. متغیرهای الکتریکی بر روی باس‌ها اندازه‌گیری می‌شود. تعداد ۲۱۸ باس در مدل معادل دینامیکی وجود دارد. این باس‌ها، باس‌های تشکیل دهنده شبکه انتقال مدل معادل دینامیکی شبکه کشور هستند. سطح ولتاژ این باس‌ها ۱۳۲، ۲۳۰ و یا ۴۰۰ کیلوولت می‌باشد. باس‌های موجود در مدل معادل شبکه کشور به سه دسته تقسیم می‌گردند.

۳-۵-۱-۱ باس‌های ژنراتوری

باس‌های ژنراتوری باس‌هایی هستند که ژنراتورهای مدل معادل شبکه کشور مستقیماً به آن‌ها متصل می‌باشد. این باس‌ها دارای المان کنترل ولتاژ یا همان ژنراتور، هستند. تقریباً نیمی از باس‌های شبکه معادل دینامیکی کشور باس‌های ژنراتوری هستند. قابل توجه است که به علت تفاوت در ولتاژ خروجی ژنراتورها، یک ترانسفورماتور قدرت فرضی مابین خروجی ژنراتور و باس ژنراتوری قرار گرفته است. وظیفه اصلی این ترانسفورماتور فرضی تبدیل سطح ولتاژ ژنراتور به یکی از سطوح ولتاژ سیستم انتقال، یعنی ۱۳۲، ۲۳۰ و یا ۴۰۰ کیلوولت می‌باشد. امپدانس ترانسفورماتور فرضی صفر در نظر گرفته شده است تا بتوان در حد امکان از تأثیر آن‌ها در نقطه کار شبکه چشم‌پوشی کرد. مجموعه باس‌های ژنراتوری شبکه معادل دینامیکی کشور در جدول ۳-۴ ارائه شده است.

جدول ۳-۴: مجموعه باس‌های ژنراتوری در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

MashhadG13-14B	Kangan_2BGHKG11B	Karun 3 Dam_2AJOJG1-8B
Firuzi_2ABHAG1-4B	OrumiehB	Karun 4 Dam_2AMHJG1-4B
Zob-e Ahan G1-2B	Qaen GS_2AYEOG11-12B	Kashan CC_2ALQIG1-2B
Fars CC_2BFRKGG1-3B	Qom CC_2ABXAG13-14B	Kave CC_2AXGOG1-4B
Gilan CC_2AFCCG11-16B	Rey GS_2ABMAG7-22B	Kazerun CC_2BHWKG1-3B

Khoy CC_2ARBFG1B	Rey GS_2ABMAG7-23B	Kazerun CC_2BHWKG11-16B
MashhadG11-12B	Shariati_2AYCOG11-16B	Kerman CC_2ATMMG1-4B
Montazer Qaem CC_2ABFAG1-3B	TurkamanestanG01B	Kerman CC_2ATMMG11-18B
Neyshabur_2AXDOG1-3B	TusB	Khoramshahr CC_2AIWJG11-16B
SavehB	Zahedan_2BIRPG11-19B	Masjed Soleiman Dam_2G1-8B
Semnan CC_2ADCDG11-12B(1)	Besat_2AABAG1-3B	Montazeri 1_2AMKIG1-4B
Shahid Beheshti_2AECCG1-2B	Dez Dam_2AHXJG1-8B	Montazeri 2_2AMUIG1-4B
Shahid Rajayi CC_2ABTAG1-3B	Esfahan 1_2ALTIG1-2B	Orumiyeh CC_2APZFG11-16B
Shahid Salimi_2AGBBG11-12B	Esfahan 1_2ALTIG3B	Parand_2AAEAG11-16B
Shariati_2AYCOG1B	Fars CC_2BFRKGG11-16B	Parehsar CC_2AELCG1-14B
Shiraz_2BFXKG11B	Kalan_2AANAG1-3B	Pars Jonobi CC_2BIBKG1-6B
Shiraz_2BFXKG17B	Kalan_2AANAG2B	Petroshimi fajr 2_9AJSJG1-2B
Yazd CC_2AUQLG11-12B	Karkheh Dam_2AJNJG1-3B	Rud shur GC_2APNFG11-13B
Zob-e Ahan G3-4B	Khoy CC_2ARBFG11-12B	Sabalan CC_2APNFG1-5B
Sefid Rud Dam 2ADZCG1-5B	Marun Dam_2AJQJG1B	Sanandaj CC_2BDAHG1-14B
Bandar Abbas_4ATQNG11B	Montazer Qaem CC_2ABFAG11-16B	Sarakhs1-3B
Bushehr GS_2BGBKG11-13B	Neyshabur_2AXDOG11-16B	Semnan CC_2ADCDG11-12B
Iranshahr_2BIUPG1-4B	Qom CC_2ABXAG1-12B	Shahid Salimi_2AGBBG5B
Kahnuj_2AUDMG11B	Sadeh Mojjasadra_2BFBG1-2B	Shahvar_2ACZDG11-12B
Lavark_2ACDAG1-2B	Shahid Rajayi CC_2ABTAG11-16B	Shirvan CC_2AXROG11-16B
MashhadG1-2B	Shariati_2AYCOG17-18B	Soltaniyeh CC_2ADIEG11-14B
Modhej_2AHYIG11-14B	Montazer Qaem_2ABFAG1-4B	South Esfahan CC_2ALUG11-16B
Qaen GS_2AYEOG13B	Abadan CC_2AIJCJG11-14B	TurkamanestanB
Rey GS_2ABMAG1-6B	Fulad-e Mobarakeh_2AIG1-3B	Yazd CC_2AUQLG1-2B
Rey GS_2ABMAG1-7B	Modhej_2AHYJG1-2B	Zagros CCB
Rey GS_2ABMAG25B	Yazd CC_2AUQLG13-16B	Zavareh CC_2AMIIG1-12B
Rey GS_2ABMAG26-31B	Abbaspur Dam_2AHZJG1-8B	Mofatteh_2BBXGG1-4B
Rey GS_2ABMAG33-34B	Asaluye CC_2BEWKG1-6B	Shahid Rajayi_2ABSAG1-

		4B
SarchemshmeHB	Chabahar CC_2BJGPG1-2B	AgarakB
Shiraz_2BFXKG12B	Dalahoo CC_2HG11-12B	Bandar Abbas_4ATQNG1-4B
Shiraz_2BFXKG13(1)	Damavand CC_2AALAG1-6B	Bisotun_4BCJHG1-2B
Tabriz_2AQFFG11B	Damavand CC_2AALAG11-22B	Esfahan 1_4ALTIG4-5B
Yazd GB	Ferdowsi CC_2AXWOG11-16B	Ramin_4AIBJG1-6B
Zahedan DB	Gas Mayeh CC_2AJTKG1-2B	Sahand_4AQEFG01B
ZarandB	Genaveh CC_2KG11-12B	Sahand_4AQEFG02B
Chabahar CC_2BJGPG11-14B	Gilan CC_2AFCCG1-3B	Shazand_4BCQGG1-4B
Chabahar GS_2BJVPG11-16B	Golestan CC_2AEUBG11-16B	Tabriz_4AQFFG1-2B
EslamAbad-eGharb_2BEG11B	Hafez CC_2BFLKG1-14B	Shahid Salimi_4AGBBG1-4B
EslamAbad-eGharb_2BEG12B	Hormozgan CC_2ARTNG11-16B	EnergyAtomi_4BFNKG01B
Fulad-e Mobarakeh_2AIG11B	Jahrom CC_2BEXKG11-16B	

۳-۵-۱-۲ باس‌های تبدیل ولتاژ

باس‌های تبدیل ولتاژ همان پست‌های اصلی سیستم انتقال در مدل کامل شبکه کشور هستند. برای حفظ ولتاژ در مناطق مختلف همانند مدل معادل دینامیکی شبکه کشور، باس‌های اصلی تبدیل سطوح ولتاژ انتقال نیز در نظر گرفته شده‌اند. با استفاده از این باس‌ها می‌توان سطح ولتاژ را در مناطق مختلف مدل معادل دینامیکی، همانند مدل کامل شبکه کشور حفظ کرد.

باس‌های تبدیل ولتاژ عموماً در مرکز چگالی بار مناطق مختلف کشور قرار گرفته‌اند. با حفظ این باس‌ها می‌توان اتصالات مابین مناطق مختلف بار و تولید را در شبکه مورد مطالعه قرار داد. این باس‌ها معمولاً در دو سطح ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت می‌باشند که توسط چندین ترانسفورماتور قدرت بزرگ به صورت موازی به هم متصل شده‌اند. می‌توان گفت که باس‌های تبدیل ولتاژ نیز تشکیل دهنده نیمی از باس‌های باقیمانده در مدل معادل شبکه کشور هستند.

۳-۱-۵-۳ باس‌های مرزی

دو دسته از باس‌های مرزی در مدل معادل شبکه کشور در نظر گرفته شده‌اند. دسته اول باس‌های مرزی بین استان خراسان و شبکه کشور و دسته دوم باس‌های مرزی بین شبکه کشور و شبکه کشورهای همسایه می‌باشد. با در نظر گرفتن چهار باس مرزی بین شبکه استان خراسان و شبکه برق سراسری کشور می‌توان به آسانی چهار خط انتقال توان مابین این دو منطقه را مدل‌سازی کرد.

شبکه‌های قدرت کشورهای همسایه را می‌توان به عنوان شبکه خارجی نسبت به شبکه کشور در نظر گرفت. بنابراین در مواردی که مطالعات دینامیکی منحصر به فردی بر روی شبکه کشور صورت می‌پذیرد، مدل‌سازی شبکه‌های کشورهای همسایه نیز ضروری است. برای راحتی در امر مدل‌سازی تأثیر شبکه‌های قدرت کشورهای همسایه بر روی شبکه سراسری برق کشور، باس‌های مرزی مابین شبکه کشور و شبکه‌های همسایه در نظر گرفته شده است. این باس‌های مرزی محل اتصال مدل شبکه قدرت کشورهای همسایه به مدل معادل شبکه کشور می‌باشد.

۳-۵-۲ خطوط انتقال در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

در بخش قبل با استفاده از تکنیک اسپارس، باس‌های بار شبکه حذف شده و اتصالات مابین باس‌ها در مدل کامل شبکه کشور به اتصالات جدیدی در مدل معادل شبکه کشور تبدیل شده است. اتصالات مابین باس‌ها در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور توسط ماتریس ادمیتانس معادل معرفی می‌شود. تعداد اتصالات موجود در ماتریس ادمیتانس معادل ۱۶۰۴ می‌باشد. هر یک از این اتصالات را می‌توان با توجه به مقدار امپدانس و سطح ولتاژ در باس‌های اتصالی، با خط انتقال یا ترانسفورماتور قدرت مدل‌سازی کرد.

شبکه معادل دینامیکی کشور از ۲۱۸ باس تشکیل شده است. بنابراین ماتریس ادمیتانس شبکه معادل یک ماتریس مربعی با ۲۱۸ سطر و ستون خواهد بود. در مجموع در این ماتریس تعداد ۴۷۳۰۶ المان غیر قطری وجود دارد. بیش از ۹۳ درصد از این المان‌ها صفر هستند. هر جفت از المان‌های غیر قطری و غیر صفر در

ماتریس ادمیتانس معادل نشان‌دهنده یک اتصال مابین دو باس در شبکه معادل دینامیکی کشور است. برای محاسبه امپدانس هر یک از اتصالات در ماتریس ادمیتانس شبکه معادل از معادله ۳-۱۴ استفاده می‌شود.

$$Z(i, j) = \frac{-1}{Y(i, j)}, i \neq j \quad (3-14)$$

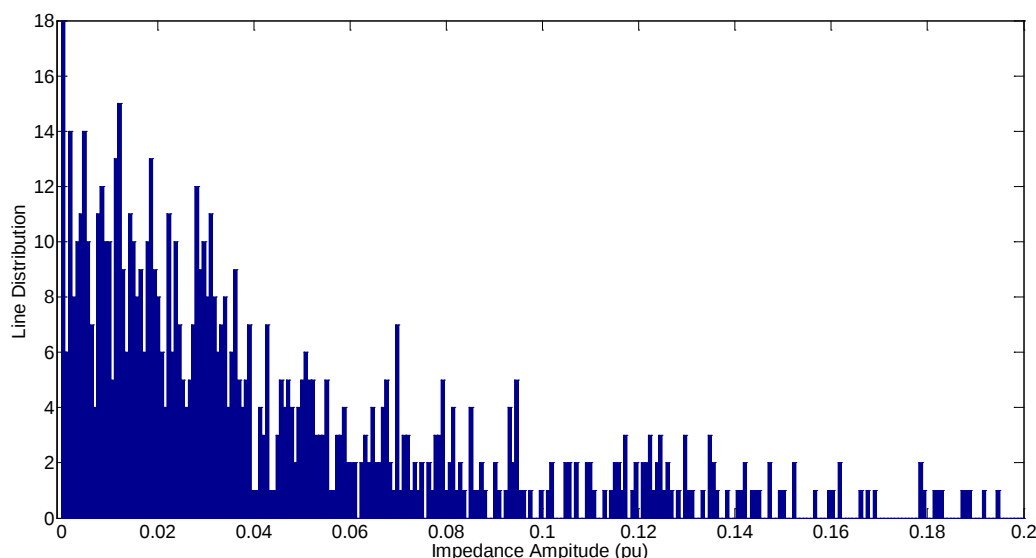
با استفاده از رابطه ۱ باس i ، باس j و امپدانس مابین این دو باس Z_{ij} تعیین می‌گردد. نوع این اتصال ممکن است خط انتقال و یا ترانسفورماتور قدرت باشد. برای تعیین نوع این اتصال از دو شاخص زیر استفاده می‌شود.

▪ سطح ولتاژ در دو باس i و j : در صورتی که سطح ولتاژ دو باس i و j یکسان باشد، اتصال از نوع خط انتقال بوده و در غیر این صورت اتصال از نوع ترانسفورماتور قدرت می‌باشد. سطوح ولتاژ مورد نظر در این حالت ۱۳۲، ۲۳۰ و یا ۴۰۰ کیلو ولت است.

▪ امپدانس Z_{ij} : اندازه امپدانس مابین دو باس i و j نیز تعیین کننده نوع اتصال مابین دو باس می‌باشد. امپدانس‌های بزرگ‌تر مربوط به خطوط انتقال و امپدانس‌های کوچک‌تر نشان دهنده اتصال ترانسفورماتوری هستند. علاوه بر اندازه امپدانس، نسبت X/R نیز نشان دهنده نوع اتصال است. این نسبت در خطوط انتقال با سطح ولتاژ ۱۳۲، ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلو ولت تقریباً برابر با ۳، ۷ و ۱۰ می‌باشد.

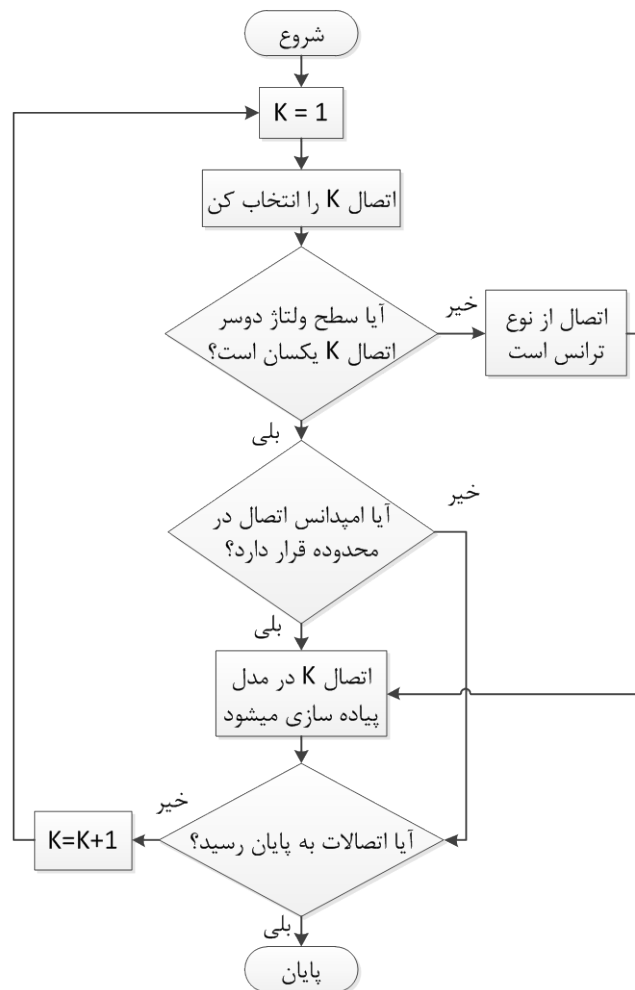
برای بدست آوردن محدوده امپدانس خطوط انتقال و ترانسفورماتورهای قدرت، نمودار توزیع مقادیر امپدانس خطوط انتقال و ترانسفورماتورهای قدرت را در مدل کامل شبکه کشور مورد بررسی قرار می‌دهیم. این نمودار بر حسب اطلاعات دقیق خطوط انتقال در مدل کامل شبکه کشور به صورت شکل ۳-۳ محاسبه و رسم می‌گردد. شکل ۳-۳ نشان دهنده توزیع مقدار امپدانس پریونیت خطوط انتقال در مدل کامل شبکه کشور است. در این شکل محور عمودی نشان دهنده تعداد خطوط و محور افقی نشان دهنده امپدانس خطوط می‌باشد. با توجه به شکل ۳-۳ مشخص می‌شود که مقدار امپدانس پریونیت خطوط در چه محدوده‌ای قرار دارد.

از نقطه نظر تئوری، هرچه امپدانس یک خط انتقال مابین دو باس i و j بیشتر باشد، اتصال مابین این دو باس ضعیف‌تر بوده و فاصله الکتریکی این دو باس از یکدیگر بیشتر است. با در نظر گرفتن این اصل و استفاده از شکل ۳-۳ می‌توان محدوده مناسب برای مقدار امپدانس خطوط انتقال را تعیین کرد.



شکل ۳-۳: نمودار نحوه توزیع اندازه امپدانس خطوط انتقال در مدل کامل شبکه کشور

با توجه به شکل ۳-۳ مشخص می‌شود که محدوده مناسب برای امپدانس پریونیت خطوط انتقال، مقادیر امپدانس کوچک‌تر از $0/15$ پریونیت می‌باشد. بنابراین هر یک از اتصالات موجود در ماتریس ادمیتانس شبکه معادل که دارای مقدار امپدانس پریونیت کمتر از $0/15$ باشند به عنوان خطوط انتقال در نظر گرفته می‌شوند. در تعیین خطوط انتقال شاخص سطح ولتاژ از اولویت پایین‌تری نسبت به اندازه امپدانس برخوردار است. بنابراین تنها برای اطمینان از صحت شاخص اندازه امپدانس از شاخص سطح ولتاژ یکسان خط استفاده می‌شود. برای ترانسفورماتورهای قدرت وضعیت کمی متفاوت است به گونه‌ای که تنها شاخص برای تعیین نوع ترانسفورماتوری یک اتصال سطح ولتاژ در نظر گرفته می‌شود. در این حالت اتصالات ترانسفورماتوری اتصالات قدرتمندی هستند که بین دو باس i و j با دو سطح ولتاژ مختلف وجود دارند. در این بخش منظور از سطح ولتاژ، سه سطح ولتاژ ۱۳۲، ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت است. برای تعیین نوع اتصالات موجود در ماتریس ادمیتانس شبکه معادل از الگوریتم شکل ۳-۴ استفاده می‌شود.



شکل ۳-۴: الگوریتم انتخاب نوع اتصالات در ماتریس ادمیتانس شبکه معادل

قوی‌ترین اتصالات موجود در ماتریس ادمیتانس شبکه کشور از نوع خط انتقال به همراه امیدانس خطوط در پیوست ۲ ارائه شده است. سپس این اتصالات در نرم‌افزار *DigSILENT* پیاده سازی شده‌اند.

۳-۵-۳ ترانسفورماتورهای قدرت در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

پست‌های انتقال مدل معادل شبکه کشور، وظیفه تبدیل سطوح ولتاژ انتقال را بر عهده دارند. سطوح ولتاژ در اولیه و ثانویه ترانسفورماتورهای پست‌های انتقال، ۱۳۲، ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلو ولت است. این پست‌ها باعث می‌شوند تا سطوح ولتاژ در مناطق مختلف شبکه معادل دینامیکی کشور، دقیقاً مطابق با مدل کامل شبکه کشور حفظ شود. این پست‌های انتقال در مدل کامل شبکه کشور نیز وجود دارند و به طور کامل به مدل معادل دینامیکی کشور منتقل شده‌اند.

برای انتقال این پست‌ها به مدل معادل دینامیکی شبکه کشور، باس‌های دو سر ترانسفورماتورهای قدرت این پست‌ها در پروسه حذف باس‌ها، حذف نشده‌اند. این باس‌ها در بخش ۳-۲-۱-۳ با عنوان باس‌های تبدیل ولتاژ معرفی شده‌اند. در مدل کامل شبکه کشور تنها اتصال مابین این باس‌ها ترانسفورماتورهای قدرت هستند. به همین دلیل برای اتصال مابین این باس‌ها در مدل معادل دینامیکی نیز از ترانسفورماتورهای قدرت استفاده می‌شود. مشخصات ترانسفورماتورهای قدرت اتصالی مابین باس‌های تبدیل ولتاژ در دو مدل کامل و مدل معادل دینامیکی شبکه کشور کاملاً با هم مطابق هستند. جدول ۳-۵ نشان دهنده مجموعه باس‌های تبدیل ولتاژ در مدل معادل دینامیکی کشور می‌باشد که اتصالات مابین این باس‌ها دقیقاً منطبق با مدل کامل شبکه کشور در نظر گرفته شده است.

جدول ۳-۵: مشخصات ترانسفورماتورهای قدرت شبکه به همراه امپدانس اتصالی

HV-Side	LV-Side	R (pu)	X (pu)
Nabovat_9BIYPS01	Nabovat_8BIYPS01	0.00012	0.007999
AMINAL-ASHRAFI_9AAIAS01	AMINAL-ASHRAFI_8AAIAS01	0.00015	0.006035
NorthRey_9AAJAS01	NorthRey_8AAJAS01	0.00015	0.006035
Pardis_9AAOAS01	Pardis_8AAOAS01	0.00015	0.006148
VardAvard_9AAYAS01	VardAvard_8AAYAS01	0.00015	0.006035
Sheykh-eBahyi_9AAZAS01	Sheykh-eBahyi_8AAZAS01	0.00015	0.005998
Kan_9ABIAS01	Kan_8ABIAS01	0.00015	0.006035
FiruzBahram_9ABLAS01	FiruzBahram_8ABLAS01	0.00015	0.006035
Ziaran_9ABNAS01	Ziaran_8ABNAS01	0.00015	0.006035
Ahuan-eSemnan_9ACUDS01	Ahuan-eSemnan_8ACUDS01	0.00015	0.005998
Shahvar_9ACZDS01	Shahvar_8ACZDS01	0.00015	0.004978
Ghayati_9ADNES01	Ghayati_8ADNES01	0.00015	0.004978
GilanCC_9AFCCS01	GilanCC_8AFCCS01	0.00015	0.006035
ShahidSalimi_9AGBBS01	ShahidSalimi_8AGBBS01	0.00015	0.005718
AliAbad_9AGDBS01	AliAbad_8AGDBS01	0.00015	0.004978
HasanKif_9AGEBS01	HasanKif_8AGEBS02	0.00015	0.004978
Narivaran_9AGGBS01	Narivaran_8AGGBS01	0.00015	0.004978
Omidyeh1_9AHWJS01	Omidyeh1_8AHWJS01	0.00015	0.004953
Ahvaz2_9AIAJS01	Ahvaz2_8AIAJS01	0.00015	0.004978
NorthWestAhvaz_9AINJS01	NorthWestAhvaz_8AINJS01	0.00012	0.007999
Daghayeghi_9AJVJS01	Daghayeghi_8AJVJS01	0.00012	0.007999
NajafAbad_9ALWIS01	NajafAbad_8ALWIS01	0.00015	0.004978
Montazeri2_9AMUIS01	Montazeri2_8AMUIS01	0.00015	0.004978
ChehelSotun_9AMYIS01	ChehelSotun_8AMYIS01	0.00015	0.005998
Tabriz_9AQFFS01	Tabriz_8AQFFS01	0.00011	0.006434
Idoghmush_9AQYFS01	Idoghmush_8AQYFS01	0.00012	0.007999

KhoyCC_9ARBFS01	KhoyCC_8ARBFS01	0.00012	0.007999
Nakhlestan_9ATJLS01	Bafgh_8ATJLS01	0.00015	0.004978
KermanCC_9ATMMS01	KermanCC_8ATMMS01	0.00012	0.007999
BandarAbbas_9ATQNS01	BandarAbbas_8ATQNS01	0.00015	0.006035
Sirjan_9ATSMS01	Sirjan_8ATSMS01	0.00015	0.005718
Kahnuj_9AUDMS01	Kahnuj_8AUDMS01	0.00012	0.007999
JENAH_9AUJNB01	JENAH_8AUJNB01	0.00012	0.007999
Yazd2_9AUPLS01	Yazd2_8AUPLS01	0.00015	0.004978
Geno_9AUTNS01	Geno_8AUTNS01	0.00012	0.007999
FOULAD	FOULAD	0.00012	0.007999
HORMOZGAN_9AWQNS01	HORMOZGAN_8AWQNS01		
Tus_9AXJOS01	Tus_7AXJOS01	0.000109	0.005999
Qaenat_9AXLOS01	Qaenat_7AXLOS01	0.000109	0.005999
Torbat-eJam_9AXYOS01	Torbat-eJam_7AXYOS01	0.000109	0.005999
Arak1_9BAZGS01	Arak1_8BAZGS01	0.00015	0.004978
Mofatteh_9BBXGS01	Mofatteh_8BBXGS01	0.00015	0.004978
EastKermanshah_9BCMHS01	EastKermanshah_8BCMHS01	0.00015	0.004978
Khorramabad2_9BCNGS01	Khorramabad2_8BCNGS01	0.00015	0.006035
Mersad_9BDDHS01	Mersad_8BDDHS01	0.00015	0.004978
MalekMakan_9BFFKS01	MalekMakan_8BFFKS01	0.00015	0.006148
EnergyAtomi_9BHEKS01	BushehrAtomi_8BHEKS01	0.00015	0.004998
Fasa_9BFUKS01	Fasa_8BFUKS01	0.000215	0.005996
Surmaq_9BFYKS01	Surmaq_8BFYKS01	0.00012	0.007999
KazerunCC_9BHWKS01	KazerunCC_8BHWKS01	0.00012	0.007999
Choghadak_9BHYKS01	Choghadak_8BHYKS01	0.00015	0.005998
Amirkabir_9GS01	Amirkabir_8GS01	0.00015	0.004978
Shomal e shargh_9IS01	Shomal e shargh_8IS01	0.00015	0.004978

پست‌های انتقال ظرفیت بالایی از توان را منتقل می‌کنند. ترانسفورماتورهای قدرت ظرفیت انتقال محدودی دارند، به همین دلیل از چندین ترانسفورماتور قدرت به طور موازی در پست انتقال استفاده می‌شود. در مدل معادل دینامیکی کشور نیز ترانسفورماتورهای قدرت در پست‌های انتقال به صورت المان‌های موازی در نظر گرفته شده‌اند. ترانسفورماتورهای قدرت عموماً ترانس‌های سه سیم پیچه هستند که سیم پیچ سوم پایین‌ترین سطح ولتاژ را ارائه می‌دهد. از سیم پیچ سوم جهت تأمین بار داخلی پست‌ها و یا نصب سیستم‌های کنترل توان استفاده می‌شود. در مدل‌سازی ترانسفورماتورهای قدرت برای پست‌های انتقال، از سیم پیچ سوم صرفه نظر شده است. در انتهای این بخش ترانسفورماتورهای قدرت و اتصالات پست‌های انتقال در نرم‌افزار *DIgSILENT* پیاده سازی شده‌اند.

تا این بخش از ارائه مدل معادل دینامیکی کشور کلیه اتصالات مابین باس‌های مدل معادل دینامیکی برقرار شده‌اند. در مراحل بعدی ژنراتورها و بارهای سیستم معادل ارائه و پیاده سازی می‌شوند. با قرار دادن خطوط انتقال و ترانسفورماتورها در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور مشخص می‌شود که این شبکه معادل از ۲۴ منطقه مجزا تشکیل شده است. تقسیم مدل کامل شبکه کشور به ۲۴ منطقه در مدل معادل دینامیکی همان شبکه، به دلیل اتصالات ضعیف موجود در شبکه کشور است. یکی از این مناطق بسیار وسیع بوده و بیش از ۹۰ درصد اتصالات شبکه در این منطقه قرار دارند. این منطقه به عنوان قلب شبکه معادل دینامیکی کشور در نظر گرفته می‌شود. ۲۳ منطقه دیگر فقط به صورت مجزا از این منطقه اصلی قرار داشته و هیچ‌گونه اتصال قدرتمندی مابین این مناطق با یکدیگر وجود ندارد.

مجزا بودن این ۲۴ منطقه در مدل معادل دینامیک کشور نشان دهنده رفتار مستقل دینامیکی و استاتیکی هر یک از این مناطق است. اولین تأثیر معادل‌سازی دینامیکی شبکه کشور در این قسمت مشخص می‌گردد. با در نظر گرفتن فاصله الکتریکی مابین باس‌ها در مدل کامل شبکه کشور، فواصل طولانی و اتصالات ضعیف مابین باس‌های کشور مشخص شده و با حذف این اتصالات ضعیف مناطق مجزا از هم پدید آمده است. حذف این اتصالات بر اساس میزان حد آستانه تعیین شده برای مقدار امیدانس قابل قبول برای خطوط انتقال صورت پذیرفته است. بر طبق نتیجه بدست آمده در این قسمت، انتظار می‌رود که با ایجاد هرگونه تغییری در این مناطق، تأثیر این تغییر بر روی سایر اجزای مدل کامل شبکه کشور قابل صرفه نظر باشد. این امر در بخش ۳-۶ مورد مطالعه قرار می‌گیرد.

۳-۵-۴ ژنراتورها در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

باس‌های ژنراتوری تشکیل دهنده نیمی از باس‌های موجود در شبکه معادل دینامیکی هستند. ژنراتورها در مدل معادل دینامیکی به باس‌های ژنراتوری متصل می‌شوند. با توجه به یکسان بودن باس‌های ژنراتوری در مدل معادل دینامیکی و مدل کامل شبکه کشور، می‌توان ژنراتورهای مدل کامل شبکه کشور را به مدل

معادل دینامیکی منتقل کرد. پارامترهای ماشین سنکرون، سیستم تحریک، گاورنر و پایدار ساز سیستم قدرت ژنراتور در مدل معادل شبکه کشور کاملاً با مدل کامل شبکه کشور مطابق است.

ژنراتورهای مشابه را می‌توان با استفاده از قاعده جمع آثار به یک ژنراتور معادل تبدیل کرد. این قابلیت در نرم‌افزار *DIgSILENT* نیز وجود دارد به گونه‌ای که می‌توان چندین ژنراتور موازی را به صورت یک ژنراتور معادل مدل‌سازی کرد. واحدهای نیروگاهی عموماً از چندین ژنراتور تشکیل شده‌اند. بیشتر این ژنراتورها ماشین‌های سنکرون کاملاً مشابه می‌باشند. عموماً می‌توان گفت که نوع ژنراتورهای مورد استفاده در یک واحد نیروگاهی به یک یا چند مدل خاص محدود می‌شود. بنابراین می‌توان این ماشین‌ها مشابه را با استفاده از نرم‌افزار *DIgSILENT* با یک ماشین معادل جایگزین کرد.

با در نظر گرفتن مجموعه ژنراتورهای مشابه و معادل‌سازی آن‌ها با یک ژنراتور معادل، تعداد کل ژنراتور از ۴۵۱ ژنراتور به ۱۳۴ ژنراتور کاهش می‌ابد. باس‌های ژنراتور در مدل معادل دینامیکی در سه سطح ولتاژ ۱۳۲، ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت ارائه شده‌اند ولی ولتاژ خروجی ژنراتورها در محدوده ۵/۵ تا ۲۷ کیلو ولت می‌باشد. برای اتصال ژنراتورها به باس‌های ژنراتوری در مدل معادل از ترانسفورماتورهای قدرت فرضی استفاده می‌شود. وظیفه این ترانسفورماتورها تبدیل ولتاژ خروجی ژنراتورها به ولتاژ نامی باس‌های ژنراتوری است. برای کاهش تأثیر این ترانسفورماتورها بر روی شبکه معادل دینامیکی کشور اتصال این ژنراتورها با امپدانس صفر برقرار شده است.

با مشخص شدن نحوه اتصال ژنراتورها به باس‌های ژنراتوری در مدل معادل شبکه کشور، ژنراتورها به همراه ترانسفورماتورهای فرضی در نرم‌افزار *DIgSILENT* پیاده سازی می‌شوند.

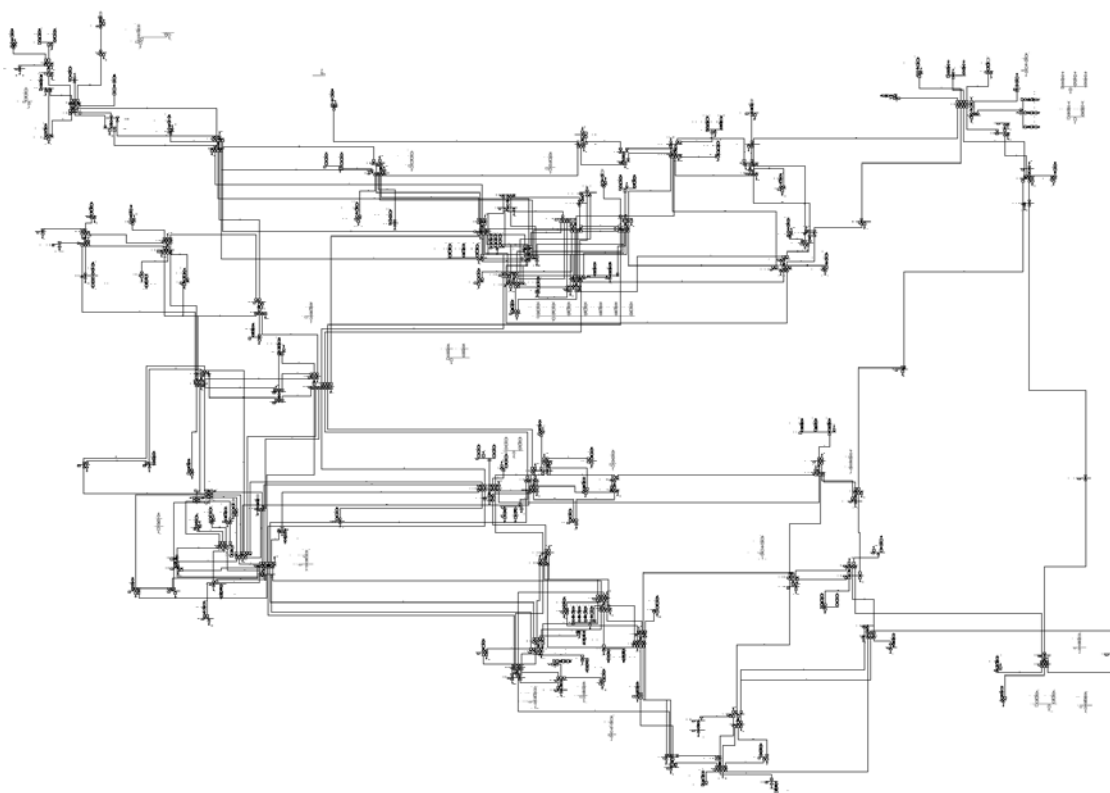
۳-۵-۵ بارها در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

پروژه انتقال بارهای شبکه کشور از مدل کامل شبکه به مدل معادل دینامیکی شبکه در بخش ۳-۴ به طور کامل ارائه شده است. این بارها به صورت توان ثابت در مدل معادل دینامیکی کشور مدل‌سازی می‌شوند.

بارها در مدل معادل دینامیکی کشور به ازای هر یک از باس‌های مدل معادل معرفی شده و بر روی باس متناظر قرار می‌گیرند.

۳-۶ ارائه مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

دیاگرام مدل معادل دینامیکی شبکه کشور در شکل ۳-۵ ارائه شده است. همان‌طور که در شکل ۳-۵ مشاهده می‌شود تعداد ۲۴ جزء مجزا در شبکه ایجاد شده است. بخش پر رنگ قلب شبکه است که بیش از ۹۰ درصد اتصالات شبکه در این بخش قرار دارند. بخش‌های کمرنگ در شکل نیز نشان دهنده اجزای جدا شده هستند. با توجه به جدا شدن بخش‌هایی از شبکه از بخش اصلی شبکه کشور، شبکه معادل دینامیکی کشور بیش از پیش کوچک می‌شود.



شکل ۳-۵: شماتیک مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

به طور کلی در این شبکه ۳۵۲ باس، ۲۷۴ خط انتقال، ۱۳۴ ژنراتور سنکرون و ۱۸۶ ترانسفورماتور قدرت وجود دارد. با خارج کردن اجزای جدا شده از شبکه اصلی تعداد المان‌های مدل معادل دینامیکی به شدت

کاهش میابد. در این حالت شبکه معادل دارای ۲۹۴ باس، ۲۷۳ خط انتقال، ۹۴ ژنراتور سنکرون و ۱۵۲ ترانسفورماتور قدرت می باشد.

می توان گفت یکی از مهم ترین تأثیرات معادل سازی دینامیکی شبکه کشور جدا شدن برخی از واحدهای تولیدی از پیکره اصلی شبکه کشور می باشد. علت جدا شدن این بخش ها ضعف در اتصالات برقرار شده مابین این بخش ها با پیکره اصلی شبکه برق کشور است. خطوط انتقال اتصالی مابین این بخش ها و شبکه اصلی در مدل کامل شبکه کشور مورد بررسی قرار گرفته اند. این خطوط انتقال عموماً دارای سطح ولتاژ پایین بوده و توان انتقالی از این خطوط ناچیز می باشد. بخش های جدا شده عموماً نیروگاه های کوچک بوده و یا نیروگاه هایی هستند که تنها بار محلی منطقه خود را تأمین کرده و تبادلات ناچیزی با شبکه کشور دارند. رفتار دینامیکی این نیروگاه ها تأثیری در رفتار دینامیکی کشور ندارد.

در این مرحله از کار، تأثیر جزایر جدا شده از مدل معادل دینامیکی کشور را مورد بررسی قرار می دهیم. چون مدل معادل ما یک مدل معادل دینامیکی بوده و در این بخش رفتار دینامیکی شبکه کشور مد نظر قرار گرفته است، تأثیر هر یک از جزایر جدا شده از شبکه را در پاسخ دینامیکی مورد مطالعه قرار می دهیم. در این راستا واحدهای ژنراتوری جدا شده در مدل معادل دینامیکی کشور را از مدل کامل کشور حذف کرده و تأثیر آن را بر روی مدهای شبکه کشور مورد مطالعه قرار می دهیم. چهار سناریو برای این مطالعه در نظر می گیریم:

- سناریو اول: شبکه در حالت عادی
 - سناریو دوم: شبکه بدون نیروگاه مشهد (نیروگاه مشهد جزء مناطق مجزا می باشد)
 - سناریو سوم: شبکه بدون نیروگاه قم (نیروگاه قم جزء مناطق مجزا می باشد)
 - سناریو چهارم: شبکه بدون نیروگاه شریعتی (نیروگاه شریعتی جزء مناطق مجزا نمی باشد)
- در اجرای این سناریوها برای اینکه شرایط یکسان برقرار باشد مقدار ۱۵۰ مگاوات از تولید کاهش میابد. نتایج این مطالعات در جدول ۳-۶ ارائه شده است.

جدول ۳-۶: مقایسه تأثیر کاهش توان نیروگاه‌های مختلف بر روی رفتار دینامیکی شبکه کشور

میزان تغییر محل مد نسبت به شرایط عادی	مختصات مد مورد نظر		فاصله الکتریکی تا شبکه کشور	
	حقیقی	موهومی		
-----	۴/۳۱۴	-۰/۵۶۴	-----	حالت عادی
کاهش توان خروجی نیروگاه مشهد	۴/۳۱۸	-۰/۵۶۵	۰/۶۴۸	
کاهش توان خروجی نیروگاه قم	۴/۳۰۸	-۰/۵۶۷	۰/۵۹۴	
کاهش توان خروجی نیروگاه شریعتی	۴/۳۵۲	-۰/۵۸۱	۰/۰۲۹	

با بررسی جدول شماره ۳-۶ مشخص می‌گردد که هر چه فاصله الکتریکی یک واحد تولیدی از شبکه بیشتر شود، تأثیر آن بر روی رفتار دینامیکی کاهش می‌یابد. در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور، ژنراتورهای نیروگاه مشهد و نیروگاه قم به صورت مجزا در نظر گرفته شده‌اند. بنابراین مجزا بودن هر یک از واحدهای تولیدی از شبکه کشور نشان دهنده تأثیر کم این واحدها در رفتار دینامیکی شبکه کشور است.

۳-۷ بررسی شبکه معادل دینامیکی کشور

در این بخش شبکه معادل دینامیکی ساخته شده مورد مطالعه قرار می‌گیرد. نتایج مطالعات به همراه زمان انجام مطالعات در شبکه معادل دینامیکی کشور و مدل کامل شبکه کشور بررسی شده و مقایسه می‌گردند. بهترین شاخص برای تایید دقت عملکرد شبکه معادل دینامیکی کشور، بررسی نتایج مطالعات دینامیکی بر روی یک مد دینامیکی مشخص کشور می‌باشد.

ابتدا یکی از نزدیک‌ترین مدهای شبکه را به محور موهومی برای مدل کامل شبکه کشور در نظر می‌گیریم. این مد در شبکه کشور مد شماره هشت می‌باشد. شکل ۳-۶ نشان دهنده مقدار فرکانس و میرایی آن مد است.



شکل ۳-۶: مد شماره هشت از مدل کامل شبکه کشور

برای شناسایی کامل این مد، ضرایب مشارکت این مد را مورد بررسی قرار می‌دهیم. ضرایب مشارکت مد شماره ۸ در مدل کامل شبکه کشور در جدول ۳-۷ ارائه شده است.

جدول ۳-۷: ضرایب مشارکت مد شماره هشت در مدل کامل شبکه کشور

Name	Participation Factor
Bandar Abbas_4ATQNG03; phi	1
Bandar Abbas_4ATQNG03; speed	0.9986579
Bandar Abbas_4ATQNG04; phi	0.9749293
Bandar Abbas_4ATQNG02; phi	0.9735545
Bandar Abbas_4ATQNG01; phi	0.9420073
Kerman CC_2ATMMG11; speed	0.90765
Kerman CC_2ATMMG17; speed	0.8948023
Kerman CC_2ATMMG12; speed	0.8793466
Kerman CC_2ATMMG18; speed	0.866728
Kerman CC_2ATMMG11; phi	0.8559981
Kerman CC_2ATMMG17; phi	0.8559981

سپس همان مد مورد نظر را در شبکه معادل دینامیکی کشور مورد بررسی قرار می‌دهیم. مقدار فرکانس و میرایی مد شماره شش در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور در شکل ۳-۷ ارائه شده است.



شکل ۳-۷: مد شماره شش از مدل معادل دینامیکی شبکه کشور

ضرایب مشارکت مد شماره شش از مدل معادل دینامیکی کشور نیز در جدول ۳-۸ ارائه شده است.

جدول ۳-۸: ضرایب مشارکت مد شش از مدل معادل دینامیکی کشور

Name	Participation Factor
Bandar Abbas_4ATQNG1-4; phi	1
Kerman CC_2ATMMG11-18; phi	0.8690791
Bandar Abbas_4ATQNG1-4; speed	0.799896
Kerman CC_2ATMMG11-18; speed	0.7782927
Bandar Abbas_4ATQNG1-4; psie	0.2044587
Kerman CC_2ATMMG11-18; psie	0.1731804

همان‌طور که از شکل ۳-۶ و شکل ۳-۷ مشخص است، شبکه معادل دینامیکی کشور توانسته است با دقت زیادی مدهای موجود در مدل کامل شبکه کشور را حفظ کند. با بررسی و مقایسه نتایج جدول ۳-۷ و جدول ۳-۸ اطمینان حاصل می‌شود که مد شماره هشت در مدل کامل شبکه کشور همان مد شماره شش مدل معادل دینامیکی کشور است.

بر اساس جدول ۳-۷ ضرایب مشارکت در مد شماره هشت از مدل کامل شبکه برای چهار تا از ژنراتورهای نیروگاه بندرعباس در بیشترین مقدار قرار دارد. مقادیر ضرایب مشارکت برای این چهار ژنراتور تقریباً با هم برابر می‌باشد. در جدول ۳-۸ مقدار ضرایب مشارکت مد شماره شش از مدل معادل دینامیکی کشور برای نیروگاه بندر عباس ماکزیمم است. بنابراین شبکه معادل دینامیکی کشور در این بخش توانسته است تا تأثیر چهار ژنراتور نیروگاه بندر عباس را با استفاده از یک ژنراتور معادل با آن چهار ژنراتور نشان دهد. این نتیجه نیز دقت بالای معادل دینامیکی شبکه کشور را در منعکس کردن رفتار دینامیکی مدل کامل شبکه کشور، نشان می‌دهد.

پس از اطمینان از صحت و دقت عملکرد مدل معادل دینامیکی کشور، بررسی کوتاهی بر روی تغییر در زمان محاسبات آنالیز مدال شبکه کشور در دو حالت مدل معادل دینامیک و مدل کامل در شرایط یکسان انجام می‌دهیم. نتایج این بررسی در جدول ۳-۹ خلاصه شده است.

جدول ۳-۹: مقایسه زمان محاسبه آنالیز مدال در مدل کامل و مدل معادل

تعداد مدها	زمان محاسبات در مدل کامل شبکه کشور (ثانیه)	زمان محاسبات در مدل معادل دینامیکی شبکه کشور (ثانیه)
کلیه مدها	با کامپیوتر شخصی قابل محاسبه نمی‌باشد	۲۰

با توجه به جدول ۳-۹ مشاهده می‌شود که حجم محاسبات در مدل معادل دینامیکی کشور بسیار کمتر از مدل کامل شبکه کشور است.

فصل چهارم:

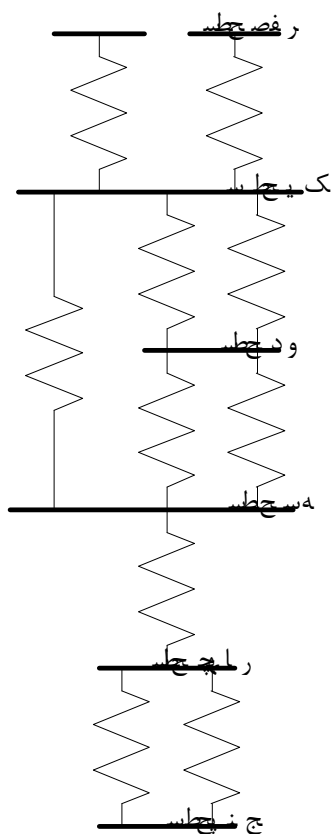
ترکیب واحدهای تولیدی

۱-۴ ترکیب واحدهای تولیدی

با کاهش باس‌های بار شبکه سراسری برق کشور در فصل ۳، ابعاد شبکه کشور به شدت کاهش یافت. باس‌های باقیمانده تنها باس‌های ژنراتوری هستند. در این فصل با استفاده از مفهوم فاصله الکتریکی، ژنراتورهای نزدیک به هم در گروه‌های مشخص ژنراتوری تقسیم‌بندی شده و با استفاده از تکنیک حفظ ساختار معادلات شبکه [۲۷] با یکدیگر ترکیب می‌شوند.

۲-۴ فاصله الکتریکی

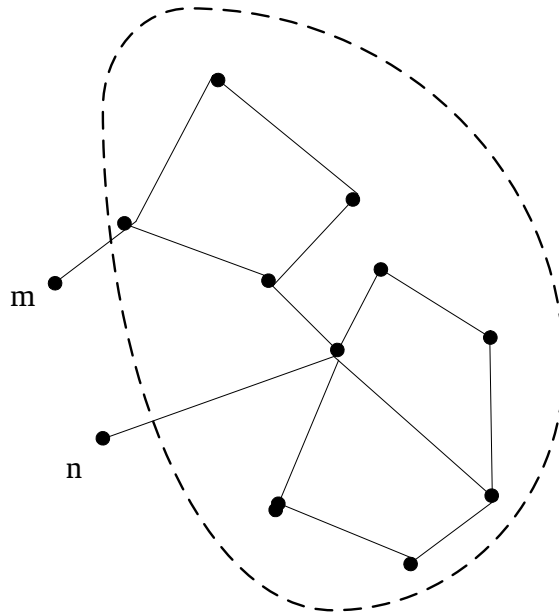
فاصله الکتریکی نشان‌دهنده میزان تأثیر دو المان الکتریکی بر روی رفتار یکدیگر است. هرچه دو المان به هم نزدیک‌تر باشند (فاصله الکتریکی کمتر) تأثیر آن دو بر رفتار الکتریکی هر یک بیشتر خواهد بود. ایده گروه بندی ژنراتورها بر اساس فاصله الکتریکی مابین آن‌ها بر اساس اصل جرم و فنر شکل گرفت. شبکه جرم و فنر مطابق شکل ۱-۴ را در نظر می‌گیریم. در این شبکه سطح صفر ثابت در نظر گرفته می‌شود. وارد کردن نیروی F به سطح باعث نوسان در کلیه سطوح می‌شود. سطوح یک، دو و سه دارای اتصالات قوی‌تری با محل وارد شدن نیروی F دارند و نوسانات مشابهی خواهند داشت. به علت ضعف اتصال مابین سطوح چهار و پنج و سطح سه، نوسانات در این سطوح با سطوح یک، دو و سه متفاوت خواهد بود.



شکل ۴-۱: سیستم جرم و فنر

بر این اساس این سطوح را می‌توان به دو دسته سطوح یک، دو و سه و سطوح چهار و پنج تقسیم کرد. این سیستم جرم و فنر با سیستم الکتریکی کاملاً مطابق است. هر یک از سطوح را باس‌های ژنراتوری و فنرها را خطوط انتقال در نظر بگیرید. بنابراین می‌توان گروه‌های ژنراتوری نزدیک به هم را با استفاده از فاصله الکتریکی یا همان قدرت اتصال، تعیین کرد.

فرض کنید سیستم تنها از باس‌های ژنراتوری تشکیل شده است. می‌خواهیم فاصله الکتریکی مابین ژنراتورهای m, n را محاسبه کنیم. این امر در شکل ۴-۲ نشان داده شده است. هر یک از نقاط سیاه نشان دهنده یک باس ژنراتوری هستند. هدف در این قسمت محاسبه فاصله الکتریکی مابین باس‌های m, n می‌باشد.



شکل ۴-۲: مجموعه ژنراتورها در یک سیستم قدرت

بر اساس قانون KCL توان ورودی به یک گره برابر با توان خروجی از آن گره می‌باشد. بر این اساس توان تولیدی در باس m برابر با توان مصرفی در باس n خواهد بود. میزان این انتقال توان توسط در پخش بار مستقیم توسط ولتاژها در باس‌های m, n و مقدار راکتانس اتصال مابین باس‌های m, n تعیین می‌گردد. در پخش بار مستقیم توان انتقالی مابین باس‌ها با استفاده از معادله ۴-۱ محاسبه می‌گردد.

$$P = [B]\theta \rightarrow \theta = [X]P \quad (۴-۱)$$

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \theta_n \\ \vdots \\ \theta_m \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{nn} & \cdots & X_{nm} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ X_{mn} & \cdots & X_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ P_n \\ \vdots \\ P_m \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (۴-۲)$$

$$\theta_n = X_{nn}P_n + X_{nm}P_m \quad (۴-۳)$$

$$\theta_m = X_{mn}P_n + X_{mm}P_m$$

از آنجا که $P_n = -P_m = P$ معادله ۴-۳ به معادله ۴-۵ تبدیل می‌شود.

$$(۴-۴)$$

$$\theta_n = (X_{nn} - X_{nm})P$$

$$\theta_m = (X_{mn} - X_{mm})P$$

$$\theta_n - \theta_m = (X_{nn} - 2X_{nm} + X_{mm})P \quad (۴-۵)$$

در معادله ۴-۵ مقدار $\theta_n - \theta_m$ اختلاف زاویه مابین ولتاژ باس‌های ژنراتوری دو باس m, n است. این مقدار

نشان‌دهنده نزدیکی رفتار دینامیکی دو باس m, n می‌باشد. این مقدار در روش‌های معادل‌سازی دینامیکی بر

اساس همپایی نیز بسیار مورد استفاده قرار می‌گیرد. بر اساس معادله ۴-۵ نزدیکی رفتار دینامیکی دو باس m, n بر اساس مقدار $X_{nn} - 2X_{nm} + X_{mm}$ تعیین می‌شود. متغیر X_{eq} مطابق با معادله ۴-۶ نشان دهنده راکتانس این اتصال است.

$$X_{eq} = X_{nn} - 2X_{nm} + X_{mm} \quad (۴-۶)$$

هر چه اندازه X_{eq} کوچک‌تر باشد دو باس m, n به هم نزدیک‌ترند.

۳-۴ تعیین گروه‌های ژنراتوری نزدیک

در این قسمت ابتدا با حذف باس‌های بار، باس‌های ژنراتوری در شبکه سراسری برق کشور را در نظر می‌گیریم. سپس مقادیر راکتانس اتصالات در ماتریس ادمیتانس معادل را محاسبه می‌کنیم و ماتریس X را بدست می‌آوریم. با اعمال معادله ۴-۶ بر روی ماتریس X ، مقادیر فاصله الکتریکی برای کلیه باس‌های ژنراتوری شبکه کشور محاسبه می‌گردد. سپس با تعیین محدوده مناسب برای مقدار فاصله الکتریکی، گروه‌های ژنراتوری مشابه را تعیین می‌کنیم.

۱-۳-۴ حذف کلیه باس‌های بار شبکه سراسری برق کشور

برای حذف باس‌های بار در شبکه سراسری برق کشور از روش اسپارس استفاده می‌شود. این روش به طور مشروح در فصل ۳ ارائه شد. تعداد کل باس‌های شبکه سراسری برق کشور ۱۶۱۲ باس می‌باشد. تعداد باس‌های بار در شبکه سراسری برق کشور ۱۵۱۲ باس است. بنابراین تعداد باس‌های ژنراتوری در شبکه سراسری برق کشور ۱۰۰ باس می‌باشد. مجموعه اسامی باس‌های ژنراتوری در جدول ۴-۱ ارائه شده است.

جدول ۴-۱: باس‌های ژنراتوری شبکه سراسری برق کشور

1032 BONAB2	1	3751 ZAHDA2	34	Karun4Dam_2AMHIS01	67
1041 KHOY 2	2	3931 N-YAZ2	35	Khoramshahr CC_2AIWJN01	68
1091 ORUME2	3	4001 ABSPO4	36	Lavarak 11	69
1151 TABRI2	4	4101 BEHBN2	37	Marun_2AIYJS01	70
1351 N-HAM2	5	4111 DEZ 2	38	N-Kashan	71
1371 SAVEH2	6	4131 GODAR4	39	N-ParsJonoobi	72
1401 SHAZN2	7	4161 KARKH4	40	N-Shahid Kaveh CC	73
14772 DAMAV4(1)	8	4171 KARU34	41	N-Zavareh	74
1491 ESFA22	9	4231 N-ABD2	42	NiroogahShiraz_2BFXKB 01	75
1501 ESGRT2	10	4311 RAMIN2	43	OrumiyehCC_N1(1)	76
1891 KAZER2	11	4381 ZARGA2	44	Parehsar CC A	77
1894 KAZER2	12	4391 AGARA2	45	Petroshimi fajr 2_2AJSJS01	78
1931 N-SHI2	13	4561 N-CHLST4	46	SabalanG	79
2031 BISTN2	14	4611 N-SAN2	47	Sahand_4AQEFS01(1)	80
2191 B_ABB2	15	4691 TURKM2	48	Sarcheshmeh_2ATPMS01	81
2351 SARKN2	16	4781 N-PRN2	49	Semnan CC_2ADCDN01	82
2451 N-KER2(1)	17	4791 N-RUD4	50	ShahidBeheshti_2AECCN 02	83
2591 LOSHA2	18	4841 SARKH4	51	Shahvar_2ACZDS01	84
2611 N-GIL2	19	Asaluyeh 15.75	52	Soltaniyeh CC_2ADIES01	85
2671 SEFID2	20	Bandar Abbas G(1)	53	Tabriz_2AQFF	86
2891 NEKA 2	21	Besat-gen	54	Terminal D	87
2901 NEKA 4	22	BushehrGS_4BGBKB01	55	Terminal(1)	88
2ABMAN44	23	Chabahr CC_2BJGPB01	56	Terminal(19)	89
2AHYJN01	24	Dalahoo CC_2---HS01	57	Terminal(28)	90
2ALTIN01	25	EnergyAtomi_4BFNKS01	58	Terminal(31)	91
2AMOIN01	26	EslamAbad- eGharb_2BBRHS01	59	Terminal(37)	92
2AMUIN01	27	Gas Mayeh CC_2AJTKS01	60	Terminal(43)	93
3211 GHOM22	28	Genaveh CC_2---KS01	61	Turkmanestan	94
3281 KALAN2	29	Golestan CC_2AEUBN01	62	Yazd gazi	95
3361 MONTG2	30	Hafez CC_2BFLKS01	63	Zagros CC_2BDJHS01	96
3481 RAJAB4	31	JAHROM CC_2BEXKS01	64	Zahedan D(1)	97
3671 CHABA2	32	Kahnuj_2AUDMS01	65	Zarand2_2ATHMB01	98
3731 N-IRN2	33	Kangan_2BGHKS01	66	Zob-eAhan_2AMLIB02	99
firuzi1			100		

با استفاده از الگوریتم معرفی شده در پیوست ۱ عملیات حذف انجام می‌گردد. ماتریس ادمیتانس معادل به دست آمده در این مرحله یک ماتریس مربعی با یک‌صد سطر و ستون می‌باشد. کلیه المان‌های این ماتریس ادمیتانس معادل غیر صفر می‌باشند.

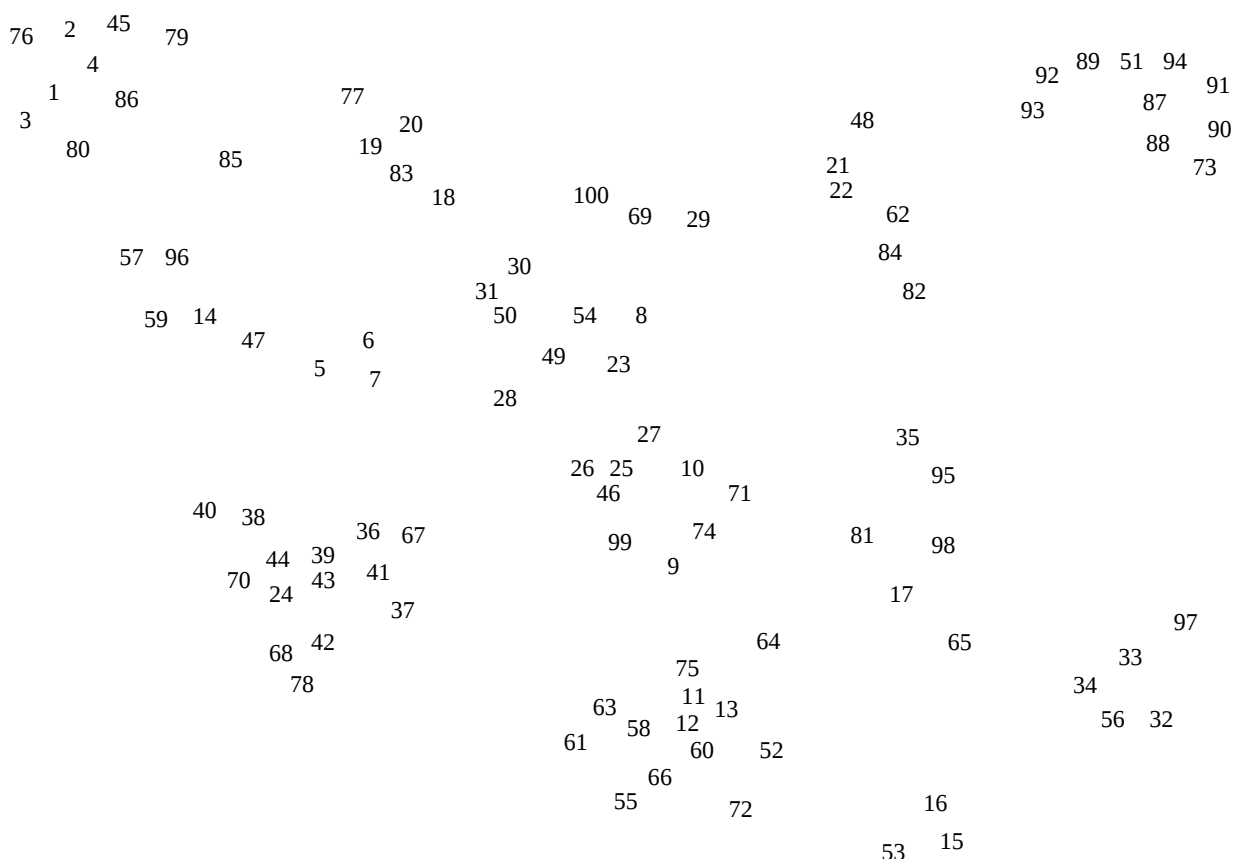
۲-۳-۴ محاسبه فاصله الکتریکی باس‌های ژنراتوری

ماتریس ادمیتانس معادل در بخش ۳-۳ محاسبه شد. در این مرحله از کار ابتدا مقادیر راکتانس اتصالات موجود در ماتریس ادمیتانس معادل محاسبه می‌گردند. این مقادیر در ماتریس X قرار داده می‌شوند. با اعمال معادله ۴-۶ بر روی ماتریس X ، ماتریس X_{eq} به عنوان ماتریس فاصله الکتریکی باس‌های ژنراتوری محاسبه می‌گردد. کلیه المان‌های قطر اصلی در این ماتریس صفر می‌باشد. این امر به علت صفر بودن فاصله الکتریکی هر یک از باس‌های ژنراتوری با خودش می‌باشد.

۳-۳-۴ تعیین گروه‌های ژنراتوری

ماتریس X_{eq} فاصله الکتریکی مابین کلیه باس‌های ژنراتوری در شبکه برق سراسری کشور را ارائه می‌دهد. در این مرحله باس‌های ژنراتوری نزدیک به هم مشخص خواهند شد. با تعیین یک محدوده مناسب برای مقدار X ، هر یک از اتصالات که در محدوده مناسب قرار گرفت نشان‌دهنده دو ژنراتور نزدیک به هم می‌باشد. با افزایش مرزهای محدوده در نظر گرفته شده، ژنراتورهای بیشتری در یک گروه قرار گرفته و تعداد گروه‌ها افزایش می‌یابد.

همان‌طور که گفته شد در شبکه سراسری برق کشور ۱۰۰ باس ژنراتوری موجود است. موقعیت جغرافیایی این باس‌ها مطابق با محل قرار گرفتن آن‌ها در شبکه برق کشور در شکل ۴-۳ ارائه شده است.



شکل ۴-۳: موقعیت جغرافیایی باس‌های ژنراتوری در کشور

در این قسمت در سی مرحله مقدار آستانه برای فاصله الکتریکی را افزایش داده و گروه‌های ژنراتوری را تعیین کرده‌ایم. هرچه این حد آستانه افزایش یابد، تعداد گروه‌ها کاهش و تعداد ژنراتورها در هر گروه افزایش می‌یابد. نتایج گروه بندی ژنراتورها پس از مرحله هشتم، پانزدهم، بیست و چهارم در جداول ۴-۲ تا ۴-۴ ارائه شده‌اند.

جدول ۴-۲: گروه بندی ژنراتورها پس از مرحله هشتم

شماره گروه	گروه ۱	گروه ۲	گروه ۳	گروه ۴	گروه ۵	گروه ۶	گروه ۷	گروه ۸	گروه ۹	گروه ۱۰	گروه ۱۱	گروه ۱۲
۱۵	۵۱	۲۱	۹	۵۲	۱۱	۴۱	۲۴	۳۱	۷۷	۱	۵	
۱۶	۸۷	۲۲	۱۰	۷۲	۱۲	۶۷	۴۳	۵۰	۷۹	۲	۷	
۵۳	۹۳	۶۲	۲۷	۱۳	۴۴					۴	۱۴	
شماره ژنراتورها	۸۲	۷۱	۵۸							۴۵	۴۷	
	۸۴	۷۴	۶۰							۷۶	۵۷	
			۶۱							۸۰	۹۶	
			۶۳									

جدول ۴-۳: گروه بندی ژنراتورها پس از مرحله پانزدهم

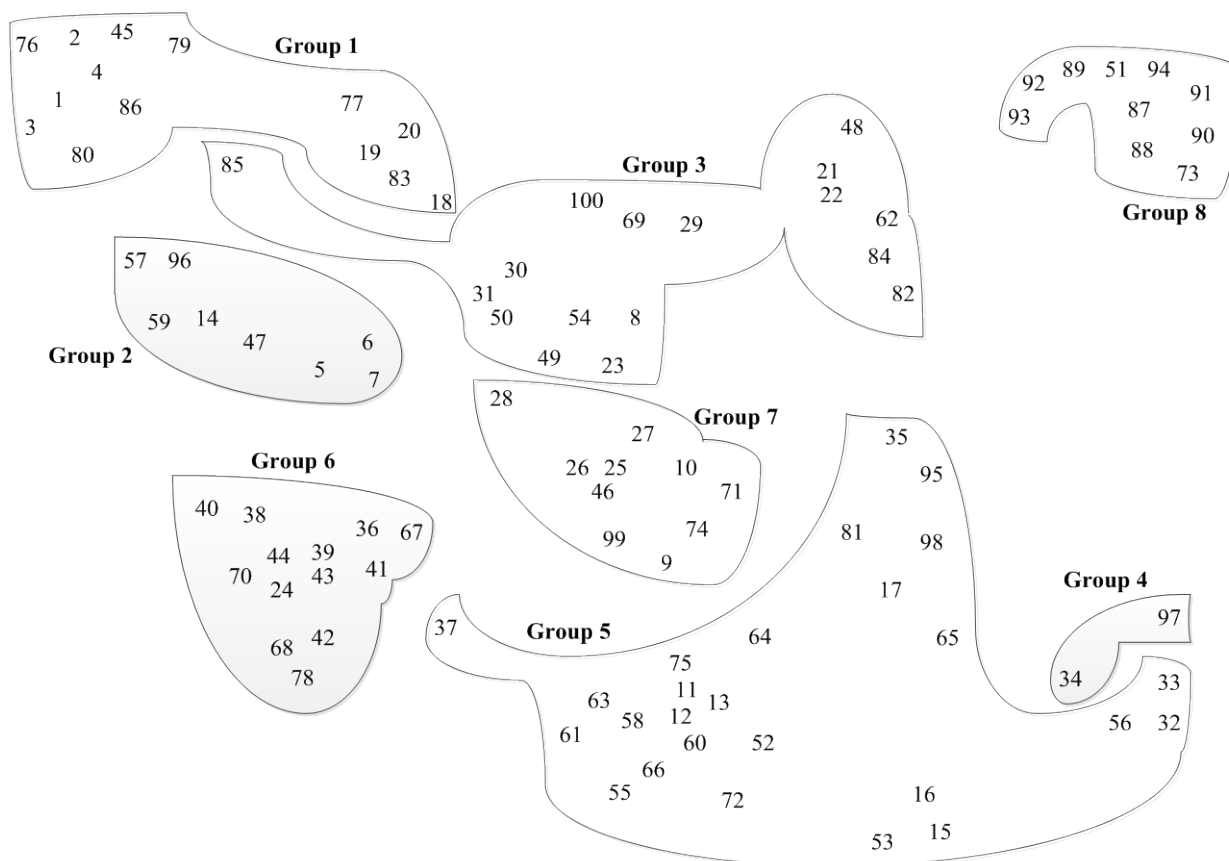
شماره گروه	گروه ۱	گروه ۲	گروه ۳	گروه ۴	گروه ۵	گروه ۶	گروه ۷	گروه ۸	گروه ۹	گروه ۱۰	گروه ۱۱
	۳۴	۱۵	۱۱	۷۱	۹	۲۴	۱۸	۵	۱	۸	۵۱
	۹۷	۱۶	۱۲	۷۴	۱۰	۳۶	۸۳	۷	۲	۲۱	۷۳
		۱۷	۱۳		۲۷	۳۹		۱۴	۳	۲۲	۸۷
		۵۳	۵۲		۴۶	۴۱		۴۷	۴	۳۱	۸۸
			۵۸			۴۲		۵۷	۱۹	۴۸	۸۹
شماره ژنراتورها			۶۰			۴۳		۵۹	۴۵	۵۰	۹۲
			۶۱			۴۴		۹۶	۴۶	۶۲	۹۳
			۶۳			۶۷			۷۷	۸۲	
			۶۴			۶۸			۷۹	۸۴	
						۷۸			۸۰		
										۸۶	

جدول ۴-۴: گروه بندی ژنراتورها پس از مرحله بیست و چهارم

شماره گروه	گروه ۱	گروه ۲	گروه ۳	گروه ۴	گروه ۵	گروه ۶	گروه ۷	گروه ۸
	۳۴	۵۱	۱۱	۹	۲۴	۵	۸	۱
	۹۷	۷۳	۱۲	۱۰	۳۶	۷	۲۱	۲
		۸۷	۱۳	۲۷	۳۹	۱۴	۲۲	۳
		۸۸	۱۵	۲۸	۴۱	۴۷	۳۱	۴
		۸۹	۱۶	۴۶	۴۲	۵۷	۴۸	۱۸
		۹۲	۱۷	۷۱	۴۳	۵۹	۴۹	۱۹
شماره ژنراتورها		۹۳	۵۲	۷۴	۴۴	۹۶	۵۰	۴۵
			۵۳		۶۷		۶۲	۷۶
			۵۸		۶۸		۸۲	۷۷
			۶۰		۷۸		۸۴	۷۹
			۶۱				۸۵	۸۰
			۶۳					۸۳
			۶۴					۸۶
			۷۲					

در انتها تعداد گروه‌های ژنراتوری نزدیک به هم در شبکه سراسری برق کشور هشت گروه می‌باشد. این

گروه‌ها در شکل ۴-۴ مشخص شده است.



شکل ۴-۴: موقعیت جغرافیایی گروه‌های نهایی ژنراتوری کشور

۴-۴ ترکیب گروه‌های ژنراتوری

با تعیین گروه‌های ژنراتوری هر یک از این گروه‌ها با استفاده از روش تکنیک حفظ ساختار معادلات که در فصل ۲ مورد مطالعه قرار گرفت، هر گروه ژنراتوری را به یک ژنراتور معادل تبدیل می‌کنیم. برای افزایش دقت در مدل معادل دینامیکی، ژنراتورهای آبی در هر گروه به طور مجزا از ژنراتورهای بخار و گازی با هم ترکیب می‌شوند. ژنراتورهای معادل به ازای هر گروه در جداول ۴-۵ تا ۴-۱۲ ارائه شده‌اند.

جدول ۴-۵: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه اول

اطلاعات ژنراتور آبی		اطلاعات ژنراتور بخار	
Main Bus of The Group		2	
Base Power (MVA)		100	
Base Voltage (KV)		27	
Apearent Power (MVA)	7727	Apearent Power (MVA)	27.5
Inertia Time Constant (s)	4.92	Inertia Time Constant (s)	3.32
Mechanical Damping		0	
Stator Resistance (pu)	0.001	Stator Resistance (pu)	0.002
Leakage Reactance (pu)	0.1	Leakage Reactance (pu)	0.1
Reactane of Stator Winding(pu)	0.1	Reactane of Stator Winding(pu)	0
D Axis Reactance (pu)	2.18	D Axis Reactance (pu)	1.02
Q Axis Reactance (pu)	2.01	Q Axis Reactance (pu)	0.96
D Axis Transiant Reactance (pu)	0.25	D Axis Transiant Reactance (pu)	0.3
Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.30	Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.3
D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.18	D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.21
Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.19	Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.21
D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	1.047	D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	1.67
Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0.021	Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0
D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.025	D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.035
Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.026	Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.035

جدول ۴-۶: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه دوم

اطلاعات ژنراتور بخار	
Main Bus of The Group	7
Base Power (MVA)	100
Base Voltage (KV)	27
Apearent Power (MVA)	6690
Inertia Time Constant (s)	4.29
Mechanical Damping	0
Stator Resistance (pu)	0.001
Leakage Reactance (pu)	0.1
Reactane of Stator Winding(pu)	0.1
D Axis Reactance (pu)	2.18
Q Axis Reactance (pu)	2.09
D Axis Transiant Reactance (pu)	0.26
Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.3
D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.20
Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.21
D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	1.05
Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0
D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.033
Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.028

جدول ۴-۷: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه سوم

اطلاعات ژنراتور آبی		اطلاعات ژنراتور بخار	
Main Bus of The Group		8	
Base Power (MVA)		100	
Base Voltage (KV)		27	
Apearent Power (MVA)	16660	Apearent Power (MVA)	91
Inertia Time Constant (s)	4.51	Inertia Time Constant (s)	2.79
Mechanical Damping		0	
Stator Resistance (pu)	0.001	Stator Resistance (pu)	0.001
Leakage Reactance (pu)	0.1	Leakage Reactance (pu)	0.1
Reactane of Stator Winding(pu)	0.1	Reactane of Stator Winding(pu)	0.05
D Axis Reactance (pu)	2.26	D Axis Reactance (pu)	0.99
Q Axis Reactance (pu)	2.11	Q Axis Reactance (pu)	0.76
D Axis Transiant Reactance (pu)	0.25	D Axis Transiant Reactance (pu)	0.20
Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.31	Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.34
D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.19	D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.12
Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.20	Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.12
D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	1.03	D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	1.76
Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0.03	Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0
D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.02	D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.04
Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.02	Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.04

جدول ۴-۸: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه چهارم

اطلاعات ژنراتور بخار	
Main Bus of The Group	34
Base Power (MVA)	100
Base Voltage (KV)	27
Apearent Power (MVA)	327
Inertia Time Constant (s)	6.18
Mechanical Damping	0
Stator Resistance (pu)	0.002
Leakage Reactance (pu)	0.1
Reactane of Stator Winding(pu)	0.1
D Axis Reactance (pu)	2.26
Q Axis Reactance (pu)	2.13
D Axis Transiant Reactance (pu)	0.28
Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.3
D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.19
Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.19
D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0.72
Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0
D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.03
Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.03

جدول ۴-۹: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه پنجم

اطلاعات ژنراتور آبی		اطلاعات ژنراتور بخار	
Main Bus of The Group		35	
Base Power (MVA)		100	
Base Voltage (KV)		27	
Apearent Power (MVA)	18984	Apearent Power (MVA)	113
Inertia Time Constant (s)	4.98	Inertia Time Constant (s)	2.71
Mechanical Damping		0	
Stator Resistance (pu)	0.001	Stator Resistance (pu)	0.001
Leakage Reactance (pu)	0.1	Leakage Reactance (pu)	0.1
Reactane of Stator Winding(pu)	0.09	Reactane of Stator Winding(pu)	0.01
D Axis Reactance (pu)	2.36	D Axis Reactance (pu)	1.05
Q Axis Reactance (pu)	2.19	Q Axis Reactance (pu)	0.89
D Axis Transiant Reactance (pu)	0.26	D Axis Transiant Reactance (pu)	0.21
Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.32	Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.37
D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.19	D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.13
Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.20	Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.13
D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	1.1	D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	1.5
Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0.03	Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0
D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.02	D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.04
Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.02	Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.04

جدول ۴-۱۰: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه ششم

اطلاعات ژنراتور آبی		اطلاعات ژنراتور بخار	
Main Bus of The Group		41	
Base Power (MVA)		100	
Base Voltage (KV)		27	
Apearent Power (MVA)	3408	Apearent Power (MVA)	7498
Inertia Time Constant (s)	4.52	Inertia Time Constant (s)	4.97
Mechanical Damping		0	
Stator Resistance (pu)	0.001	Stator Resistance (pu)	0.002
Leakage Reactance (pu)	0.13	Leakage Reactance (pu)	0.1
Reactane of Stator Winding(pu)	0.13	Reactane of Stator Winding(pu)	0.01
D Axis Reactance (pu)	1.91	D Axis Reactance (pu)	1.07
Q Axis Reactance (pu)	1.76	Q Axis Reactance (pu)	0.67
D Axis Transiant Reactance (pu)	0.26	D Axis Transiant Reactance (pu)	0.25
Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.30	Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.30
D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.20	D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.22
Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.20	Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.23
D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0.89	D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	2.2
Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0	Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0
D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.04	D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.04
Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.03	Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.03

جدول ۴-۱۱: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه هفتم

اطلاعات ژنراتور بخار	
Main Bus of The Group	46
Base Power (MVA)	100
Base Voltage (KV)	27
Apearent Power (MVA)	6793
Inertia Time Constant (s)	4.38
Mechanical Damping	0
Stator Resistance (pu)	0.001
Leakage Reactance (pu)	0.1
Reactane of Stator Winding(pu)	0.1
D Axis Reactance (pu)	2.08
Q Axis Reactance (pu)	1.96
D Axis Transiant Reactance (pu)	0.26
Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.3
D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.19
Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.19
D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	1.26
Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0.01
D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.02
Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.02

جدول ۴-۱۲: نتیجه ترکیب ژنراتورهای گروه هشتم

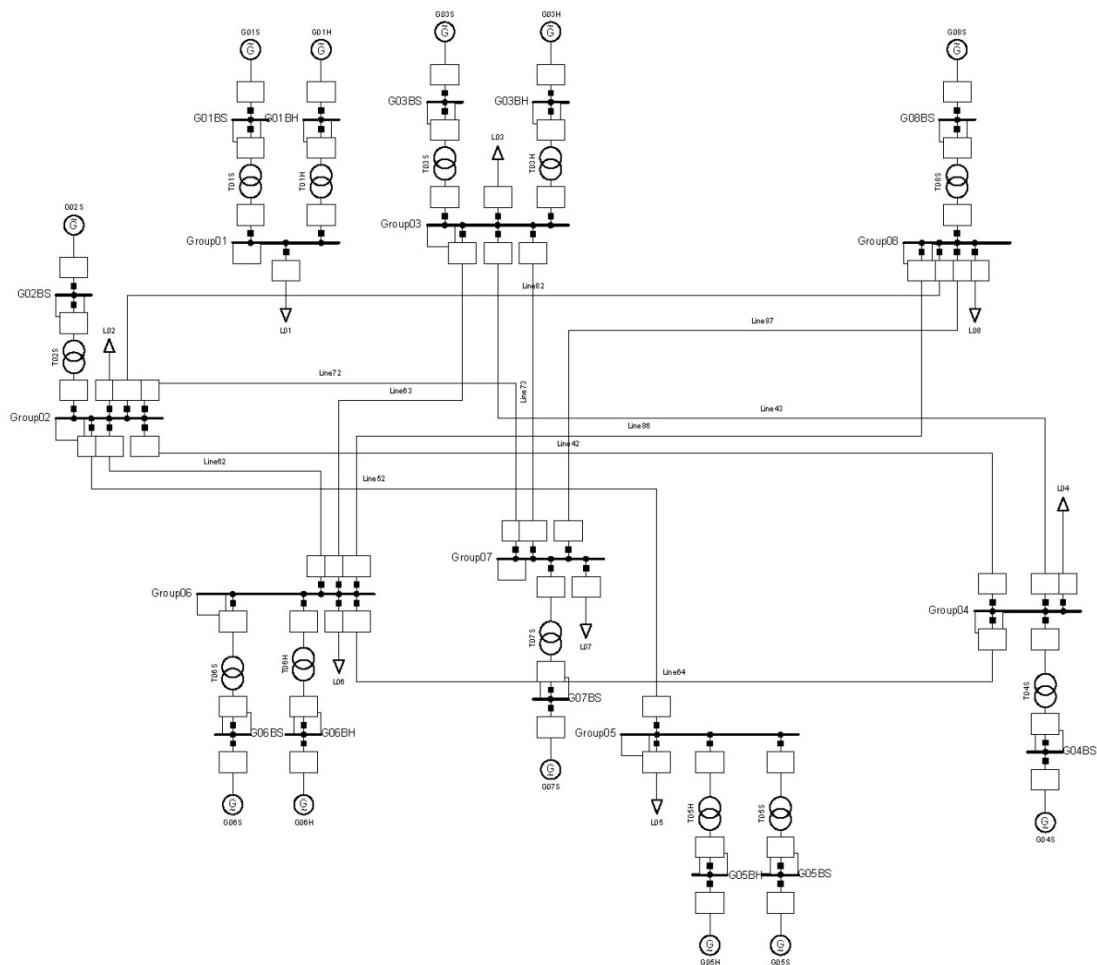
اطلاعات ژنراتور بخار	
Main Bus of The Group	89
Base Power (MVA)	100
Base Voltage (KV)	27
Apearent Power (MVA)	7009
Inertia Time Constant (s)	5.15
Mechanical Damping	0
Stator Resistance (pu)	0.001
Leakage Reactance (pu)	0.1
Reactane of Stator Winding(pu)	0.09
D Axis Reactance (pu)	2.22
Q Axis Reactance (pu)	2.05
D Axis Transiant Reactance (pu)	0.25
Q Axis Transiant Reactance (pu)	0.29
D Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.18
Q Axis Sub Transiant Reactance (pu)	0.19
D Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0.96
Q Axis Short Circuit Transiant Time Constant (s)	0.008
D Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.02
Q Axis Short Circuit Sub Transiant Time Constant (s)	0.02

پس از محاسبه ژنراتورهای معادل، تعداد باس‌های شبکه معادل برق سراسری کشور به هشت باس کاهش میابد. اسامی این باس‌ها به همراه بار قرار گرفته بر روی آن‌ها در جدول ۴-۱۳ ارائه شده است.

جدول ۴-۱۳: مقادیر بارها برای گروه‌های ژنراتوری مدل معادل شبکه کشور

Group	Bus Name	P (MW)	Q (MVAR)
Group 1	' 1041 KHOY 2'	1755	1295
Group 2	' 1401 SHAZN2'	7380	4286
Group 3	' 14772 DAMAV4(1)'	5035	2975
Group 4	' 3751 ZAHDA2'	4454	1733
Group 5	' 3931 N-YAZ2'	3182	1383
Group 6	' 4171 KARU34'	8021	3911
Group 7	' 4561 N-CHLST4'	6682	3187
Group 8	' Terminal(19)'	5794	3677

برای تعیین نحوه اتصالات مابین این باس‌ها از روش اسپارس استفاده می‌شود. در این مرحله تعداد ۱۶۱۲ باس به ۸ باس کاهش میابند. مدل نهایی معادل دینامیکی شبکه کشور به صورت شکل ۴-۵ در نرم‌افزار *DIgSILENT* مدل‌سازی می‌شود.



شکل ۴-۵: مدل معادل نهایی شبکه کشور

۴-۵ مطالعات بر روی مدل نهایی معادل دینامیکی شبکه کشور

برای مطالعه بر روی مدل معادل دینامیکی شبکه سراسری برق کشور از متغیرهای دینامیکی استفاده می‌شود. به همین منظور آنالیز مدال بر روی مدل کامل شبکه کشور انجام شده و مدهای بین ناحیه‌ای شبکه خراسان با شبکه کشور با مدهای موجود در مدل معادل دینامیکی کشور مقایسه می‌شوند.

تبادلات توان مابین شبکه خراسان و شبکه کشور، در دو مدل معادل و مدل کامل شبکه کشور با دقت بالایی مطابقت دارد. مدهای بین ناحیه‌ای موجود ما بین شبکه خراسان و شبکه کشور به میزان انتقال توان این خطوط وابسته هستند. این مطابقت در توان عبوری خطوط باعث می‌شود تا شرایط یکسانی برای پیاده‌سازی آنالیز مدال بر روی مدل معادل دینامیکی شبکه کشور و مدل کامل شبکه کشور فراهم گردد و نتایج با هم مقایسه شوند.

برای مقایسه مدل معادل دینامیکی شبکه کشور با مدل کامل شبکه، مد بین ناحیه‌ای شبکه خراسان را در چهار سناریوی مختلف تولید مورد بررسی قرار می‌دهیم. تأثیر سناریوهای مختلف تولید مستقیماً بر روی توان انتقالی از خطوط اتصال شبکه خراسان به شبکه کشور مشهود است. بنابراین از میزان توان انتقالی مابین این دو منطقه به عنوان شاخص معرفی هر یک از سناریوها استفاده می‌شود.

۴-۵-۱ سناریو پر بار شبکه خراسان

در این حالت توان تولیدی شبکه خراسان تقریباً برابر با بار مصرفی این استان است. در این حالت تنها ۳۰۰ مگاوات توان از چهار خط انتقال به شبکه کشور منتقل می‌شود. مد بین ناحیه‌ای مدل کامل شبکه در این نقطه کار محاسبه شده و در شکل ۴-۶ آورده شده است. ضرایب مشارکت بدست آمده در جدول ۴-۱۴ نشان دهنده هویت این مد می‌باشند. همان‌طور که از جدول ۴-۱۴ مشخص است این مد کاملاً به نیروگاه‌های استان خراسان وابسته است.



شکل ۴-۶: موقعیت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور

جدول ۴-۱۴: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور

Variable Name	Participation Factor
FERDOWSI CC_2AXWOG13; speed	1
FERDOWSI CC_2AXWOG15; speed	0.9995424
FERDOWSI CC_2AXWOG16; speed	0.8680466
FERDOWSI CC_2AXWOG14; speed	0.8673565
FERDOWSI CC_2AXWOG12; speed	0.8189744
FERDOWSI CC_2AXWOG11; speed	0.8177096
Neyshabur_2AXDOG12; speed	0.7198625
Neyshabur_2AXDOG14; speed	0.7198625
Neyshabur_2AXDOG16; speed	0.7198625
Neyshabur_2AXDOG15; speed	0.7198625
Neyshabur_2AXDOG13; speed	0.7198625
Neyshabur_2AXDOG11; speed	0.7198625
Neyshabur_2AXDOG16; phi	0.713711
Neyshabur_2AXDOG15; phi	0.713711
Neyshabur_2AXDOG13; phi	0.7104823
Neyshabur_2AXDOG12; phi	0.7104823
Neyshabur_2AXDOG14; phi	0.7104823
Neyshabur_2AXDOG11; phi	0.7104823
FERDOWSI CC_2AXWOG15; phi	0.7104823
FERDOWSI CC_2AXWOG16; phi	0.7104823
FERDOWSI CC_2AXWOG13; phi	0.6530654
FERDOWSI CC_2AXWOG14; phi	0.6514748
FERDOWSI CC_2AXWOG11; phi	0.5784301
FERDOWSI CC_2AXWOG12; phi	0.5784301
Shirvan CC_2AXROG11; speed	0.5580074
Shirvan CC_2AXROG15; speed	0.5580074
Shirvan CC_2AXROG14; speed	0.5580074
Shirvan CC_2AXROG16; speed	0.5580074
Shirvan CC_2AXROG12; speed	0.5580074
Shirvan CC_2AXROG13; speed	0.5580074

شکل ۴-۷ نشان‌دهنده مد بین ناحیه‌ای مدل معادل شبکه کشور می‌باشد. برای اطمینان از هویت این مد،

مقادیر ضرایب مشارکت نیز در جدول ۴-۱۵ ارائه شده‌اند. همان‌طور که در جدول ۴-۱۵ نیز مشخص است

این مد متعلق به گروه هشت ژنراتورها می‌باشد که همان شبکه خراسان است.



شکل ۴-۷: موقعیت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور

جدول ۴-۱۵: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور

Variable Name	Participation Factor
G08S; speed	1
G08S; phi	0.7483399
G08S; psie	0.5602745
G08S; psiQ	0.4142256
G08S; psiD	0.3725525
G08S; psix	0.3104441

همان طور که از شکل ۴-۶ و ۴-۷ مشخص است. محل مد، فرکانس نوسان و میرایی مد با دقت بالایی در هر دو شبکه برابر است.

۴-۵-۲ سناریو میان بار شبکه خراسان

در این حالت شبکه خراسان میان بار بوده و حدود ۷۰۰ مگاوات توان از طریق چهار خط انتقال به شبکه کشور منتقل می‌نماید. شکل ۴-۸ نشان‌دهنده موقعیت مد و جدول ۴-۱۶ ضرایب مشارکت متغیرهای حالت مدل کامل شبکه کشور را در رابطه با مد مورد نظر نشان می‌دهند.



شکل ۴-۸: موقعیت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور

جدول ۴-۱۶: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور

Variable Name	Participation Factor
Neyshabur_2AXDOG14; speed	1
Neyshabur_2AXDOG11; speed	0.9996729
Neyshabur_2AXDOG13; speed	0.9287788
Neyshabur_2AXDOG15; speed	0.9282839
Neyshabur_2AXDOG12; speed	0.8043273
Neyshabur_2AXDOG16; speed	0.803842
FERDOWSI CC_2AXWOG14; speed	0.7449517
FERDOWSI CC_2AXWOG15; speed	0.7449517
FERDOWSI CC_2AXWOG16; speed	0.7427433
FERDOWSI CC_2AXWOG11; speed	0.7401194
FERDOWSI CC_2AXWOG13; speed	0.7393873
FERDOWSI CC_2AXWOG12; speed	0.7392056
Neyshabur_2AXDOG14; phi	0.7388436
Neyshabur_2AXDOG11; phi	0.7296619
Neyshabur_2AXDOG13; phi	0.7057002
Neyshabur_2AXDOG15; phi	0.7054168
Neyshabur_2AXDOG12; phi	0.7054168
Neyshabur_2AXDOG16; phi	0.7054168
FERDOWSI CC_2AXWOG12; phi	0.7051642
FERDOWSI CC_2AXWOG13; phi	0.7049434
FERDOWSI CC_2AXWOG15; phi	0.6829846
FERDOWSI CC_2AXWOG11; phi	0.682168
FERDOWSI CC_2AXWOG16; phi	0.6597648
FERDOWSI CC_2AXWOG14; phi	0.6597648
Shirvan CC_2AXROG14; speed	0.6233654
Shirvan CC_2AXROG15; speed	0.6215087
Shirvan CC_2AXROG11; speed	0.6209957
Shirvan CC_2AXROG12; speed	0.6208687
Shirvan CC_2AXROG16; speed	0.6206162
Shirvan CC_2AXROG13; speed	0.6144869

موقعیت این مد در مدل معادل در شکل ۴-۹ ارائه شده است. جدول ۴-۱۷ نیز ضرایب مشارکت این مد را در مدل معادل نشان می‌دهد.

Eigenvalue - Mode 00084.IntEigen

Name: Mode 00084

Complex Representation:

Real part	-0.5985299 1/s
Imaginary part	3.091404 rad/s

Polar Coordinates:

Magnitude	3.148812 1/s
Angle	100.9575 deg

Oscillation Parameters:

Damped Frequency	0.4920122 Hz	Damping	0.5985299 1/s
Period	2.03247 s	Damping Ratio	0.1900812
		Damping Time Const.	1.67076 s
		Ratio of Amplitudes	3.375334

OK Cancel

شکل ۴-۹: موقعیت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور

جدول ۴-۱۷: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور

G08S; phi	1
G08S; speed	0.8172127
G08S; psie	0.7817867
G08S; psiD	0.7134641
G08S; psiQ	0.6918236

همان طور که از نتایج مشخص است، مد مورد نظر در دو شبکه مشابه است.

۴-۵-۳ سناریو کم بار شبکه خراسان

در این حالت شبکه خراسان ظرفیت زیادی از تولید خود را از طریق خطوط منتقل می کند. این میزان

۱۵۰۰ مگاوات توان می باشد. شکل ۴-۱۰ موقعیت مد در این حالت و جدول ۴-۱۸ ضرایب مشارکت را برای

مدل کامل شبکه کشور ارائه می دهد.

Eigenvalue - Mode 00001.IntEigen

Name: Mode 00001

Complex Representation:

Real part	0.09659462 1/s
Imaginary part	2.622918 rad/s

Polar Coordinates:

Magnitude	2.624696 1/s
Angle	92.10909 deg

Oscillation Parameters:

Damped Frequency	0.4174504 Hz	Damping	0.09659462 1/s
Period	2.395494 s	Damping Ratio	0.03680221
		Damping Time Const.	10.35254 s
		Ratio of Amplitudes	1.260353

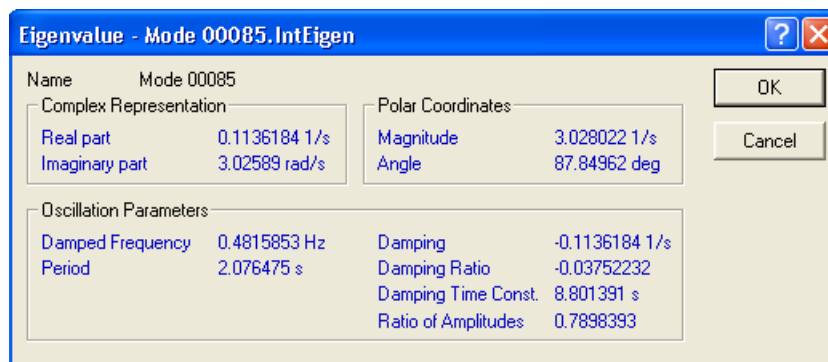
OK Cancel

شکل ۴-۱۰: موقعیت مد بین ناحیه در مدل کامل شبکه کشور

جدول ۴-۱۸: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل کامل شبکه کشور

Variable Name	Participation Factor
Neyshabur_2AXDOG12; speed	1
Neyshabur_2AXDOG14; speed	0.9998035
Neyshabur_2AXDOG15; speed	0.9831771
Neyshabur_2AXDOG11; speed	0.9830026
Neyshabur_2AXDOG16; speed	0.778937
Neyshabur_2AXDOG13; speed	0.778937
Neyshabur_2AXDOG13; phi	0.7746202
Neyshabur_2AXDOG16; phi	0.7746202
Neyshabur_2AXDOG11; phi	0.6519677
Neyshabur_2AXDOG14; phi	0.6519677
Neyshabur_2AXDOG12; phi	0.6519677
Neyshabur_2AXDOG15; phi	0.6519677
FERDOWSI CC_2AXWOG12; speed	0.6519677
FERDOWSI CC_2AXWOG15; speed	0.6519677
FERDOWSI CC_2AXWOG11; speed	0.6356784
FERDOWSI CC_2AXWOG14; speed	0.6352667
FERDOWSI CC_2AXWOG13; speed	0.6128473
FERDOWSI CC_2AXWOG16; speed	0.6128473
FERDOWSI CC_2AXWOG14; phi	0.6128473
FERDOWSI CC_2AXWOG11; phi	0.6128473
FERDOWSI CC_2AXWOG12; phi	0.6128473
FERDOWSI CC_2AXWOG13; phi	0.6128473
FERDOWSI CC_2AXWOG15; phi	0.589371
FERDOWSI CC_2AXWOG16; phi	0.5891442
Shirvan CC_2AXROG13; speed	0.5820595
Shirvan CC_2AXROG14; speed	0.5820595
Shirvan CC_2AXROG12; speed	0.5820595
Shirvan CC_2AXROG16; speed	0.5820595
Shirvan CC_2AXROG15; speed	0.5820595
Shirvan CC_2AXROG11; speed	0.5820595
Shirvan CC_2AXROG16; phi	0.5353949
Shirvan CC_2AXROG14; phi	0.5353949
Shirvan CC_2AXROG15; phi	0.5353949
Shirvan CC_2AXROG11; phi	0.5353949
Shirvan CC_2AXROG12; phi	0.5353949
Shirvan CC_2AXROG13; phi	0.5353949
Tus_2AXJOG03; phi	0.5241751
Tus_2AXJOG01; phi	0.5224588
Tus_2AXJOG02; phi	0.5224588
Tus_2AXJOG04; phi	0.5224588
Kaveh CC_2AXGOG01; phi	0.5224588
Kaveh CC_2AXGOG03; phi	0.5178921
Kaveh CC_2AXGOG02; phi	0.5072174
Kaveh CC_2AXGOG04; phi	0.5072174

شکل ۱۱-۴ مد را در مدل معادل شبکه کشور و جدول ۱۹-۴ ضرایب مشارکت را در مدل معادل شبکه کشور نشان می‌دهد.



شکل ۱۱-۴: موقعیت مد بین ناحیه در مدل معادل شبکه کشور

جدول ۱۹-۴: ضرایب مشارکت مد بین ناحیه مدل معادل شبکه کشور

Variable Name	Participation Factor
G08S; phi	1
G08S; speed	0.9132012
G08S; psie	0.4911389

در این قسمت با افزایش توان عبوری از خطوط مد ناپایدار می‌شود. موقعیت مد در مدل کامل و مدل معادل شبکه کشور با دقت بالایی بر هم منطبق است.

فصل پنجم:

نتیجه گیری و پیشنهادات

۵-۱ نتایج

در این پایان‌نامه شبکه سراسری برق کشور در دو مرحله معادل‌سازی شد. در مرحله اول باس‌های بار از شبکه حذف شده و ابعاد شبکه کاهش یافته است. در طی این پروسه نتایج مهمی کسب شد که در ادامه به آن‌ها اشاره شده است.

ترتیب انتخاب باس‌ها مناسب برای حذف تعیین‌کننده پیچیدگی مدل معادل کاهش یافته است. اگر این انتخاب بر اساس الگوریتم معرفی شده در بخش ۳-۲-۱ صورت پذیرد، مدل معادل دینامیکی بسیار ساده خواهد بود. منظور از سادگی تعداد کم اتصالات جدید در مدل معادل دینامیکی کاهش یافته است.

در معادل‌سازی دینامیکی تعیین محدوده امیدانس اتصالات از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. این محدوده تعیین‌کننده دقت مدل معادل دینامیکی است. هر چه محدوده وسیع‌تر باشد دقت مدل معادل افزایش میابد ولی از طرف دیگر حجم محاسبات و پیچیدگی شبکه نیز به شدت افزایش خواهد یافت. نکته مهم بدست آوردن بازه مناسب برای این محدوده است به گونه‌ای که نه بسیار بزرگ و نه بسیار کوچک باشد.

برای حذف بار در باس‌های بار و انتقال بارها به معادل دینامیکی کاهش می‌توان با در نظر گرفتن فرض‌های ساده‌ای از توان اکتیو و راکتیو بار استفاده کرد. این امر پروسه کاهش ابعاد شبکه را به طور کامل از نقطه کار مستقل می‌کند.

رفتار مدل معادل دینامیکی بدست آمده باید مورد بررسی قرار بگیرد تا صحت و دقت آن نسبت به مدل کامل شبکه کشور تایید گردد. بررسی صحت نتایج مدل معادل دینامیکی باید از جنبه‌های مختلفی انجام گیرد که در این پایان‌نامه این امر از سه طریق بررسی شد.

▪ جدا شدن برخی واحدهای تولیدی از مدل معادل دینامیکی کشور، نشان دهنده تأثیر بسیار ناچیز این واحدها در رفتار دینامیکی شبکه برق سراسری کشور می‌باشد. این تأثیر ناچیز با شبیه‌سازی

در بخش ۳-۶ نیز مشاهده شد. این مورد اولین فاکتوری است که صحت مدل معادل دینامیکی کشور را تایید می‌کند.

▪ بررسی و دنبال کردن یک مد منحصر به فرد در فصل ۳ نشان داد که موقعیت این مد در مدل معادل دینامیکی کشور با دقت بسیار بالایی با موقعیت این مد در مدل کامل شبکه کشور مطابقت دارد.

▪ در فصل ۳ با بررسی ضرایب مشارکت در یک مد منحصر به فرد، مشخص شد که در مدل معادل دینامیکی کشور این ضرایب به ازای یک نیروگاه معادل با ضرایب مشارکت هر یک از واحدهای تولیدی آن نیروگاه در مدل کامل شبکه کشور هستند. این امر نشان‌دهنده دقت بالای معادل سازی ژنراتورهای مشابه در یک واحد نیروگاهی است.

در مرحله آخر معادل‌سازی، فاصله الکتریکی ژنراتورها با استفاده از الگوریتم جدیدی محاسبه شد. یکی از بزرگ‌ترین مزیت‌های این الگوریتم جدیدی عدم وابستگی آن به نقطه کار شبکه است. با در نظر گرفتن فاصله الکتریکی ژنراتورها شبکه کشور به هشت گروه تقسیم شده. این هشت گروه به طور کامل مدهای بین ناحیه شبکه سراسری برق کشور را حفظ می‌کنند. روند تغییرات مدهای بین ناحیه بر اساس میزان توان انتقالی بین مناطق مختلف کشور نیز در مدل معادل دینامیکی نهایی کاملاً با مدل کامل شبکه کشور مطابقت دارد.

۵-۲ پیشنهادات

با توجه به روند اجرای این پایان نامه پیشنهاد می شود در کارهای آینده موارد زیر مد نظر قرار بگیرد.

- عموماً روش منسجم و مناسبی برای مقایسه رفتار استاتیکی و دینامیکی شبکه های معادل وجود ندارد. یک روش مناسب برای ارزیابی و آزمایش صحت و دقت یک مدل معادل دینامیکی بسیار ضروری است.
- برای معادل سازی سیستم های قدرت بزرگ که عموماً از چندین هزار باس تشکیل شده اند، بسط دادن ماتریس های ادمیتانس و ارائه روش معادل سازی به ازای هر المان برای جلوگیری از ایجاد ماتریس ها با ابعاد بسیار بزرگ، ضروری است. بسط دادن ماتریس ها علاوه بر کاهش دقت محاسبات، خطا در عملیات ریاضی ایجاد کرده و زمان محاسبات را به شدت افزایش می دهند. پیشنهاد می شود تا حذف باس ها به صورت گروهی صورت پذیرد. نحوه انتخاب گروه ها هم مورد بررسی واقع گردد.
- یکی از مشکلات اساسی سر راه معادل سازی دینامیکی، مقادیر بزرگ ادمیتانس خطوط انتقال در شبکه های معادل کاهش یافته است. معمولاً می توان با تغییر در مقدار پایه برای توان ظاهری، مقادیر ادمیتانس را کاهش داد. صحت و دقت این روش باید به طور کامل مورد بررسی قرار بگیرد.
- در برخی موارد نقاط کار پخش بار در مدل معادل دینامیکی همگرا نمی شود. علل و عوامل موثر در همگرایی پخش بار در شبکه های معادل دینامیکی مورد بررسی قرار گیرد تا روش های معادل سازی دینامیکی به طور مناسب اصلاح گردند.

پیوست

پیوست ۱

برنامه حذف باس با استفاده از روش اسپارس در نرم افزار متلب

برنامه کامل

```
clear all
clc
%(BUSi,BUSj,R(pu),X(pu),B(pu),Vbase(Kv))
LneFileName='Lne.xlsx';
Tr2FileName='Tr2.xlsx';
Tr3FileName='Tr3.xlsx';
LdFileName='LdPQ.xlsx';
ElFileName = 'ENAME.xlsx';
%%
%Network Configuration
[Value,Name,AllData,NameLd,ValueLd] =
NetCfg(LneFileName,Tr2FileName,Tr3FileName,LdFileName);
%%
%Pattern Recognition
[Pattern] = PatRec(Name,NameLd);
%%
%Name to Number Transformation
[Numb] = Name2Num(Name,Pattern);
[NumbLd] = Name2Num(NameLd,Pattern);
%%
%Admittance Matrix Calculation
[YBus,Load] = YBus(Pattern,Numb,Value,NumbLd,ValueLd);
%%
%Bus Elimination Using Sparse Methode
[YBusR1,LoadR1,PatternR1] =
BusElimination(YBus,Pattern,ElFileName,Load);
%%
[LneTr2R1,LdR1,B,Z] = Output(YBusR1,LoadR1,Pattern,PatternR1);
%%
```

توابع مورد استفاده

```
function [Value,Name,AllData,NameLd,ValueLd] =
NetCfg(LneFileName,Tr2FileName,Tr3FileName,LdFileName)
disp('Network Configuration ...')
[ValueLne,NameLne,~] = xlsread(LneFileName);
[ValueTr2,NameTr2,~] = xlsread(Tr2FileName);
ValueTr2(:,3)=0;
ValueTr2=[ValueTr2(:,1) ValueTr2(:,2) ValueTr2(:,3)];
[ValueTr3,NameTr3,~] = xlsread(Tr3FileName);
[ValueLd,NameLd,~] = xlsread(LdFileName);
NameTr3HM=[NameTr3(:,1) NameTr3(:,2)];
```

```

NameTr3ML=[NameTr3(:,2) NameTr3(:,3)];
NameTr3LH=[NameTr3(:,3) NameTr3(:,1)];
NameTr3=[NameTr3HM;NameTr3ML;NameTr3LH];
ValueTr3(:,7)=0;
ValueTr3HM=[ValueTr3(:,1) ValueTr3(:,4) ValueTr3(:,7)];
ValueTr3ML=[ValueTr3(:,2) ValueTr3(:,5) ValueTr3(:,7)];
ValueTr3LH=[ValueTr3(:,3) ValueTr3(:,6) ValueTr3(:,7)];
ValueTr3=[ValueTr3HM;ValueTr3ML;ValueTr3LH];
Value=[ValueLne;ValueTr2;ValueTr3];
Name=[NameLne;NameTr2;NameTr3];
AllData=[Name num2cell(Value)];
end

```

```

function [Pattern] = PatRec(Name,NameLd)
disp('Pattern Recognition ...')
Pattern=union(Name,Name);
Pattern=union(Pattern,NameLd);
[~,C]=size(Pattern);
for i=1:C
    Pattern(2,i)=num2cell(i);
end
end

```

```

function [Numb] = Name2Num(Name,Pattern)
disp('Name to Number Transformation ...')
[~,C2]=size(Pattern);
for i=1:C2
    [r,c]=find(strcmp(Pattern(1,i),Name));
    [r0,~]=size(r);
    for j=1:r0
        Numb(r(j,1),c(j,1))=Pattern(2,i);
    end
end
Numb=cell2mat(Numb);
end

```

```

function [Name] = Num2Name(Numb,Pattern)
disp('Number to Name Transformation ...')
[R1,C1]=size(Numb);
[~,C2]=size(Pattern);
for i=1:R1
    for j=1:C1
        for k=1:C2
            if Numb(i,j)==cell2mat(Pattern(2,k))
                Name(i,j)=Pattern(1,k);
            end
        end
    end
end
end
end

```

```

function [YBus,Load] = YBus(Pattern,Numb,Value,NumbLd,ValueLd)
disp('Admittance Matrix Calculation ...')
AllData = [Numb Value];
j = sqrt(-1);
[~, nbus] = size(Pattern);
%%
nl = AllData(:,1);
nr = AllData(:,2);
R = AllData(:,3);
X = AllData(:,4);
nbr = length(AllData(:,1));
Bc = 0.5*j*(AllData(:,5)+0.0000001);
Z = (R+0.0000001) + (j*(X+0.0000001));
y = ones(nbr,1)./Z;
Ybus = zeros(nbus,nbus);
%%
%Formation of the off diagonal elements
for k=1:nbr;
    Ybus(nl(k),nr(k))=Ybus(nl(k),nr(k))-y(k);
    Ybus(nr(k),nl(k))=Ybus(nl(k),nr(k));
end
%%
%Formation of the diagonal elements
for n=1:nbus
    for k=1:nbr
        if nl(k) == n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n) + y(k) + Bc(k);
        elseif nr(k) == n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n) + y(k) + Bc(k);
        else
            end
    end
end
YBus = Ybus;
%%
%Load Configuration
Load0 = [NumbLd ValueLd];
[nL,~] = size(Load0);
Load = zeros(nbus,2);
for i=1:nbus
    Load(i,1) = i;
    for h=1:nL
        if Load(i,1)==Load0(h,1)
            Load(i,2) = Load0(h,2)+(j*Load0(h,3));
        else
            end
    end
end
end
end

```

```

function [YBusR1, LoadR1, PatternR1] =
BusElimination(YBus, Pattern, ElFileName, Load)
disp('Bus Elimination Using Sparse Methode ...')
[~, NameEl, ~] = xlsread(ElFileName);
LoadR1 = Load;
NameEl = union(NameEl, NameEl);
[NumbEl] = Name2Num(NameEl, Pattern);
[R1 C1] = size(YBus);
[R2 ~] = size(NumbEl);
YBusR1 = YBus;
for i = 1:R2
    fprintf('\nElimination of Bus %s ... \n',
cell2mat(NameEl(i,1)))
    for j = 1:R1
        for k = 1:C1
            if j ~= NumbEl(i,1) && k ~= NumbEl(i,1)
                YBusR1(j,k) = YBusR1(j,k) -
(YBusR1(j, NumbEl(i,1))*YBusR1(NumbEl(i,1), k)/YBusR1(NumbEl(i,1),
NumbEl(i,1)));
            end
        end
    end
    D =
(YBusR1(:, NumbEl(i,1))/YBusR1(NumbEl(i,1), NumbEl(i,1)));
    %[abs(D) rad2deg(angle(D))]
    LoadR1(:,2) = LoadR1(:,2) +
(abs(D)*LoadR1(NumbEl(i,1),2));
end
YBusR1(:, NumbEl) = [];
YBusR1(NumbEl, :) = [];
LoadR1(NumbEl, :) = [];
PatternR1 = Pattern;
PatternR1(:, NumbEl) = [];
for i=1:(R1-R2)
    PatternR1(2,i) = num2cell(i);
end
Error = abs((sum(LoadR1(:,2))-
sum(Load(:,2))))/abs(sum(Load(:,2)))
fprintf('\n')
disp('=====')
disp('===== ELIMINATION FINISHED =====')
disp('=====')
end

function [LneTr2R1, LdR1, B, Z] =
Output(YBusR1, LoadR1, Pattern, PatternR1)
[~, n] = size(PatternR1);
R=[];
D=[];
for i=1:n
    for j=(i+1):n

```

```

        if abs(YBusR1(i,j))~=0
            R = [R; i j (-1/YBusR1(i,j))];
        end
    end
end
Z=R;
[m,~] = size(Z);
for i=1:m
    if abs(Z(i,3)) > 0.1
        D = [D i];
    end
end
LneTr2R1=[Num2Name(Z(:,1),PatternR1)
Num2Name(Z(:,2),PatternR1) num2cell(Z(:,3))
num2cell(R(:,3).*((132^2)/100))
num2cell(R(:,3).*((230^2)/100))
num2cell(R(:,3).*((400^2)/100))];
LneTr2R1(D,:)=[];
LdR1=[Num2Name(LoadR1(:,1),Pattern) num2cell(LoadR1(:,2))];
B = transpose(sum(YBusR1));
B = [B B*((132^4)/100000000) B*((230^4)/100000000)
B*((400^4)/100000000)];
B = [LdR1(:,1) num2cell(B)];
end

```

ماتریس ادمیتانس معادل شبکه سراسری برق کشور

From Bus	To Bus	R (pu)	X (pu)
1032 BONAB2	Tabriz_8AQFFS01	0.011888	0.073291
1151 TABRI2	Tabriz_8AQFFS01	0.0006	0.034439
1351 N-HAM2	Mofatteh_8BBXGS01	0.000864	0.03839
1401 SHAZN2	Arak1_8BAZGS01	0.00264	0.06242
1491 ESFA22	NajafAbad_8ALWIS01	0.002196	0.056101
1501 ESGRT2	Montazeri2_8AMUIS01	0.00108	0.051189
1891 KAZER2	KazerunCC_9BHWKS01	0.00135	0.064236
1894 KAZER2	KazerunCC_8BHWKS01	0.00135	0.061485
2031 BISTN2	EastKermanshah_8BCMHS01	0.000775	0.038236
2191 B_ABB2	BandarAbbas_8ATQNS01	0.000711	0.033335
2451 N-KER2(1)	KermanCC_9ATMMS01	0.00135	0.064236
2611 N-GIL2	GilanCC_8AFCCS01	0.001561	0.082124
2901 NEKA 4	ShahidSalimi_9AGBBS01	0.000519	0.029419
2AHYJN01	Ahvaz2_8AIAJS01	0.004509	0.079516
2AMUIN01	Montazeri2_9AMUIS01	0.00108	0.052389
3481 RAJAB4	Ziaran_9ABNAS01	0.001302	0.071537
4311 RAMIN2	Ahvaz2_8AIAJS01	0.000322	0.05747
4311 RAMIN2	NorthWestAhvaz_8AINJS01	0.004033	0.07065
4381 ZARGA2	Ahvaz2_8AIAJS01	0.002592	0.067982
4391 AGARA2	AGARAK_8XNPXS01	0.000599	0.032889
4561 N-CHLST4	ChehelSotun_9AMYIS01	0.001377	0.064641
4691 TURKM2	Balkan abad_8XNUXS01	0.00135	0.062486
4791 N-RUD4	FiruzBahram_9ABLAS01	0.002277	0.094253
4841 SARKH4	Tus_9AXJOS01	0.003736	0.096178
AL AMARE	Khorramabad2_9BCNGS01	0.010203	0.085365
AMINAL- ASHRAFI_8AAIAS01	AMINAL- ASHRAFI_9AAIAN02	0.000536	0.018602
AMINAL- ASHRAFI_8AAIAS01	Kan_8ABIAS01	0.003466	0.022609
AMINAL- ASHRAFI_8AAIAS01	NorthRey_8AAJAS01	0.001524	0.008801
AMINAL- ASHRAFI_8AAIAS01	Pardis_9AAOAS01	0.003306	0.097529
AMINAL- ASHRAFI_9AAIAN02	NorthRey_9AAJAS01	0.003643	0.039867
AMINAL- ASHRAFI_9AAIAN02	Pardis_9AAOAS01	0.00214	0.035364
Ahuan-eSemnan_8ACUDS01	Ahuan-eSemnan_9ACUDS01	0.000299	0.0111
Ahuan-eSemnan_9ACUDS01	NorthRey_9AAJAS01	0.005788	0.053603
Ahuan-eSemnan_9ACUDS01	Pardis_9AAOAS01	0.003922	0.051184
Ahuan-eSemnan_9ACUDS01	Semnan CC_2ADCDN01	0.001582	0.064309
Ahuan-eSemnan_9ACUDS01	ShahidSalimi_9AGBBS01	0.003399	0.046384

Ahuan-eSemnan_9ACUDS01	Shahvar_9ACZDS01	0.002854	0.032439
Ahvaz2_8AIAJS01	Ahvaz2_9AIAJS01	0.00027	0.009186
Ahvaz2_8AIAJS01	Daghayeghi_8AJVJS01	0.00425	0.021866
Ahvaz2_8AIAJS01	NorthWestAhvaz_8AINJS01	0.000709	0.004445
Ahvaz2_8AIAJS01	Omidyeh1_8AHWJS01	0.011944	0.054935
Ahvaz2_9AIAJS01	Daghayeghi_9AJVJS01	0.00025	0.004986
Ahvaz2_9AIAJS01	NorthWestAhvaz_9AINJS01	0.000381	0.004688
AliAbad_8AGDBS01	AliAbad_9AGDBS01	0.000403	0.012983
AliAbad_8AGDBS01	Balkan abad_8XNUXS01	0.00983	0.074831
AliAbad_8AGDBS01	Golestan CC_2AEUBN01	0.001375	0.064447
AliAbad_8AGDBS01	Shahvar_8ACZDS01	0.010359	0.068026
AliAbad_9AGDBS01	ShahidSalimi_9AGBBS01	0.001268	0.01555
AliAbad_9AGDBS01	Shahvar_9ACZDS01	0.001926	0.022042
Amirkabir_8---GS01	Amirkabir_9---GS01	0.000718	0.023714
Amirkabir_8---GS01	Arak1_8BAZGS01	0.002806	0.019553
Amirkabir_9---GS01	Arak1_9BAZGS01	0.00072	0.00824
Amirkabir_9---GS01	Khorramabad2_9BCNGS01	0.00306	0.03502
Arak1_8BAZGS01	Arak1_9BAZGS01	0.000472	0.015852
Arak1_8BAZGS01	Khorramabad2_8BCNGS01	0.015141	0.069444
Arak1_8BAZGS01	Mofatteh_8BBXGS01	0.012831	0.055614
Arak1_9BAZGS01	FiruzBahram_9ABLAS01	0.004694	0.046221
Arak1_9BAZGS01	Montazeri2_9AMUIS01	0.006635	0.075812
BASH KALEH_7XOAXS01	KhoyCC_8ARBFS01	0.013715	0.08
Bafgh_8ATJLS01	Nakhlestan_9ATJLS01	0.000699	0.02889
Bafgh_8ATJLS01	Yazd2_8AUPLS01	0.014808	0.095604
BandarAbbas_8ATQNS01	BandarAbbas_9ATQNS01	0.000547	0.022349
BandarAbbas_8ATQNS01	Geno_8AUTNS01	0.006107	0.037573
BandarAbbas_9ATQNS01	Geno_9AUTNS01	0.000155	0.00274
BandarAbbas_9ATQNS01	JENAH_9AUJNB01	0.004708	0.038948
Birjand_9AXTOS01	Qaenat_9AXLOS01	0.002007	0.022932
Birjand_9AXTOS01	Sefid abeh_9BJHPS01	0.005324	0.044528
BushehrAtomi_8BHEKS01	Choghadak_8BHYKS01	0.002541	0.014267
BushehrAtomi_8BHEKS01	EnergyAtomi_9BFNKS01	0.001177	0.040155
ChehelSotun_8AMYIS01	ChehelSotun_9AMYIS01	0.000294	0.01082
ChehelSotun_8AMYIS01	NajafAbad_8ALWIS01	0.006594	0.038422
ChehelSotun_9AMYIS01	Montazeri2_9AMUIS01	0.003327	0.048312
ChehelSotun_9AMYIS01	NajafAbad_9ALWIS01	0.000919	0.00872
ChehelSotun_9AMYIS01	Omidyeh1_9AHWJS01	0.009809	0.084931
ChehelSotun_9AMYIS01	Surmaq_9BFYKS01	0.002424	0.03621
ChehelSotun_9AMYIS01	Yazd2_9AUPLS01	0.003299	0.049267
Choghadak_8BHYKS01	Choghadak_9BHYKS01	0.000299	0.0111
Choghadak_8BHYKS01	KazerunCC_8BHWKS01	0.007524	0.042656
Choghadak_9BHYKS01	EnergyAtomi_9BFNKS01	0.000152	0.002461
Choghadak_9BHYKS01	KazerunCC_9BHWKS01	0.007945	0.075986
Choghadak_9BHYKS01	MalekMakan_9BFFKS01	0.00292	0.089635
Choghadak_9BHYKS01	Omidyeh1_9AHWJS01	0.003344	0.05212

Daghayeghi_8AJVJSO1	Daghayeghi_9AJVJSO1	0.000708	0.046937
Daghayeghi_8AJVJSO1	Omidyeh1_8AHWJSO1	0.012751	0.065596
Daghayeghi_9AJVJSO1	Omidyeh1_9AHWJSO1	0.001123	0.019064
Dalahoo CC _2---HSO1	Mersad _9BDDHSO1	0.001371	0.065956
Diyaleh 400	Mersad _9BDDHSO1	0.003259	0.04266
EastKermanshah_8BCMHSO1	EastKermanshah_9BCMHSO1	0.000458	0.015476
EastKermanshah_8BCMHSO1	Mersad_8BDDHSO1	0.005903	0.03322
EastKermanshah_9BCMHSO1	Khorramabad2_9BCNGSO1	0.003068	0.032018
EastKermanshah_9BCMHSO1	Mersad _9BDDHSO1	0.00164	0.018814
EastKermanshah_9BCMHSO1	Mofatteh_9BBXGSO1	0.003502	0.036551
EastKermanshah_9BCMHSO1	Zagros CC _2BDJHSO1	0.001386	0.068172
EnergyAtomi_4BFNKS01	EnergyAtomi_9BFNKS01	0.000176	0.010576
FOULAD	FOULAD	0.000354	0.023469
HORMOZGAN_8AWQNSO1	HORMOZGAN_9AWQNSO1		
FOULAD	Geno _9AUTNSO1	0.000319	0.002639
HORMOZGAN_9AWQNSO1			
Fasa_8BFUKSO1	Fasa_9BFUKSO1	0.000545	0.016395
Fasa_8BFUKSO1	JAHROM CC _2BEXKS01	0.003903	0.089355
Fasa_8BFUKSO1	MalekMakan_8BFFKS01	0.009343	0.062876
Fasa_9BFUKSO1	MalekMakan_9BFFKS01	0.001503	0.029713
Fasa_9BFUKSO1	Sirjan_9ATSMSO1	0.002204	0.045533
Fasa_9BFUKSO1	Surmaq _9BFYKS01	0.00439	0.047412
FiruzBahram_8ABLASO1	FiruzBahram_9ABLASO1	0.000117	0.005545
FiruzBahram_8ABLASO1	Kan_8ABIASO1	0.002029	0.011985
FiruzBahram_8ABLASO1	NorthRey_8AAJASO1	0.004177	0.023217
FiruzBahram_8ABLASO1	Sheykh-eBahayi_8AAZASO1	0.000798	0.006875
FiruzBahram_8ABLASO1	VardAvard_8AAYASO1	0.005881	0.023258
FiruzBahram_9ABLASO1	NorthRey_9AAJASO1	0.00557	0.06321
FiruzBahram_9ABLASO1	Pardis_9AAOASO1	0.003429	0.06032
FiruzBahram_9ABLASO1	Ziaran_9ABNASO1	0.002486	0.033478
Geno _9AUTNSO1	Geno_8AUTNSO1	0.000354	0.023469
Geno _9AUTNSO1	Kahnuj_9AUDMSO1	0.00192	0.0288
Geno _9AUTNSO1	Sirjan_9ATSMSO1	0.001957	0.026795
Ghayati_8ADNESO1	Ghayati_9ADNESO1	0.000348	0.018403
Ghayati_8ADNESO1	Idoghmush_8AQYFSO1	0.014269	0.083877
Ghayati_9ADNESO1	GilanCC_9AFCCSO1	0.002801	0.029094
Ghayati_9ADNESO1	Idoghmush_9AQYFQO1	0.002437	0.024632
Ghayati_9ADNESO1	Mofatteh_9BBXGSO1	0.003546	0.041102
Ghayati_9ADNESO1	Soltaniyeh CC _2ADIESO1	0.001965	0.078777
Ghayati_9ADNESO1	Tabriz_9AQFFSO1	0.005686	0.057475
Ghayati_9ADNESO1	Ziaran_9ABNASO1	0.006147	0.060361
GilanCC_8AFCCSO1	GilanCC_9AFCCSO1	0.000289	0.011812
GilanCC_9AFCCSO1	Ziaran_9ABNASO1	0.005116	0.054338
Hafez CC _2BFLKS01	MalekMakan_9BFFKS01	0.002035	0.088984
HasanKif_8AGEBSO2	HasanKif_9AGEBSO1	0.000632	0.025128
HasanKif_9AGEBSO1	Narivaran_9AGGBSO1	0.002202	0.030328

HasanKif_9AGEBS01	Ziaran_9ABNAS01	2E-07	2E-07
Idoghmush_8AQYFS01	Idoghmush_9AQYFQ01	0.000708	0.046937
Idoghmush_9AQYFQ01	Tabriz_9AQFFS01	0.004498	0.04546
JENAH_8AUJNB01	JENAH_9AUJNB01	0.00035	0.023264
Kahnuj_8AUDMS01	Kahnuj_9AUDMS01	0.000354	0.023469
Kan_8ABIAS01	Kan_9ABIAS01	0.000299	0.0111
Kan_8ABIAS01	VardAvard_8AAYAS01	0.001412	0.007821
Kan_9ABIAS01	Sheykh-eBahayi_9AAZAS01	0.00012	0.0018
Kan_9ABIAS01	Ziaran_9ABNAS01	0.0013	0.01804
KazerunCC_8BHWKS01	KazerunCC_9BHWKS01	0.000258	0.014746
KazerunCC_8BHWKS01	MalekMakan_8BFFKS01	0.010229	0.057738
KazerunCC_9BHWKS01	MalekMakan_9BFFKS01	0.001448	0.012611
KermanCC_8ATMMS01	KermanCC_9ATMMS01	0.000258	0.014746
KermanCC_8ATMMS01	Sirjan_8ATSMS01	0.006055	0.032798
KermanCC_9ATMMS01	Nakhlestan_9ATJLS01	0.00306	0.0459
KermanCC_9ATMMS01	Sirjan_9ATSMS01	0.00277	0.0323
Khorramabad2_8BCNGS01	Khorramabad2_9BCNGS01	0.000289	0.011812
Khorramabad2_8BCNGS01	NorthWestAhvaz_8AINJS01	0.011048	0.078577
Khorramabad2_9BCNGS01	NorthWestAhvaz_9AINJS01	0.008778	0.088062
KhoyCC_8ARBFS01	KhoyCC_9ARBFS01	0.000354	0.023469
KhoyCC_9ARBFS01	Tabriz_9AQFFS01	0.002338	0.023631
MAIAMEY_9ADADS01	Shahvar_9ACZDS01	0.001656	0.018952
MalekMakan_8BFFKS01	MalekMakan_9BFFKS01	0.000276	0.011421
Mersad_9BDDHS01	Mersad_8BDDHS01	0.000751	0.02284
Mersad_8BDDHS01	SarPol-eZahab_8BCRHS01	0.005518	0.028795
Mofatteh_8BBXGS01	Mofatteh_9BBXGS01	0.000458	0.015476
Montazeri2_8AMUIS01	Montazeri2_9AMUIS01	0.000686	0.023214
Montazeri2_8AMUIS01	NajafAbad_8ALWIS01	0.002647	0.015089
Montazeri2_8AMUIS01	Shomal e shargh_8---IS01	0.003403	0.019467
Montazeri2_9AMUIS01	NajafAbad_9ALWIS01	0.001396	0.020414
Montazeri2_9AMUIS01	Shomal e shargh_9---IS01	0.000818	0.013716
N-Shahid Kaveh CC	Qaenat_9AXLOS01	0.001375	0.065006
Nabovat_8BIYPS01	Nabovat_9BIYPS01	0.000354	0.023469
Nabovat_9BIYPS01	Sefid abeh_9BJHPS01	0.003388	0.028336
NajafAbad_8ALWIS01	NajafAbad_9ALWIS01	0.000367	0.011604
NajafAbad_8ALWIS01	Shomal e shargh_8---IS01	0.006053	0.031962
Nakhlestan_9ATJLS01	Tabas_9---LS01	0.00336	0.0504
Nakhlestan_9ATJLS01	Yazd2_9AUPLS01	0.002256	0.027447
Narivaran_8AGGBS01	Narivaran_9AGGBS01	0.000343	0.011607
Narivaran_8AGGBS01	ShahidSalimi_8AGBBS01	0.005438	0.029575
Narivaran_9AGGBS01	ShahidSalimi_9AGBBS01	0.001458	0.020073
NorthRey_8AAJAS01	NorthRey_9AAJAS01	0.000195	0.007402
NorthRey_8AAJAS01	Pardis_8AAOAS01	0.020715	0.083855
NorthRey_8AAJAS01	Sheykh-eBahayi_8AAZAS01	0.008457	0.084617
NorthRey_9AAJAS01	Pardis_9AAOAS01	0.001231	0.01396
NorthWestAhvaz_8AINJS01	NorthWestAhvaz_9AINJS01	0.000354	0.023469

Omidiyeh1_8AHWJS01	Omidiyeh1_9AHWJS01	0.000368	0.012348
Pardis_8AAOAS01	Pardis_9AAOAS01	0.000276	0.011421
Pardis_9AAOAS01	VardAvard_9AAYAS01	0.000514	0.005965
Qaenat_7AXLOS01	Qaenat_9AXLOS01	0.000626	0.025559
Qaenat_9AXLOS01	Tabas_9---LS01	0.004214	0.048156
Qaenat_9AXLOS01	Torbat-eJam_9AXYOS01	0.005113	0.053637
Sahand_4AQEFS01(1)	Tabriz_8AQFFS01	0.011888	0.073291
ShahidSalimi_8AGBBS01	ShahidSalimi_9AGBBS01	0.000349	0.013222
Shahvar_2ACZDS01	Shahvar_8ACZDS01	0.00135	0.065686
Shahvar_8ACZDS01	Shahvar_9ACZDS01	0.000686	0.023214
Sheykh-eBahayi_8AAZAS01	Sheykh-eBahayi_9AAZAS01	0.000299	0.0111
Sheykh-eBahayi_9AAZAS01	VardAvard_9AAYAS01	0.000359	0.005001
Shomal e shargh_8---IS01	Shomal e shargh_9---IS01	0.000686	0.023214
Shomal e shargh_9---IS01	Yazd2_9AUPLS01	0.002869	0.048094
Sirjan_8ATSMS01	Sirjan_9ATSMS01	0.000337	0.013451
Sirjan_9ATSMS01	Yazd2_9AUPLS01	0.004521	0.07043
Surmaq_9BFYKS01	Surmaq_8BFYKS01	0.000354	0.023469
Tabriz_8AQFFS01	Tabriz_9AQFFS01	0.000226	0.011395
Terminal D	Tus_7AXJOS01	0.003405	0.068097
Terminal(43)	Tus_9AXJOS01	0.002041	0.066892
Torbat-eJam_7AXYOS01	Torbat-eJam_9AXYOS01	0.000543	0.026071
Torbat-eJam_9AXYOS01	Tus_9AXJOS01	0.003989	0.041831
Tus_7AXJOS01	Tus_9AXJOS01	0.001196	0.016638
VardAvard_8AAYAS01	VardAvard_9AAYAS01	0.000299	0.0111
VardAvard_8AAYAS01	Ziaran_8ABNAS01	0.007146	0.034431
VardAvard_9AAYAS01	Ziaran_9ABNAS01	0.00049	0.007322
Yazd2_8AUPLS01	Yazd2_9AUPLS01	0.000699	0.02889
Ziaran_8ABNAS01	Ziaran_9ABNAS01	0.000316	0.011245

بارهای متصل به باس‌های باقیمانده در معادل شبکه سراسری برق کشور

Bus Name	P	Q	Bus Name	P	Q
1032 BONAB2	146	29	HasanKif_9AGEBS01	11	3
1041 KHOY 2	0.48	0.19	Idoghmush_8AQYFS01	115	54
1091 ORUME2	45	9	Idoghmush_9AQYFQ01	0	0
1151 TABRI2	29	11	Imishli_8XOBXS01	126	63
1351 N-HAM2	19	7	JAHROM CC_2BEXKS01	76	17
1371 SAVEH2	6	0.99	JENAH_8AUJNB01	238	67
1401 SHAZN2	82	26	JENAH_9AUJNB01	95	16
14772 DAMAV4(1)	2	1	Jakigur_8BIWPS01	440	154
1491 ESFA22	44	13	Kahnuij_2AUDMS01	24	6
1501 ESGRT2	14.6	5.77	Kahnuij_8AUDMS01	623	255
1891 KAZER2	0.65	0.257	Kahnuij_9AUDMS01	0	0
1894 KAZER2	0.65	0.257	Kan_8ABIAS01	1067	315
1931 N-SHI2	41	9	Kan_9ABIAS01	0	0
2031 BISTN2	37	12	Kangan_2BGHKS01	42	9
2191 B_ABB2	23	9	Karun4Dam_2AMHIS01	22	7
2351 SARKN2	47	13	KazerunCC_8BHWKS01	353	149
2451 N-KER2(1)	0.65	0.257	KazerunCC_9BHWKS01	32	14
2591 LOSHA2	44	12	KermanCC_8ATMMS01	788	355
2611 N-GIL2	2	0.79	KermanCC_9ATMMS01	1.95	0.77
2671 SEFID2	15	6	Khoramshahr CC_2AIWJN01	94	10
2891 NEKA 2	0.6	0.237	Khorramabad2_8BCNGS 01	904	362
2901 NEKA 4	14.35	5.67	Khorramabad2_9BCNGS 01	234	116
2ABMAN44	13	4	KhoyCC_8ARBFS01	425	101
2AHYJN01	7	1	KhoyCC_9ARBFS01	37	12
2ALTIN01	3.7	1.1	Lavarak 11	2.4	0.9
2AMOIN01	97	28	MAIAMEY_9ADADS01	210	61
2AMUIN01	14.6	5.77	MalekMakan_8BFFKS01	872	369
3211 GHOM22	188	29	MalekMakan_9BFFKS01	30	11
3281 KALAN2	1	0.61	Marun_2AIYJS01	12	2.02
3361 MONTG2	28	3.69	Mersad_9BDDHS01	0.70	0.27
3481 RAJAB4	23	8	Mersad_8BDDHS01	359	121
3671 CHABA2	21	8	Mofatteh_8BBXGS01	918	341
3731 N-IRN2	71	22	Mofatteh_9BBXGS01	28	9
3751 ZAHDA2	25	9	Montazeri2_8AMUIS01	617	180
3931 N-YAZ2	0.49	0.19	Montazeri2_9AMUIS01	167	56
4001 ABSPO4	68	16	N-Kashan	207	32
4101 BEHBN2	21	5	N-ParsJonoobi	91	15

4111 DEZ 2	49	12	N-Shahid Kaveh CC	0.95	0.32
4131 GODAR4	70	27	N-Zavareh	131	23
4161 KARKH4	20	7	Nabovat_8BIYPS01	392	201
4171 KARU34	27	9	Nabovat_9BIYPS01	0	0
4231 N-ABD2	95	19	NajafAbad_8ALWIS01	688	274
4311 RAMIN2	36	10	NajafAbad_9ALWIS01	329	102
4381 ZARGA2	10	4	Nakhlestan_9ATJLS01	35	9
4391 AGARA2	22.4	8.85	Narivaran_8AGGBS01	919	343
4561 N-CHLST4	0.65	0.25	Narivaran_9AGGBS01	0	0
4611 N-SAN2	142	26	NiroogahShiraz_2BFXX B01	64	32
4691 TURKM2	0.65	0.25	NorthRey_8AAJAS01	1394	616
4781 N-PRN2	95	29	NorthRey_9AAJAS01	78	37
4791 N-RUD4	3.22	1.11	NorthWestAhvaz_8AINJ S01	1215	522
4841 SARKH4	7	1	NorthWestAhvaz_9AINJ S01	1004	389
AGARAK_8XNPXS01	191	40	Omidiyeh1_8AHWJS01	918	376
AL AMARE	262	95	Omidiyeh1_9AHWJS01	458	161
AMINAL- ASHRAFI_8AAIAS01	982	311	OrumiyehCC_N1(1)	161	33
AMINAL- ASHRAFI_9AAIAN02	12	5	Pardis_8AAOAS01	220	93
Ahuan-eSemnan_8ACUDS01	212	86	Pardis_9AAOAS01	37	15
Ahuan-eSemnan_9ACUDS01	10	4	Parehsar CC A	90	37
Ahvaz2_8AIAJS01	1603	534	Petroshimi fajr 2_2AJSJS01	68	17
Ahvaz2_9AIAJS01	223	96	Qaenat_7AXLOS01	194	64
AliAbad_8AGDBS01	854	301	Qaenat_9AXLOS01	181	49
AliAbad_9AGDBS01	107	33	SabalanG	110	37
Amirkabir_8---GS01	181	74	Sahand_4AQEFS01(1)	146	29
Amirkabir_9---GS01	0	0	SarPol- eZahab_8BCRHS01	134	42
Arak1_8BAZGS01	1099	500	Sarcheshmeh_2ATPMS0 1	19	5
Arak1_9BAZGS01	158	54	Sefid abeh_9BJHPS01	0	0
Asaluyeh 15.75	54	5	Semnan CC_2ADCDN01	0.65	0.25
Astara_EXT	45	20	ShahidBeheshti_2AECC N02	28	7
BASH KALEH_7XOAXS01	100	0	ShahidSalimi_8AGBBS0 1	714	273
Bafgh_8ATJLS01	85	27	ShahidSalimi_9AGBBS0 1	45	18
Balkan abad_8XNUXS01	41	31	Shahvar_2ACZDS01	0.8	0.31
Bandar Abbas G(1)	0	0	Shahvar_8ACZDS01	107	41
BandarAbbas_8ATQNS01	1559	755	Shahvar_9ACZDS01	0	0
BandarAbbas_9ATQNS01	0	0	Sheykh- eBahayi_8AAZAS01	739	200

Besat-gen	37	13	Sheykh-eBahayi_9AAZAS01	0	0
Birjand_9AXTOS01	76	19	Shomal e shargh_8---IS01	342	146
BushehrAtomi_8BHEKS01	159	51	Shomal e shargh_9---IS01	0	0
BushehrGS_4BGBKB01	15	5	Sirjan_8ATSMS01	365	128
Chabahr CC_2BJGPB01	33	8	Sirjan_9ATSMS01	64	19
ChehelSotun_8AMYIS01	383	122	Soltaniyeh CC_2ADIES01	1.2	0.44
ChehelSotun_9AMYIS01	742	228	Surmaq_9BFYKS01	126	31
Choghadak_8BHYKS01	388	115	Surmaq_8BFYKS01	213	45
Choghadak_9BHYKS01	113	26	Tabas_9---LS01	29	9
Daghayeghi_8AJVJS01	0	0	Tabriz_2AQFF	0	0
Daghayeghi_9AJVJS01	39	9	Tabriz_8AQFFS01	972	469
Dalahoo CC_2---HS01	0.65	0.25	Tabriz_9AQFFS01	0	0
Diyaleh 400	200	65	Terminal D	0	0
EastKermanshah_8BCMHS01	511	172	Terminal(1)	94	26
EastKermanshah_9BCMHS01	1.87	0.74	Terminal(19)	56	13
EnergyAtomi_4BFNKS01	85	28	Terminal(28)	2.28	0.36
EnergyAtomi_9BFNKS01	0	0	Terminal(31)	119	46
EslamAbad-eGharb_2BBRHS01	0.75	0.13	Terminal(37)	91	23
FOULAD HORMOZGAN_8AWQNS01	54.76	0	Terminal(43)	1.6	0.42
FOULAD HORMOZGAN_9AWQNS01	0	0	Torbat-eJam_7AXYOS01	320	117
Fasa_8BFUKS01	463	156	Torbat-eJam_9AXYOS01	2.9	0.94
Fasa_9BFUKS01	368	80	Turkmanestan	40	13
FiruzBahram_8ABLAS01	1343	509	Tus_7AXJOS01	913	449
FiruzBahram_9ABLAS01	21	8	Tus_9AXJOS01	671	213
Gas Mayeh CC_2AJTKS01	44	5	VardAvard_8AAYAS01	1033	423
Genaveh CC_2---KS01	107	28	VardAvard_9AAYAS01	15	6
Geno_9AUTNS01	32	12	Yazd gazi	16	5
Geno_8AUTNS01	319	131	Yazd2_8AUPLS01	498	135
Ghayati_8ADNES01	503	190	Yazd2_9AUPLS01	217	75
Ghayati_9ADNES01	61	20	Zagros CC_2BDJHS01	0.66	0.26
GilanCC_8AFCCS01	1271	619	Zahedan D(1)	31	11
GilanCC_9AFCCS01	4.17	1.73	Zarand2_2ATHMB01	43	9
Golestan CC_2AEUBN01	0.66	0.26	Ziaran_8ABNAS01	730	256
Hafez CC_2BFLKS01	0.88	0.34	Ziaran_9ABNAS01	65	25
Hareseh	307	175	Zob-eAhan_2AMLIB02	36	15
HasanKif_8AGEBS02	263	84	firuzi1	16	3

مراجع

- [1] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, "*Power System Dynamics and Stability*", Chichester, U.K.: Wiley, 1997.
- [2] Y. Yu, "*Electric Power System Dynamics*", New York: Academic Press, 1983.
- [3] "Detection, prevention and mitigation of cascading events ", PSERC, 2008.
- [4] H. You, V. Vittal, and X. Wang, "Slow coherency based islanding," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 1, pp 483-491, 2004.
- [5] S. Joo, C. Liu, L. Jones, and J. Choe, "Coherency and aggregation techniques incorporating rotor and voltage dynamics," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 2, pp.1068-1075, 2004.
- [6] L. Wang, M. Klein, S. Yirga, and P. Kundur, "Dynamic reduction of large power systems for stability studies," IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, pp. 889–895, 1997.
- [7] P. Dima, O. Crisan, and T. J. Higgins, "Nodal analysis of power systems," IEEE Trans. System, man and cybernetic, pp 300, 1971.
- [8] L. A. Zhukov, "Simplified transformation of circuit diagrams of complex electric power systems," Izvestia Akademii Nauk SSSR, Energetika i Transport, no. 2, 1964.
- [9] A. M. Miah, "Study of a coherency-based simple dynamic equivalent for transient stability assessment," IET Gener. Transm. Distrib, vol. 5, iss. 4, pp. 405– 416, 2011.
- [10] Y. Liang, X. Lin, A. M. Gole, and M. Yu, "Improved coherency-based wide-band equivalents for real-time digital simulators," IEEE Trans. Power Sys., vol. 26, no. 3, 2011.
- [11] N. Senory, "Generator coherency using hilbert-huang transform," IEEE Trans. Power Syst., vol.23, no. 4, 2008.
- [12] M. H. Haque, and A. H. M. A. Rahim, "An efficient methode of identifying coherent generators using taylor series expantion," IEEE Trans. Power Syst., vol. 3, no. 3, 1988.
- [13] R. Nath, S. S. Lamba, and K. S. Prakasa, "Coherency based system decomposition into study and external areas using weak coupling," IEEE Trans, vol. PAS-104, no. 6, 1985.
- [14] E. De Tuglie, S. M. Iannone, and F. Torelli, "A coherency recognition based on structural decomposition procedure," IEEE Trans. Power Syst., vol. 23, pp. 555–563, 2008.
- [15] J. M. Undrill, J. Casazza, and L. K. Kirchmayer, "Electromechanical equivalents for use in power system studies," IEEE Trans, vol. PAS-90, pp. 2060-2071, 1971.

- [16] S. T. Lee, and F. C. Schweeppe, "Distance measures and coherency recognition", IEEE Trans, vol. PAS-82, pp. 1550-1557, 1973.
- [17] R. Podmore, "Identification of coherent generator dynamic equivalents," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-97, pp. 1344–1354, 1978.
- [18] M. Wang, and H. Chang, "Novel clustering methode for coherency identification using artificial neural network," IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, no. 4, pp. 2056-2062, 1994.
- [19] Y. J. Wang, and C. T. Lin, "Runge-kutta neural network for identification of dynamical systems in high accuracy," IEEE Trans on Neural Networks, vol. 9, pp. 294-307, 1998.
- [20] N. Gacic, A. I. Zecevic, and D. D. Siljak, "Coherency recognition using epsilon decomposition," IEEE Trans. Power Syst., vol. 13, no. 2, pp. 314–319, 1998.
- [21] H. Kim, G. Jand, and K. Song, "Dynamic reduction of the large-scale power system using relation factor," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 3, 2004.
- [22] J. R. Winkleman, J. H. Chow, J. J. Allemong, and P. V. Kokotovic, "An analysis of interarea dynamics of multi machine systems," IEEE Trans, vol. PAS-100, no. 2, 1981.
- [23] M. Jonsson, M. Begovic, and J. Daalder, "A new methode suitable for real-time generator coherency determination," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 3, pp 1473-1482, 2004.
- [24] M. Brucoli, F. Torelli, and M. Trovato, "Structrual coherency in interconnected power systems," Large Scale Syst., Theory, Appl., vol. 5, no. 3, pp. 169-188, 1989.
- [25] A. J. Germond, and R. Podmore, "Dynamic aggregation of generating unit models," IEEE Trans. on PAS-92, pp.1060, 1978.
- [26] "Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies," IEEE Committee Report, IEEE Trans., vol. PAS-92, 1973.
- [27] M. L. Ourari, L. A. Dessaint, and V. Q. Do, "Dynamic equivalent modeling of large power systems using structure preservation technique," IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 3, pp. 1284–1295, 2004.
- [28] R. J. Galarza, J. H. Chow, W. W. Price, A. W. Hargrave, and P. M. Hirsh, "Aggregation of exciter models for constructing power system dynamic equivalents," IEEE Trans. Power Syst., vol. 13, no. 3, pp. 782-788, 1998.
- [29] A. M. Miah, "Simple dynamic equivalent for fast online transient stability assesment,"

- IEE Proc. Gener. Trans. Distrib., vol. 10, iss. 14, pp. 49-55, 1998.
- [30] D. Chaniotis, and M. A. Pai, "Model reduction in power systems using krylov subspace methods," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, Iss. 2, pp. 1709-1717, 2005.
 - [31] W. W. Price , E. M. Gulachenski , P. Kundur , F. L. Lange , G. C. Loehr , B. A. Roth, and R. F. Silva, "Testing the modal dynamic equivalents techniques," IEEE Trans. on PAS-90, pp.1366, 1978.
 - [32] W. W. Price, and B. A. Roth, "Large scale representation of modal dynamic equivalents", IEEE Trans on PAS-110, pp 41-45, 1981.
 - [33] J. M. Undrill, and A. E. Turner, "Construction of power system electromechanical equivalent by modal analysis," IEEE Trans. vol. PAS-90, pp. 2049-2059, 1971.
 - [34] W. W. Price, and E. M. Gulachenski, "Testing of the modal dynamic equivalents technique", IEEE Trans., vol PAS-97, pp. 1366-1372, 1978.
 - [35] S. E. M. de Oliveira, and J. F. de Queiroz, "Modal dynamic equivalent for electric power systems. Part I. Theory," IEEE Trans. Power Syst., pp.1723–1730, 1988.
 - [36] S. E. M. de Oliveira, and A. G. Massaud, "Modal dynamic equivalent for electric power systems. Part II. stability simulation tests," IEEE Trans. Power Syst., pp.1731–173, 1988.
 - [37] H. E. Brown, R. B. Shipley, O. Coleman, and R. E. Nied, "A study of stability equivalents," IEEE Trans, vo. PAS-88, pp. 200-207, 1969.
 - [38] A. Chang and M. M. adibi, "Power system dynamic equivalents," IEEE Trans. vol. PAS-89, pp. 1734-1744, 1970.
 - [39] W. W. Price, F. C. Schweppe, E.M. Gulachenski, and R.F. Silva, "Maximum likelihood identification of power system dynamic equivalents," Proc. IEEE Conf. on Decision and Control, Phoenix, Ariz, 1974.
 - [40] W. W. Price, D. N. Ewart, E. M. Gulachenski, and R. F. Silva, "Dynamic equivalents from on-line measurements," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-94, pp.1349–1357, 1975.
 - [41] M. A. H. Ibrahim, O. M. Mostafa, and A. H. El-Abiad, "Dynamic equivalents using operating data and stochastic modeling," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-95, pp.1713–1722, 1976.

Abstract:

Due to the large size of modern power systems, dynamic studies are very time consuming. Many elements and variables of large power systems are unnecessary or had no effect on the behavior of dynamic systems. On the other hand accessing the whole dynamic information of a large system is very difficult. Because of this dynamic equivalent of power systems commonly used for implementation power system dynamic studies.

In this thesis, Iran national power grid system is studied. At the beginning load buses are eliminated using sparse method. This has led to a decrease in the size of the network. This thesis presents a new method for choosing buses for elimination. In addition, many of the loads are eliminated by using a new algorithm and transport to the equivalent network. The dynamic behavior of the equivalent networks with high accuracy is similar to the real network.

In The next step generator buses of the national power grid in diagnosis, electric buses distance is calculated using the new method, the close generator buses were marked. After identifying close generator buses, generators were placed in close groups. Network generators are divided into eight groups. The n each of these generator groups aggregated into one or two generators. Generator aggregation is done using structure preservation technique. Finally, in three different scenarios the behavior of complete and equivalent model has been compared. In all the scenarios, equivalent model behavior is quite similar to the full model.



Shahrood University of Technology

Faculty of Electrical and Robotic Engineering

Network Reduction & Power System Dynamic Equivalencing Based on Generator Electrical Distance

By:

Hadi Lomei

Supervisor:

Dr. Mohsen Assili

September 2012