

دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده برق و رباتیک

عنوان:

محاسبه ظرفیت قابل انتقال بین شرکتهای برق منطقه ای ایران

محقق: هاشم یوسفی جاوید

ارائه شده جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد در رشته
مهندسی برق - قدرت

استاد راهنما: دکتر مجید علومی

اسفند ۱۳۸۶

تقدیم به پدر و مادر دلسوزم که همواره دعای خیرشان را بدرقه راهم نمودند.

تقدیم به برادران عزیزم که پیوسته مشوقم بودند.

تقدیر و تشکر

لازم می دانم از تمام عزیزان و اساتید کرامتقدیری که در طول دوران تحصیل و در انجام این پروژه مرایاری نمودند تشکر و قدردانی نمایم و سپاس ویژه خود را تقدیم استاد ارجمندم جناب آقای دکتر مجید علومی نمایم که پیوسته روشنگر راهم بودند. از داوران محترم جناب آقای دکتر مهدی باشراد و دکتر رضا کی پور که زحمت مطالعه و تصحیح را بر عهده داشتند بی نهایت قدردان می باشم. همچنین از رابه‌نمایان ارزنده جناب آقای مهندس مسعود براتی کمال تشکر را دارم. در پایان از دوستان عزیزم آقایان مهندس مغز اوادی، مهندس محسن صنعتی مقدم، مهندس محمد اسمعیل فلک، مهندس احسان ریحانی، مهندس علی ساریخانی، مهندس فرشید بهرنکی و مهندس مجتبی روستایی به خاطر همراهی و همدلی در طول انجام پروژه تشکر و قدردانی می نمایم.

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

چکیده

بیش از سه سال است که بازار برق ایران راه اندازی شده و بخشهای مختلف آن در حال کامل شدن می باشد. یکی از اهداف این بازار تشویق مشتریان به عقد قراردادهای دوطرفه می باشد. هنگام عقد قراردادهای دو طرفه لازم است که مشتریان ظرفیت قابل انتقال بین مناطق مختلف را بدانند. در این پایان نامه یک روش برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس بین دو منطقه با در نظر گرفتن قیود امنیت شبکه و حاشیه پایداری ولتاژ ارائه شده است. در

این روش ابتدا با استفاده از پخش بار بهینه و منظورنمودن قیود امنیتی، بار منطقه مصرف حداکثر می شود تا حداکثر ظرفیت توان قابل انتقال بین دو منطقه با در نظر گرفتن قیود امنیتی محاسبه شود. سپس بار منطقه مصرف از نقطه کار بدست آمده در مرحله قبل گام به گام افزایش می یابد و در هر گام مشتق بار نسبت به ولتاژ محاسبه می شود هرگاه اندازه این مشتق از حد مشخصی کمتر شود در نزدیکی نقطه بحرانی هستیم و برای رعایت حاشیه پایداری ولتاژ بار منطقه مصرف باید کوچکتر مساوی ۸۵ درصد بار نقطه بحرانی باشد. بدین ترتیب حداکثر ظرفیت قابل انتقال بین دو منطقه با در نظر گرفتن حاشیه پایداری مشخص می شود. حداکثر ظرفیت قابل انتقال بین دو منطقه با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری برابر با حداقل بین دو مقدار فوق یعنی حداکثر ظرفیت قابل انتقال با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حداکثر ظرفیت قابل انتقال با در نظر گرفتن حاشیه پایداری می باشد. با توجه به اینکه برای تعیین نقطه بحرانی بار منطقه مصرف از نقطه حداکثر بار منطقه مصرف با در نظر گرفتن قیود امنیتی افزایش می یابد با سرعت قابل قبول نقطه بحرانی را می توان تعیین نمود. لذا روش ارائه شده دارای سرعت قابل قبول می باشد. روش ارائه شده به شبکه ۴ باسه و ۸ باسه اعمال گردیده و نتایج بررسی شده است. برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال بین نواحی مختلف شبکه ایران ابتدا باید باسهای غیر ضروری حذف شوند تا حجم محاسبات کاهش یابد. در روش معمولی کاهش باس خطوط بین ناحیه ای شبکه کاهش یافته ترکیبی از خطوط بین ناحیه ای و خطوط حذف شده است و حد توان این خطوط مشخص نمی باشد. لذا تعیین ظرفیت قابل انتقال در دسترس مشکل می باشد. برای رفع این مشکل ابتدا یک روش برای حذف باس با حفظ خطوط بین منطقه ای ارائه شده است. در این روش باسهای ژنراتور دار و باسهای مرزی در منطقه حفظ و بقیه باسها حذف می شوند. پس از کاهش باسهای شبکه ایران ظرفیت قابل انتقال بین شرکت برق منطقه ای مازندران و شرکت برق منطقه ای خراسان با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری ولتاژ محاسبه شده است.

فهرست مطالب

۱	فصل اول: تعاریف قابلیت انتقال توان در دسترس
۲	۱-۱- مقدمه
۳	۱-۲- انگیزه های تعیین ATC
۳	۱-۳- مبانی حاکم بر تعیین ATC در شبکه های قدرت
۴	۱-۴- تعاریف و اصطلاحات مورد استفاده در محاسبه ATC

۵	۱-۴-۱ قابلیت انتقال
۵	۲-۴-۱ ظرفیت انتقال
۶	۳-۴-۱ حاشیه اطمینان انتقال (TRM)
۶	۴-۴-۱ حاشیه مفید ظرفیت (CBM)
۷	۵-۱ نکات مهم در تعیین قابلیت انتقال توان
۸	۱-۵-۱ قابلیت انتقال کل توان (TTC)
۱۰	۶-۱ همزمانی و عدم همزمانی انتقال توان در یک شبکه
۱۰	۷-۱ عدم قطعیت‌های ممکن در محاسبات ATC و TTC
۱۱	۸-۱ محاسبه قابلیت انتقال در دسترس
۱۱	۹-۱ روشهای محاسبه CBM و TRM
۱۲	۱۰-۱ محدودیت های انتقال توان
۱۳	۱۱-۱ مروری بر پایان نامه

فصل دوم: مروری به روش های ارائه شده برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در

۱۴

دسترس

۱۵	۱-۲ مقدمه
۱۸	۲-۲ محاسبه قابلیت انتقال کل (TTC) با استفاده از روش CPF و RPF
۲۰	۳-۲ روش پخش بار تداومی
۲۲	۱-۳-۲ فرمول بندی معادلات پخش بار
۲۳	۲-۳-۲ کاربرد الگوریتم تداومی
۲۴	۳-۳-۲ پیش بینی پاسخ جدید
۲۶	۴-۳-۲ پارامتری سازی و تصحیح کننده
۲۸	۵-۳-۲ انتخاب پارامتر تداومی
۲۸	۶-۳-۲ خلاصه پروسه تصحیح کننده- پیش گو برای تعیین ATC
۲۹	۷-۳-۲ خلاصه پروسه تصحیح کننده- پیش گو برای تعیین ATC
۲۹	۴-۲ محاسبه TTC با استفاده از روش TSCOPF
۳۱	۵-۲ محاسبه قابلیت انتقال توان با استفاده از الگوریتم ژنتیک
۳۱	۱-۵-۲ فرمولاسیون مسأله TTC
	۶-۲ بکارگیری معادل AC شبکه با استفاده از الگوریتم دو مرحله ای جهت محاسبه قابلیت انتقال توان

۳۴

۳۶	۱-۶-۲ روش مورد استفاده جهت محاسبه TTC
----	---------------------------------------

۴۲

استفاده از روش خطی جهت محاسبه قابلیت انتقال توان

۴۲	۱-۷-۲- محاسبه قابلیت انتقال توان بدون ملاحظه توان راکتیو عبوری از خطوط
۴۴	۲-۷-۲- محاسبه قابلیت انتقال توان با ملاحظه توان راکتیو عبوری از خطوط
۴۵	۸- محاسبه قابلیت انتقال توان با استفاده از روش آنالیز حساسیت
۴۶	۱-۸-۲- الگوریتم روش جهت محاسبه TTC

فصل سوم: محاسبه ATC با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری ولتاژ

۴۹

۵۰	۱-۳- مقدمه
۵۱	۲-۳- محاسبه ATC به روش پخش بار بهینه
۵۲	۳-۳- محاسبه ATC شبکه چهار باسه به روش پخش بار بهینه
۵۷	۴-۳- محاسبه ATC برای سیستم ۸ باسه به روش پخش بار بهینه
۶۱	۵-۳- محاسبه ATC به روش الگوریتم پیشنهادی
۶۴	۶-۳- محاسبه ATC شبکه ۴ باسه با الگوریتم پیشنهادی
۶۹	۷-۳- محاسبه ATC شبکه ۸ باسه با الگوریتم پیشنهادی
۷۴	۸-۳- نتیجه

فصل چهارم: کاهش باسهای شبکه ایران برای تعیین ظرفیت قابل انتقال بین

مناطق مختلف

۷۵

۷۶	۱-۴- مقدمه
۷۶	۲-۴- انواع روش های کاهش مرتبه سیستم های قدرت
۷۸	۳-۴- کاهش مرتبه شبکه هشت باسه
۷۹	۱-۳-۴- الگوریتم حذف باس با حفظ خطوط بین منطقه ای.
۸۲	۴-۴- کاهش مرتبه شبکه ایران
۸۵	۵-۴- نتیجه

فصل پنجم: محاسبه قابلیت انتقال توان در دسترس بین شرکت های برق منطقه

ای مازندران و خراسان

۸۶

۸۷	۱-۵- مقدمه
۸۷	۲-۵- محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس بین شرکت های برق منطقه ای مازندران و خراسان

۱۰۰	فصل ششم: نتیجه گیری و پیشنهادات
۱۰۱	۱-۶- نتیجه گیری
۱۰۲	۲-۶- پیشنهادات
۱۰۴	فهرست مراجع
۱۰۷	پیوست ها
۱۰۸	پیوست (الف): ملاحظه توان راکتیو در محاسبه ATC
۱۰۸	الف ۱- روابط بین P و Q
۱۱۰	الف ۱-۲- حدود حرارتی خط و ATC
۱۱۱	الف ۱-۳- ضرایب توزیع انتقال توان
۱۱۱	الف ۱-۴- دایره های محدودیت و بهره برداری
۱۱۲	الف ۲- ملاحظه توان راکتیو در محاسبه ATC
۱۱۲	الف ۲-۱- بیشترین توان مختلط عبوری
۱۱۶	الف ۲-۲- محاسبه ATC
۱۱۷	پیوست (ب): دیاگرام های تک خطی مناطق مختلف و ماتریس ادمیتانس کاهش یافته آنها

فهرست شکل ها

شکل ۱-۱ محدودیت قابل انتقال	9 [10]
کل	
20 شکل ۱-۲ منحنی ولتاژ- توان پخش بار تداومی با گامهای پیشگو و تصحیح کننده	[18]
33 شکل ۲-۲ شبکه سیستم قدرت و شبکه های داخلی، خارجی و شینه های مرزی	[22]
34 شکل ۳-۲ معادل یک شبکه AC	[22]
52 شکل 1-3 سیستم مورد آزمایش: شبکه چهار باسه	
56 شکل 2-3 سیستم مورد آزمایش - شبکه هشت باسه	[27]
60 شکل ۳-۳ منحنی ولتاژ- توان	
61 شکل ۴-۳ منحنی ولتاژ- توان با حاشیه پایداری	
62 شکل ۵-۳ منحنی های ولتاژ- توان	
66 شکل ۶-۳ منحنی های ولتاژ- توان اکتیو باس های ۳و۴	
66 شکل ۷-۳ منحنی ولتاژ- توان راکتیو باس ۴	
67 شکل ۸-۳ منحنی ولتاژ- توان ظاهری باس ۴	
67 شکل ۹-۳ منحنی های شیب ولتاژ- توان باس های ۳و۴	
70 شکل ۱۰-۳ منحنی ولتاژ- توان باس ۸	
70 شکل ۱۱-۳ منحنی مشتق ولتاژ- توان باس ۸	
71 شکل ۱۲-۳ منحنی ولتاژ- توان راکتیو باس ۸	
71 شکل ۱۳-۳ منحنی ولتاژ- توان ظاهری باس ۸	
77 شکل 1-4 شبکه ۸ باسه مورد مطالعه	

78	شکل 2-4 شبکه معادل شبکه شکل 1-4 پس از کاهش کلیه باسهای بار
78	شکل ۳-۴ مناطق A , B
80	شکل ۴-۴ کاهش یافته مناطق A,B.
80	شکل ۵-۴ شبکه معادل سیستم ۸ باسه
81	شکل ۶-۴ دیاگرام تک خطی شبکه کرمان
87	شکل ۱-۵ دیاگرام تک خطی شبکه خراسان
88	شکل ۲-۵ دیاگرام تک خطی مازندران
94	شکل ۳-۵ منحنی های ولتاژ- توان اکتیو باس بارهای منطقه خراسان
94	شکل ۴-۵ منحنی مشتق ولتاژ- توان باس ۱۳
95	شکل ۵-۵ منحنی ولتاژ- توان باس ۱۳

فهرست جدول ها

۵۱	جدول ۱-۳ پارامترهای خطوط انتقال شبکه چهار باسه
۵۱	جدول ۲-۳ نقطه کار پایه سیستم ۴ باسه
۵۵	جدول ۳-۳ نتایج شبکه چهار باسه بدون در نظر گرفتن توان راکتیو
۵۷	جدول ۴-۳ پارامترهای خطوط انتقال شبکه ۸ باسه
۵۹	جدول ۵-۳ نتایج توان انتقالی خطوط بین منطقه ای شبکه هشت باسه
۵۹	جدول ۶-۳ نتایج توان انتقالی خطوط داخل منطقه ای شبکه هشت باسه
۵۹	جدول ۷-۳ نتایج شبکه هشت باسه بدون در نظر گرفتن توان راکتیو
۶۴	جدول ۸-۳ نتایج شبکه ۴ باسه با اعمال قید پایداری ولتاژ به آن
۶۸	جدول ۹-۳ مقادیر حالت پایه شبکه ۸ باسه
۷۲	جدول ۱۰-۳ نتایج شبکه ۸ باسه مورد آزمایش
۸۲	جدول ۱-۴ ماتریس ادمیتانس شبکه کاهش یافته کرمان
۸۳	جدول 2-4 مشخصات باس های مناطق ۱۶ گانه
۸۸	جدول ۱-۵ ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه خراسان
۸۹	جدول ۲-۵ ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه مازندران
۹۰	جدول ۳-۵ ماتریس ادمیتانس کاهش یافته ترکیب دو منطقه خراسان و مازندران
۹۵	جدول ۴-۵ نتایج محاسبات قابلیت انتقال توان در دسترس شبکه مازندران- خراسان

صل اول

تعاريف قابليت انتقال توان در دسترس

1-1- مقدمه

امروزه در صنعت برق دنيا تلاشهاى فراوانى براى حرکت به سوى ايجاد يك سيستم رقابتي صورت گرفته است. تجربه هاى حاصل شده حاكى از آن است كه به منظور بهره بردارى مطمئن از سيستم قدرت و جلوگیری از بروز

هرگونه ناپایداری در آن، لازم است بهره برداری از سیستم انتقال به عهده نهادی مستقل واگذار گردد. یکی از وظایف مهم این نهاد مستقل، ایجاد شرایطی مناسب برای انجام مناسبات اقتصادی بین فروشندگان و خریداران انرژی الکتریکی می باشد. در این میان لازم است تا امکان دسترسی به سیستم انتقال انرژی الکتریکی به دور از هر گونه تبعیضی برای تولید کنندگان و مصرف کنندگان وجود داشته باشد [۱]. به طور کلی سه مدل در سیستم قدرت تجدید ساختار شده معرفی شده است که به ترتیب عبارتند از: مدل شرکتهای اشتراکی، مدل قراردادهای دو طرفه و مدل ترکیبی که ترکیبی از دو مدل قبلی می باشد. اغلب در قراردادهای دو طرفه لازم است تا تولید کننده و مصرف کننده از میزان قابلیت انتقال توان الکتریکی در دسترس و خطوط انتقال ارتباطی بین آن دو اطلاع دقیقی داشته باشند، از این رو شاخص^۱ ATC از اهمیت ویژه ای برخوردار است. در گذشته شرکت های برق، شاخصها و تعاریف استاندارد شده دیگری را برای محاسبه میزان قابلیت انتقال توان شبکه های الکتریکی به هم پیوسته به کار می بردند. شاخصهایی نظیر^۲ FCTTC و^۳ FCITC که امروزه نیز در ارزیابی سیستمهای انتقال با دسترسی آزاد^۴ مورد استفاده قرار می گیرند [۲].

موسسه^۵ FERC آمریکا در سال ۱۹۹۵ شاخص ATC را تعریف کرد. قابلیت انتقال توان در دسترس یا ATC، اصطلاح جدیدی است که لازم است واژه های تعریف شده مربوطه و نیز چگونگی استفاده و بکارگیری آنها به صورت شفافتر و روشنتر مشخص شوند. مطابق دستور العملهای ۸۸۸ و ۸۸۹ ارائه شده توسط موسسه FERC، لازم است امکاناتی فراهم آید تا مقادیر محاسبه شده ATC بین نواحی مختلف، به صورت به هنگام شده بر روی یک شبکه اطلاعاتی^۶ یا اینترنت قرار گیرد تا اطلاعات مذکور برای استفاده همگان قابل دسترس باشد. یکی از اطلاعات مهمی که ISO باید در اختیار OASIS قرار دهد ATC می باشد [۳-۱].

1-2- انگیزه های تعیین ATC

انتقال توان الکتریکی زیاد برای فاصله های طولانی به خاطر ایجاد یک تغذیه امنیتی و اقتصادی ضروری می باشد. قابلیت انتقال توان در دسترس باید بگونه ای برآورد شود تا باعث اضافه بار سیستم یا آسیب تجهیزات و یا خاموشی

1- Available Transfer Capability

2- First Contingency Total Transfer Capability

3- First Contingency Incremental Total Transfer Capability

4- Open Access

1-Federal Energy Regulatory Commission

2-Real-Time Information Network (RIN)

کامل نشود. اگر چه یک برآورد محافظه کارانه از انتقال توان به صورت غیر ضروری انتقال توان را محدود می کند و سبب استفاده غیر اقتصادی از سیستم می شود.

[۴].

3-1- مبانی حاکم بر تعیین ATC در شبکه های قدرت

ATC معرف قابلیت انتقال توان در دسترس و باقیمانده در یک شبکه انتقال می باشد که با در نظر گرفتن تمامی قراردادهای انرژی موجود در شبکه بدست آمده است. ATC مبنای فعالیتهای اقتصادی آتی در زمینه خرید و فروش انرژی برق می باشد. مقدار ATC به دست آمده از راه محاسبه، باید بتواند مبنای کارهای اقتصادی در بازار توان الکتریکی قرار گیرد. از این رو محاسبات مدام برای تک تک اجزای شبکه باید بر مبنای فعالیتهای اقتصادی مختلف و با توجه به اثر پرشدگی خطوط صورت پذیرد.

ATC، براساس شرایط مختلف توزیع توان در خطوط در زمانهای مختلف، مشخص می گردد. به علاوه در محاسبه آن تاثیر مسیرهای موازی توان در سراسر شبکه و نیز تبادلات همزمان انرژی مورد ارزیابی قرار می گیرد. صرفنظر از از برخی ساده سازیها که برای تسهیل در تصمیم گیریهای اقتصادی ممکن است انجام شود، این قوانین فیزیکی شناخته شده هستند که به ازای آرایش خاصی از شبکه، تعادل را بین میزان مصرف و میزان تولید انرژی الکتریکی برقرار می سازند. بنابراین میزان تولید و مصرف در نقاط مختلف شبکه به صورت کاملاً مجزا از یکدیگر نمی باشند و تعیین دقیق مقدار ATC با توجه به شرایط مختلفی که در سیستم ممکن است رخ دهد صورت می پذیرد. در محاسبه ATC، باید توجه داشت که محاسبه این کمیت به محل تزریق توان در شبکه انتقال به هم پیوسته و نیز نقاط جذب توان، وابسته است. بنابراین تمامی نهادها و شرکتهای مرتبط با شبکه برق باید اطلاعات لازم را برای محاسبه ATC ارائه دهند. در محاسبه ATC باید به عدم قطعیت بهره برداری از برخی از تجهیزات در سیستم الکتریکی به هم پیوسته توجه کرد [۳-۷].

4-1- تعاریف و اصطلاحات مورد استفاده در محاسبه ATC

در ادامه، مفاهیم پایه در ارتباط با قابلیت انتقال توان در دسترس خطوط انتقال که در یک سیستم انتقال انرژی الکتریکی با دسترسی آزاد مورد استفاده قرار می گیرند، شرح داده می شوند [۱،۷،۴،۳،۸].

۱-۴-۱ قابلیت انتقال^۷

بیانگر میزان توانایی سیستم در انتقال قابل اطمینان توان الکتریکی از ناحیه ای به ناحیه دیگر می باشد. این توان با حفظ محدودیتهای موجود در شبکه به هم پیوسته قدرت از کلیه خطوط انتقال انرژی الکتریکی عبور خواهد کرد. و به مقصد خواهد رسید. واحد ظرفیت انتقال توان، واحد توان الکتریکی است که معمولاً بر حسب مگا وات بیان می شود. منظور از واژه ناحیه، یک سیستم الکتریکی منفرد، بازار اشتراکی توان^۸ و یا بخشی از آنها می باشد. قابلیت انتقال کمیتی جهت دار است، بدان معنی که قابلیت انتقال توان از ناحیه A به ناحیه B همواره مساوی قابلیت انتقال توان از ناحیه B به ناحیه A نمی باشد [۳].

۱-۴-۲ ظرفیت انتقال^۹

معمولاً واژه ظرفیت به میزان مشخصی از توان نامی تجهیزات مورد استفاده در سیستم قدرت اطلاق می شود. در شبکه انتقال انرژی، منظور از ظرفیت انتقال، حد مجاز حرارتی یا مقدار نامی تجهیزات می باشد. توانایی یک خط انتقال مشخص، برای انتقال توان الکتریکی تابعی از روابط فیزیکی حاکم بر آن خط و سایر اجزای شبکه انتقال می باشد. ظرفیت انتقال یک خط بتنهایی نمی تواند بیانگر قابلیت انتقال یک مسیر انتقال توان تلقی گردد. بر خلاف قابلیت انتقال، ظرفیت انتقال کمیتی جهت دار نیست و در اغلب موارد ظرفیت یک مدار منفرد اتصال دهنده دو ناحیه به هم، از قابلیت انتقال واقعی توان بین آن دو ناحیه بیشتر است.

⁷- Transfer Capability

⁸- Power Pool

⁹- Transfer Capacity

۱-۴-۳- حاشیه اطمینان انتقال (TRM) ^{۱۰}

حاشیه اطمینان انتقال به عنوان بخشی از قابلیت انتقال توان خطوط انتقال تعریف می شود که لازم است برای حفظ امنیت شبکه به هنگام وقوع برخی حوادث غیر مترقبه در سیستم در نظر گرفته شود. در حقیقت TRM بخشی از قابلیت انتقال را به منظور حفظ پایداری شبکه به هم پیوسته اشغال می کند و پاسخگوی عدم قطعیت‌های ذاتی سیستم می باشد.

۱-۴-۴- حاشیه مفید ظرفیت (CBM) ^{۱۱}

حاشیه مفید ظرفیت به مقدار قابلیت انتقالی گفته می شود که توسط نهادهای تامین کننده بار به منظور اطمینان از دریافت توان تولیدی از شبکه به صورت رزرو در نظر گرفته می شود. از این رو برای نهادهای بار، این امکان فراهم می آید تا بتوانند بخشی از توان مورد نیاز خود را از شبکه به هم پیوسته تامین نمایند، لذا هزینه های سرمایه گذاری و نصب نیروگاه در این نواحی کاهش می یابد. شاخص CBM به صورت محلی ارزیابی می گردد، حال آنکه معیار TRM معمولاً به کل شبکه انتقال مورد بررسی، ارتباط پیدا می کند به منظور بهره برداری مطمئن از شبکه با وجود توسعه و افزایش مراکز تامین کننده بار، همواره سعی می شود تا بخشی از قابلیت انتقال توان سیستم به عنوان رزرو در نظر گرفته شود که در این صورت محاسبه ATC با توجه به این مقادیر مفهوم واقعی خود را پیدا می کند.

۱-۵- نکات مهم در تعیین قابلیت انتقال توان

۱-Transmission Reliability Margin
۲-Capacity Benefit Margin

محاسبه قابلیت انتقال توان بین نواحی مختلف یا شینه‌های گوناگون موجود در سیستم قدرت معمولاً بر پایه نتایج حاصل از شبیه‌سازی کامپیوتری سیستم مورد مطالعه، صورت می‌پذیرد. در این شبیه‌سازی توجه به نقطه کار و شرایط بهره‌برداری از سیستم و نیز محدودیتهای حاکم بر مسئله از اهمیت خاصی برخوردار می‌باشد. در اغلب مطالعات، شبیه‌سازی‌های کامپیوتری به صورت *off line* انجام می‌شوند و بررسیها، قبل از آن که از سیستم در آن نقطه کار بهره‌برداری شود، به صورت کامل انجام می‌پذیرند. عواملی که در شبیه‌سازی الکتریکی نقش مهمی را ایفا می‌کنند عبارتند از:

۱- تاثیر تقاضاهای ارائه شده از طرف مصرف‌کنندگان انرژی

۲- میزان توان تولیدی ژنراتورهای موجود در شبکه برای برقراری تعادل توان بین توان تولیدی و مصرفی.

۳- ساختار و آرایش شبکه مورد مطالعه

۴- برنامه ریزیه‌ها و قرار دادهای انتقال توان الکتریکی در سیستم مورد مطالعه

۵- بررسی امکان وقوع شرایط اضطراری مختلف در شبکه و تاثیر هر یک بر کارایی سیستم.

شرایط حاکم بر سیستم الکتریکی به صورت پیوسته با زمان تغییر می‌کند و به همین دلیل قابلیت انتقال شبکه نیز در هر لحظه تغییر خواهد کرد. بنابراین لازم است برای بهره‌برداری مناسب از شبکه، محاسبات قابلیت انتقال توان در هر ناحیه از سیستم با زمان بندی مشخصی، به روز شود.

۱-۵-۱- قابلیت انتقال کل توان (TTC)^{۱۲}

قابلیت انتقال کل بین دو ناحیه از یک مسیر مشخص و یا یک وسیله ویژه در سیستم، یک کمیت جهت دار به حساب می‌آید و بسیار مشابه تعریف شاخص قابلیت انتقال کل در اثر اولین پیشامد، *FCTTC* می‌باشد در حقیقت

TTC حداکثر مقدار توان الکتریکی است که در صورت داشتن شرایط زیرمی تواند در سراسر شبکه انتقال به هم پیوسته منتقل شود [۳،۹]. این شرایط عبارتند از :

۱- در شرایط عادی بهره برداری از سیستم و به ازای آرایش موجود، تمامی وسایل در محدوده مجاز توان خود بارگیری شده باشد و ولتاژ نقاط مختلف شبکه نیز در محدوده مجاز تعریف شده قرار داشته باشد.

۲- به دنبال بروز هر گونه اغتشاش که منجر به از دست رفتن یک وسیله مثلا یک ژنراتور، یک خط انتقال و یا یک ترانسفورماتور در سیستم می گردد، شبکه باقیمانده قادر به حفظ پایداری خود باشد و بتواند نوسانات توان یا ولتاژ بوجود آمده را به خوبی میرا سازد.

۳- پس از میرا شدن نوسانات توان که به دنبال بروز اغتشاش در سیستم بوجود آمده است و نیز پس از عملکرد سیستمهای کنترلی، اما قبل از وقوع هر گونه اغتشاش دیگر و نیز قبل از آنکه بهره بردار شبکه اقدام به تنظیم مجدد شبکه نماید، بار تمامی وسایل شبکه و نیز سطح ولتاژ آنها از حد مجاز خود تجاوز نکرده باشد.

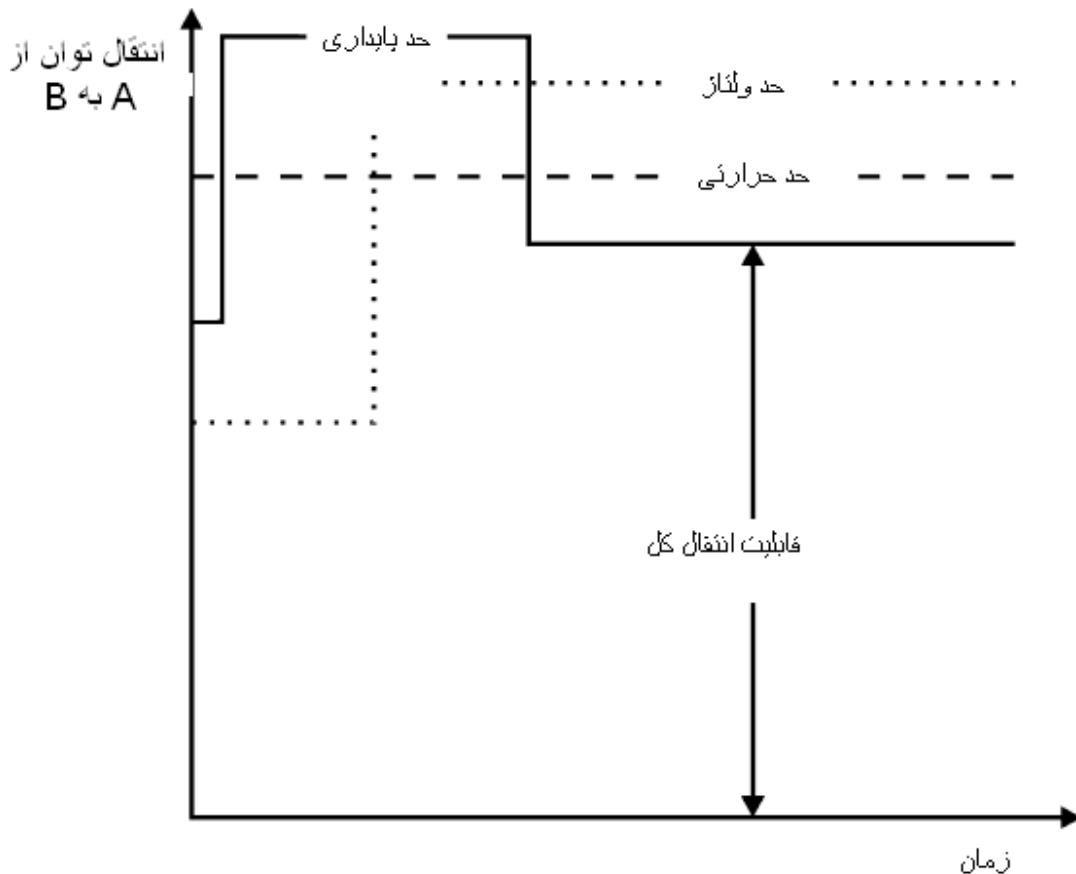
۴- درحالتی که از شبکه در شرایط عادی، بهره برداری می گردد و هیچ اغتشاشی در سیستم رخ نداده است، چنانچه افزایش انتقال توان در یک سطح مشخصی موجب شود که وسیله یا وسایلی در شبکه، در مقدار نامی یا مشخصه حرارتی خود بهره برداری شوند، قابلیت انتقال، همان سطح توان انتقالی تعریف می گردد.

۵- در برخی حالات، ممکن است با توجه به معیارهای طراحی در سیستم منفرد، بازار اشتراکی توان، یا نواحی مختلف، لازم باشد وقوع چند پیشامد خاص برای بررسی سیستم و تعیین TTC مد نظر قرار گیرند.

با توجه به مسائل فوق و نیز عوامل محدود کننده قابلیت انتقال توان، تعریف زیر برای محاسبه TTC در یک شبکه قدرت تجدید ساختار شده توسط موسسه FERC ارائه شده است

{ ظرفیت انتقال کل با در نظر گرفتن ولتاژ، پایداری ولتاژ و حد حرارتی } $TTC = \text{Min}$ شکل مقابل مفاهیم فوق

را به صورت ترسیمی نشان می دهد. همان طور که مشخص می باشد عامل محدود کننده TTC نیز ممکن است با تغییر شرایط بهره برداری از سیستم تغییر نماید. [۱۰]



[10] شکل ۱-۱ محدودیت قابل انتقال کل

۱-۶- همزمانی^{۱۳} و عدم همزمانی^{۱۴} انتقال توان در یک شبکه

چنانچه به کمک شبیه سازی سیستم، قابلیت انتقال توان از یک ناحیه به نواحی دیگر بدون در نظر گرفتن قرار دادهای انتقالی توان آن نواحی تعیین شود، به آن قابلیت انتقال غیر همزمان اطلاق می گردد. صورت دیگر قضیه آن است که تاثیر همزمانی قراردادهای تمامی نواحی، در تعیین قابلیت توان مدنظر قرار گیرد. در حالت کلی هیچگونه ارتباط ساده ای بین قابلیت انتقال غیر همزمان و قابلیت انتقال همزمان وجود ندارد. و قابلیت توان همزمان می تواند حتی کوچکتر از حاصل جمع تمامی مقادیر قابلیت‌های انتقال غیر همزمان در ناحیه های مورد بررسی باشد [10].

^۱-Simultaneous Transfer

^{۱۴}- Non-Simultaneous Transfer

۱-7- عدم قطعیت‌های ممکن در محاسبات ATC و TTC

در محاسبات ATC و TTC شبکه بهتر است تاثیر عوامل ناشی از عدم قطعیت ذاتی در سیستم مورد توجه قرار گیرند. در حقیقت عدم قطعیت در تعیین ATC و TTC به علت مشکلات موجود در پیش بینی تغییرات شبکه در دراز مدت، افزایش می یابد. به عنوان مثال موقعیت مکانی مصرف کنندگان آینده توان الکتریکی و نیز تولید کنندگان انرژی الکتریکی معمولاً نامشخص می باشد که هر یک از این عوامل نقش بسزایی در قابلیت انتقال شبکه دارد. همچنین نحوه قراردادهای آنی خرید و فروش انرژی الکتریکی ذاتاً نامشخص می باشند که تاثیر چشمگیری بر میزان بار خطوط انتقال شبکه خواهند داشت.

۱-8- محاسبه قابلیت انتقال در دسترس

قابلیت انتقال در دسترس (ATC)، به مقدار توانی گفته می شود که امکان انتقال آن از طریق شبکه موجود بین نواحی مختلف وجود دارد و می تواند در فعالیتهای آینده اقتصادی بازار توان مورد استفاده قرار گیرد. بیان ریاضی مفهوم فوق را می توان بصورت زیر نوشت.

$$ATC = TTC - TRM - CBM \text{ (میزان اشغال شدن ظرفیت شبکه انتقال با احتساب)}$$

کمیت ATC کمیتی متغیر با زمان تلقی می گردد زیرا در حقیقت تابعی از متغیرها و پارامترهایی است که خود در زمانهای مختلف در حال تغییر می باشند و به وضعیت و شرایط حاکم بر بهره برداری از سیستم بستگی زیادی دارند. بنابراین به عنوان یک نتیجه مهم باید توجه داشت که مقدار ATC به صورت متناوب مورد ارزیابی قرار گیرد. شرایط متغیر حاکم بر شبکه مستقیماً بر مقدار ATC محاسبه شده تاثیر می گذارند لذا دقت محاسبات ATC

بستگی شدیدی به دقت در اطلاعات گرفته شده از شبکه دارد؛ همچنین دسترسی به اطلاعات کامل سیستم هنگام وقوع تغییرات مختلف در آن، ضروری می باشد [۱۱، ۱۲].

۹-۱- روشهای محاسبه CBM و TRM

روشهای خاصی برای محاسبه CBM و TRM وجود دارد که در زیر به آنها اشاره می کنیم ولی در اکثر مقالات برای محاسبه ATC از CBM و TRM صرفنظر شده است. برخی از این روش ها در ادامه مختصراً تشریح شده است.

اولین روش کاهش TTC با یک درصد ثابت است. دومین روش محاسبه TTC به طوریکه مقدار نامی تجهیزات با درصد ثابت کم شده باشند. سومین روش بر اساس محاسبات تکراری TTC با استفاده از تغییر در اطلاعات پایه ای می باشد و اختلاف بزرگترین TTC و کوچکترین آن TRM است. چهارمین روش یک روش احتمالاتی با استفاده از مفاهیم قابلیت اطمینان است. آخرین روش استفاده از یک فرمول تحلیلی که بر اساس حساسیت قابلیت انتقال و مشخصات احتمالی عدم قطعیتهاست. می باشد. سه روش اول ساده و سریع هستند ولی به خاطر زمینه تئوری ضعیف آنها مقدار ATC کمتری را نتیجه می دهند. چهارمین روش خیلی دقیق است و می تواند اطلاعات دیگری مانند مقدار مورد انتظار و واریانس ATC را نیز بدهد ولی این روش زمانبر است. در مقایسه با بقیه روشها آخرین روش بخاطر دقت، سرعت و پیش زمینه تئوری قوی بسیار مناسب است. CBM هم بوسیله روشهای معین و هم بوسیله روشهای احتمالاتی که هر دو در ارزیابی قابلیت اطمینان استفاده شده اند، دست می آید. بهر حال تخصیص مقدار CBM محاسبه شده به واسطه تامین کننده انتقال کار سختی است و باید بر اساس ذخیره تولید و منابع خارجی در دسترس باشد [13].

۱۰-۱- محدودیت های انتقال توان

عموماً TTC با در نظر گرفتن عوامل زیر محدود می شود :

قید ولتاژ : ولتاژهای سیستم و تغییرات آنها باید در محدوده مجاز حداکثر و حداقل قرار گیرد. معمولاً مقدار حداکثر و حداقل ولتاژ به ترتیب $1/0.5$ pu و $0/95$ pu می باشد.

قید حرارتی : حداکثر مقدار جریانی است که یک وسیله قبل از داغ شدن می تواند تحمل کند. معمولاً این حد با MVA مینا مشخص می شود.

قید تولید : محدودیت های مربوط به تولید توان اکتیو و راکتیو هر واحد ژنراتور می باشد.

قید پایداری : حدود پایداری برای اطمینان از این است که شبکه انتقال بعد از بروز اغتشاشات در بازه های زمانی گذرا و دینامیک به عملکرد خود ادامه می دهد. با توجه به بالا بودن مقدار تغییرات ولتاژ، از حدود پایداری ولتاژ و زاویه معمولاً حدود پایداری ولتاژ را در نظر می گیرند که عبارت است از حداکثر انتقال توان در سیستم قدرت که قبل از فروپاشی ولتاژ، سیستم می تواند تحمل کند.

۱-۱۱- مروری بر پایان نامه

در فصل دوم این پایان نامه روش های ارائه شده برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس مرور می گردد. در فصل سوم یک روش جدید برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری ولتاژ ارائه می شود و روش ارائه شده به دو شبکه نمونه اعمال می گردد. برای کاهش محاسبات ظرفیت قابل انتقال در دسترس باید شبکه کاهش مرتبه داده شود. در فصل چهارم یک روش جدید برای حذف باس های شبکه با حفظ خطوط بین منطقه ای ارائه می شود. روش ارائه شده برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس بین مناطق خراسان و مازندران استفاده می شود. در فصل ششم نتیجه گیری و پیشنهادات لازم برای ادامه کار ارائه می شود.

فصل دوم

مروری بر روش های ارائه شده برای محاسبه ظرفیت
قابل انتقال در دسترس

۲-۱- مقدمه

روشهای محاسبه ATC به دو گروه روشهای ایستا و روشهای پویا تقسیم می شوند. در روشهای ایستا ATC برای یک نقطه کار خاص و برای یک لحظه از زمان محاسبه می شود. در این روشها تغییرات زمانی متغیرهای سیستم در نظر گرفته نمی شود. در روشهای پویا تغییرات زمانی متغیرهای سیستم در نظر گرفته می شود. در این روش از مدل‌های دینامیکی سیستم قدرت استفاده می شود. روشهای دینامیکی خود به دو گروه دینامیکهای کند و سریع تقسیم می شوند. دینامیک های کند در ازای تغییرات آرام متغیرهای سیستم بوجود می آیند که معمولاً با خطی سازی اجزای سیستم قابل بررسی هستند. دینامیک های سریع در ازای تغییرات شدید در سیستم قدرت از قبیل تغییر ناگهانی بار، اتصال کوتاه، از دست دادن ژنراتور و. بوجود می آیند. برای تحلیل این نوع دینامیکها باید از مدل غیرخطی سیستم قدرت استفاده کرد. ساده ترین محدودیت دینامیکی، حد پایداری گذرا است. در روشهای پویا محدودیت های دینامیکی نظیر حد پایداری گذرا در نظر گرفته می شود. پخش بار متوالی، پخش بار بهینه و روش تحلیل حساسیت از جمله روشهای ایستا برای تعیین ATC می باشند.

در محیط های تجدید ساختار یافته، مقدار TTC برای محاسبه ATC بیشتر مورد توجه است و روشها و الگوریتم های ریاضی مختلفی برای محاسبه TTC بوجود آمده است. یکی از روشهای محاسبه TTC روش حساسیت است که هم بر پایه پخش بار DC و هم بر پایه پخش بار AC است. روش حساسیت بر پایه DC، با در نظر گرفتن تأثیر توان راکتیو و یا بدون در نظر گرفتن آن، اولین روشی است که برای تعیین قابلیت انتقال شبکه قدرت با استفاده از ضرایب توزیع انتقال به کار رفته است. روشهای حساسیت مختلفی بر پایه پخش بار AC، برای غلبه بر خطای ناشی از فرضیات پخش بار DC ارائه شده اند. اگرچه روشهای حساسیت از لحاظ محاسباتی ساده اند و به سرعت یک مقدار تقریبی از TTC را می دهند ولی TTC محاسبه شده توسط آنها، بخصوص روش حساسیت بر پایه DC،

ممکن است دارای خطاهای غیرقابل قبول باشند. روشهای حساسیت برای به روز کردن ATC در یک سیستم دارای معاملات و تغییرات کم مناسب می باشند.

الگوریتم پخش بار پیوسته (CPF) روش دیگری برای محاسبه TTC است. در این روش منحنی حاصل از پخش بار، از نقطه بار پایه تا حد پایداری ولتاژ ماندگار یا نقطه بارگذاری ماکزیمم سیستم محاسبه و رسم می شود. در این روش برای افزایش یک مقدار معین توان انتقالی، از یک ضریب بار مشترک برای دسته بخصوصی از تولیدات و بارها استفاده می شود. این روش یک مقدار محافظه کارانه برای TTC را می دهد. روش CPF شامل پیش بینی پاسخ جدید، تصحیح پاسخ و کنترل گام افزایش است.

روش پخش بار بهینه (OPF) یک ابزار خیلی قوی برای محاسبه TTC است. روشهای OPF روشهایی کارآمد برای محاسبه TTC بوده است و باید بیشتر مورد توجه قرار گیرد. اخیراً روش تجزیه Benders برای تجزیه مسئله ATC به چندین زیر مسئله متناسب با اتفاقات مختلف برای حل به صورت موازی به کار برده شده است [14].

مطابق تعریف برای محاسبه ATC باید محدودیت های پایداری برای یک سری از اتفاقات فرض شده در نظر گرفته شود. اغلب روشهای ارائه شده برای محاسبه ATC تمام رفتار دینامیکی سیستم قدرت را به خاطر میزان محاسبات زیاد در نظر نمی گیرند. در بین روشهای پویای محاسبه ATC بیشترین توجه به در نظر گرفتن مسائل پایداری گذرا در محاسبات ATC بوده است و به دیگر مسائل پایداری در محاسبه ATC توجه نشده است.

در بررسی های دینامیکی، حد پایداری ولتاژ و حد پایداری گذرا دو عامل مهم محدود کننده برای انتقال توان به شمار می آیند که علاوه بر آنها محدودیت های استاتیکی نیز باید در نظر گرفته شوند.

مهمترین روشهای تعیین حد پایداری ولتاژ عبارتند از: پخش بار متوالی، شرایط عددی در ویژه بودن ماتریس ژاکوبین، شاخص فاصله اقلیدسی بین نقطه پایدار و ناپایدار، حل مشخصه سیستم برای پیدا کردن نقطه بحرانی، تعیین حساسیت معادلات پخش بار به تغییرات بار، شاخص آزمایشی دکتر Chiang و روش تقریب دترمینان.

همچنین مهمترین روشهای تعیین حد پایداری گذرا استفاده از نقاط تعادل ناپایدار،^{۱۵} PEBS و^{۱۶} POMP هستند. یکی از مهمترین روشهای پویای محاسبه ATC روش MAT^{۱۷} است [۱۵،۱۶].

در این روش ابتدا تعداد زیادی از اتفاقات در حالت بار پایه برحسب حد پایداری گذرا دسته بندی و تعدادی از آنها انتخاب می شوند و اثر خطرناکترین آنها به طور دقیق بررسی می شود. سپس با استفاده از این طبقه بندی پیشامدها و داشتن الگوی ATC، حداکثر انتقال توان محاسبه می شود.

محاسبه ATC با در نظر گرفتن پایداری گذرا به خاطر طبیعت غیرخطی سیستمهای قدرت بهم پیوسته و ملزومات محاسباتی برای تحلیل پیشامدهای قابل قبول با چالش زیادی همراه است.

گرچه برای انجام محاسبات قابلیت انتقال توان روش ها و الگوریتم های متعددی ارائه شده اند. اما تنها سه مورد از این روش ها در عمل و در مقیاس بزرگ قابل استفاده هستند. این سه روش عبارتند از :

۱- روش تکرار پخش بار^{۱۸} (RPF)

۲- روش پخش بار مداوم^{۱۹} (CPF)

۳- روش پخش بار بهینه با در نظر گرفتن قیود امنیتی انتقال^{۲۰} (TSCOPF)

در روش RPF برای محاسبه قابلیت انتقال توان بین دو ناحیه تولید و مصرف، مقدار بار ناحیه مصرف را مکرراً افزایش داده و معادلات پخش بار را متوالیاً حل می نماییم. افزایش بار را تا جایی ادامه می دهیم که محدودیت های سیستم نقض گردند.

در روش CPF برخلاف روش RPF معادلات پخش بار به صورت متوالی حل نمی گردند و به جای آن از دسته ای از معادلات پارامتری استفاده می شوند. در این روش باید یک نقطه کار از سیستم مشخص بوده و به ازای افزایش بار از حالت مشخص از دو روند پیش بینی و تصحیح برای بدست آوردن نتایج استفاده می شود.

^{۱۵}) Potential Energy Boundary Surface

^{۱۶}) Point Of Maximum Potential

^{۱۷}) Maximum allowable Transfer

^{۱۸}) Repeated Power Flow

^{۱۹}) Continuation Power Flow

^{۲۰}) Transfer – Based Security Constrained Optimal Power Flow

استفاده از روش TSCOPF در محیط های غیر متمرکز مناسب بوده، زیرا این روش می تواند تمامی پارامترهای بهینه شده منتجه از OPF را در ناحیه های تولید و مصرف مورد مطالعه اعمال نماید. فرمول بندی مساله « قابلیت انتقال توان » با استفاده از سه روش فوق ارائه شده است.

۲-۲- محاسبه قابلیت انتقال کل (TTC) با استفاده از روش RPF و CPF [۱۴]

در هر دو روش CPF و RPF، امکان افزایش توان ظاهری با ضریب قدرت یکسان در ناحیه مصرف و همچنین افزایش توان اکتیو تزریقی در شینه های تولید ناحیه منبع به صورت افزایش پله ای تا هنگام مواجهه با محدودیت های سیستم وجود دارد.

فرمول بندی ریاضی TTC با استفاده از روش RPF و CPF به صورت زیر نشان داده می شود.

$Max \lambda$

با توجه به قیود:

$$P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^n |U_i| |U_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^n |U_i| |U_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \quad (1-2)$$

$$|U_i|_{min} \leq |U_i| \leq |U_i|_{max}$$

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{max}$$

که در روابط بالا :

λ : پارامتر عددی که معرف افزایش بار یا تولید شین می باشد. مقدار $\lambda = 0$ متناظر با حالت مبنا و

مقدار $\lambda = \lambda_{max}$ متناظر با بیشترین انتقال می باشد.

P_{Gi} و Q_{Gi} : توان اکتیو و راکتیو تولیدی در شین i

P_{Di} و Q_{Di} : توان اکتیو مصرفی در شین i

n : تعداد شین های سیستم

$|U_j|$ و $|U_l|$: اندازه ولتاژها در شین های i و j

B_{ij} و G_{ij} : قسمت های حقیقی و موهومی درایه ij ماتریس ادمیتانس

δ_{ij} : اختلاف زاویه ولتاژ بین دو شین i و j

$|U_l|_{\min}$ و $|U_j|_{\max}$: محدودیت های بالا و پایین اندازه ولتاژ شین i

S_{ij} : توان ظاهری خط واصل دو شین i و j

در معادلات پخش توان، عبارت های P_{Gi} ، P_{Di} و Q_{Di} با استفاده از روابط زیر تعریف می شوند.

$$P_{Gi} = P_{Gi}^{\circ} (1 + \lambda K_{Gi})$$

$$P_{Di} = P_{Di}^{\circ} (1 + \lambda K_{Di}) \quad (2-2)$$

$$Q_{Di} = Q_{Di}^{\circ} (1 + \lambda K_{Di})$$

که در روابط بالا :

P_{Gi}° : توان تولیدی مبنا در شین i مربوط به ناحیه تولید

Q_{Di}° و P_{Di}° : توان اکتیو و راکتیو مصرفی مبنا در شین i مربوط به ناحیه مصرف

K_{Gi} و K_{Di} : ثابت هایی هستند که به عنوان نرخ تغییر در تولید یا مصرف جهت تغییر λ استفاده می شوند

مقدار TTC در هر حالت (حالت عادی یا حالت شامل پیش آمد احتمالی) با استفاده از رابطه زیر می تواند محاسبه شود.

$$TTC = \sum_{i \in \sin K} P_{Di}(\lambda_{\max}) - \sum_{i \in \sin K} P_{Di}^{\circ} \quad (3-2)$$

طوری که در آن :

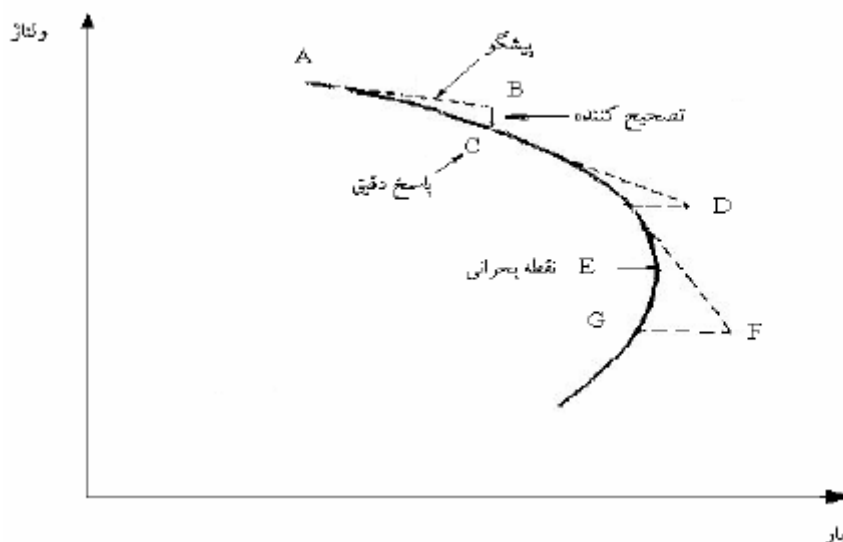
$$\sum_{i \in \sin k} P_{Di}(\lambda_{\max}) = \text{مجموع بار در ناحیه مصرف در } (\lambda = \lambda_{\max})$$

و

$$\sum_{i \in \sin k} P_{Di}^{\circ} = \text{مجموع بار در ناحیه مصرف در } (\lambda = 0)$$

۲-۳- روش پخش بار تداومی^{۲۱} [18]

در چند سال اخیر پیک بار و انتقالات توان بین شرکت های برق، موجب بروز نگرانی هایی در ارتباط با پایداری ولتاژ گردیده است. تحقیقات وسیعی برای درک بهتر این پدیده صورت گرفته است که قسمت عمده آن مربوط به جنبه های ماندگار پایداری ولتاژ می گردد. محققان زیادی اندیس های پایداری ولتاژ مبتنی بر انواع آنالیز پخش بار پیشنهاد کرده اند. دشواری خاصی که در این تحقیقات وجود دارد، این است که ماتریس ژاکوبین پخش بار نیوتن رافسون در حد پایداری ولتاژ منفرد^{۲۲} می گردد. در واقع این حد، به حد پایداری نقطه بحرانی موسوم است و به صورت نقطه ای تعریف می گردد که در آن ماتریس ژاکوبین پخش بار منفرد می گردد و در نتیجه پاسخ های پخش بار در نزدیکی نقطه بحرانی واگرا گردیده و جواب های نادرست به دست می دهند. در پخش بار تداومی با اعمال یک تکنیک تداومی با پارامتر محلی و تغییر مختصری در معادلات پخش بار از منفرد شدن ماتریس ژاکوبین در نقطه بحرانی جلوگیری به عمل می آید. در پخش بار تداومی مجموعه معادلات جدید خوش رفتار^{۲۳} باقی می ماند و در نتیجه با واگرایی و خطای ناشی از منفرد شدن ماتریس ژاکوبین مواجه نمی شویم.



شکل ۱-۲ منحنی ولتاژ-توان پخش بار تداومی با گامهای پیشگو و تصحیح کننده [۱۸]

²¹ Continuation Power Flow

²²- Singular

²³- Well- conditioned

در این تکنیک برای پیدا کردن مسیر پاسخ های تعادل یک مجموعه معادلات غیر خطی استفاده می شود. ایده اساسی پخش بار تداومی نسبتاً ساده است. از یک شمای پیش گو- تصحیح کننده^{۲۴} برای پیدا کردن مسیر پاسخ یک مجموعه معادلات پخش توان استفاده می کند که در آنها یک پارامتر بار وارد گردیده است. این روش از یک پاسخ معلوم شروع کرده و با استفاده از مماس پیش گو^{۲۵} متناظر با پاسخ معلوم، پاسخ بعدی را پیشگویی می کند و سپس در گام تصحیح کننده^{۲۶} با استفاده از معادلات پخش بار و پاسخ تقریبی، پاسخ دقیق را پیدا می کند. در ادامه اجزای پخش بار تداومی را توضیح می دهیم.

۲-۳-۱- فرمول بندی معادلات پخش بار

برای اعمال تکنیک تداومی با پارامتر تداومی به مسأله پخش بار، یک پارامتر بار را باید در معادلات پخش بار وارد کنیم. روش های مختلفی برای انجام این کار وجود دارد که در اینجا روش ساده ای را توضیح می دهیم. فرض کنید که پارامتر بار طوری باشد که :

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{critical}$$

(۲-۴)

$\lambda = 0$ متناظر با حالت پایه و $\lambda = \lambda_{critical}$ متناظر با حالت بحرانی می باشد. ما پارامتر λ را به معادلات تعادل شارش توان های اکتیو و راکتیو در هر باس وارد می کنیم، به طوریکه که :

²⁴- Pridictor- Corrector

²⁵- Pridictor

²⁶- Corrector

$$\begin{cases} 0 = P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \theta_{ij} - \delta_j) \\ 0 = Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} V_j \sin(\delta_i - \theta_{ij} - \delta_j) \end{cases}$$

(۵-۲)

n تعداد باسهای سیستم می باشد و اندیس های G و L به ترتیب تولید و بار باس i را نشان می دهد. $V_i \angle \delta_i$ ، $V_j \angle \delta_j$ و $Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ به ترتیب ولتاژ باس های i و j و درایه موجود در سطر i و ستون j از ماتریس admittانس Y_{bus} می باشد.

برای شبیه سازی یک تغییر بار، باید جملات P_{Li} و Q_{Li} را تغییر دهیم. این امر با تفکیک هر دو عبارت به دو مولفه تحقق می یابد که در آن مولفه اول متناظر با بار حالت پایه در باس i و مولفه دوم متناظر با یک تغییر بار ناشی از تغییر پارامتر بار λ می باشد. بنابراین:

$$\begin{cases} P_{Li} = P_{Lio} + KPL_i \lambda \\ Q_{Li} = Q_{Lio} + KQL_i \lambda \end{cases} \quad (۶-۲)$$

P_{Lio} , Q_{Lio} : بار اکتیو و راکتیو باس i در حالت پایه

KPL_i : ضریب مشارکت باس i در مصرف توان اکتیو

KQL_i : ضریب مشارکت باس i در مصرف توان راکتیو

علاوه بر آن، تولید توان اکتیو با افزایش پارامتر بار به صورت زیر تغییر می کند.

$$P_{Gi} = P_{Gio} + KPL_i \lambda \quad (7-2)$$

P_{Gio} : تولید توان اکتیو باس i در حالت پایه

KPL_i : ضریب مشارکت باس i در تولید توان اکتیو

در مطالعات ATC در این جا فرض می کنیم که مصرف توان در باس های مصرف فقط مربوط به توان اکتیو می باشد. بنابراین KQL_i را صفر در نظر می گیریم. همچنین $\lambda_{critical}$ نیز همان توان انتقالی ΔP_{is} می باشد.

۲-۳-۲- کاربرد الگوریتم تداومی

در معادلات پخش بار باس i ، پارامتر بار را وارد کردیم. گام بعدی این است که الگوریتم تداومی را به سیستم معادلات پخش بار اعمال کنیم. اگر F برای نشان دادن مجموعه معادلات به کار رود، مسأله به صورت زیر در می

$$F(\delta, V, \lambda) = 0 \quad \text{آید:}$$

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{critical} \quad (8-2)$$

که δ بیانگر بردار زوایای ولتاژ باس و V بردار دامنه های ولتاژ باس می باشد. همانگونه که قبلاً ذکر گردید، پاسخ حالت پایه $(\delta_0, V_0, \lambda_0)$ با استفاده از پخش بار متداول معلوم است. در حالت کلی، بعد F $2n_1 + n_2$ خواهد بود که n_1 و n_2 به ترتیب تعداد باس های PQ و PV می باشد. باس های PQ باس هایی هستند که در آنها هیچ تولیدی نداریم و باید دامنه ولتاژ باس و زاویه فاز آن را تعیین کنیم. در باس های PV توان اکتیو تولید شده و دامنه ولتاژ باس معلوم می باشد و ما زاویه فاز ولتاژ باس را تعیین می کنیم. برای حل مسأله، الگوریتم تداومی از یک جواب معلوم شروع کرده و با استفاده از شمای پیش گو- تصحیح کننده پاسخ های بعدی در سطوح مختلف بار را تعیین می کند. تصحیح کننده همان پخش بار نیوتن رافسون با کمی تغییر می باشد.

۲-۳-۳- پیش بینی پاسخ جدید

بعد از اینکه پاسخ حالت پایه متناظر با $\lambda = 0$ معلوم گردید، با یک گام با سایز مناسب در جهت مماس بر مسیر پاسخ، پیش بینی پاسخ جدید انجام می شود. بنابراین مرحله نخست در پروسه پیش بینی، محاسبه بردار مماس بر مسیر می باشد. بردار مماس با مشتق گیری مرتبه اول از طرفین معادلات پخش بار به دست می آید.

$$d[F(\delta, V, \lambda)] = F_\delta d\delta + F_V dV + F_\lambda d\lambda = 0$$

$$(9-2)$$

$$[F_\delta \ F_V \ F_\lambda] \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (10-2)$$

سمت چپ معادله، ماتریس مشتقات جزئی می باشد که در بردار دیفرانسیل ها ضرب شده است. ماتریس مشتقات جزئی همان ماتریس ژاکوبین پخش بار متداول می باشد که یک ستون جدید به آن اضافه شده است. بردار دیفرانسیل ها، بردار مماس بر مسیر می باشد. برای به دست آوردن پاسخ یکتا برای بردار مماس یک مشکل اساسی وجود دارد. مسأله از آنجا ناشی می شود که یک متغیر اضافی λ به معادلات پخش بار وارد گردیده است ولی تعداد معادلات تغییری نکرده است. بنابراین یک معادله دیگر لازم است. این مشکل با انتخاب یک مقدار غیر صفر برای یکی از مولفه های بردار مماس حل می گردد. به عبارت دیگر اگر t نشان دهنده بردار مماس باشد،

$$\begin{cases} t = \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \\ t_k = \pm 1 \end{cases}$$

(11-2)

این انتخاب منجر به معادله زیر می گردد.

$$\begin{bmatrix} F_\delta & F_V & F_\lambda \\ & & e_k \end{bmatrix} [t] = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix}$$

(12-2)

که در آن e_k یک بردار سطری با بعد مناسب می باشد که تمام المان های آن به جز المان k م صفر بوده و المان k ام ۱ می باشد. اگر اندیس k به طرز صحیحی انتخاب شود، انتخاب $t_k = \pm 1$ یک نرم غیرصفری به بردار مماس تحمیل می کند و تضمین می کند که ماترس ژاکوبین در نقطه بحرانی غیر منفرد خواهد بود. اینکه $+1$ یا -1

استفاده شود، بستگی به این دارد که وقتی مسیر پاسخ طی می شود، متغیر حالت چگونه تغییر می کند. اگر متغیر حالت افزایش یابد، از +1 و در صورت کاهش از -1 استفاده می گردد. روشی برای انتخاب k و علامت t_k بعداً ارائه می شود.

بعد از اینکه بردار مماس با حل معادله پیدا شد، پیش بینی پاسخ جدید به صورت معادله (2-13) انجام می شود:

$$\begin{bmatrix} \delta^* \\ V^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix}$$

(2-13)

که * جواب پیش بینی شده برای یک مقدار بارگذاری را نشان می دهد و σ یک اسکالری است که اندازه گام را نشان می دهد. اندازه گام باید طوری باشد که پاسخ پیش بینی شده در داخل شعاع همگرایی پخش بار تصحیح کننده قرار گیرد. می توان از یک مقدار ثابت در سراسر پروسه تداومی استفاده کرد و متدهای پیشرفته انتخاب گام در مرجع [19] توضیح داده شده است.

2-3-4- پارامتری کردن²⁷ و تصحیح کننده

بعد از پیش بینی تصحیح پاسخ تقریبی لازم است. در حقیقت بهترین روش ارائه تصحیح کننده، گسترش پارامتری سازی می باشد که برای پروسه تداومی خیلی ضروری می باشد. هر تکنیک تداومی یک شمای پارامتری کردن خاصی دارد. پارامتری کردن روشی فراهم می کند که با آن هر پاسخ در طول مسیر پیموده شده شناسایی می شود. شمای استفاده شده در این جا به پارامتری سازی محلی²⁸ معروف است.

²⁷- Parameterization

²⁸- Local Parameterization

در پارامتری سازی محلی به مجموعه معادلات اولیه یک معادله دیگری اضافه می شود که مقدار یکی از متغیرهای حالت را مشخص میکند. در معادلات پخش بار این به مفهوم معلوم کردن دامنه ولتاژ یک باس PQ، یا زاویه فاز ولتاژ یک باس PQ یا PV و یا پارامتر بار λ می باشد. اگر X را به صورت زیر تعریف کنیم:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \delta \\ \mathbf{V} \\ \lambda \end{bmatrix} \quad \mathbf{X} \in \mathbb{R}^{2n_1 + n_2 + 1}$$

(14-2)

و فرض کنیم که

$$\mathbf{x}_k = \eta \quad (15-2)$$

η یک مقدار مناسب برای k امین درایه \mathbf{X} می باشد. در این صورت مجموعه معادلات جدید عبارتند از:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}(\mathbf{X}) \\ \mathbf{x}_k - \eta \end{bmatrix} = [0]$$

(16-2)

با انتخاب اندیس مناسب k و مقدار η ، روش نیوتن رافسون با کمی تغییر برای حل مجموعه معادلات به کار می رود. این تغییر وارد شدن یک معادله اضافی و یک متغیر حالت اضافی می باشد. در حقیقت اندیس k که در تصحیح کننده استفاده می شود، همان اندیسی است که در پیش گو به کار رفته است. و بنابراین η برابر X_k^* خواهد بود. یعنی مقدار پیش بینی شده X_k . بنابراین به متغیر X_k ، پارامتر تداومی^{۲۹} گفته می شود. در پیش گو یک تغییر دیفرانسیلی غیر صفر ($dX_k = t_k = \pm 1$) به این متغیر داده شده و در تصحیح کننده مقدار آن معلوم فرض می شود تا بتوانیم مقادیر دیگر متغیرهای حالت را پیدا کنیم.

²⁹- Continuation Parameter

۲-۳-۵- انتخاب پارامتر تداومی

چندین روش انتخاب مناسب پارامتر تداومی وجود دارد. به طور ریاضی، این پارامتر باید متناظر با متغیر حالتی باشد که بزرگترین مولفه بردار مماس است. به عبارت دیگر، پارامتر تداومی باید متناظر با متغیر حالتی باشد که بالاترین نرخ تغییر در نزدیکی پاسخ معلوم دارد. در مورد یک سیستم قدرت وقتی که از پاسخ حالت پایه شروع می کنیم. پارامتر بار λ بهترین گزینه می باشد. مخصوصاً اگر بارگذاری در حالت پایه، نرمال و سبک باشد. تحت این شرایط، دامنه ولتاژها و زوایا با تغییر بار تقریباً ثابت می مانند. از طرف دیگر وقتی که بار بعد از تعداد زیادی گام تداومی به اندازه کافی افزایش می یابد و پاسخ به نقطه بحرانی نزدیک می شود، دامنه های ولتاژ و زوایا تغییرات قابل ملاحظه ای می کنند. در این نقطه اگر λ در مقایسه با پارامترهای دیگر تغییر کوچکی داشته باشد، انتخاب ضعیفی به عنوان پارامتر تداومی خواهد بود. به این علت، انتخاب پارامتر تداومی باید در هر گام مورد ارزیابی قرار گیرد، بعد از اینکه انتخاب در گام اول انجام شد، بهترین روش انتخاب در گام های متوالی استفاده از رابطه زیر می باشد.

$$x_k : |t_k| = \max (|t_1|, |t_2|, \dots, |t_m|) \quad (17-2)$$

که در آن t بردار مماس می باشد و اندیس k متناظر با مولفه بردار مماسی است که بزرگترین آهنگ تغییر را در نزدیکی پاسخ داده شده دارد و علامت شیب آن، علامت مولفه متناظر با بردار مماس را تعیین می کند.

۲-۳-۶- حس کردن نقطه بحرانی

آخرین قسمت پروسه تصحیح کننده- پیش گو این است که بررسی کنیم آیا نقطه بحرانی فرا رسیده است یا نه؟ با توجه به اینکه نقطه بحرانی نقطه ای است که در آن بارگذاری و بنابراین λ به حداکثر مقدار خود می رسد و سپس شروع به کاهش می کند، مولفه مماس متناظر با λ در نقطه بحرانی صفر خواهد بود و فراتر از آن منفی خواهد شد. بنابراین بعد از اینکه بردار مماس در گام پیش گو محاسبه گردید، علامت مولفه λ تعیین می کند که آیا نقطه

بحرانی رسیده است یا نه؟ اگر محل دقیق نقطه بحرانی لازم باشد، از یک روش مستقیم استفاده می کنیم که در مرجع [۲۴] توضیح داده شده است.

۲-۳-۷- خلاصه پروسه تصحیح کننده- پیش گو برای تعیین ATC

در تعیین ATC با استفاده از پخش بار تداومی، بعد از اینکه در گام تصحیح کننده متغیرهای حالت را به دست آورده ایم، باید محدودیت حرارتی خطوط، دامنه ولتاژ باس ها و توان تولیدی ژنراتورها را بررسی کنیم. اگر این محدودیت ها نقض نشده باشند، پروسه پیش گو- تصحیح کننده را ادامه می دهیم و در غیر این صورت الگوریتم را خاتمه می دهیم. مقدار λ ، ATC مربوط به معامله انتقال توان با باس های تزریق و مصرف معلوم را مشخص می کند.

۲-۴- محاسبه TTC با استفاده از روش TSCOPF [17]

فرمول بندی ریاضی TTC با استفاده از روش TSCOPF می تواند به صورت زیر نشان داده شود.

Maximize

$$F(P_{Di} \text{ (ناحیه تولید } i \in \text{) و } P_{Dj} \text{ (ناحیه مصرف } j \in \text{) و } Q_{Dj} \text{ (} j \in \text{ ناحیه مصرف)}) = \\ = \sum_{i \in \text{sin } K} P_{Di} - \sum_{i \in \text{sin } K} P_{Di}^{\circ}$$

تحت شرایط :

$$P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^n |U_i| |U_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^n |U_i| |U_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0$$

$$P_{Gi}^{\circ} \leq P_{Gi} \quad , \quad i \in \text{ ناحیه تولید}$$

$$P_{Di}^{\circ} \leq P_{Di} \quad , \quad Q_{Di}^{\circ} \leq Q_{Di} \quad , \quad i \in \text{ناحیه مصرف} \quad (18-2)$$

$$\frac{P_{Di}}{P_{Di}^{\circ}} = \frac{Q_{Di}}{Q_{Di}^{\circ}} \quad , \quad i \in \text{ناحیه مصرف}$$

$$|U_i|_{\min} \leq |U_i| \leq |U_i|_{\max}$$

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{\max}$$

برای مقایسه روش های فوق می توان موارد زیر را اشاره نمود.

RPF چندین مزیت دارد :

- در روش RPF منحنی های P-V و V-Q جهت مطالعات ولتاژ در دسترس هستند.
- روش تنظیم متغیرهای کنترلی در RPF نسبتاً راحت است.

و در مقایسه با CPF :

- روش مورد استفاده بسیار ساده بوده و زمان همگرایی آن کمتر است.

از مزایای CPF این است که از این روش عددی حل معادلات استفاده نکرده و لذا بدون روبرو شدن با مشکلات عددی و حالت های بدون جواب می تواند منحنی های P-V و V-Q را به صورت کامل نتیجه داده تا در محاسبه حاشیه پایداری ولتاژ از آنها استفاده شود.

از معایب CPF آن است که از موضوعات پیچیده شامل پارامترها، روندهای پیش بینی، تصحیح و تنظیم اندازه گام استفاده می کند.

در روش RPF توان اکتیو خروجی ژنراتور در ناحیه منبع و توان اکتیو و راکتیو ناحیه مصرف با یک گام افزایشی ثابتی همراه بوده ولی در روش TSCOPF این مقادیر می توانند به هر طریق دلخواهی تغییر یابند. از این رو روش TSCOPF برای کاربردهای آینده می تواند روش مناسبی باشد. با توجه به این که الگوریتم ها و روش های مختلفی جهت محاسبه قابلیت انتقال توان وجود دارد، در اینجا چند نمونه از آن روش ها را معرفی نموده و بررسی می نمایم.

۲-۵- محاسبه قابلیت انتقال توان با استفاده از الگوریتم ژنتیک^{۳۰} [21]

الگوریتم ژنتیک (GA) الگوریتم‌های تصادفی هستند که در روش جستجوی آنها برخی اصول وراثت و تکامل داروین مدلسازی می‌شوند. GA یک جستجوی چند جهته به عمل آورده و جمعیتی از راه حل‌های ممکن تولید می‌کند و امکان تبدیل اطلاعات این جهت‌ها با یکدیگر را فراهم می‌آورد. به این ترتیب این الگوریتم، با عبور از دره‌ها و قله‌ها، در نهایت به نقطه بهینه مطلق دست می‌یابد. به همین دلیل GA ها نسبت به روش‌های هدایت شده بهینه‌سازی روش‌های جامع‌تری به شمار می‌آیند. تاکنون GA ها در زمینه‌هایی همچون پخش بار اقتصادی (Economic Dispatch)، برنامه‌ریزی ورود و خروج واحدهای تولید (Unit Commitment) و برنامه‌ریزی گسترش تولید نتایج موفقیت‌آمیزی به دست داده‌اند.

۲-۵-۱- فرمولاسیون مسأله TTC

همانگونه که قبلاً گفته شد، TTC کمیتی است که معرف حداکثر توان قابل انتقال بین دو نقطه بدون نقض قیود امنیت سیستم است. این مسأله را می‌توان به سادگی به صورت حداکثر توان قابل تبادل بین نقطه تولید و نقطه مصرف، در صورت عدم تجاوز شرایط هر یک از اجزای سیستم، از شرایط مرزی تعریف کرد. به این ترتیب می‌توان تابع هدفی در نظر گرفت که در محل ژنراتورهای منبع، میزان تولید را افزایش داده، در محل (بارها)، بار را افزایش داده تا حدی که محدودیت‌هایی از قبیل حدود حرارتی، حدود ولتاژ شین‌ها، حدود توان‌های اکتیو و راکتیو تولید و... نقض نگردند. در اینجا مباحث پایداری در قیود مسأله لحاظ نشده، لذا ضروریست که فرضیات زیر مد نظر قرار گیرند.

۱. پخش بار حالت پایه سیستم امکان‌پذیر بوده و مربوط به یک نقطه کار پایدار است.

۲. الگوی بار و تولید، تغییرات بسیار آرامی دارند به طوری که پایداری گذاری سیستم به خطر نمی‌افتد.

۳. سیستم داری میرایی مناسب بوده و به راحتی در محدوده پایداری حالت مانا باقی می‌ماند.

³⁰ - Genetic Algorithm

۴. قبل از رسیدن سیستم به عدم پایداری ولتاژ، قیود ولتاژ شینه ها محدودیت را اعمال می کنند. به این ترتیب، تابع هدف مورد استفاده برای محاسبه TTC را می توان به صورت رابطه زیر تعریف نمود.

$$\text{Maximize } J = \sum_{k \in S} P_{Gk} + \sum_{d \in R} P_{Ld}$$

تحت شرایط :

$$P_i - V_i - \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0$$

$$Q_i - V_i - \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad (19-2)$$

$$P_{Gk}^{\min} \leq P_{Gk} \leq P_{Gk}^{\max}, \quad k \in S$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}$$

$$P_{Ld} < P_{Ld}^{\max}, \quad d \in R$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}$$

$$0 \leq I_{ij} \leq I_{ij}^{\max}$$

تابع هزینه J ، به صورت مجموع تولید یک ژنراتور یا گروهی از ژنراتورها (S) و مجموع بار یک شین بار یا دسته ای از شین های بار (R) تعریف شده است. P_{Gk} توان تولیدی شین k و P_{Ld} توان بار در شین d است.

P_i و Q_i توان های اکتیو و راکتیو تزریقی در شین d ؛ $V_i < \theta_i$ ولتاژ شین I بوده و داریم :

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j \quad (20-2)$$

همچنین $G_{ij} + jB_{ij}$ کندوکتانس و سوسپتانس ماتریس Y سیستم می باشند. دو قید تساوی نخست بیانگر معادلات پخش بار هستند. P_{GK}^{\min} و P_{GK}^{\max} حدود بالا و پایین توان اکتیو شین k را بیان می کنند. به همین ترتیب Q_{GK}^{\min} ، Q_{GK}^{\max} حدود بالا و پایین توان راکتیو ژنراتورها می باشند. میزان بارگزاری در نقاط مصرف را نشان می دهد. P_{Ld}^{\max} حد بالای توان اکتیو بار است که عامل محدود کننده آن ظرفیت تجهیزات توزیع است. I_{ij} و I_{ij}^{\max} به ترتیب جریان های واقعی و ماکزیمم خط i - j هستند. I_{ij} را می توان از V_i و V_j و پارامتر های خط i - j محاسبه کرد. معادله (20-2) مدل ریاضی مساله TTC را نشان می دهد. غیر ولتاژ شین Slack، دامنه و زاویه فاز ولتاژ شینه ها

متغیر حالت می باشند. قیود نامساوی توان اکتیو تولیدی در شین های منبع در گروه S و بار شین های مصرف در گروه R، متغیرهای کنترلی هستند. به منظور محاسبه حداکثر مقدار TTC، توان اکتیو را نیز باید به عنوان متغیر کنترلی در نظر گرفت. البته در این مرحله از محاسبات TTC فرض می کنیم توان اکتیو تولیدی پخش بار پایه، ثابت می ماند. همچنین فرض می شود که کلیه بارها ضریب توان ثابتی دارند.

۲-۶ - بکارگیری معادل AC شبکه با استفاده از الگوریتم دو مرحله ای جهت محاسبه قابلیت انتقال توان [2۲]

یکی از مدل های معادل یک شبکه، مدل معادل AC آن می باشد. در این مدل شبکه به سه قسمت تقسیم می شود. در نتیجه این تقسیم بندی، شبکه به بخش هایی تقسیم می شود که در آنها فاصله الکتریکی شینه ها با استفاده از ماتریس ادمیتانس مد نظر قرار می گیرند. و یک بخش از شبکه که دارای ادمیتانس مقابل کوچکی باشد به صورت مجزا از بقیه بخش ها بررسی می شود. در تقسیم بندی شبکه بردارهای ویژه شبکه مورد استفاده قرار می گیرد.

قسمت های شبکه در این مدل به صورت زیر می باشند :

۱- شبکه داخلی^{۳۱}

۲- شبکه خارجی^{۳۲}

۳- شینه های مرزی^{۳۳}

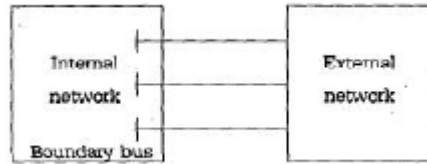
شبکه داخلی در این مدل ناحیه ای است که قصد داریم به صورت جزئی آن را بررسی نماییم و شبکه خارجی قسمت دیگری از این مدل بوده که از طریق شینه های مرزی به شبکه داخلی متصل می باشد. شینه های مرزی

³¹ - Internal Network

³² - Externa Network

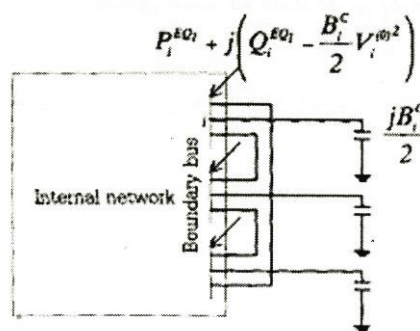
³³ - Bunday Buses

مجموعه ای از شینه های شبکه داخلی هستند که به صورت مستقیم به شبکه خارجی متصل می باشند. با این تعریف شبکه های داخلی و خارجی مستقل از همدیگر بوده و به صورت شکل (۲-۲) نشان داده می شوند.



شکل ۲-۲ شبکه سیستم قدرت و شبکه های داخلی، خارجی و شینه های مرزی [۲۲]

اگر شبکه خارجی از شبکه داخلی فاصله الکتریکی زیادی داشته باشد، ادمیتانس متقابل بین دو شبکه دارای مقدار کوچکی بوده و به هنگام رخ دادن یک پیشامد اتفاقی در شبکه خارجی (مانند خروج یک خط یا ژنراتور)، تاثیر آن در شبکه داخلی کم خواهد بود. بنابر این اگر بتوانیم یک شبکه بزرگ را به صورت شبکه معادل AC نشان دهیم در آن صورت زمان محاسبات در بررسی پیشامدهای احتمالی در کل سیستم به طور قابل توجهی کاهش یافته در عین حال نتایج قابل قبولی را خواهیم داشت. شبکه معادل AC شبکه در شکل (۳-۲) نشان داده شده است.



شکل ۳-۲ معادل AC یک شبکه [۲۲]

قیود امنیت^{۳۴} جهت ارزیابی TTC

قیودی که جهت محاسبه TTC باید در نظر گرفته شوند در زیر آورده شده اند.

- قید سطح ولتاژ : ولتاژ سیستم باید بین دو حد بیشینه و کمینه قابل قبول قرار گیرد. (معمولاً بین ۰/۹۵

و ۱/۰۵ پرینیت)

³⁴) Security Constrains

- قید حرارتی خطوط : توان انتقالی در دو حالت نرمال و اضطراری باید از حدود خاص این دو حالت تجاوز نکند.
- محدودیت تولید : تولید منابع نباید از محدودیت تولید آنها تجاوز کند.
- محدودیت پایداری ولتاژ : سیستم باید در مقابل اختلالاتی که باعث فروپاشی ولتاژ می شوند، مقاوم باشد. به این معنی که سیستم نباید نزدیک نقطه فروپاشی مورد بهره برداری قرار گیرد. (در مورد این محدودیت می توان از حاشیه ۱۵ درصد نسبت به نقطه فروپاشی استفاده کرد)
- محدودیت پایداری گذرا : سیستم باید در مقابل اختلالاتی که حالت سنکرونیزه سیستم را مختل می کنند، مقاوم باشد (در این محدودیت می توان زاویه ولتاژ را به ۴۵ درجه محدود کرد).

۲-۶-۱- روش مورد استفاده جهت محاسبه TTC

TTC بیشترین مقدار توان الکتریکی است که می تواند بین دو ناحیه تولید و مصرف انتقال داده شود، بدون اینکه محدودیت های سیستم نقض شوند. جهت محاسبه TTC می توان یک پارامتر λ تعریف کرده که معرف رشد بار در ناحیه مصرف بوده و ناحیه تولید به عنوان slack در نظر گرفته شود. رشد بار در ناحیه مصرف می تواند به صورت رابطه زیر مدل شود.

$$P_L^{\sin K} = P_{Lo} + K_p \lambda \quad (21-2)$$

$$Q_L^{\sin K} = Q_{Lo} + K_q \lambda$$

که در آن :

λ : پارامتر معرف رشد بار

$P_L^{\sin k}$ و $Q_L^{\sin k}$: توان های اکتیو و راکتیو در ناحیه مصرف

K_p و K_q : ضرایب بار وابسته به ضریب قدرت می باشند.

در این روش محاسبه TTC در دو مرحله انجام می شود.

۱- پیش بینی

در مرحله پیش بینی از برآورد خطی جهت تشخیص قید معلوم که عامل محدودیت توان انتقالی می باشد، استفاده می شود و در مرحله اصلاح نیز با استفاده از اطلاعات مرحله پیش بینی، قید معلوم به معادله پخش توان اضافه شده تا در نتیجه آن مقدار دقیق TTC محاسبه شود. هر دو مفهوم در ادامه توضیح داده شده اند.

الف - پیش بینی قید با استفاده از برآورد خطی^{۳۵}

برای پیش بینی قید در محاسبه TTC، اندیسی وابسته به هر قید با عنوان MPOI^{۳۶} استفاده شده که به صوت حساسیت هر کدام از قیود نسبت به پارامتر بار و حاشیه در دسترس تعریف شده و به صورت زیر می باشد :

$$MPOI_V = \frac{dV / d\lambda}{V_{Limit}^{Upper} - V_0}, \quad dV / d\lambda \geq 0 \quad (22-2)$$

$$= \frac{dV / d\lambda}{V_{Limit}^{Lower} - V_0}, \quad dV / d\lambda < 0$$

$$MPOI_S = \frac{dS_{ij} / d\lambda}{S_{ij}^{Limit} - S_{ij}^{\circ}}, \quad dS_{ij} / d\lambda \geq 0 \quad (23-2)$$

$$= \frac{dS_{ij} / d\lambda}{-S_{ij}^{Limit} - S_{ij}^{\circ}}, \quad dS_{ij} / d\lambda < 0$$

$$MPOI_{PG} = \frac{dS_G / d\lambda}{V_G^{Limit} - P_{iG}^{\circ}}, \quad \text{جهت محاسبه برای منابع تولید کننده} \quad (24-2)$$

طوری که :

V : اندازه ولتاژ

S_{ij} : توان ظاهری عبوری از شین i به شین j

P_G : توان تولید در شین منبع می باشد.

³⁵ - Linear Estimation

³⁶ - Maximum Point Of Impingement

جهت محاسبه حساسیت ها، ابتدا محاسبات پخش بار در حالت مبنا انجام پذیرفته و سپس بار ناحیه مصرف به اندازه کمی افزایش می یابد (مثلاً ۱ درصد) و محاسبات پخش بار دوباره تکرار می گردد و در نهایت حساسیت ها با تفاضل پارامترها در دو حالت و تقسیم آن بر پارامتر بار به دست می آیند.

قیدی که بیشترین مقدار MPOI را دارار باشد، به عنوان قید محدود کننده در محاسبات TTC در نظر گرفته می شوند.

ب - محاسبه TTC با معادله توان الحاقی :

از آنجایی که در محاسبات TTC بار ناحیه مصرف با پارامتر λ افزایش می یابد، لذا تعداد متغیرهای معادله پخش توان بیشتر شده، بنابراین معادله پخش توان به دلیل افزایش تعداد متغیرها نسبت به تعداد معادلات نمی تواند حل شود. از این رو قید محدود کننده منتهی از مرحله پیش بینی را می توان به معادله پخش توان افزود تا معادلات قابل حل گردند. بنابراین معادله پخش توان الحاقی شده به صورت زیر نوشته می شود.

$$P_i(\delta, V, \lambda) = \sum_K V_i V_k Y_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) + K_{pi} \lambda \quad (25-2)$$

$$Q_i(\delta, V, \lambda) = \sum_K V_i V_k Y_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) + K_{qi} \lambda \quad (26-2)$$

$$F(\delta, V, \lambda) = F_{Limit}$$

که در آن :

K_{pi} و K_{qi} : برابر صفر هستند بجز در شین مصرف که برابر K_p و K_q می باشد.

F : تابعی وابسته به قید محدود کننده می باشد.

معادلات (25-2) تا (27-2) می توانند با استفاده روش نیوتن رافسون به صورت زیر حل گردند :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial F}{\partial \delta} & \frac{\partial F}{\partial V} & \frac{\partial F}{\partial \lambda} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta F \end{bmatrix} \quad (28-2)$$

که در بردار ستونی $\left[\frac{\partial P}{\partial \lambda} \quad \frac{\partial Q}{\partial \lambda} \right]^T$ تمامی عناصر آن برابر صفر بوده مگر عناصر وابسته به شین مصرفی که برابر K_p و K_q می باشند.

بردار سطری وابسته به قید محدود کننده می باشد. $\left[\frac{\partial F}{\partial \delta} \quad \frac{\partial F}{\partial V} \quad \frac{\partial F}{\partial \lambda} \right]$

فرمول بندی جزئی هر کدام از محدودیت ها در بخش بعد آورده شده است.

ج - فرمول بندی مسأله با در نظر گرفتن قید محدود کننده^{۳۷}

قید محدود کننده مورد استفاده در این بخش شامل سه نوع زیر می باشد :

۱- قید سطح ولتاژ

۲- قید خط انتقال

۳- قید تولید

روشی که شامل محدودیت پایداری می باشد در بخش بعدی شرح داده شده است.

ج-۱- محدودیت سطح ولتاژ :

در حالتی که سطح ولتاژ توان انتقالی را محدود می کند، تابع F را می توان به صورت رابطه (۲۹-۲) نشان داد، علاوه بر آن بردار سطری اضافه شده در معادلات پخش توان به صورت رابطه (۳۰-۲) خواهد بود.

$$V_K = V_{Limit} \quad (29-2)$$

$$\left[\frac{\partial V_K}{\partial \delta} \quad \frac{\partial V_K}{\partial V} \quad \frac{\partial V_K}{\partial \lambda} \right] = [0 \quad e_K \quad 0] \quad (30-2)$$

طوری که :

e_K : یک بردار سطری با تمامی عناصر صفر به استثنای k امین عنصر که برابر یک است.

ج-۲- محدودیت ظرفیت انتقال

در این حالت ظرفیت انتقال، تبادل توان بین دو ناحیه منبع و مصرف را محدود می کند. در این حالت تابع F به صورت رابطه (۳۱-۲) می تواند نوشته شود.

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} = S_{ij}^{Limit} \quad (31-2)$$

که در آن P_{ij} و Q_{ij} توان های اکتیو و راکتیو عبوری از خط ij بوده و از روابط زیر می توانند محاسبه شوند :

$$P_{ij} = |V_i|^2 |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} - G_{ii} |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (32-2)$$

$$Q_{ij} = |V_i|^2 |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} - B_{ii} |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$$

ج - ۳- محدودیت ظرفیت تولید در شین منبع

در این حالت تولید توان در شین منبع به عنوان قید محدود کننده بوده و تابع F می تواند به صورت رابطه (۳۳-۲) نوشته شود.

$$P_{ref} = \sum_k V_{ref} V_k Y_{refk} \cos(\delta_{ref} - \delta_k - \theta_{ik}) = P_G^{Limit} - P_L \quad (33-2)$$

المان های بردار سطری افزوده شده با استفاده از روابط (۳۴-۲) و (۳۵-۲) محاسبه می شوند :

$$\frac{\partial P_{ref}}{\partial \delta_k} = \sum_k V_{ref} V_k Y_{refk} \sin(\delta_{ref} - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (34-2)$$

$$\frac{\partial P_{ref}}{\partial |V_k|} = V_{ref} Y_{refk} \cos(\delta_{ref} - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (35-2)$$

تغییرات P_{ref} نسبت به اندازه ولتاژ و زاویه شین مرجع در نظر گرفته نشده است. به علاوه تغییرات تولید توان اکتیو در شین مرجع نسبت به پارامتر λ برابر صفر خواهد بود. زیرا بار تنها در ناحیه مصرف وابسته به این پارامتر می باشد.

د - قیود مربوط به پایداری

با توجه به این که TTC ابزاری برای بررسی پایداری نبوده لذا در اینجا به عوض بررسی مستقیم پایداری از مفهوم حاشیه پایداری استفاده می کنیم و قیود پایداری که در اینجا در نظر گرفته ایم در رابطه با ولتاژ و پایداری گذرا می باشد. از طرفی با توجه به این که مسایل پایداری به ندرت اتفاق می افتند، لازم نیست که این قیود را در مراحل پیش بینی و اصلاح لحاظ نماییم و تنها بررسی این قیود در پایان محاسبات TTC در مرحله اصلاح کافی می باشد. روش بررسی این قیود در محاسبه TTC در بخش های زیر آورده شده است.

د- ۱- قید پایداری گذرا

برای زاویه ولتاژ می توان مقدار ۴۵ درجه را به عنوان محدودیت در نظر گرفت [۲۲]. پس از محاسبه TTC در مرحله اصلاح زاویه ولتاژ هر شینی بررسی می شود. اگر هیچ نقض محدودیتی نباشد، قید پایداری ولتاژ بررسی می شود. به عبارت دیگر اگر زاویه ولتاژ برخی از شین ها از مقدار محدود شده تجاوز کند، مرحله اصلاح دوباره انجام پذیرفته و بردار سطری اضافه شده در معادله پخش توان به صورت روابط (۲-۳۶) و (۲-۳۷) خواهد بود.

$$\delta_k = \delta_{Limit} \quad 45^\circ \text{ یا } -45^\circ \quad (۲-۳۶)$$

$$\left[\frac{\partial \delta_k}{\partial \delta} \quad \frac{\partial \delta_k}{\partial V} \quad \frac{\partial \delta_k}{\partial \lambda} \right] = [e_k \quad 0 \quad 0] \quad (۲-۳۷)$$

د- ۲- قید پایداری ولتاژ

به جهت بررسی مسأله پایداری ولتاژ، حاشیه امنیت ۱۵ درصد نسبت به نقطه فروپاشی می تواند مورد استفاده قرار گیرد. از طرفی برای این که بدانیم حاشیه امنیت از ۱۵٪ کمتر یا بیشتر است، نیازمند یافتن نقطه دقیق فروپاشی در هر حالت نخواهیم بود و کافی است که با افزایش بار در شین مصرف به اندازه $\frac{P_L}{0.85}$ محاسبات را انجام دهیم. اگر روش حل همگرا شود، مقدار TTC را در مقدار ۸۵ درصد توان نقطه فروپاشی شین مصرف، تنظیم نماییم.

۲-۷- استفاده از روش خطی^{۳۸} جهت محاسبه قابلیت انتقال توان [۲۴,۲۳]

روش خطی مورد استفاده در محاسبه قابلیت انتقال توان را به دو بخش زیر تقسیم نموده و هر یک را به صورت جداگانه شرح می دهیم.

- محاسبه قابلیت انتقال توان به صورت خطی بدون ملاحظه توان راکتیو عبوری خطوط
 - محاسبه قابلیت انتقال توان به صورت خطی با ملاحظه توان راکتیو عبوری خطوط
- پس از معرفی روشهای مورد استفاده در تعیین قابلیت انتقال توان به مقایسه این دو روش خواهیم پرداخت.

۲-۷-۱- محاسبه قابلیت انتقال توان بدون ملاحظه توان راکتیو عبوری از خطوط

در این بخش قصد داریم محاسبات قابلیت انتقال توان را با استفاده از روش خطی بدون ملاحظه توان راکتیو محاسبه نماییم، برای این منظور فرض های مختلفی جهت ساده سازی محاسبات قابلیت انتقال توان در نظر می گیریم که در طول این بخش به آنها اشاره خواهیم کرد.

در این روش از مدل پخش بار DC استفاده می شود. در مدل پخش بار DC فرض بر این است که شبکه بدون تلفات بوده و تغییرات توان اکتیو به صورت خطی متناسب با توانهای تزریقی در شینه های شبکه است. از طرفی در محاسبات قابلیت انتقال توان قصد داریم، بیشترین مقدار توان عبوری بین دو شین i و s را به نحوی تعیین کنیم که هیچ یک از خطوط و یا ترانسفورماتورها عملگری خارج از محدوده نامی نداشته باشند.

با فرض بالا تغییر توان عبوری از خط واصل بین دوشین j و k (ΔP_{jk}) را با تزریق توان اکتیو در شین i (ΔP_i) متناسب فرض کرده و ضریب توزیع انتقال توان^{۳۹} را به صورت زیر تعریف می کنیم :

$$P_{i-s, jk} = \frac{\Delta P_{jk}}{\Delta P_i} \quad (2-38)$$

همچنین فرض می کنیم که حد توان اکتیو عبوری از خط بین دو شین j و k (P_{jk}^{\max}) با حد توان ظاهری آن خط (MVA) برابر باشد.

حداکثر مقدار تغییرات توان بین دو شین i و s در صورتی که خط $k-j$ دچار اضافه بار نشود، از طریق رابطه زیر بدست می آید.

³⁹ - Power Transfer Distribution Factor (PTDF)

$$\Delta P_i^{jk} = \begin{cases} \frac{P_{jk}^{\max} - P_{jk}^0}{P_{i-s,jk}} & P_{i-s,jk} > 0 \\ -\frac{P_{jk}^{\max} - P_{jk}^0}{P_{i-s,jk}} & P_{i-s,jk} < 0 \end{cases} \quad (2-39)$$

که در آن :

P_{jk}^{\max} : حد ماکزیمم توان اکتیو عبوری از خط jk بر حسب MW

P_{jk}^0 : مقدار توان اکتیو عبوری از خط jk در حالت مبنا

کمترین مقدار (ΔP_i) محاسبه شده در رابطه (2-39) برای تمامی خطوط به عنوان قابلیت انتقال توان بین دو شین i و s در نظر گرفته می شود به عبارت دیگر :

$$ATC_{i-s} = \text{Min} (\Delta P_i^{*JK} \text{ خطوط}) \quad (2-40)$$

2-7-2- محاسبه قابلیت انتقال توان با ملاحظه توان راکتیو عبوری از خطوط

در شرایط معینی از یک سیستم قدرت در صورتی که بتوانیم موارد زیر را در حالت های مبنا و حالت های با پیشامد اتفاقی انجام دهیم در آن صورت قادر خواهیم بود که قابلیت انتقال توان را در سیستم محاسبه نماییم.

الف - پخش بار AC

ب - بررسی پایداری حالت ماندگار

ج - بررسی پایداری ولتاژ

د - بررسی پایداری گذرا

برای یک سیستم واقعی انجام موارد فوق بسیار زمان بر بوده لذا جهت محاسبات قابلیت انتقال توان نیازمند روش های ساده تر خواهیم بود.

در اغلب روش های محاسبات قابلیت انتقال توان، ملاحظه توان راکتیو عبوری از خطوط انتقال نادیده گرفته می شود که در نتیجه آن خطاهایی در محاسبات به وجود می آیند که می توانند منجر به نتایج غلط یا دست کم نادقیق شوند.

با ملاحظه موارد بالا، وجود این خطاها باعث تعریف « حاشیه اطمینان انتقال » گردیده و تعریف آن به عنوان راه حلی جهت ملاحظه تمامی خطاهای تخمینی در مورد شبکه و تمامی خطاهای محاسباتی ممکن (به دلیل ساده سازی های مدل یا نتایج غلط) در نظر گرفته شد. از طرفی با توجه به این که در بعضی موارد این خطاها در حدود ۸ درصد توان بهره برداری خط را شامل شده، لذا مشخص کردن اجزای این خطا و تعیین روش های موثر جهت کاهش آن به صورت موضوعات قابل توجهی مورد نظر می باشد.

در اینجا قصد داریم توان راکتیو را در محاسبات قابلیت انتقال توان لحاظ نموده تا به کمک آن خطاهایی را که در نتیجه استفاده از روش های خطی در محاسبه ATC به وجود می آیند، کاهش یابند. دلایل بحث در مورد توان راکتیو به صورت زیر می باشند.

- در سیستم های با بار مصرفی زیاد، توان راکتیو به عنوان جزء مهمی از تغییرات توان عبوری به حساب می آید.
- حد حرارتی خط بر حسب MVA می باشد و نه بر حسب MW
- ملاحظه توان راکتیو دید بهتری از رفتار ولتاژ و قیود امنیتی دیگر را از سیستم فراهم می آورد. روابط بین توان اکتیو و راکتیو در ضمیمه الف جهت مطالعه آورده شده است.

۲-۸- محاسبه قابلیت انتقال توان با استفاده از روش آنالیز حساسیت^{۴۰} [25]

در این روش از نرخ تغییرات قیود نسبت به افزایش بار ناحیه مصرف جهت محاسبه قابلیت انتقال توان استفاده شده است. از مباحث گذشته به خاطر داریم که مقدار قابلیت انتقال کل (TTC) توسط عوامل زیر محدود می شود.

- محدودیت ولتاژ شینه ها
- محدودیت حرارتی خطوط
- محدودیت تولید
- محدودیت پایداری

⁴⁰ - Sensitivity Analysis

در اینجا به جهت ساده سازی در محاسبات فرض می کنیم که سیستم به اندازه کافی دارای حاشیه پایداری گذرا بوده و در اثر تغییر از یک نقطه کار به نقطه کار دیگر پایدار می ماند از این رو در این بحث از محدودیت پایداری صرف نظر می کنیم.

1-8-2- الگوریتم روش محاسبه TTC

الگوریتم پیشنهادی در مرجع [۲۱] جهت محاسبه TTC در دو بخش آورده شده است :

- محاسبه TTC در حالتی که تمامی خطوط شبکه در مدار قرار دارند.
 - محاسبه TTC در حالت خروج یک خط از شبکه به دلیل بروز یک پیشامد اتفاقی
- در هر دو حالت مراحل محاسبه شبیه همدیگر بوده جز در حالت دوم که نیاز به اصلاح ماتریس ژاکوبین وجود دارد.
- حال به ارائه روش پیشنهادی در هر دو حالت می پردازیم.
- محاسبه TTC در حالت در مدار بودن تمامی خطوط شبکه
- مراحل محاسبه به صورت زیر می باشد :

الف – بر اساس اطلاعات حالت مبنا محاسبات پخش بار را انجام می دهیم.

ب – درصد معینی از بار را در شین مصرف افزایش داده (به عنوان مثال ۱۰ درصد از بار در حالت مبنا) و سپس برنامه پخش بار را با این فرض که ژنراتور تولید کننده تولیدش را تنظیم می کند، اجرا می کنیم. در صورتی که چندین ژنراتور به طور همزمان تولید نمایند می توانیم جهت تعیین تولید از ضرایب مشارکت تولید استفاده کنیم.

ج – از دو مرحله (الف) و (ب) ضرایب حساسیت را می توان محاسبه نمود. برای این منظور با استفاده از اطلاعات به دست آمده از دو مرحله فوق، مقادیر زیر محاسبه می شوند.

$$\text{نرخ تغییرات انتقال توان در هر خط انتقال نسبت به افزایش بار} : \frac{dT}{dS_L}$$

$$\text{نرخ تغییرات اندازه های ولتاژ نسبت به افزایش بار} : \frac{d|E|}{dS_L}$$

$$\text{نرخ تغییرات انتقال توان خروجی در شین تولید نسبت به افزایش بار} : \frac{dP_G}{dS_L}$$

د - از ضرایب حساسیت به دست آمده می توان برای هر محدودیتی حداکثر مقدار مجاز افزایش بار را به دست آورد.

$$\Delta S_L^T = (T_{Limit} - T^\circ) / \left(\frac{dT}{dS_L} \right) \quad (41-2)$$

$$\Delta S_L^{|E|} = (E_{Limit} - E^\circ) / \left(\frac{d|E|}{dS_L} \right)$$

$$\Delta S_L^G = (P_{G,Limit} - P_G^\circ) / \left(\frac{dP_G}{dS_L} \right) \quad (43-2)$$

که در آن :

ΔS_L^T : افزایش مجاز بار با در نظر گرفتن محدودیت حرارتی در هر خط

$\Delta S_L^{|E|}$: افزایش مجاز بار با در نظر گرفتن محدودیت ولتاژ (معمولاً ± 5 درصد در هر شین)

ΔS_L^G : افزایش مجاز بار با در نظر گرفتن محدودیت تولید هر ژنراتور

θ° : بالانویس صفر برای هر پارامتر، نقطه بهره برداری را در حالت مبنا نشان می دهد.

ه - با استفاده از نتایج به دست آمده از رابطه های (۲-۴۱) تا (۲-۴۳) بیشترین افزایش مجاز بار با در نظر گرفتن هر سه محدودیت به صورت زیر به دست می آید.

$$\Delta S_L = \text{Min}\{\Delta S_L^T, \Delta S_L^{|E|}, \Delta S_L^G\} \quad (44-2)$$

و - مقدار TTC بین دو ناحیه تولید و مصرف به صورت زیر می تواند محاسبه شود.

$$TTC = P_{ij}^\circ + \Delta S_L \frac{dP_{ij}}{dS_L} \quad (45-2)$$

• محاسبه TTC در حالت خروج یک خط از شبکه

الف - خط شماره j را از شبکه خارج نموده و محاسبات پخش بار را در حالت پایه انجام می دهیم.

(ب) تا (و) - مراحل (ب) تا (و) حالت قبل را مشابهاً تکرار می کنیم.

ز - مقدار TTC برای این حالت خاص را از رابطه (۲-۴۳) محاسبه می کنیم.

ح - اگر خط دیگری از مدار خارج شده باشد می توان به مرحله (الف) برگشته، در غیر این صورت محاسبات به اتمام می رسد و کمترین مقدار از بین TTC های بدست آمده مقدار TTC را در مسیر مورد نظر نتیجه می دهد.

لازم به ذکر است که در حالت خروج یک خط از شبکه می توانیم ماتریس ژاکوبین را به جای محاسبه مجدد اصلاح نماییم تا حجم محاسبات کاهش یابد. در حقیقت برای حالت خروج یک خط از شبکه نیازمند اصلاح تعداد کمی از عناصر ماتریس ژاکوبین معکوس شده بوده و لذا در زمان مورد نیاز جهت محاسبات صرفه جویی زیادی خواهیم داشت. لازم به ذکر است که اصلاح ماتریس ژاکوبین از طریق فرمول Sherman - Morrison انجام شده و در مقالات مرجع [25] و [26] به تفصیل بررسی شده است.

فصل سوم

محاسبه ATC با در نظر گرفتن قيود امنیتی و

حاشیه پایداری ولتاژ

در این فصل ابتدا روش OPF برای تعیین ظرفیت قابل انتقال در دسترس بر روی شبکه چهار باسه و هشت باسه بدون در نظر گرفتن توان راکتیو پیاده سازی می شود. سپس یک الگوریتم جدید با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری ولتاژ پیشنهاد شده است. برای این منظور ابتدا به روش پخش بار بهینه با قیود امنیتی حداکثر بار منطقه مصرف تعیین می گردد. برای آنکه تعیین کنیم آیا در این نقطه کار قید پایداری ولتاژ رعایت شده است یا خیر، با آزاد سازی قیود حد ولتاژ باسها و حد توان خطوط انتقال، بار منطقه مصرف گام به گام افزایش می یابد و در هر گام مشتق بار مصرفی نسبت به ولتاژ تعیین می شود تا به نقطه بحرانی برسیم. برای لحاظ نمودن حاشیه پایداری ولتاژ بار منطقه مصرف باید ۸۵ درصد بار نقطه بحرانی باشد. حداکثر بار بدست آمده از روش پخش بار بهینه با قیود امنیتی با ۸۵ درصد بار منطقه مصرف در نقطه بحرانی مقایسه می شود. هر کدام که کمتر باشد حداکثر مقدار بار منطقه مصرف است که هم قید پایداری ولتاژ و هم قیود امنیتی را رعایت می کند و لذا مبنای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس قرار می گیرد. با کم نمودن حاشیه اطمینان انتقال و حاشیه مفید ظرفیت از افزایش بار منطقه مصرف نسبت به نقطه کار اولیه، ظرفیت قابل انتقال در دسترس محاسبه می گردد. در انتها این روش به شبکه ۸ باسه PJM اعمال و نتایج بررسی شده است.

استفاده از روش مناسب جهت تعیین ظرفیت قابل انتقال در دسترس از اهمیت خاصی برخوردار است. بطوریکه روش مورد استفاده باید دارای سرعت و دقت کافی در محاسبات بوده و از لحاظ پایداری نیز مطمئن عمل کند. با توجه به انواع روش های ذکر شده در فصل پیش، در عمل برای شبکه های واقعی و بزرگتر از سه روش RPF، CPF و TSCOPF استفاده می شود. روش RPF اطلاعات دقیقی در مورد منحنی های QV و PV می دهد ولی به دلیل پخش بارهای متوالی و حل معادلات پخش بار در هر مرحله، بسیار زمانبر می باشد. بنابر این از این روش به ندرت استفاده می شود.

روش CPF بار را به صورت پله ای افزایش می دهد تا به نقطه ناپایداری برسد و در هر مرحله به جای معادلات پخش بار، پاره ای از معادلات ساده شده را حل می کند. بنابر این از لحاظ پایداری مطمئن عمل کرده و دارای سرعت مناسبی است ولی این روش نیز دارای مشکلاتی از قبیل پیچیدگی روندهای پیش بینی، تصحیح و روش های تعیین اندازه گام می باشد.

روش های مبتنی بر OPF در محیط های متمرکز که دارای دیسپاچینگ مرکزی است کاربرد دارد و برای محیط های غیر متمرکز مناسب نیست. بنابراین از روش TSCOPF که در محیط های غیرمتمرکز مناسب است استفاده می شود.

روش TSCOPF بر خلاف روش های RPF، CPF که به صورت افزایش پله ای به جواب می رسند، بصورت دلخواه افزایش یافته و جواب بهینه را بدست می آورد و دارای دقت و سرعت کافی می باشد ولی اطلاعات درستی در مورد پایداری ولتاژ نمی دهد. روش پیشنهادی که در این فصل مورد استفاده قرار می گیرد مبتنی بر روش TSCOPF بوده که قید پایداری ولتاژ نیز به آن اضافه شده است. بدین ترتیب در روش پیشنهادی علاوه بر سرعت و دقت، با بدست آوردن منحنی های ولتاژ و شیب آنها حاشیه پایداری ولتاژ نیز در نظر گرفته می شود [17].

۲-۲- محاسبه ATC به روش پخش بار بهینه

مسئله محاسبه ATC یک مسئله بهینه سازی است که برای تعیین حداکثر ظرفیت انتقال در دسترس به کار برده می شود. تابع هدف این مسئله توان انتقالی می باشد. قیود مسئله عبارتند از: معادلات پخش بار، محدودیت های انتقال توان، محدودیت های تولید توان، محدودیت های بار و محدودیت- های ولتاژ.

با توجه به اینکه معادلات پخش بار در هر باس یک سری معادلات غیر خطی هستند برای انجام محاسبات باید از توابع بهینه سازی غیر خطی استفاده کرد. با استفاده از دستورات بهینه سازی نرم افزار مطلب که در این بخش دستور fmincon به کار برده شده بهینه سازی انجام می شود. برای این منظور تابع fmincon مطلب که یک تابع

مینیمم سازی غیر خطی می باشد مورد استفاده قرار می گیرد. البته با خطی سازی معادلات می توان با استفاده از دستور linprog مطلب، بدون روبرو شدن با مسائل و مشکلات توابع غیر خطی، بهینه سازی را انجام داد ولی خطی سازی نیز باعث تقریب زیاد در نتایج بدست آمده می شود.

تابع بهینه سازی fmincon به صورت رابطه (۱-۳) تعریف می شود.

$$\begin{aligned} \text{Min } & F(x) \\ \text{s.t. } & C(X) \leq 0 \\ & \text{Ceq}(X) = 0 \\ & LB \leq X \leq UB \end{aligned} \quad (1-3)$$

۳-۳- محاسبه ATC شبکه چهار باسه به روش پخش بار بهینه

شبکه چهار باسه شکل ۱-۳ را در نظر بگیرید. این شبکه از دو ناحیه A و B تشکیل شده است. هدف محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس از ناحیه A به ناحیه B می باشد. پارامترهای خط انتقال در جدول ۱-۳ و نقطه کار پایه سیستم در جدول ۲-۳ داده شده است.

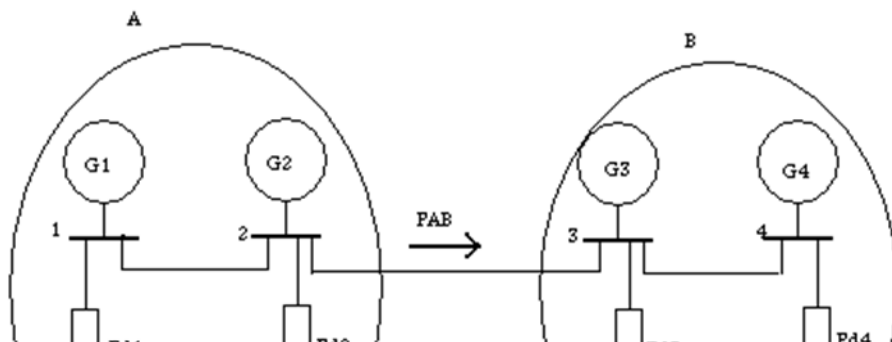
مشخصات سیستم چهار باسه به صورت مقابل می باشد. ($S_{base} = 100 MW$, $V_{base} = 400 KV$)

جدول ۲-۳ نقطه کار پایه سیستم ۴ باسه

شماره باس	$P_g(MW)$	$P_d(MW)$
۱	150	100
۲	150	100
۳	100	150
۴	50	100

جدول ۱-۳ پارامترهای خطوط انتقال شبکه چهار باسه

شماره باس ابتدا	شماره باس انتهای	اندوکتانس بر حسب پریونیت	حد حرارتی توان انتقالی
۱	۲	۰/۰۵	۲۰۰
۲	۳	۱/۸	250
۳	۴	۰/۰۵	۲۰۰



سیستم مورد آزمایش: شبکه چهار باسه 1-3 شکل

برای تعیین ظرفیت قابل انتقال در دسترس، تولید توان اکتیو در منطقه B و مصرف توان اکتیو در منطقه A ثابت فرض می شود. با افزایش بار منطقه B، تولید در منطقه A افزایش پیدا می کند در نتیجه افزایش توان انتقالی تا مقداری که محدودیت ها اجازه دهند ادامه می یابد. محدودیت ها شامل حد حرارتی خط انتقال بین ناحیه ای، حدود ولتاژها، حدود زاویه ولتاژها و حدود توان های تولیدی و مصرفی می باشد. فرض می شود که خطوط انتقال داخل ناحیه ای محدودیتی ندارند.

ماتریس ادمیتانس شبکه به صورت زیر است. (از مقاومت خط ها نیز صرف نظر شده است)

$$Y = \begin{bmatrix} -20j & 20j & 0 & 0 \\ 20j & -28j & 8j & 20j \\ 0 & 8j & -28j & 20j \\ 0 & 0 & 20j & -20j \end{bmatrix} \quad (2-3)$$

متغیرهای مسئله عبارتند از $P_{g1}, P_{g4}, P_{d1}, \dots, P_{d4}, \delta_1, \dots, \delta_4, V_1, V_4, \dots$ هر یک از متغیرها دارای حد بالا و پایین مشخصی هستند. متغیرهای $P_{g4}, P_{g3}, P_{d1}, P_{d2}$ مقادیر ثابتی دارند بنابر این حد بالا و پایین این متغیرها مساوی مقدار ثابت قرار داده می شود.

مسئله تعیین ظرفیت قابل انتقال در دسترس را به صورت زیر می توان فرموله نمود.

$$(3-3) \quad \text{Min} \quad - (P_{d3} + P_{d4})$$

s.t.:

$$P_{g1} - P_{d1} - |v_1||v_2| \times 20 \times \cos(\delta_2 - \delta_1 + 90) = 0 \quad (4-3)$$

$$P_{g2} - P_{d3} - |V_2||V_1| \times 20 \times \cos(\delta_1 - \delta_2 + 90) \quad (5-3)$$

$$- |v_2||v_3| \times 8 \times \cos(\delta_3 - \delta_2 + 90) = 0$$

$$P_{g3} - P_{d3} - |v_3||v_2| \times 8 \times \cos(\delta_2 - \delta_3 + 90) \quad (6-3)$$

$$- |v_3||v_4| \times 20 \times \cos(\delta_4 - \delta_3 + 90) = 0$$

$$P_{g4} - P_{d4} - |v_4||v_3| \times 20 \times \cos(\delta_3 - \delta_4 + 90) = 0 \quad (7-3)$$

$$\frac{P_{d3} - P_{d30}}{P_{d30}} = \frac{P_{d4} - P_{d40}}{P_{d40}} \quad (8-3)$$

$$-\frac{2}{5} \leq \frac{|V_2||V_3|}{X_{23}} \sin(\delta_2 - \delta_3) \leq \frac{2}{5} \quad (9-3)$$

$$1 \leq P_{g1} \leq 5 \quad (10-3)$$

$$0/8 \leq P_{g2} \leq 5 \quad (11-3)$$

$$0/5 \leq P_{g3} \leq 5 \quad (12-3)$$

$$1 \leq P_{g4} \leq 5 \quad (13-3)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \delta_i \leq \frac{\pi}{2} \quad i = 1, 2, 3, 4 \quad (14-3)$$

$$0/95 \leq V_i \leq 1/05 \quad i = 1, 2, 3, 4 \quad (15-3)$$

متغیرها به صورت زیر تعریف شده اند:

	$N \times 1$	P_g	بردار توان اکتیو تولیدی به pu
pu	P_d	$N \times 1$	بردار توان اکتیو مصرفی به pu
Q_g	$N \times 1$		بردار توان راکتیو تولیدی به pu
Q_d	$N \times 1$		بردار توان راکتیو مصرفی به pu
δ	$N \times 1$		

بردار زاویه ولتاژ باس های شبکه به رادیان

$$N \times 1 \quad V$$

بردار ولتاژ باس های شبکه

$$P_{\ell} \quad N \times 1$$

بردار محدودیت های توان خطوط انتقال به pu

تابع هدف حداکثر سازی توان مصرفی ناحیه B می باشد که با فرض ثابت بودن تولید این منطقه منجر به حداکثر شدن توان انتقالی از ناحیه A به ناحیه B می گردد تابع هدف توسط معادله (۳-۳) بیان شده است. معادلات (۳-۴) الی (۳-۷) معادلات توازن توان و معادله (۳-۸) قید افزایش توان مصرفی باسهای ۳ و ۴ به نسبت مقدار پایه آنها می باشد. معادلات (۳-۹) الی (۳-۱۵) مبین محدودیت توان خطوط بین ناحیه ای، محدودیت های تولید توان، محدودیت های توان مصرفی، و محدودیت های اندازه و زاویه ولتاژ می باشند.

دقت شود که در این مسئله معادلات توان راکتیو مدل نشده است لذا ولتاژها در محدوده مجاز به گونه ای تعیین می شوند که توان انتقالی حداکثر شود. این ولتاژ را می توان با تزریق و جذب توان راکتیو مورد نیاز در باسهای مربوط ایجاد نمود.

مقادیر حالت پایه متغیرها (X_0)، مقدار بدست آمده از بهینه سازی (X)، حد پایین متغیرها (LB) و حد بالای متغیرها (UB) در جدول ۳-۳ درج شده است. کلیه متغیرها بر حسب پریونیت می باشند به جز زاویه باس ها که بر حسب رادیان می باشند.

جدول ۳-۳ نتایج شبکه چهار باسه بدون در نظر گرفتن توان راکتیو

	X0	LB	X	UB
P_{g1}	1.5	1	245/2	5
P_{g2}	1.5	8/0	255/2	5
P_{g3}	1	1	1	1
P_{g4}	5/0	5/0	5/0	5/0
P_{d1}	1	1	1	1

P_{d2}	1	1	1	1
P_{d3}	5/1	0	255/2	100
P_{d4}	1	0	745/1	100
$\delta 1$	0	0	0	0
$\delta 2$	0	5708/-1	063/-0	570796/1
$\delta 3$	0	5708/-1	-./378	570796/1
$\delta 4$	0	5708/-1	44/-0	570796/1
$V1$	1	1	1	1
$V2$	1	1	1	1
$V3$	1	۵9/0	008/1	۰۵1/
$V4$	1	۵9/0	998/0	۰۵1/

توان انتقالی از ناحیه A به ناحیه B در حالت پایه برابر است با :

$$P_{23}^o = P_{g1}^o + P_{g2}^o - P_{d1}^o - P_{d2}^o = 100 \text{ MW} \quad (16 - 3)$$

حداکثر توان انتقالی بین ناحیه A و B برابر است با :

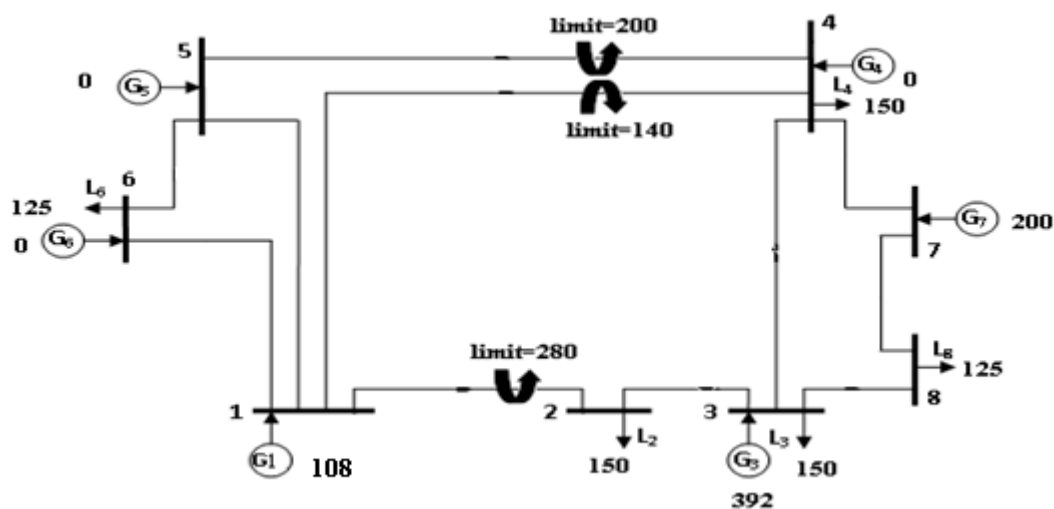
$$TTC = P_{23} = P_{g1} + P_{g2} - P_{d1} - P_{d2} = 250 \text{ MW} \quad (17 - 3)$$

لذا در نقطه کار پایه با فرض صفر بودن حاشیه امنیت انتقال و حاشیه مفید ظرفیت، ظرفیت قابل انتقال در دسترس ۱۵۰ مگاوات می باشد. جهت محاسبه دقیق ظرفیت قابل انتقال در دسترس، حاشیه امنیت انتقال و حاشیه مفید ظرفیت باید تعیین و منظور گردند.

دقت شود که در نقطه کار بهینه ظرفیت حرارتی خط ۲-۳ به حد خود رسیده است. در واقع این قید محدود کننده ظرفیت قابل انتقال در دسترس می باشد.

4-3 محاسبه ATC برای سیستم ۸ باسه به روش پخش بار بهینه

سیستم مورد مطالعه، شبکه ۸ باسه پنسیلوانیا- نیو جرسی- مریلند (PJM) که دارای ۷ ژنراتور و ۵ بار است، می باشد. دیاگرام تک خطی شبکه ۸ باسه مورد مطالعه در شکل ۲-۳ آورده شده است. پارامترهای خطوط انتقال این شبکه در جدول ۴-۳ درج شده است. نقطه کار اولیه (پایه) سیستم در ستون دوم جدول ۷-۳ داده شده است.



شکل ۲-۳ سیستم مورد آزمایش - شبکه هشت باسه [27]

جدول ۴-۳ پارامترهای خطوط انتقال شبکه ۸ باسه

Line No.	From Bus No.	To Bus No.	Reactance (Ohm)	Limit (MW)
1	1	2	0/03	280
2	1	4	0/03	140
3	1	5	0/0065	380
4	2	3	0/01	120
5	3	4	0/03	230
6	4	5	0/03	200
7	5	6	0/02	300
8	6	1	0/025	250
9	7	4	0/015	250
10	7	8	0/022	340
11	8	3	0/018	240

این شبکه شامل ۲ منطقه می باشد. منطقه اول شامل باسهای ۱، ۵ و ۶ و منطقه دوم شامل باسهای ۲، ۳، ۴، ۷ و ۸ می باشد. هدف محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس از منطقه ۱ به باسهای ۳، ۴ و ۸ در منطقه ۲ می باشد. جهت محاسبه حداکثر توان قابل انتقال از منطقه اول به منطقه دوم، بار منطقه اول و تولید منطقه دوم ثابت نگه داشته می شود. با ماکزیمم سازی بار در منطقه دوم، تولید در منطقه اول افزایش می یابد. افزایش تولید در منطقه اول تا جایی که محدودیت ها اجازه دهند ادامه می یابد. در حداکثر سازی بار منطقه دوم فرض می شود که بار باس های ۳، ۴ و ۸ از منطقه دوم به نسبت مقادیر اولیه خود افزایش می یابند. خطوط ۱-۲، ۴-۱ و ۴-۵ خطوط بین منطقه ای سیستم ۸ باسه می باشند که در حقیقت محاسبه ATC روی این سه خط انجام می شود. ظرفیت حرارتی خطوط در جدول ۳-۴ مشخص شده اند.

با استفاده از دستور fmincon که یک دستور بهینه سازی غیرخطی می باشد ماکزیمم سازی انجام می شود. معادلات پخش بار و شروط افزایش بار به نسبت مقادیر اولیه به عنوان قید مساوی در نظر گرفته می شوند. محدودیت های انتقال توان خطوط، محدودیت های تولید توان، محدودیت های بار، و محدودیت های اندازه و زاویه بار به عنوان قید نا مساوی تعریف می شوند. فرمول سازی مسئله به صورت زیر می باشد.

$$\min F(X) = -P_{d3} - P_{d4} - P_{d8} = (-P_{d3o} - P_{d4o} - P_{d8o})(1 + \lambda) \quad (18-3)$$

$$P_{gi} - P_{di} = \sum_{j=1}^8 |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j + \gamma_{ij}) \quad i = 1, 2, 3, \dots, 8$$

$$P_{d3} = P_{d3o}(1 + \lambda)$$

$$P_{d4} = P_{d4o}(1 + \lambda)$$

$$P_{d4} = P_{d8o}(1 + \lambda)$$

$$-P_{ij}^{max} \leq \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \sin(\delta_i - \delta_j) \leq P_{ij}^{max} \quad i, j \in L$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad i = 1, 3, 4, 5, 6, 7$$

$$P_{di}^{min} \leq P_{di} \leq P_{di}^{max} \quad i = 2, 3, 4, 6, 8$$

$$0/95 \leq V_i \leq 1/05 \quad i = 1, \dots, 8$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \delta_i \leq \frac{\pi}{2} \quad i = 1, \dots, 8$$

در این محاسبات علاوه بر قیود ظرفیت حرارتی خطوط بین منطقه ای، قیود خطوط داخل منطقه ای نیز لحاظ شده است. با توجه به اینکه معمولاً ظرفیت حرارتی خطوط انتقال داخل منطقه ای بالاتر از مقدار توانی است که از آنها عبور داده می شود، در نظر گرفتن و در نظر نگرفتن قیود خطوط داخل منطقه ای نتایج یکسانی از مقادیر ATC بدست می دهد. نتایج شبیه سازی در جداول ۳-۵ الی ۳-۷ نشان داده شده است. برای مشاهده بهتر نتایج ATC مقادیر حالت پایه بارهای سیستم نصف مقدار اولیه آنها قرار داده شده است. در نهایت ATC به صورت زیر محاسبه می شود.

$$ATC = (P_{d3} + P_{d4} + P_{d8}) - (P_{d30} + P_{d40}) \quad (19-3) \quad /275 MW$$

جداول ۳-۵ و ۳-۷ نشان می دهد که عوامل محدود کننده ظرفیت قابل انتقال در دسترس عبارتند از حد ولتاژ باس های ۲، ۳، ۴، ۷، ۸ و حد حرارتی توان خط ۱-۴ می باشند. مقادیر جداول بر حسب پریونیت هستند.

جدول ۳-۵ نتایج توان انتقالی خطوط بین منطقه ای شبکه هشت باسه

	P12	P14	P15
توان انتقالی خطوط	808652/1	4/1	415344/2
حد حرارتی	8/2	4/1	8/3

جدول ۳-۶ نتایج توان انتقالی خطوط داخل منطقه ای شبکه هشت باسه

	P78	P74	P56	P54	P38	P34	P32	P16
توان انتقالی	1/593	0/406	1/043	1/896	1/208	-0/341	-0/308	0/206
حد حرارتی	3/4	2/5	۳	2	2/4	2/3	1/2	2/5

جدول ۳-۷ نتایج شبکه هشت باسه بدون در نظر گرفتن توان راکتیو

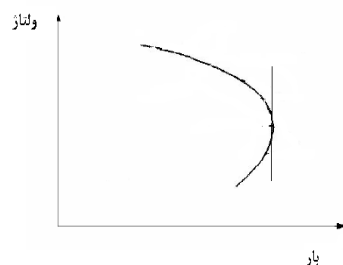
	X0	LB	X	UB
P_{g1}	3	1	1	5
P_{g2}	0	0	0	0
P_{g3}	3/92	3/92	3/92	3/92
P_{g4}	0	0	0	0
P_{g5}	6	0	5/355152	8
P_{g6}	6	0	0	8
P_{g7}	2	2	2	2
P_{g8}	0	0	0	0
P_{d1}	0	0	0	0
P_{d2}	1/5	1/5	1/5	1/5
P_{d3}	1/5	1/5	3/361818	100
P_{d4}	1/5	1/5	3/361818	100
P_{d5}	0	0	0	0
P_{d6}	1/25	1/25	1/25	1/25
P_{d7}	0	0	0	0
P_{d8}	1/25	1/25	2/801515	100
δ_1	0	.	.	.
δ_2	0	-1/5708	۵۱۷-0/0	1/570796
δ_3	0	-1/5708	۵۴۵-0/0	1/570796
δ_4	0	-1/5708	2۴۴-0/0	1/570796
δ_5	0	-1/5708	۱۵۷0/0	1/570796
δ_6	0	-1/5708	2۰۵0/0-	1/570796
δ_7	0	-1/5708	۳۷۵0/0-	1/570796
δ_8	0	-1/5708	۷۶۳-0/0	1/570796
V_1	1	1	1	1
V_2	1	0/95	1/05	1/05
V_3	1	0/95	1/05	1/05
V_4	1	0/95	0/95	1/05
V_5	1	1	1	1

V_6	1	1	1	1
V_7	1	0/95	0/95	1/05
V_8	1	0/95	0/95	1/05

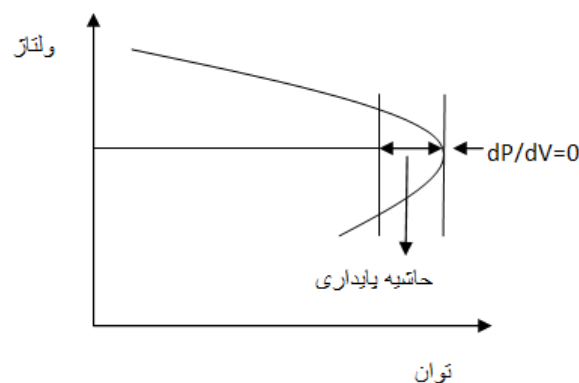
مقادیر حالت پایه متغیرها (X_0)، مقدار بدست آمده از بهینه سازی (X)، حد پایین متغیرها (LB) و حد بالای متغیرها (UB) در جدول ۳-۷ درج شده است. کلیه متغیرها بر حسب پریونیت می باشند به جز زاویه باس ها که بر حسب رادیان می باشند.

۳-۵- محاسبه ATC به روش الگوریتم پیشنهادی

روش TSCOPF بر اساس روش پخش بار بهینه بوده که قیود امنیتی نیز در آن لحاظ شده است. حدود اندازه ولتاژ، حدود زاویه ولتاژ، حدود ظرفیت حرارتی خطوط و حدود توان تولیدی در TSCOPF لحاظ می گردد. این روش اطلاعات دقیقی در مورد پایداری ولتاژ نمی دهد. الگوریتم پیشنهادی در واقع همان روش TSCOPF است که قید پایداری ولتاژ به آن اضافه شده است. منحنی PV شکل ۳-۳ را در نظر بگیرید. این منحنی نشان می دهد که در نقطه بحرانی $\frac{dP}{dV} = 0$ است و قبل از نقطه بحرانی شیب منحنی منفی می باشد.



بنابراین برای در نظر گرفتن قید پایداری ولتاژ در شکل ۳-۳ منحنی ولتاژ-توان باید قید $\frac{dP}{dV} \leq h$ که h یک عدد منفی است لحاظ شود. در شکل ۳-۴ نقطه بحرانی و حاشیه پایداری نشان داده شده است.

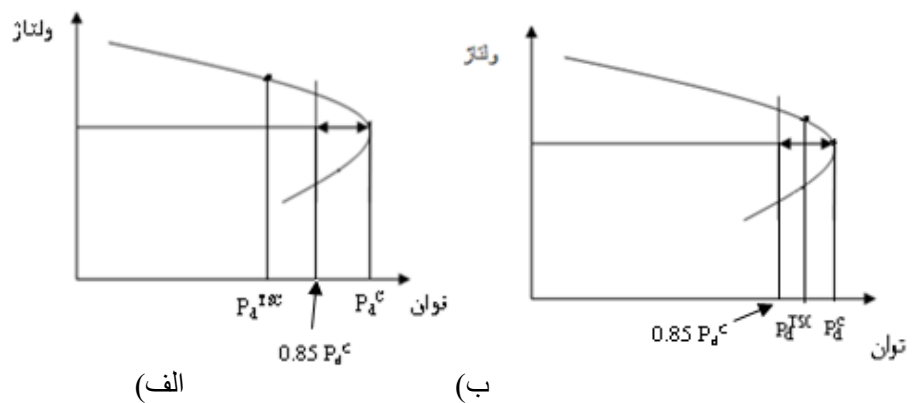


شکل ۳-۴ منحنی ولتاژ- توان با حاشیه پایداری

محاسبه dP/dV به صورت پارامتری و لحاظ آن به صورت یک قید در بهینه سازی مشکل است. لذا باید dP/dV را به صورت عددی تخمین بزنیم. برای این منظور ابتدا با اجرای بهینه سازی TSCOPF حداکثر بار منطقه مصرف با در نظر گرفتن قیود حد توان خطوط و حد ولتاژ باسها تعیین می شود. این بار را با P_d^{TSC} نمایش می دهیم. سپس بار منطقه مصرف در نقطه بحرانی پایداری ولتاژ محاسبه می شود. بار نقطه بحرانی با P_d^C نمایش داده می شود. ما بدنبال حداکثر بار منطقه مصرف که هم حاشیه پایداری ولتاژ و هم قیود امنیتی را رعایت می کند هستیم. برای رعایت حد پایداری ولتاژ بار منطقه مصرف باید کوچکتر یا مساوی با 0.85 بار نقطه بحرانی باشد. برای رعایت قیود امنیتی بار منطقه مصرف باید کوچکتر یا مساوی P_d^{TSC} باشد. لذا حداکثر بار منطقه مصرف که هم حاشیه پایداری ولتاژ و هم قیود امنیتی را رعایت میکند (P_d^{TSVS}) برابر است با:

$$P_d^{TSVS} = \min \{P_d^{TSC}, 0.85 P_d^C\} \quad (20-3)$$

لذا P_d^{TSVS} ملاک محاسبه حداکثر ظرفیت قابل انتقال در دسترس قرار می گیرد. شکل (۳-الف) حالتی را نشان می دهد که $P_d^{TSC} \leq 0.85 P_d^C$ بوده و لذا $P_d^{TSVS} = P_d^{TSC}$ می باشد. شکل (۳-ب) حالتی را نشان می دهد که $P_d^{TSC} \geq 0.85 P_d^C$ بوده و لذا $P_d^{TSVS} = 0.85 P_d^C$ می باشد.



الگوریتم روش پیشنهادی برای تعیین P_d^{TSVS} به صورت زیر است :

الف) با اجرای بهینه سازی TSCOPF، P_d^{TSC} تعیین می شود.

ب) مقدار P_d^C به روش زیر تعیین می شود.

ب-۱) مقدار شمارنده گام حرکت (k) برابر با یک قرار داده می شود.

ب-۲) حد بالای P_d برابر با $P_d + ks$ قرار داده می شود و قیود ولتاژ و حد توان خطوط آزاد می شود. s گام حرکت بوده و یک مقدار کوچک می باشد.

ب-۳) بهینه سازی (۱) اجرا شده و k افزایش می یابد ($k = k + 1$).

ب-۴) مشتق dP_d/dV برای $k \geq 2$ به صورت تقریبی بین دو مرحله k و $k - 1$ به صورت زیر محاسبه می شود.

$$\frac{dP_d}{dV} = (P_d^{(k)} - V^{(k-1)}) - V^{(k-1)} \quad (21-3)$$

ب-۵) اگر $-\frac{u}{dV} \geq -\epsilon$ است الگوریتم متوقف می شود در غیر اینصورت به مرحله (ب-۲) بروید.

ب-۶) آخرین مقدار بدست آمده از بهینه سازی برای P_d برابر با مقدار بحرانی P_d^C می باشد.

ج) با استفاده از رابطه (۲) حداکثر مقدار بار منطقه مصرف که هم حاشیه پایداری ولتاژ و هم قیود امنیتی را رعایت میکند (P_d^{TSVS}) را محاسبه کنید.

د) ظرفیت قابل انتقال در دسترس به صورت زیر محاسبه میشود:

$$ATC = (P_d^{TSVS} - P_d^0) - TRM - CBM \quad (22-3)$$

۳-۶- محاسبه ATC شبکه ۴ باسه با الگوریتم پیشنهادی

شبکه ۴ باسه شکل ۳-۱ را در نظر بگیرید. این شبکه شامل دو منطقه می باشد. منطقه اول شامل باسهای ۱ و ۲ و منطقه دوم شامل باسهای ۳ و ۴ می باشد. هدف محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس از منطقه ۱ به منطقه ۲ می باشد. خط ۲-۳ به عنوان خط بین منطقه ای است. جهت محاسبه حداکثر توان انتقالی از منطقه ۱ به منطقه ۲، بار منطقه اول و تولید منطقه دوم ثابت نگه داشته می شود و ماکزیمم سازی برای منطقه ۲ صورت می گیرد. بدین ترتیب با افزایش توان مصرفی منطقه ۲ تولید منطقه اول افزایش می یابد تا جایی که محدودیت ها اجازه دهند. معادلات پخش بار و شروط افزایش بار به نسبت مقادیر اولیه به عنوان قید مساوی در نظر گرفته می شوند. محدودیت های انتقال توان خطوط، محدودیت های تولید توان، محدودیت های بار، و محدودیت های اندازه و زاویه بار به عنوان قید نا مساوی تعریف می شوند.

با استفاده از روش TSCOPF حداکثر مقدار بار منطقه ۲ با در نظر گرفتن قیود امنیتی محاسبه می گردد. نقطه کار بهینه بدست آمده از TSCOPF در ستون سوم جدول ۳-۸ درج شده است. با توجه به نقطه کار بدست آمده از TSCOPF مجموع بار باسهای ۳ و ۴ برابر با ۴۵۰/۲ مگاوات و ظرفیت قابل انتقال در دسترس از ناحیه اول به باسهای ۳ و ۴ در منطقه دوم برابر است با

$$ATC = (P_{d3} + P_{d4} - P_{d30} - P_{d40}) - TRM - CBM = 49/992 MW$$

در معادله فوق TRM برابر با چهار درصد حداکثر توان انتقالی از منطقه ۱ به باسهای ۳ و ۴ در منطقه ۲ در نظر گرفته شده است و از CBM صرف نظر شده است. در ستون سوم جدول ۳-۸ مشاهده می شود که حد ولتاژ باس ۴ محدود کننده ظرفیت قابل انتقال در دسترس از ناحیه ۱ به ناحیه ۲ می باشد. برای بدست آوردن نقطه بحرانی قیود حد ولتاژ و حد خطوط انتقال آزاد شده و حد توان مصرفی باسهای ۳ و ۴ گام به گام افزایش می یابد و در هر گام پس از اجرای بهینه سازی مشتق و توان مصرفی حساس ترین باس منطقه ۲ یعنی باس شماره ۴ نسبت به ولتاژ آن محاسبه می گردد. هرگاه که dp/dv به حد کافی به صفر نزدیک شد در نزدیکی نقطه بحرانی می باشیم. در ستون چهارم جدول ۳-۸ نقطه کار بحرانی درج شده است. مجموع بارهای منطقه دوم در نقطه بحرانی برابر است با ۶۷۵/۸ مینحی PV باس شماره ۴ در شکل ۳-۶ و منحنی dp/dv باس شماره ۴ در شکل ۳-۷ رسم شده است. برای در نظر گرفتن حاشیه پایداری مجموع بار باسهای ۳ و ۴ باید کوچکتر یا مساوی ۸۵ درصد بار نقطه بحرانی یعنی کوچکتر یا مساوی ۵۷۸ مگاوات باشد. نقطه کار متناظر با حداکثر بار باسهای ۳ و ۴ با در نظر گرفتن حاشیه پایداری ولتاژ در ستون پنجم جدول ۳-۸ درج شده است.

با توجه به نتایج بدست آمده مجموع بارهای منطقه دوم با قیود امنیتی TSCOPF کمتر از مجموع بارهای منطقه دوم با حاشیه پایداری در نظر گرفته شده می باشد. بنابراین قیود امنیتی روش TSCOPF محدود کننده ظرفیت قابل انتقال در دسترس می باشد. و ظرفیت قابل انتقال در دسترس برابر است با : ۴۹/۹۹۲ .

X0 : حالت پایه سیستم X1 : پاسخ بهینه با در نظر گرفتن قیود امنیتی (TSCOPF).

X2 : حالت بحرانی (قیود در این حالت آزاد شده است).

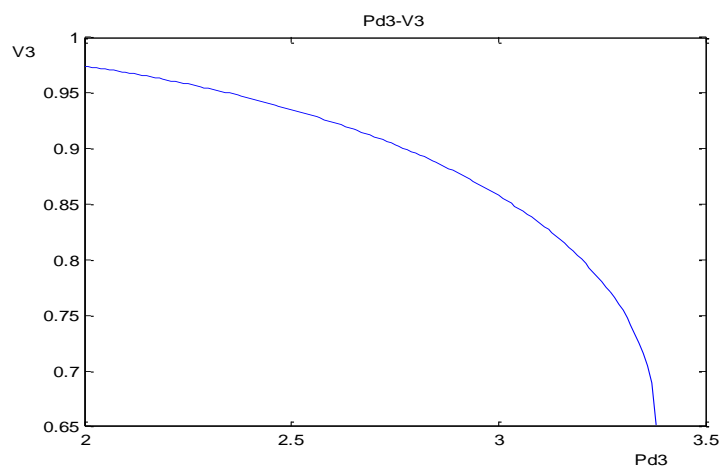
X3 : منظور نمودن حاشیه پایداری (بار ۰/۸۵ درصد بار نقطه بحرانی).

LB : حد پایین متغیرها UB : حد بالای متغیرها

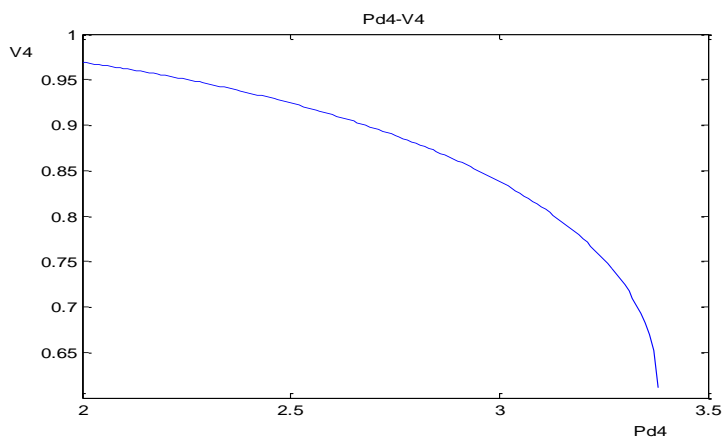
جدول ۳-۸ نتایج شبکه ۴ باسه با اعمال قید پایداری ولتاژ به آن

	X0	X1	X2	X3	LB	UB
--	----	----	----	----	----	----

P_{g1}	2	2/254	3/385709	890708/2	2	5
P_{g2}	2	2/249	3/373803	889292/2	2	5
P_{g3}	2	2	2	2	2	2
P_{g4}	2	2	2	2	2	2
P_{d1}	2	2	2	2	2	2
P_{d2}	2	2	2	2	2	2
P_{d3}	2	251/2	3/379756	89/2	2	4
P_{d4}	2	251/2	3/379756	89/2	2	4
Q_{g1}	0/5	802/0	0/848062	819844/0	-5	5
Q_{g2}	0/5	154/1	4/428222	006252/2	-5	5
Q_{g3}	0/5	3/0	0/3	3/0	0/3	0/3
Q_{g4}	0/5	3/0	0/3	3/0	0/3	0/3
Q_{d1}	0/4	0/8	0/8	8/0	0/8	0/8
Q_{d2}	0/4	0/8	0/8	8/0	0/8	0/8
Q_{d3}	0/4	45/0	0/675951	578/0	0/4	5
Q_{d4}	0/4	45/0	0/675951	578/0	0/4	5
δ_1	0
δ_2	0	۱۲۰/۰-	۰۶۹۳-۰/	6/۰۴۴۰-	-1/5708	1/570796
δ_3	0	۷۸۰/۰-	۲۷۵/6۰-	۰۰۱3/۰-	-1/5708	1/570796
δ_4	0	۹۲۰/۰-	۸۰۱۸/۰-	3587-۰/	-1/5708	1/570796
V_1	1	1	1	1	1	1
V_2	1	1	1	1	1	1
V_3	1	958/0	0/65132	880283/0	0/5	۱/۴
V_4	1	95/0	0/610665	862657/0	0/5	۱/۴

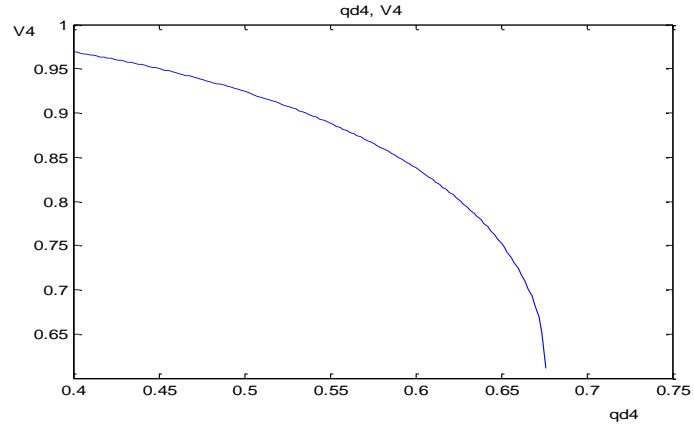


الف: منحنی ولتاژ - توان اکتیو باس ۳

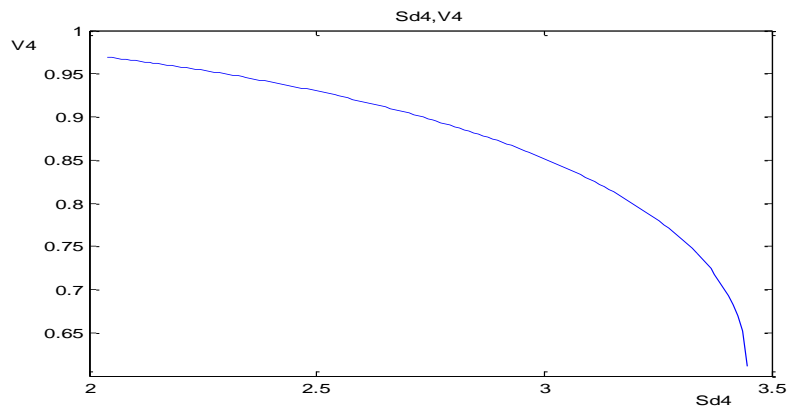


ب: منحنی ولتاژ - توان اکتیو باس ۴

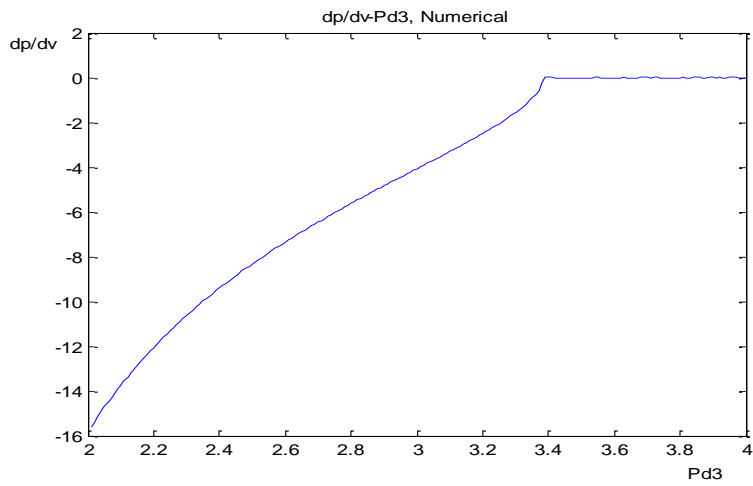
شکل ۳-۶ منحنی های ولتاژ- توان اکتیو باس های ۳ و ۴



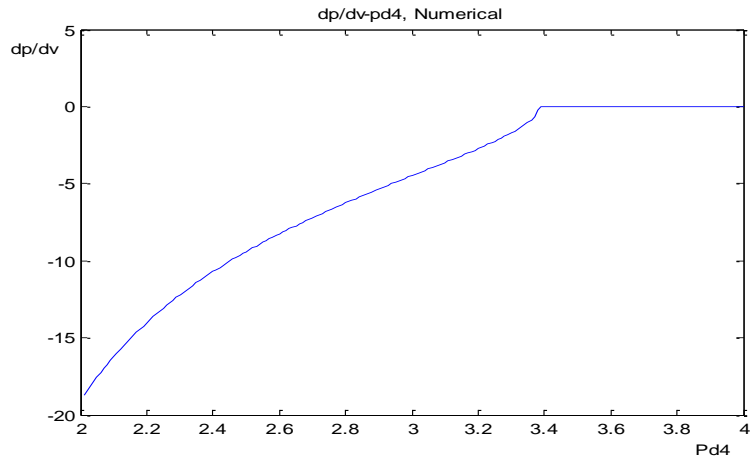
شکل ۳-۷ منحنی ولتاژ- توان راکتیو باس ۴



شکل ۳-۸ منحنی ولتاژ- توان ظاهری باس ۴



الف: منحنی شیب باس ۳



ب: منحنی شیب باس ۴

۳-۷- محاسبه ATC شبکه ۸ باسه شکل ۳-۹ منحنی های شیب ولتاژ- توان باس های ۳ و ۴

سیستم ۸ باسه پنسیلوانیا- نیو جرسی- مریلند (PJM) بخش که دارای ۷ ژنراتور و ۵ بار است را در نظر بگیرید. دیاگرام تک خطی شبکه ۸ باسه مورد مطالعه در شکل ۳-۲ آورده شده است. پارامترهای خطوط انتقال این شبکه در جدول ۳-۴ درج شده است. نقطه کار اولیه (پایه) سیستم در جدول ۳-۹ داده شده است.

جدول ۳-۹ مقادیر حالت پایه شبکه ۸

شماره باس	P_g (MW)	P_d (MW)	Q_g (Mvar)	Q_d (Mvar)
1	1/08	0	0	0
2	0	1/5	0	0/4
3	3/92	1/5	1/17	0/4
4	0	1/5	0	0/4
5	0	0	0	0
6	0	1/25	0/65	0/4
7	2	0	0	0
8	0	1/25	0/4	0/4

این شبکه شامل ۲ منطقه می باشد. منطقه اول شامل باسهای ۱، ۵، ۶ و منطقه دوم شامل باسهای ۲، ۳، ۴، ۷ و ۸ می باشد. هدف محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس از منطقه ۱ به باسهای ۳، ۴ و ۸ در منطقه ۲ می باشد. جهت محاسبه حداکثر توان قابل انتقال از منطقه اول به منطقه دوم، بار منطقه اول و تولید منطقه دوم ثابت نگه

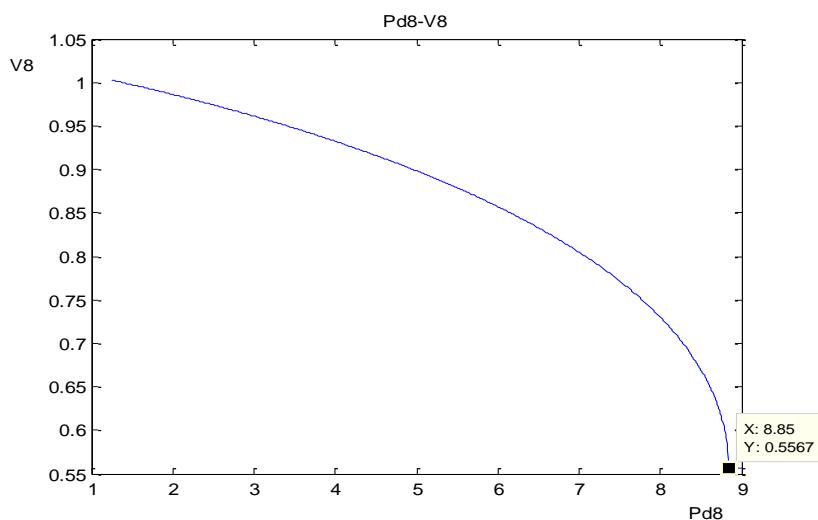
داشته می شود. با ماکزیمم سازی بار در منطقه دوم، تولید در منطقه اول افزایش می یابد. افزایش تولید در منطقه اول تا جایی که محدودیت ها اجازه دهند ادامه می یابد. در حداکثر سازی بار منطقه دوم فرض می شود که بار باس های ۳، ۴ و ۸ از منطقه دوم به نسبت مقادیر اولیه خود افزایش می یابند. خطوط ۱-۲، ۱-۴ و ۴-۵ خطوط بین منطقه ای سیستم ۸ باسه می باشند که در حقیقت محاسبه ATC روی این سه خط انجام می شود. ظرفیت حرارتی خطوط در جدول ۳-۴ مشخص شده اند.

معادلات پخش بار و شروط افزایش بار به نسبت مقادیر اولیه به عنوان قید مساوی در نظر گرفته می شوند. محدودیت های انتقال توان خطوط، محدودیت های تولید توان، محدودیت های بار، و محدودیت های اندازه و زاویه بار به عنوان قید نا مساوی تعریف می شوند.

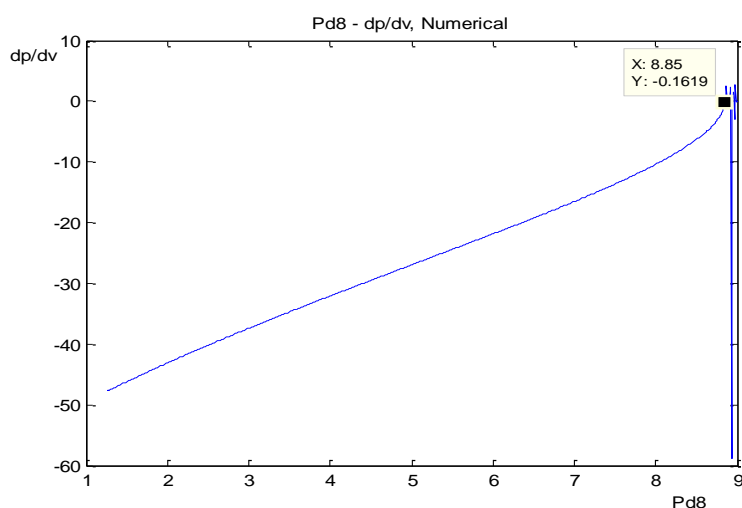
با اجرای TSCOPF حداکثر مقدار بار منطقه ۲ با در نظر گرفتن قیود امنیتی محاسبه می گردد. نقطه کار بهینه بدست آمده از TSCOPF در ستون دوم جدول ۳-۱۰ درج شده است. با توجه به نقطه کار پایه جدول ۳-۹ توان ۱۷ مگاوات در حالت پایه از ناحیه ۲ به ناحیه ۱ ارسال می شود. با توجه به نقطه کار بدست آمده از TSCOPF ستون دوم جدول ۳-۱۰ مجموع بار باسهای ۳، ۴ و ۸ برابر با ۹۳۴/۲ مگاوات و ظرفیت قابل انتقال در دسترس از ناحیه به باسهای ۳، ۴ و ۸ در منطقه دوم برابر است با

$$ATC = (P_{d3} + P_{d4} + P_{d8} - P_{d30} - P_{d40} - P_{d80}) - TRM - CBM = 471/8 MW$$

در معادله فوق TRM برابر با چهار درصد حداکثر توان انتقالی از منطقه ۱ به باسهای ۳، ۴ و ۸ در منطقه ۲ در نظر گرفته شده است و از CBM صرف نظر شده است. با دقت در ستون دوم جدول ۳-۱۰ مشاهده می شود که حد توان خط ۱-۴ محدود کننده ظرفیت قابل انتقال در دسترس از ناحیه ۱ به ناحیه ۲ می باشد. برای بدست آوردن نقطه بحرانی قیود حد ولتاژ و حد خطوط انتقال آزاد شده و حد توان مصرفی باسهای ۳، ۴ و ۸ گام به گام افزایش می یابد و در هر گام پس از اجرای بهینه سازی مشتق و توان مصرفی حساس ترین باس منطقه ۲ یعنی باس شماره ۸ نسبت به ولتاژ آن محاسبه می گردد. هرگاه که dP/dV به حد کافی به صفر نزدیک شد در نزدیکی نقطه بحرانی می باشیم. منحنی PV باس شماره ۸ در شکل ۳-۱۰ و منحنی dP/dV باس شماره ۸ در شکل ۳-۱۱ رسم شده است.



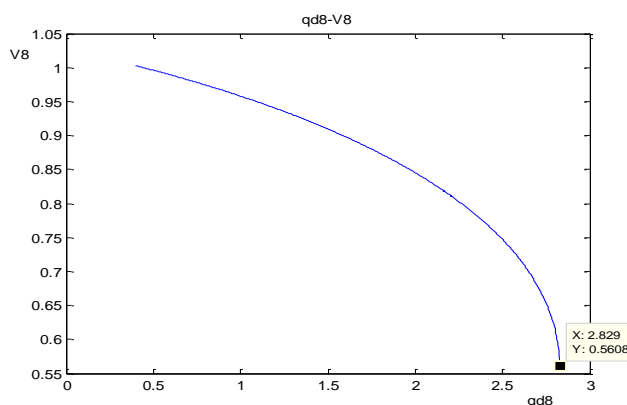
شکل ۳-۱۰ منحنی ولتاژ- توان باس ۸



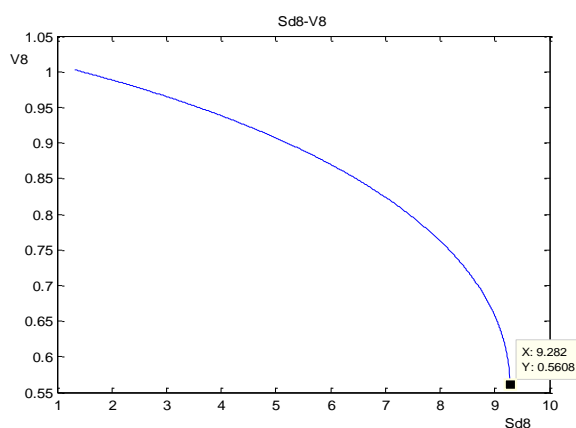
شکل ۳-۱۱ منحنی مشتق ولتاژ- توان باس ۸

نقطه کار بحرانی در ستون سوم جدول ۳-۱۰ درج شده است. با توجه به ستون سوم جدول ۳-۱۰ مجموع بار باسهای ۳، ۴ و ۸ در حالت بحرانی برابر با $30.5/8$ مگاوات می باشد. برای در نظر گرفتن حاشیه پایداری مجموع بار باسهای ۳، ۴ و ۸ باید کوچکتر یا مساوی ۸۵ درصد بار نقطه بحرانی یعنی کوچکتر یا مساوی $25.54/9$ مگا وات باشد. نقطه کار متناظر با حداکثر بار باسهای ۳، ۴ و ۸ با در نظر گرفتن حاشیه پایداری ولتاژ در ستون چهارم جدول ۳-۱۰ درج شده است. لذا ظرفیت قابل انتقال با در نظر گرفتن حاشیه پایداری برابر با $20.29/5$ مگاوات می باشد. برای در نظر گرفتن قیود امنیتی مجموع بار باسهای ۳، ۴ و ۸ باید کوچکتر یا مساوی $9.34/2$ مگاوات باشد (نقطه کار بهینه بدست آمده از TSCOPF) لذا برای در نظر گرفتن حاشیه پایداری ولتاژ و قیود امنیتی مجموع بار این سه

باس باید کوچکتر یا مساوی $934/2$ باشد. لذا ظرفیت قابل انتقال در دسترس از ناحیه ۱ به باسهای ۳، ۴ و ۸ در ناحیه ۲ برابر با $471/8$ مگا وات می باشد. در این سیستم قیود امنیتی محدود کننده تر از قید پایداری ولتاژ است. و لذا ظرفیت قابل انتقال در دسترس بدست آمده از TSCOPF به عنوان ظرفیت قابل انتقال در دسترس استفاده می شود. در همه سیستمها چنین نیست و ممکن است قید پایداری ولتاژ محدود کننده تر از قیود امنیتی باشد. منحنی SV, QV باس شماره ۸ در شکل های ۳-۱۲ و ۳-۱۳ درج شده است. همچنانکه شکل های ۳-۱۰ الی ۳-۱۳ نشان می دهند چنانکه ولتاژ باس ۸ از $0/56$ کمتر شود فروپاشی ولتاژ رخ خواهد داد.



شکل ۳-۱۲ منحنی ولتاژ- توان راکتیو باس ۸



شکل ۳-۱۳ منحنی ولتاژ- توان ظاهری باس ۸

نتایج جدول ۳-۱۰ در سه حالت درج شده است.

حالت اول : پاسخ بهینه با در نظر گرفتن قیود امنیتی (TSCOPF).

حالت دوم : حالت بحرانی (قیود در این حالت آزاد شده است).

حالت سوم : منظور نمودن حاشیه پایداری (بار $0/85$ درصد بار نقطه بحرانی).

LB : حد پایین متغیرها

UB : حد بالای متغیرها

جدول ۳-۱۰ نتایج شبکه ۸ باسه مورد آزمایش

متغیر	حالت ۱	حالت ۲	حالت ۳	LB	UB
P _{g1}	08/1	62949/14	8/822114	1/08	10
P _{g3}	3/92	92/3	92/3	92/3	92/3
P _{g4}	0	0	0	0	0
P _{g5}	5/135084	606632/9	527585/9	0	10
P _{g6}	0	987474/4	01903/5	0	10
P _{g7}	2	2	2	2	2
P _{d2}	1/5	5/1	5/1	5/1	5/1
P _{d3}	3/2970567	6088/10	024/9	5/1	8/10
P _{d4}	3/2970567	6088/10	024/9	5/1	8/10
P _{d6}	25/1	25/1	25/1	25/1	25/1
P _{d8}	2/7475472	840669/8	52/7	1/25	9
Q _{g1}	1/453345	19273/21	11015/11	-10	10
Q _{g3}	17/1	17/1	17/1	17/1	17/1
Q _{g4}	0	0	0	0	0
Q _{g5}	0/3122641	770328/9	937112/4	-10	10
Q _{g6}	0/5362707	107161/0	109231/0	-10	10
Q _{g7}	0	0	0	0	0
Q _{d2}	0/4	4/0	4/0	4/0	4/0
Q _{d3}	0/8792151	829014/2	4064/2	-10	10
Q _{d4}	0/8792151	829014/2	4064/2	-10	10
Q _{d6}	0/4	4/0	۰/۴	4/0	4/0
Q _{d8}	0/8792151	829014/2	4064/2	-10	10
V ₁	1	1	1	1	1
V ₂	0/9781552	688952/0	840281/0	95/0	05/1
V ₃	0/9769115	625732/0	807031/0	95/0	05/1
V ₄	0/9775596	723984/0	852123/0	95/0	5/1
V ₅	1	1	1	1	1
V ₆	1	1	1	1	1
V ₇	9752357/0	646446/0	817071/0	95/0	05/1
V ₈	9680224/0	556335/0	770264/0	95/0	05/1

P ₁₂	683745/1	654802/9	588144/7	8/-2	8/2
P ₁₄	4/1	991917/8	588144/7	4/-1	4/1
P ₅₄	875818/1	308045/9	576514/7	-2	2

۳-۷- نتیجه

در این فصل ابتدا روش پخش بار بهینه با توجه به مزیت های این روش نسبت به روش های دیگر برای محاسبات ATC شبکه های چهار باسه و هشت باسه بدون در نظر گرفتن توان راکتیو بکار برده شد.

سپس یک روش برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری ولتاژ ارائه گردید. در این روش ابتدا حداکثر توان قابل انتقال با توجه به قیود امنیتی محاسبه می گردد. و سپس چک می شود که آیا این مقدار حاشیه پایداری ولتاژ را رعایت می کند یا خیر. برای این منظور با آزادسازی قیود بار منطقه مصرف از حداکثر بار بدست آمده با رعایت قیود امنیتی گام به گام افزایش می یابد تا به نقطه بحرانی برسیم. با توجه به اینکه فاصله بین حداکثر بار با رعایت قیود امنیتی با نقطه کار بحرانی زیاد نیست با سرعت کافی می توان نقطه کار بحرانی را محاسبه نمود. برای رعایت حاشیه پایداری ولتاژ، بار منطقه مصرف کوچکتر یا مساوی ۰/۸۵ بار نقطه بحرانی در نظر گرفته می شود. این بار با حداکثر بار با رعایت قیود امنیتی مقایسه و کوچکترین آن ملاک محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس قرار می گیرد.

این الگوریتم برای شبکه ۴ باسه و ۸ باسه تست شد. در نهایت باتوجه به نتایج بدست آمده و مزیت های زیادی که این روش دارد برای محاسبات قابلیت انتقال توان در دسترس شبکه ایران انتخاب شد.

فصل چهارم

کاهش باسهای شبکه ایران برای تعیین ظرفیت قابل

انتقال بین مناطق مختلف

۴-۱- مقدمه

شبکه برق ایران شامل ۱۶ شرکت برق منطقه ای و حدود ۳۰۰ باس ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت می باشد. با توجه به این تعداد باس تعیین ظرفیت قابل انتقال بین نواحی مختلف نیاز به حجم زیاد محاسبات داشته و زمانبر می باشد. برای کاهش حجم محاسبات می توان باسهای شبکه را کاهش داد. کاهش باسهای شبکه به روش معمول سبب گم شدن خطوط بین منطقه ای شده و محاسبه ظرفیت قابل انتقال بین نواحی را با مشکل مواجه می سازد. در این فصل یک

روش برای کاهش باسهای شبکه با حفظ خطوط بین منطقه ای ارائه شده است. برای این منظور ابتدا خطوط بین منطقه ای حذف می گردد. ماتریس ادمیتانس هر یک از مناطق بطور جداگانه محاسبه می شود. در هر یک از مناطق باسهای ژنراتوردار و باسهای مرزی حفظ و باسهای دیگر حذف شده و ماتریس ادمیتانس کاهش یافته محاسبه می گردد. سپس خطوط بین منطقه ای اضافه شده و ماتریس ادمیتانس کاهش یافته کل شبکه محاسبه می شود. بدین ترتیب ضمن حفظ خطوط بین منطقه ای باسهای غیر ضروری حذف می شوند.

۴-۲- انواع روش های کاهش مرتبه سیستم های قدرت

گسترش سیستمهای قدرت سبب افزایش حجم محاسبات و زمانبر شدن آن گردیده است. جهت کاهش حجم محاسبات بهتر است که سیستم کاهش مرتبه داده شود. کاهش مرتبه سیستم به نوع محاسبات بستگی دارد. برای مثال مدل کاهش یافته برای بررسی پایداری گذرای سیستم با مدل کاهش یافته برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس متفاوت می باشد. لذا بسته به نیاز، سیستم باید بگونه ای کاهش مرتبه داده شود تا ضمن حفظ دقت، از محاسبات بی مورد جلوگیری گردد. تا کنون روشهای کاهش مرتبه مختلفی برای سیستم قدرت ارائه شده است [28-35]. در [28] سیستم به دو بخش سیستم مورد مطالعه و سیستم خارجی تقسیم می شود و سپس یک مدل ساده برای سیستم خارجی استفاده می گردد. روشهای متفاوتی نظیر کاهش فیزیکی، کاهش هندسی و روشهای کاهش مدال برای ساده سازی سیستم خارجی ارائه شده است [30-31]. در روش کاهش فیزیکی یک مدل مناسب برای هر یک از اجزای شبکه انتخاب می گردد به طوریکه اجزای نزدیک به محل اختلال به صورت دقیق ولی بقیه اجزا به صورت ساده مدل سازی می شوند. روش کاهش مدال از مدل خطی شده زیر سیستم خارجی برای حذف مدهای تحریک نشده استفاده می نماید. عیب این روش مشکلات استاندارد سازی نرم افزار سیستم قدرت با آن می باشد [32]. روش کاهش هندسی با حذف و ادغام گره های بار و تولید شبکه خارجی بزرگ را به یک شبکه کوچکتر تبدیل می کند.

معمولاً ترکیب روش کاهش هندسی با کاهش فیزیکی برای کاهش مرتبه استفاده می گردد. روشهای کاهش هندسی خود به روشهای حذف گره ها، ماتریس تنک، ادغام گره ها با استفاده از روش دیمو و ادغام گره ها با استفاده از روش ژوکوف دسته بندی می شود [33].

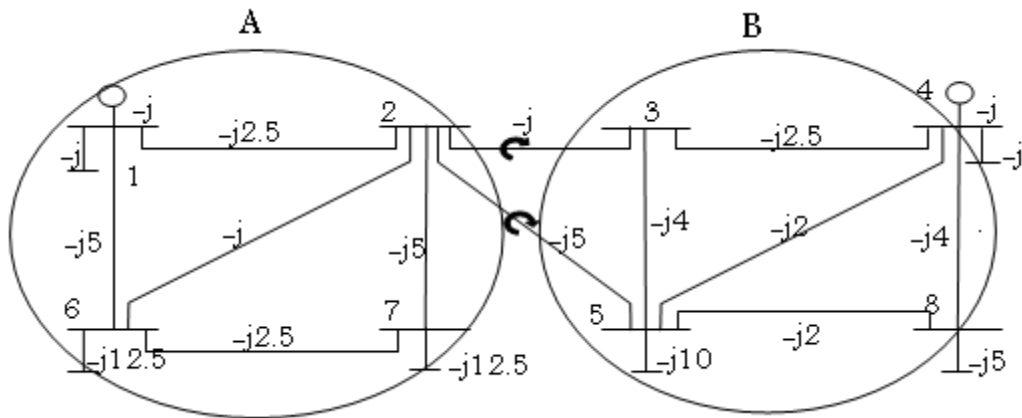
در روش حذف گره یک مجموعه از گره ها بگونه ای حذف می شود که تغییری در جریان و ولتاژ گره های باقیمانده ایجاد نشود [34]. حذف شین های بار ممکن است تعداد شاخه های موازی را افزایش داده و باعث شود که نسبت X

به R کم شده و مشکل همگرایی برای محاسبات پخش بار بوجود آید. برای رفع این مشکل تکنیک هایی برای حذف شین های باری همراه با مینیمم کردن تعداد شاخه ها ارائه شده است که در آنها شین های کلیدی از روی توپولوژی سیستم شناسایی می شوند و در سیستم معادل نگه داشته می شوند. شینهای کلیدی شینهایی هستند که تعداد زیادی شین به آن متصل بوده و به شینهای زیر سیستمهایی که اتصالات کمی دارند وصل شده و آنها را به بقیه سیستم متصل می سازند [35].

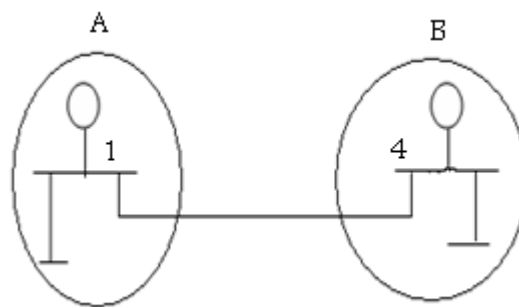
برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال توان بین مناطق مختلف ایران ژنراتورها و باسهای مرزی که خطوط انتقالی به آنها وصل می شوند باید در دسترس باشند. بنابراین کاهش باس باید به روشی صورت پذیرد که خطوط مورد نظر حفظ شوند. اگر شبکه به روش معمول کاهش باس داده شود فقط ژنراتورها حفظ شده و خطوط بین منطقه ای در خطوط دیگر ادغام میشود و حد توان خطوط جدید مشخص نمی باشد و محاسبه ظرفیت قابل انتقال بین نواحی را غیر ممکن می سازد. در ادامه یک روش برای کاهش مرتبه با حفظ خطوط بین منطقه ای پیشنهاد می شود. این روش با یک مثال تشریح می گردد.

۴-۳- کاهش مرتبه شبکه هشت باسه

شبکه ۸ باسه شکل ۴-۱ را در نظر بگیرید. این شبکه مطابق شکل دارای دو منطقه می باشد. دو خط انتقال بین دو منطقه وجود دارد که دارای قید ظرفیت انتقال توان هستند. چنانچه شبکه را به روش معمول کاهش باس دهیم شبکه معادل شکل ۴-۲ بدست می آید. خط واصل بین دو ژنراتور از ترکیب همه خطوط شبکه فوق بدست آمده است و قید حد توان آن مشخص نمی باشد. لذا محاسبه توان قابل انتقال از منطقه A به منطقه B با استفاده از مدل شکل ۴-۲ ممکن نمی باشد. برای حفظ خطوط بین منطقه ای پس از حذف باس، الگوریتم زیر پیشنهاد می شود.



شکل 1-4 شبکه ۸ باسه مورد مطالعه (اعداد روی شکل ادmittانس خطوط و بار می باشد)

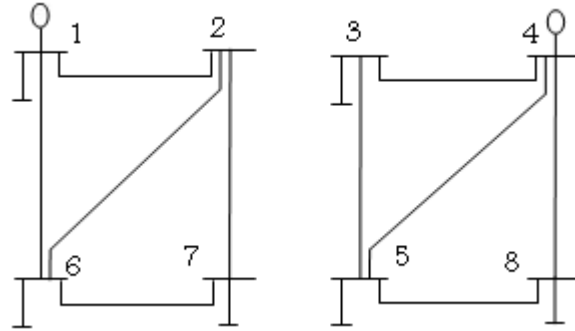


شکل 2-4 شبکه معادل شبکه شکل 1-4 پس از کاهش کلیه باسهای بار

۴-۳-۱- الگوریتم حذف باس با حفظ خطوط بین منطقه ای.

الف - حذف خطوط بین منطقه ای

خطهای واصل بین دو تا منطقه را حذف می کنیم و دو منطقه مستقل از هم بدست می آید و Y_{bus} هر منطقه را تشکیل می دهیم. شبکه شکل 1-4 پس از حذف خطوط بین منطقه ای در شکل 3-4 رسم شده است.



شکل ۳-۴ مناطق A , B

ماتریس ادمیتانس هر یک از مناطق پس از حذف خطوط بین منطقه ای به صورت رابطه (۱-۴) می

$$y_{busA} = \begin{bmatrix} -9.5i & 2.5i & 5i & 0 \\ 2.5i & -8.5i & i & 5i \\ 5i & i & -21i & 2.5i \\ 0 & 5i & 2.5i & -20i \end{bmatrix} \text{ باشد.} \quad (1-4)$$

$$y_{busB} = \begin{bmatrix} -6.5i & 2.5i & 4i & 0 \\ 2.5i & -9.5i & 2i & 4i \\ 4i & 2i & -18i & 2i \\ 0 & 4i & 2i & -11i \end{bmatrix}$$

ب - کاهش مرتبه هر یک از مناطق با حفظ باسهای ژنراتور دار و باسهای مرزی

برای هر کدام از مناطق باس های بار به جز باس های مرزی را به روش زیر حذف می کنیم. ابتدا ماتریس کل منطقه مورد مطالعه محاسبه می گردد سپس مطابق رابطه زیر دسته بندی می شود.

$$\begin{bmatrix} I_m \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{mm} & Y_{mn} \\ Y_{nm} & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_m \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2-4)$$

I_m : بردار جریان باس های ژنراتور دار و باس های مرزی

V_m : بردار ولتاژ باس های ژنراتور دار و باس های مرزی

V_n : بردار ولتاژ باس های بار غیر مرزی

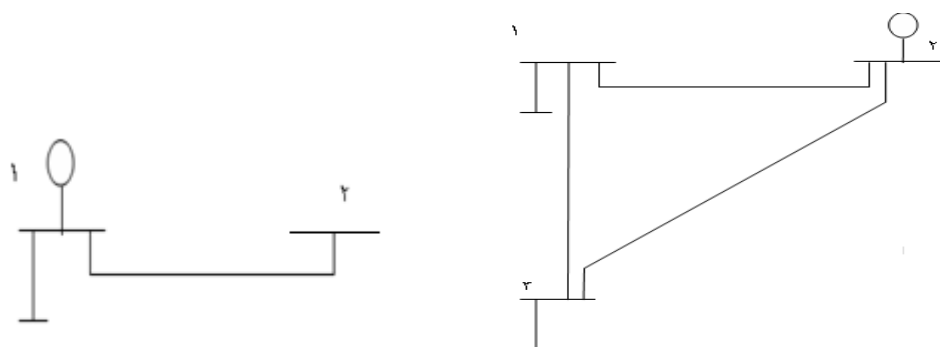
رابطه (2-4) شامل دو معادله می باشد. از معادله دوم محاسبه و در معادله اول جایگذاری می شود.

$$Y_{nm}V_m + Y_{nn}V_n = 0 \Rightarrow V_n = -Y_{nn}^{-1}Y_{nm}V_m \quad (3-4)$$

$$I_m = (Y_{mm} - Y_{mn}Y_{nn}^{-1}Y_{nm})V_m$$

$$Y_{mm}^{new} = Y_{mm} - Y_{mn}Y_{nn}^{-1}Y_{nm}$$

این روش موسوم به روش حذف کرون می باشد [29]. با کاهش مرتبه مناطق شکل (4-3) شبکه معادل به صورت شکل (4-4) در می آید. ماتریس ادمیتانس معادل این مناطق به صورت زیر است.



شکل 4-4 کاهش یافته مناطق A, B

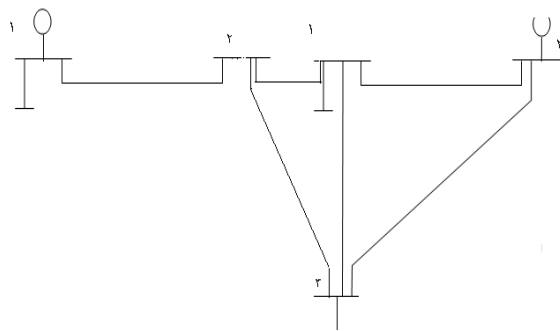
$$Y1_{new} = \begin{bmatrix} -8.2915i & +2.8927i \\ +2.8927i & -7.1224i \end{bmatrix} \quad (4-4)$$

$$Y2_{new} = \begin{bmatrix} -6.5i & 2.5i & 4i \\ 2.5i & -9.0455i & 2.7273i \\ 4i & 2.7273i & -17.6364i \end{bmatrix}$$

Y1new ماتریس ادمیتانس منطقه A پس از کاهش مرتبه و Y2new ماتریس ادمیتانس منطقه B پس از کاهش مرتبه می باشد.

ج - اتصال شبکه های کاهش یافته مناطق مختلف به یکدیگر و تشکیل Ybus شبکه کاهش یافته

برای اتصال شبکه های کاهش یافته مناطق مختلف، ابتدا ماتریس ادمیتانس مناطق مختلف روی قطر اصلی و ماتریس صفر با ابعاد مناسب روی قطر فرعی ماتریس ادمیتانس کل قرار داده می شود. سپس درایه های ماتریس ادمیتانس کل با توجه به خطوط بین منطقه ای اصلاح می شود. شبکه کاهش داده شده با حفظ خطوط بین منطقه ای در شکل (4-5) درج شده است. ماتریس ادمیتانس کل به صورت زیر می باشد.

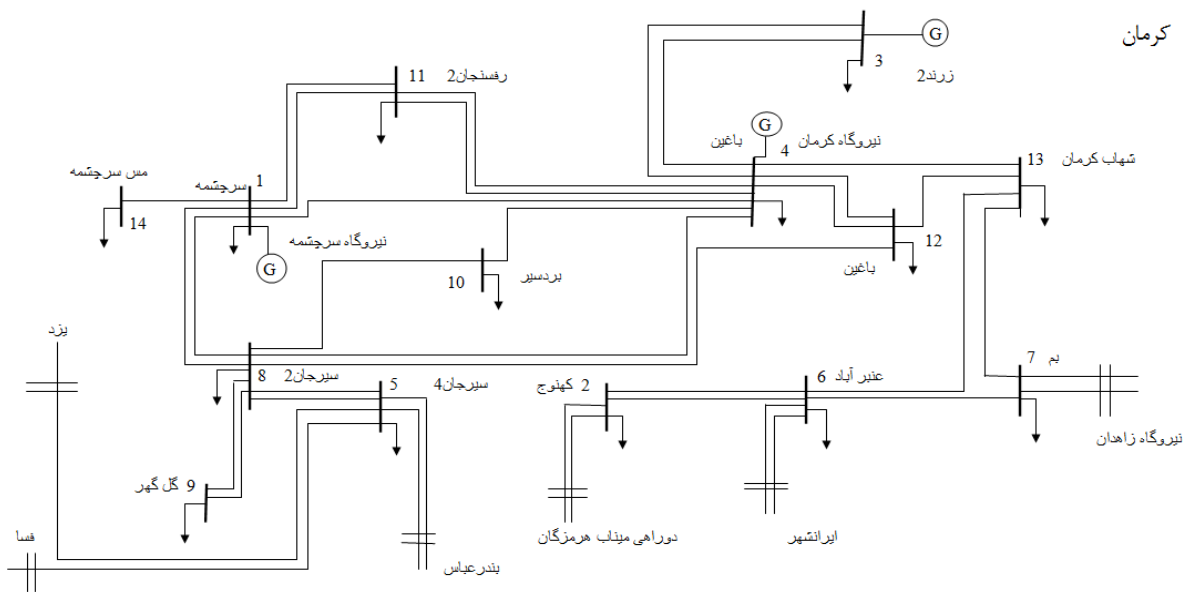


شکل (۴-۵): شبکه معادل سیستم ۸ باسه

$$Y_{new} = \begin{bmatrix} -8.2915i & +2.8927i & 0 & 0 & 0 \\ +2.8927i & -8.6224i & 1i & 0 & 0.5i \\ 0 & i & -7.5i & 2.5i & 4i \\ 0 & 0 & 2.5i & -9.0455i & 2.7273i \\ 0 & 0.5i & 4i & 2.7273i & -18.1364i \end{bmatrix} \quad (۴-۵)$$

۴-۴- کاهش مرتبه شبکه ایران

شبکه ایران دارای ۱۶ شرکت برق منطقه ای می باشد. برای انجام قراردادهای دو طرفه بین مناطق مختلف لازم است که ظرفیت قابل انتقال بین مناطق مختلف محاسبه شود. باتوجه به تعداد زیاد باس در مناطق مختلف شبکه باید کاهش باس داده شود. کاهش باس باید بگونه ای باشد که خطوط بین منطقه ای حفظ شوند. لذا با توجه به الگوریتم بیان شده در بخش قبل شبکه ایران کاهش مرتبه داده می شود برای این منظور ابتدا خطوط بین منطقه ای حذف و ماتریس ادمیتانس برای تک تک مناطق محاسبه می گردد. برای نمونه شبکه برق منطقه ای کرمان در شکل (۴-۶) رسم شده است. باس های سیرجان ۲، گل گهر، بردسیر، رفسنجان ۲، باغین، شهاب کرمان، مس سرچشمه، باس های بار غیر مرزی بوده و توسط روش حذف کرون حذف می گردد. ماتریس ادمیتانس شبکه کاهش داده شده در جدول ۴-۱ آورده شده است.



شکل (۴-۶) دیاگرام تک خطی شبکه کرمان

جدول ۴-۱ ماتریس ادمیتانس شبکه کاهش یافته کرمان

$155/324 - 106/46i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/297 + 13/975i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-6/673 + 37/497i$
$0 + 0i$	$7/778 - 43/877i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-7/778 + 43/976i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$7/014 - 35/769i$	$-7/014 + 35/872i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0/297 + 13/975i$	$0 + 0i$	$-7/014 + 35/872i$	$135/749 - 224/488i$	$0 + 0i$	$0/54 + 0/593i$	$0/821 + 19/631i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$3/545 - 66/478i$	$0 + 0i$	$-3/545 + 66/478i$
$0 + 0i$	$-7/778$	$0 + 0i$	$0/54 + 0 + 0i$	$0 + 0i$	$10/305$	$0/006 + 0 + 0i$

	+		0/593i		-	0/004i				
	43/976i				56/389i					
-6/673	+	0 + 0i	0/821	+	-3/545	+	0/006	+	26/596	-
37/497i			19/631i		66/478i		0/004i		166/078i	

کاهش مرتبه برای هر یک از مناطق به صورت جداگانه انجام می شود. و سپس خطوط بین منطقه ای اضافه و ماتریس ادمیتانس کل ساخته می شود. در جدول (4-2) تعداد باس های هر منطقه، تعداد باس های ژنراتور دار هر منطقه، تعداد باس های مرزی هر منطقه، و تعداد باس های هر منطقه پس از کاهش مرتبه درج شده است. در سطر آخر این جدول مجموع باس های شبکه قبل و بعد از کاهش مرتبه درج شده است. شبکه ایران شامل 297 باس 230 و 400 کیلو ولت می باشد. پس از کاهش مرتبه 147 باس باقی می ماند. کاهش تعداد باس ها به نصف باعث کاهش قابل توجه حجم محاسبات خواهد شد ضمن آنکه خطوط بین منطقه ای حفظ شده اند و لذا ظرفیت قابل انتقال بین نواحی قابل محاسبه می باشد.

تعداد باس پس از کاهش مرتبه	تعداد باس مرزی	تعداد باس ژنراتور دار	تعداد باس	استان
15	9	9	21	آذربایجان
8	7	3	11	گیلان
9	7	3	17	مازندران
5	1	4	9	خراسان
9	7	2	14	غرب
10	8	4	19	باختر
5	5	0	8	زنجان

22	12	14	51	تهران	ماتر
4	3	1	7	سمنان	یس
15	9	6	26	اصفهان	کاه
4	3	2	9	یزد	ش
7	3	4	14	کرمان	یافته
4	3	3	8	سیستان و بلوچستان	مناطق
7	5	2	19	هرمزگان	ق
11	5	6	25	فارس	۱۶
12	8	10	39	خوزستان	گانه
147	95	73	297	مجموع	

و دیاگرام تک خطی مناطق شانزده گانه ایران در پیوست درج شده است.

جدول 2-4 مشخصات باس های مناطق ۱۶ گانه

۴-۵- نتیجه

با توجه به اینکه ۱۶ شرکت برق منطقه ای و حدود ۳۰۰ باس ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت در شبکه ایران وجود دارد برای تعیین ظرفیت قابل انتقال بین مناطق مختلف ایران، نیاز به حجم زیاد محاسبات می باشد. برای کاهش حجم محاسبات، شبکه ایران کاهش مرتبه داده می شود. در روش معمول کاهش مرتبه، خطوط بین منطقه ای که در تعیین ظرفیت قابل انتقال بین مناطق از لحاظ قیود توان باید در نظر گرفته شوند از بین می روند. در این فصل شبکه ایران با حفظ خطوط بین منطقه ای کاهش مرتبه داده شد. بدین ترتیب شبکه ایران با حفظ خطوط بین

منطقه ای از ۲۹۷ باس به ۱۴۷ باس کاهش یافته و حجم محاسبات مورد نیاز برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال بین نواحی به صورت قابل توجهی کاهش می یابد.

فصل پنجم

محاسبه قابلیت انتقال توان در دسترس بین شرکت های برق منطقه ای مازندران و خراسان

۵-۱- مقدمه

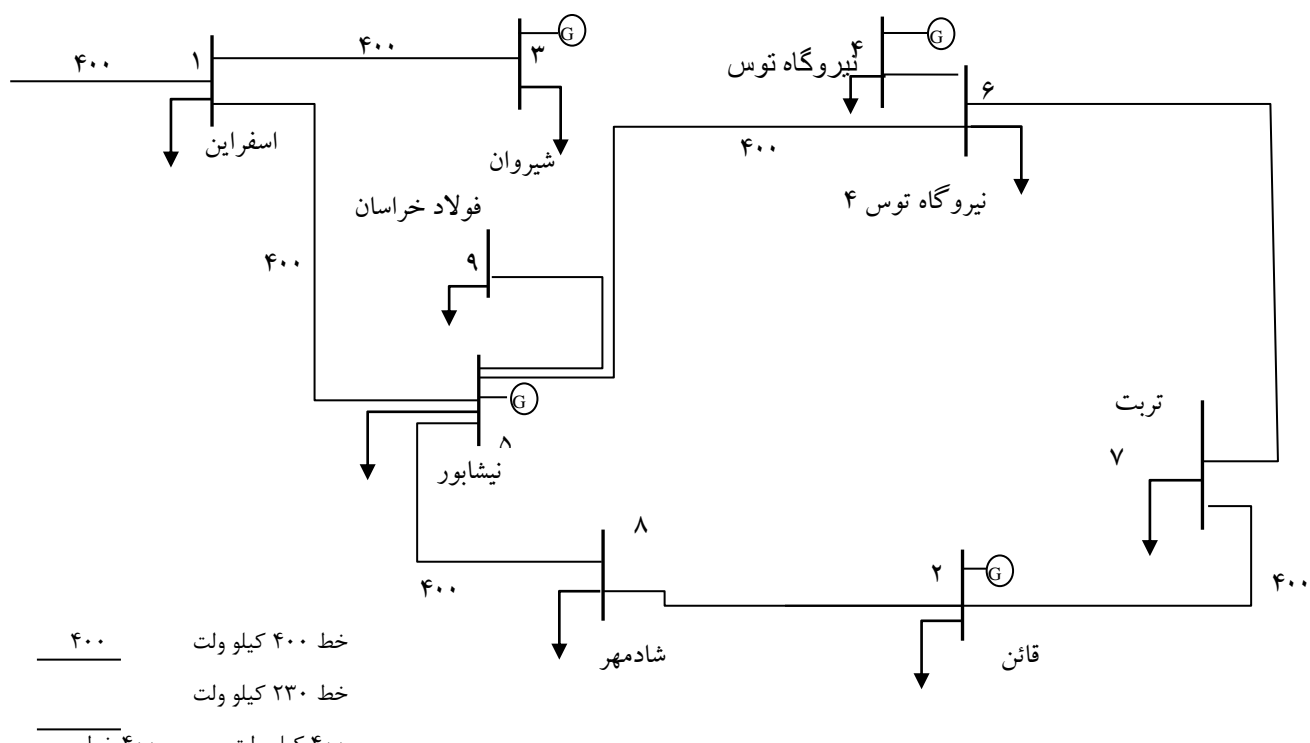
در این فصل برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال توان در دسترس بین شرکت های برق منطقه ای ایران روش پیشنهادی تشریح شده در فصل سوم مورد استفاده قرار می گیرد. در فصل چهارم شبکه ایران کاهش مرتبه داده شد. برای بالا بردن سرعت محاسبات از شبکه کاهش داده شده ایران استفاده می شود. در شبکه کاهش داده شده مناطق ۱۶ گانه ایران، ژنراتورها و باس های مرزی مورد نیاز برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس مشخص است.

۵-۲- محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس بین شرکت های برق منطقه ای مازندران و

خراسان

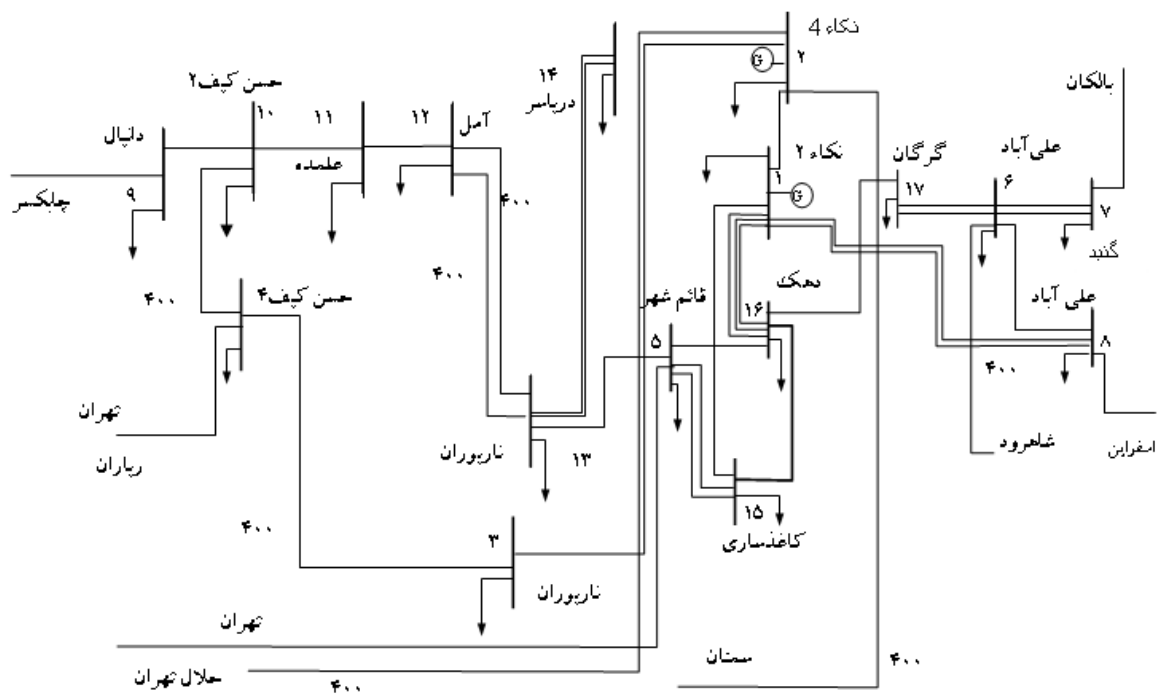
در این بخش ظرفیت قابل انتقال در دسترس بین شرکت های برق منطقه ای مازندران و خراسان با استفاده از شبکه کاهش داده شده این مناطق محاسبه می شود. دیاگرام تک خطی شبکه های مازندران و خراسان در شکل های ۱-۵ و ۲-۵ نشان داده شده است. ماتریس ادمیتانس کاهش یافته این مناطق در جداول ۱-۵ و ۲-۵ درج شده است. مقادیر حالت پایه توان اکتیو و راکتیو در جدول نتایج ۴-۵ آورده شده است. ابتدا ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه مازندران با خراسان ترکیب شده و ماتریس ادمیتانس کاهش یافته ترکیب دو منطقه مازندران و خراسان بدست می آید. این ماتریس در جدول ۳-۵ درج شده است. درایه هایی که با اضافه کردن خط بین منطقه ای تغییر می کند یعنی درایه های $Y_{8,8}$ ، $Y_{10,10}$ ، $Y_{10,8}$ ، $Y_{8,10}$ در جدول مشخص شده اند. شماره گذاری باس های شرکت های برق منطقه ای مازندران و خراسان پس از کاهش مرتبه مطابق جدول ۳-۵ می باشد. طبق الگوریتم پیشنهادی در فصل ۳، ظرفیت قابل انتقال در دسترس از شبکه مازندران به شبکه خراسان محاسبه می شود. با توجه به جدول ۲-۴ شبکه مازندران دارای ۱۷ باس می باشد. پس از کاهش مرتبه تعداد باس های آن به ۹ باس تقلیل می یابد که سه باس آن دارای ژنراتور و ۷ باس مرزی می باشند. همچنین شبکه خراسان دارای ۹ باس می باشد پس از کاهش مرتبه تعداد باس های آن به ۵ تقلیل می یابد که چهار باس آن دارای ژنراتور و یک باس آن

مرزی می باشد. خط انتقال بین باس علی آباد در مازندران و اسفراین در خراسان به عنوان خط بین منطقه ای برای محاسبات ظرفیت قابل انتقال در دسترس مورد بررسی قرار می گیرد. ظرفیت حرارتی این خط انتقال ۷۰۰ مگاوات می باشد. خطوط بین منطقه ای شبکه مازندران (به جز خط بین مازندران و خراسان) با بار یا تولید مدل شده است. در صورتی که توان از مازندران به مناطق دیگر انتقال داده شود مقدار توان انتقالی از این باس ها به مناطق دیگر به عنوان توان مصرفی در باس های مرزی لحاظ می شود اگر مازندران توان الکتریکی از مناطق دیگر دریافت کند مقدار این توان دریافتی به عنوان توان تولیدی در این باس ها لحاظ می شود.



جدول ۵-۱ ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه خراسان

$8/687 - 96/507i$	$0 + 0i$	$-5/262 + 60/22i$	$0 + 0i$	$8/687 - 96/507i$
$0 + 0i$	$3/105 - 24/156i$	$0 + 0i$	$-0/114 + 3/325i$	$0 + 0i$
$-5/262 + 60/22i$	$0 + 0i$	$5/262 - 60/002i$	$0 + 0i$	$-5/262 + 60/22i$
$0 + 0i$	$-0/114 + 3/325i$	$0 + 0i$	$1/481 - 23/367i$	$0 + 0i$
$-3/425 + 36/856i$	$-1/288 + 22/108i$	$0 + 0i$	$-1/177 + 20/353i$	$-3/425 + 36/856i$



شکل ۵-۲ دیاگرام تک خطی شبکه مازندران

جدول ۲-۵ ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه مازندران

$19/713 - 149/394i$	$-3/488 + 69/756i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-12/886 + 72/211i$	$-1/216 + 6/664i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-3/488 + 69/756i$	$13/952 - 182/752i$	$-5/033 + 54/177i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-5/432 + 59/931i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$-5/033 + 54/177i$	$11/21 - 111/046i$	$-3/301 + 36/773i$	$-1/255 + 18/182i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/135 + 1/753i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/301 + 36/773i$	$5/257 - 54/176i$	$-0/183 + 1/869i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-1/42 + 15/782i$
$-12/886 + 72/211i$	$0 + 0i$	$-1/255 + 18/182i$	$-0/183 + 1/869i$	$18/309 - 97/424i$	$-0/469 + 2/199i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/369 + 1/844i$
$-1/216 + 6/664i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/469 + 2/199i$	$15/695 - 109/151i$	$-10/246 + 60/175i$	$-1/956 + 39/507i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-10/246 + 60/175i$	$10/246 - 60/114i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$-5/432 + 59/931i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-1/956 + 39/507i$	$0 + 0i$	$7/388 - 98/575i$	$0 + 0i$

$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/135 + 1/753i$	$-1/42 + 15/782i$	$-0/369 + 1/844i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$2/29 - 19/457i$
----------	----------	-------------------	-------------------	-------------------	----------	----------	----------	------------------

جدول ۳-۵ ماتریس ادمیتانس کاهش یافته ترکیب دو منطقه خراسان و مازندران

	نکاء ۲	نکاء ۴ -	ناریوران	حسن کیف	قائم شهر	علی آباد ۲	گنبد	علی آباد ۴	دانیال	اسفراین	قائن	شیروان	طوس	نیشابور
نکاء ۲ -۱	$19/713 - 149/394i$	$-3/488 + 69/756i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-12/886 + 72/211i$	$-1/216 + 6/664i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
نکاء ۴ -۲	$-3/488 + 69/756i$	$13/952 - 182/752i$	$-5/033 + 54/177i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-5/432 + 59/931i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
ناریوران -۳	$0 + 0i$	$-5/033 + 54/177i$	$11/21 - 111/046i$	$-3/301 + 36/773i$	$-1/255 + 18/182i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/135 + 1/753i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
حسن کیف -۴	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/301 + 36/773i$	$5/257 - 54/176i$	$-0/183 + 1/869i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-1/42 + 15/782i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
قائم شهر -۵	$-12/886 + 72/211i$	$0 + 0i$	$-1/255 + 18/182i$	$-0/183 + 1/869i$	$18/309 - 97/424i$	$-0/469 + 2/199i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/369 + 1/844i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
علی آباد ۲ -۶	$-1/216 + 6/664i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/469 + 2/199i$	$15/695 - 109/151i$	$-10/246 + 60/175i$	$-1/956 + 39/507i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
گنبد -۷	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-10/246 + 60/175i$	$10/246 - 60/114i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
علی آباد ۴ -۸	$0 + 0i$	$-5/432 + 59/931i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-1/956 + 39/507i$	$0 + 0i$	$9/006 - 115/588i$	$0 + 0i$	$-1/619 + 17/741i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
دانیال -۹	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/135 + 1/753i$	$-1/42 + 15/782i$	$-0/369 + 1/844i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$2/29 - 19/457i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
اسفراین -۱۰	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-1/619 + 17/741i$	$0 + 0i$	$10/306 - 113/521i$	$0 + 0i$	$-5/262 + 60/22i$	$0 + 0i$	$-3/425 + 36/856i$
قائن -۱۱	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$3/105 - 24/156i$	$0 + 0i$	$-0/114 + 3/325i$	$-1/288 + 22/108i$	

-۱۲ شیروان	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-5/262 + 60/22i	0 + 0i	5/262 - 60/002i	0 + 0i	0 + 0i
-۱۳ طوس	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-0/114 + 3/325i	0 + 0i	1/481 - 23/367i	-1/177 + 20/353i	
-۱۴ نیشابور	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-3/425 + 36/856i	-1/288 + 22/108i	0 + 0i	-1/177 + 20/353i	8/786 - 78/506i

هدف محاسبه قابلیت انتقال توان در دسترس از منطقه مازندران (نیروگاه نکاء در باس های نکاء ۱ و ۲) به منطقه خراسان (باس های نیشابور، اسفراین، قائن، شیروان و طوس) می باشد. بار باس های ۱ تا ۵ منطقه خراسان شکل ۵-۱ (باس های ۱۰ تا ۱۴ شبکه کاهش یافته مازندران و خراسان) با ضریب یکسان نسبت به مقادیر اولیه آنها افزایش می یابد. به تبع آن توان تولیدی باس های تولیدی ۱ و ۲ نکاء نیز افزایش می یابد. نتایج حاصل از محاسبات طبق الگوریتم پیشنهادی فصل سوم در جدول ۴-۵ نشان داده شده است.

چنانچه بار منطقه خراسان توسط روش TSCOP با منظور نمودن قیود ولتاژ و حد توان خطوط انتقال حداکثر شود نتایج مندرج در ستون دوم جدول ۴-۵ حاصل خواهد شد. مطابق این جدول قابلیت انتقال توان در دسترس از منطقه مازندران به منطقه خراسان برابر است با :

(۱-۵)

$$ATC = (P_{d10} + P_{d11} + P_{d12} + P_{d13} + P_{d14}) - (P_{d10}^o + P_{d11}^o + P_{d12}^o + P_{d13}^o + P_{d14}^o) - TRM - CBM = 23/1013 - 21/51 - (0/04 \times 23/1013) = 0/66723 pu = 66/723 MW$$

قیود آزاد شده و بار افزایش می یابد تا به نقطه بحرانی برسیم. توان و بار در نقطه بحرانی مطابق ستون سوم جدول ۴-۵ می باشد. با توجه به این که ولتاژ باس ۱۳ در مقایسه با ولتاژ باسهای دیگر نسبت به تغییر بار منطقه خراسان

حساس تر است، معیار توقف (رسیدن به نقطه بحرانی) این است که $\frac{dP_{d13}}{dV_{d13}}$ به صفر نزدیک شود. منحنی ولتاژ توان

باسهای ۱۱ تا ۱۵ منطقه خراسان در شکلهای (۳-۵ الف) الی (۵-۳ ه) درج شده است. منحنی $\frac{dP}{dV}$ برای باس ۱۳

در شکل (۴-۵) درج شده است. منحنی ولتاژ توان راکتیو و ولتاژ توان ظاهری برای باس ۱۳ در شکلهای (۵-۵-۵)

الف) و (۵-۵ ب) درج شده است. مقایسه شکلهای (۳-۵ الف) تا (۵-۳ ه) نشان می دهد که ولتاژ باس ۱۳ حساس

ترین ولتاژ نسبت به باس های دیگر می باشد. با توجه به شکل (۳-۵ الف) و جدول (۴-۵) بار این باس در نقطه

بحرانی ۲۱/۱۵۵۱ مگا وات می باشد. برای رعایت حاشیه پایداری بار این باس باید کمتر یا مساوی ۰.۸۵٪ بار نقطه

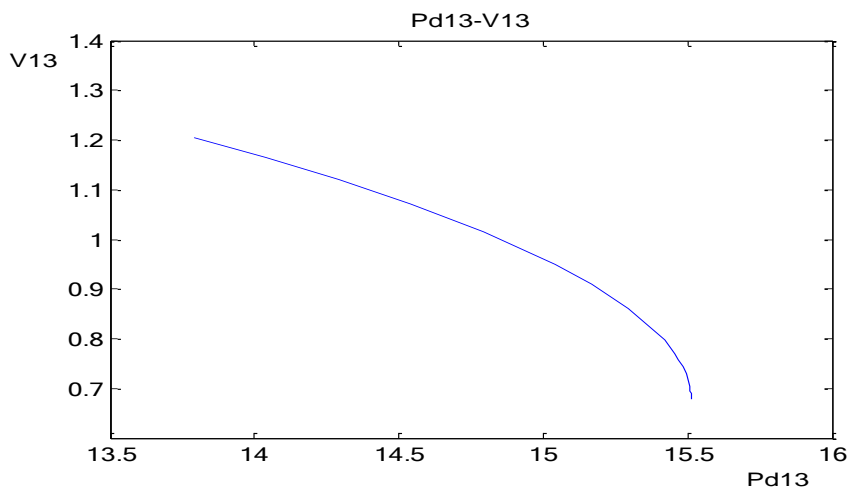
بحرانی یعنی کمتر یا مساوی ۱۳۱۸/۵۳ مگاوات باشد. در حالت پایه بار این باس ۱۳۷۵ مگاوات است که حاشیه پایداری ولتاژ را رعایت نمی کند. و باید کاهش یابد.

بار باس های ۱۰ تا ۱۴ منطقه خراسان در نقطه کار بحرانی برابر با ۶۲/۲۴۱۹ مگا وات می باشد. برای در نظر گرفتن حاشیه پایداری بار این باس ها باید کوچکتر یا مساوی ۸۵ درصد بار نقطه بحرانی یعنی کوچکتر یا مساوی ۵۶/۶۸۲۰ مگا وات باشد. قابلیت انتقال در دسترس با در نظر گرفتن حاشیه پایداری برابر است با :

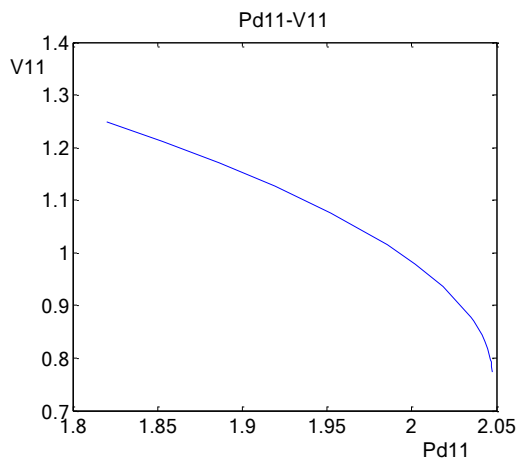
(۲-۵)

$$ATC = (P_{d10} + P_{d11} + P_{d12} + P_{d13} + P_{d14}) - (P_{d10}^o + P_{d11}^o + P_{d12}^o + P_{13}^o + P_{d14}^o) - TRM - CBM = 20/5668 - 21/51 - (0/04 \times 20/5668) = -1/02325 pu = -102/325 MW$$

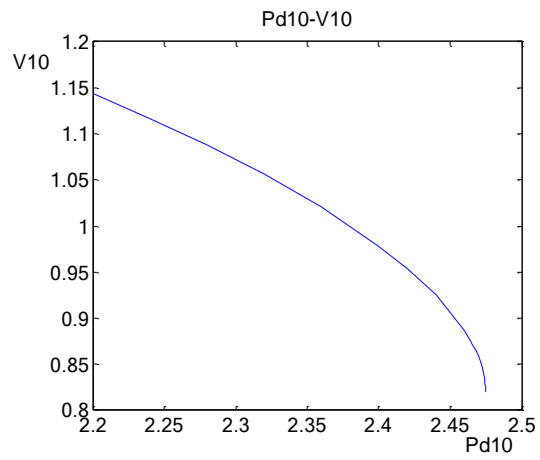
مشاهده می شود که ظرفیت قابل انتقال توان در دسترس با در نظر گرفتن قیود امنیتی برابر ۶۶/۷۲۳ مگاوات و ظرفیت قابل انتقال با در نظر گرفتن حاشیه پایداری ولتاژ برابر با ۱۰۲/۳۲۵- مگاوات می باشد لذا ظرفیت قابل انتقال در دسترس با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری ولتاژ ۱۰۲/۳۲۵- مگاوات می باشد. یعنی در نقطه کار پایه توان عبوری از خط بین ناحیه ای حاشیه پایداری ولتاژ را رعایت نمی کند و باید کاهش یابد. در نقطه کار پایه تولید خراسان ۲۳۰۸ مگاوات و بار خراسان ۲۷۳۳ مگاوات می باشد (بار با احتساب بارهای منظور شده در ماتریس ادمیتانس حساب شده است). لذا در نقطه کار پایه توان ۴۲۵ مگاوات از مازندران به خراسان وارد می شود برای رعایت حد پایداری ولتاژ این توان باید به میزان ۱۰۲/۳۲۵ مگاوات کاهش یابد یعنی توان ورودی به خراسان باید از ۴۲۵ مگاوات به ۳۲۲/۶۷۵ مگاوات کاهش یابد. تمامی مقادیر ولتاژها و توانهای باسها در نمودارهای ولتاژ-توان بر حسب پریونیت هستند.



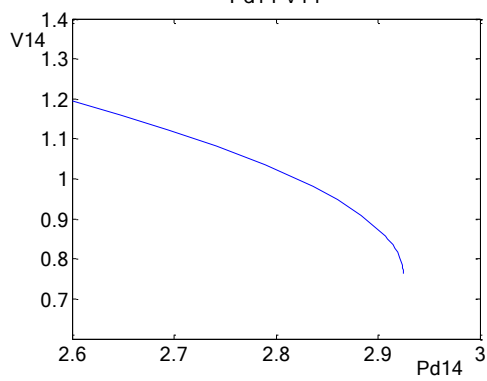
۳- الف : منحنی ولتاژ- توان باس ۱۳ (باس طوس)



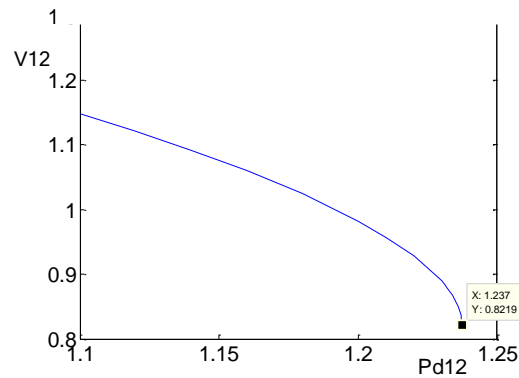
۳-ج : منحنی ولتاژ- توان اکتیو باس ۱۰
(باس اسفراین)



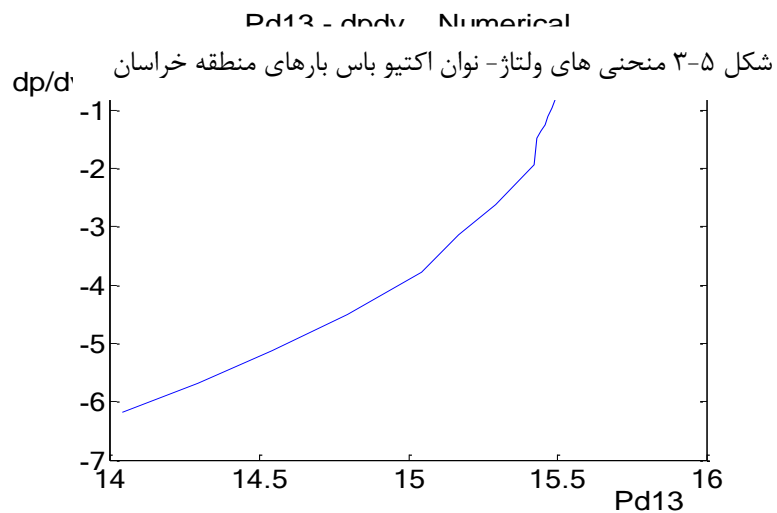
۳-ب : منحنی ولتاژ- توان اکتیو باس ۱۱
(باس قائن)



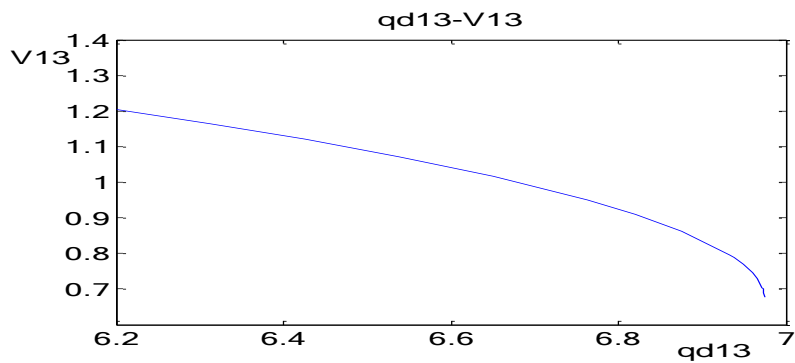
۵-ه : منحنی ولتاژ- توان اکتیو باس ۱۲
(باس شیروان)



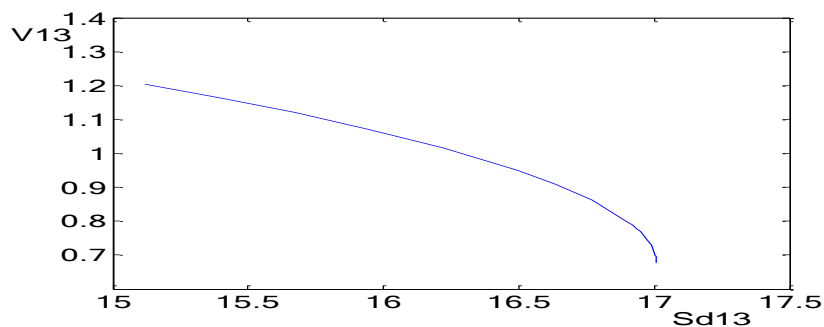
۵-د : منحنی ولتاژ- توان اکتیو باس ۱۴
(باس نیشابور)



۵-۴ : منحنی مشتق ولتاژ- توان باس ۱۳



۵- الف : منحنی ولتاژ- توان راکتیو باس ۱۳



۵- ب : منحنی ولتاژ- توان ظاهری باس ۱۳

شکل ۵-۵ منحنی ولتاژ- توان باس ۱۳

جدول ۴-۵ نتایج محاسبات قابلیت انتقال توان در دسترس شبکه مازندران - خراسان

سیرک	سوم	دوم	اول	UB
P_{g1}	2/42	1/2	1/931734	2/42
P_{g2}	17/2	21/79291	19/58792	22/2
P_{g3}	0	0	0	0
P_{g4}	0/135	0/135	0/135	0/135
P_{g5}	0	0	0	0
P_{g6}	0	0	0	0
P_{g7}	0/218	0/218	0/218	0/218
P_{g8}	0	0	0	0
P_{g9}	0/628	0/628	0/628	0/628
P_{g10}	0	0	0	0
P_{g11}	1/06	1/06	1/06	1/06
P_{g12}	1/08	1/08	1/08	1/08
P_{g13}	12/54	12/54	12/54	12/54
P_{g14}	8/4	8/4	8/4	8/4
P_{d1}	0	0	0	0

P_{d2}	4/216	4/216	4/216	4/216	4/216
P_{d3}	0	0	0	0	0
P_{d4}	0/52	0/52	0/52	0/52	0/52
P_{d5}	0/3	0/3	0/3	0/3	0/3
P_{d6}	2/02	2/02	2/02	2/02	2/02
P_{d7}	1/5	1/5	1/5	1/5	1/5
P_{d8}	0	0	0	0	0
P_{d9}	1/03	1/03	1/03	1/03	1/03
P_{d10}	2/2	2/362753	2/474737	2/2	2/6
P_{d11}	1/82	1/954641	2/047283	1/82	2/150909
P_{d12}	1/1	1/181377	1/237369	1/1	1/3
P_{d13}	13/79	14/81017	15/5121	13/79	16/29727
P_{d14}	2/6	2/792345	2/924689	2/6	3/072727
Q_{g1}	0	4/010379	4/190456	-40	40
Q_{g2}	0	0/577346	2/735797	-10	10
Q_{g3}	0	0	0	0	0
Q_{g4}	0	0	0	0	0
Q_{g5}	0	0	0	0	0
Q_{g6}	0	0	0	0	0
Q_{g7}	0	0	0	0	0
Q_{g8}	0	0	0	0	0
Q_{g9}	0	0	0	0	0
Q_{g10}	1	1	1	1	1
Q_{g11}	1	1	1	1	1
Q_{g12}	0/6	0/6	0/6	0/6	0/6
Q_{g13}	6	6	6	6	6
Q_{g14}	1	1	1	1	1
Q_{d1}	0	0	0	0	0
Q_{d2}	-0/855	-0/855	-0/855	-0/855	-0/855
Q_{d3}	0	0	0	0	0
Q_{d4}	0	0	0	0	0
Q_{d5}	1/245	1/245	1/245	1/245	1/245
Q_{d6}	0/69	0/69	0/69	0/69	0/69

Q_{d7}	0/725	0/725	0/725	0/725	0/725
Q_{d8}	0	0	0	0	0
Q_{d9}	0/498	0/498	0/498	0/498	0/498
Q_{d10}	1	1/073979	1/12488	1	100
Q_{d11}	0/91	0/977321	1/023641	0/91	100
Q_{d12}	0/55	0/590688	0/618684	0/55	100
Q_{d13}	6/2	6/658668	6/974259	6/2	100
Q_{d14}	1/3	1/396172	1/462345	1/3	100
δ_1		1/423906	1/077311	-1/5708	1/570796
δ_2		1/495439	1/139226	-1/5708	1/570796
δ_3		1/430647	1/076713	-1/5708	1/570796
δ_4		1/395068	1/041602	-1/5708	1/570796
δ_5		1/389686	1/041721	-1/5708	1/570796
δ_6		1/249203	0/909432	-1/5708	1/570796
δ_7		1/226349	0/884916	-1/5708	1/570796
δ_8		1/343475	1/009962	-1/5708	1/570796
δ_9		1/360108	1/00711	-1/5708	1/570796
δ_{10}		1/026137	0/718385	-1/5708	1/570796
δ_{11}		0/832066	0/495462	-1/5708	1/570796
δ_{12}		1/024202	0/714261	-1/5708	1/570796
δ_{13}		0/835535	0/393796	-1/5708	1/570796
δ_{14}		0/951326	0/665765	-1/5708	1/570796
V_1		1	1	1	1
V_2		1	1	1	1
V_3		0/977096	0/977058	0/9	1/1
V_4		0/965714	0/96561	0/9	1/1
V_5		0/96197	0/96114	0/9	1/1
V_6		0/916288	0/885097	0/9	1/1
V_7		0/9	0/86813	0/9	1/1
V_8		0/971487	0/934388	0/9	1/1
V_9		0/930776	0/930555	0/9	1/1
V_{10}		1/017625	0/819615	0/9	1/1
V_{11}		1/071406	0/773672	0/9	1/1

V_{12}	1/021298	0/821909	0/9	1/1
V_{13}	1/011502	0/677882	0/9	1/1
V_{14}	1/032097	0/763544	0/9	1/1

مشخصات جدول نتایج ۴-۵ به صورت زیر است.

حالت اول : حالت پایه سیستم

حالت دوم : پاسخ بهینه با در نظر گرفتن قیود امنیتی (TSCOPF)

حالت سوم : حالت بحرانی (قیود در این حالت آزاد شده است)

UB : حد بالای متغیرها

LB : حد پایین متغیرها

فصل ششم

نتیجه گیری و پیشنهادات

۶-۱- نتیجه گیری

یکی از نیازهای اساسی بازار برق داشتن اطلاعات ظرفیت قابل انتقال بین مناطق مختلف می باشد زیرا هنگام عقد قراردادهای دوطرفه بین مشتریان داشتن این اطلاعات الزامی است. در این پایان نامه یک روش برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس بین دو منطقه با در نظر گرفتن قیود امنیت شبکه و حاشیه پایداری ارائه شده است. در روش ارائه شده ابتدا با استفاده از پخش بار بهینه با قیود امنیتی، حداکثر توان انتقالی بین دو منطقه محاسبه می شود سپس ماکزیمم مقدار توان مصرفی بدست آمده در منطقه مصرف به صورت پله ای افزایش می یابد و در هر مرحله مشتق توان نسبت به ولتاژ محاسبه می شود و این روند تا جایی ادامه پیدا می کند تا به نقطه بحرانی یعنی شیب صفر برسیم. با مشخص شدن نقطه بحرانی، برای رعایت حاشیه پایداری، حداکثر بار منطقه مصرف را برابر با ۸۵٪ بار آن منطقه در نقطه بحرانی در نظر می گیریم. بدین ترتیب ماکزیمم مقدار توان انتقالی با در نظر گرفتن حاشیه پایداری بدست می آید. ظرفیت قابل انتقال در دسترس برابر با مینیمم مقدار بدست آمده از ۸۵٪ بار نقطه بحرانی و مقدار بدست آمده از پخش بار بهینه با قیود امنیتی در نظر گرفته میشود. این روش دارای سرعت

مناسب می باشد زیرا افزایش پله ای توان از نقطه حداکثر بار منطقه مصرف با در نظر گرفتن قیود امنیتی انجام می گیرد. این روش بر روی شبکه های ۴ باسه و ۸ باسه تست گردیده است.

در شبکه ۴ باسه ظرفیت قابل انتقال در دسترس با در نظر گرفتن قیود امنیتی برابر با ۴۹/۹۹۲ مگاوات، و با در نظر گرفتن حاشیه پایداری ۱۷۰/۸۸ مگاوات می باشد. بنابراین ظرفیت قابل انتقال در دسترس با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری ۴۹/۹۹۲ مگاوات می باشد. برای شبکه ۸ باسه ظرفیت قابل انتقال در دسترس با در نظر گرفتن قیود امنیتی برابر ۴۷۱/۸ مگاوات و با احتساب حاشیه پایداری، ۲۰۲۹/۵ مگاوات می باشد. لذا ظرفیت قابل انتقال با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری برابر با ۴۷۱/۸ مگاوات می باشد. برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال بین نواحی مختلف شبکه ایران ابتدا باید باسهای غیر ضروری حذف شوند تا حجم محاسبات کاهش یابد. در روش معمولی کاهش باس خطوط بین ناحیه ای شبکه کاهش یافته ترکیبی از خطوط بین ناحیه ای و خطوط حذف شده است و حد توان این خطوط مشخص نمی باشد. لذا تعیین ظرفیت قابل انتقال در دسترس مشکل می باشد. برای رفع این مشکل ابتدا یک روش برای حذف باس با حفظ خطوط بین منطقه ای ارائه شده است. در این روش باسهای ژنراتور دار و باسهای مرزی هر منطقه حفظ و بقیه باسها حذف می شوند. تعداد باسهای کل شبکه ایران ۲۹۷ می باشد پس از کاهش مرتبه تعداد باسها به ۱۴۷ باس کاهش می یابد. پس از کاهش باسهای شبکه ایران ظرفیت قابل انتقال بین شرکت برق منطقه ای مازندران و شرکت برق منطقه ای خراسان با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری ولتاژ محاسبه شده است. در نقطه کار داده شده ظرفیت قابل انتقال بین شبکه مازندران و خراسان با لحاظ کردن حاشیه پایداری برابر ۱۰۲/۳۲۵ - مگاوات و با لحاظ کردن قیود امنیتی برابر با ۶۶/۷۲۳ مگاوات می باشد. لذا ظرفیت قابل انتقال با در نظر گرفتن قیود امنیتی و حاشیه پایداری برابر با ۱۰۲/۳۲۵ - مگاوات می باشد. یعنی در نقطه کار پایه توان عبوری از خط بین ناحیه ای، حاشیه پایداری ولتاژ را رعایت نمی کند و باید به اندازه ۱۰۲/۳۲۵ مگاوات کاهش یابد.

۲-۶ - پیشنهادات

موارد زیر جهت ادامه کار پیشنهاد می شود.

- محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس با در نظر گرفتن همزمان قیود امنیتی و حاشیه پایداری در پخش بار بهینه

محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس طبق روش ارائه شده در فصل سوم در دو مرحله انجام می شود در مرحله اول با در نظر گرفتن قیود امنیتی پخش بار بهینه انجام می گیرد و در مرحله دوم حاشیه پایداری ولتاژ لحاظ می شود. پیشنهاد می شود که این دو مرحله همزمان اعمال شود تا باعث بالا رفتن سرعت محاسبات گردد.

- محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس با در نظر گرفتن قید امنیت $n-1$

در این پایان نامه محاسبه ظرفیت قابل انتقال بدون در نظر گرفتن خروج تجهیزات سیستم انجام شده است. برای داشتن حاشیه امنیت کافی ظرفیت قابل انتقال باید با در نظر گرفتن خروج یکی از تجهیزات سیستم محاسبه گردد. بنابر این پیشنهاد می شود این محاسبات با در نظر گرفتن قید امنیت $n-1$ انجام شود.

- محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس با در نظر گرفتن پایداری گذرا

روش های مورد استفاده برای محاسبه ظرفیت قابل انتقال در دسترس در این پایان نامه از جمله روش های ایستا هستند. پیشنهاد می شود با استفاده از روش های پویا و با در نظر گرفتن محدودیت های دینامیکی نظیر حد پایداری گذرا محاسبات انجام شود.

پیوست ها

پیوست الف- ملاحظه توان راکتیو در محاسبه ATC

الف ۱- روابط بین P و Q

الف 1-۱ - رابطه دایره ای P-Q خط انتقال

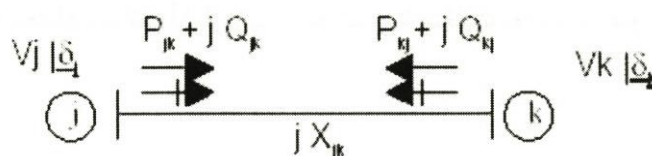
در این بخش مدل کوتاه و مدل π خط انتقال را مورد بررسی قرار می دهیم.

مدل خط انتقال کوتاه در شکل (الف-۱) نشان داده شده است. مطابق شکل ملاحظه می کنیم که در این مدل تنها

راکتانس خط در نظر گرفته می شود. معادله توان مختلط انتقالی از شین j به شین k را به صورت رابطه (الف-۱)

می توان نوشت.

$$P_{jk} + jQ_{jk} = V_j V_k Y_{jk} \sin(\delta_j \delta_k) + j(V_j^2 Y_{jk} - V_j V_k Y_{jk} \cos(\delta_j \delta_k)) \quad (\text{الف-۱})$$



شکل(الف-۱): مدل کوتاه خط انتقال

که در آن اندازه ولتاژ V_j و V_k متغیرهای حالت بوده و وابسته به شرایط بهره برداری سیستم قدرت می باشند در اینجا تبادل توان را به صورت افزایش توان اکتیو در یک یا چند شین و متناظراً کاهش در یک یا چند شین دیگر تعریف می کنیم. از معادله (الف-۱) داریم :

$$P_{jk}^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \sin(\delta_j \delta_k) \quad (\text{الف-۲})$$

$$(V_j^2 Y_{jk} - Q_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \cos^2(\delta_j \delta_k) \quad (\text{الف-۳})$$

با جمع دو رابطه (الف-۲) و (الف-۳) به رابطه (الف-۴) خواهیم رسید.

$$P_{jk}^2 + (V_j^2 Y_{jk} - Q_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (\text{الف-۴})$$

فرض می کنیم در حین تبادل توان اندازه ولتاژهای V_j و V_k تقریباً ثابت مانده که در نتیجه آن معادله به صورت معادله دایره ای با مختصات مرکز و اندازه شعاع زیر خواهد بود.

$$(P_{jko}, Q_{jko}) = (0, V_j^2 Y_{jk}) \quad \text{مشخصات مرکز} \quad (\text{الف-۵})$$

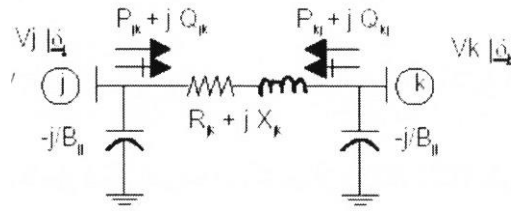
$$S_{jko} = V_j V_k Y_{jk} \quad \text{اندازه شعاع}$$

در نتیجه اگر اندازه ولتاژهای دو طرف خط انتقال در حین تبادل توان تغییرات زیادی نداشته باشند می توان رابطه P و Q انتقالی از خط را به صورت دایره ای در نظر گرفت.

توجه داریم که در حالت عمومی $S_{jk} \neq -S_{kj}$ بوده لذا معادله دایره ای توان های انتقالی از شین k به شین j با معادله متناظر آن از شین j به شین k متفاوت بوده و به صورت زیر می باشد.

$$P_{kj}^2 + (V_k^2 Y_{kj} - Q_{kj})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (\text{الف-۶})$$

همانطوریکه از دو رابطه (الف-۴) و (الف-۶) دیده می شود. این دو دایره دارای شعاع های برابری هستند، حال مدل π خط انتقال را مطابق با شکل (الف-۲) در نظر می گیریم.



شکل (الف-۲): مدل خط انتقال π

از معادلات خط انتقال داریم :

$$P_{jk}^2 + jQ_{jk} = V_j^2 G_{jk} - V_j V_k Y_{jk} \cos(\delta_j - \delta_k + \theta_{jk}) \quad (\text{الف-۷})$$

$$+ j(-V_j^2 + B_{jj} - V_j^2 B_{jk} - V_j V_k Y_{jk} \sin(\delta_j - \delta_k + \theta_{jk}))$$

که در آن :

$$G_{jk} + jB_{jk} = \frac{1}{(R_{jk} + jX_{jk})}$$

و θ_{jk} زاویه امپدانس سری می باشد.

معادله (الف-۷) را به صورت معادلات زیر در می آوریم :

$$P_{jk} + V_j^2 G_{jk} = -(V_j V_k Y_{jk}) \cos(\delta_j - \delta_k + \theta_{jk}) \quad (\text{الف-۸})$$

$$Q_{jk} + V_j^2 B_{jk} + V_j^2 B_{jj} = -V_j V_k Y_{jk} \sin(\delta_j - \delta_k + \theta_{jk}) \quad (\text{الف-۹})$$

با مربع کردن معادلات (الف-۸) و (الف-۹) و جمع آنها، معادله (الف-۱۰) حاصل خواهد شد.

$$(P_{jk} + V_j^2 G_{jk})^2 + (Q_{jk} + V_j^2 B_{jj} + V_j^2 B_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (\text{الف-۱۰})$$

که مشابه معادله (الف-۴) می باشد در این حالت در صورتی که اندازه ولتاژهای V_k و V_j در حین تبادل توان

تقریباً ثابت بمانند، می توان رابطه توان اکتیو و راکتیو انتقالی را به صورت رابطه دایره ای با مختصات مرکز و اندازه

شعاع زیر در نظر گرفت :

$$(P_{jko} + Q_{jko})^2 = (V_j^2 Q_{jk} + V_j^2 B_{jj} - V_j^2 B_{jk}) \quad (\text{الف-۱۱}) \quad \text{مختصات مرکز}$$

$$S_{jko} = V_j V_k Y_{jk} \quad (\text{الف-۱۲}) \quad \text{اندازه شعاع}$$

الف-۱-۲ - حدود حرارتی خط و ATC

یکی از مسایل مربوط به قیود امنیت سیستم، حد حرارت انتقال (بر حسب MVA) می باشد که در اینجا اندازه توان ظاهری خط انتقال مابین دو شین j و k را با S_{jk} و مقدار بیشینه آن را با S_{jk}^{\max} نشان می دهیم. از طرفی توجه داریم که برای یک تبادل توان به اندازه ΔP بین دو شین i و s ، مقدار اندازه S_{jk} باید از حد بیشینه خود کمتر باشد و لذا اگر S_{jk} از مقدار بیشینه اش S_{jk}^{\max} بیشتر شود خط دچار اضافه بار خواهد شد. بنابراین محاسبه ATC با ملاحظه قید حرارتی خط عبارت است از محاسبه حداکثر مقدار ΔP + برای تبادل بین دو شین i (فروشنده) و s (خریدار) به صورتی که برای هر دو شین j و k از سیستم قید حرارتی خط رعایت شود به عبارت دیگر

$$|S_{jk}| \leq S_{jk}^{\max}$$

الف-۱-۳ - ضرایب توزیع انتقال توان^{۴۱}

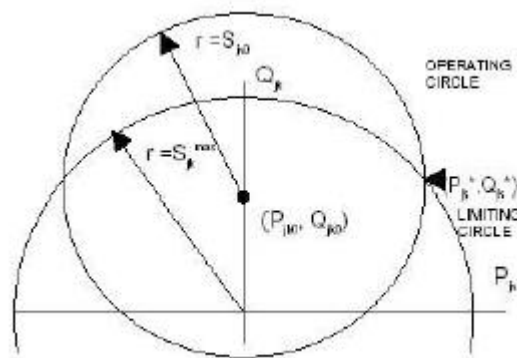
فرض می کنیم که تبادل ΔP بین دو شین i و s رخ می دهد، توان اکتیو تزریقی در شین i (و خارج شده در شین s) باعث تغییراتی در توان های عبوری خطوط می شود. تغییر توان انتقالی از مسیر خط jk (ΔP_{jk}) به صورت تقریبی با تزریق توان اکتیو در شین i و کاهش لحظه ای آن در شین s رابطه دارد. این رابطه از طریق ضریب توزیع انتقال توان مطابق زیر بیان می شود.

$$P_{i-s, jk} = \frac{\Delta P_{jk}}{\Delta P_i} \quad (\text{الف-۱۳})$$

الف-۱-۴ - دایره های محدودیت و بهره برداری

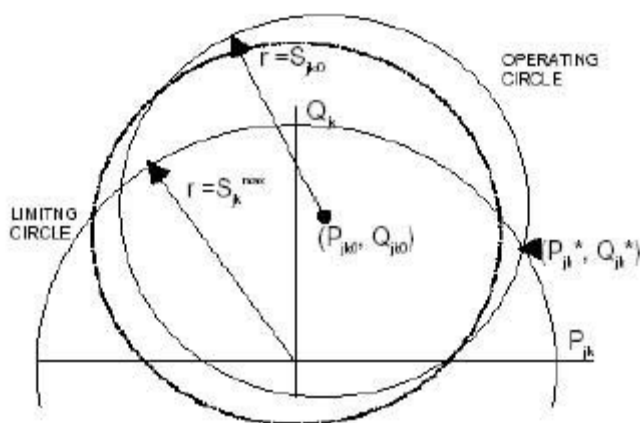
در صفحه $P_{jk} - Q_{jk}$ محدودیت حرارتی خط انتقال را می توان با دایره ای به مرکز مبدأ مختصات و شعاع $|S_{jk}|^{\max}$ نشان داد. همچنین با ملاحظه رابطه (الف-۱) در مدل خط کوتاه می توان دریافت که نقاط بهره برداری نیز بر روی دایره ای در صفحه $P_{jk} - Q_{jk}$ قرار دارند. که در شکل (الف-۳) هر دو دایره نشان داده شده اند.

⁴¹) Power Transfer Distribution Factor



شکل(الف-۳) : دایره های محدودیت و بهره برداری در مدل خط انتقال کوتاه

در صورتیکه مدل π از خط انتقال مورد بررسی قرار گیرد، دایره بهره برداری با رابطه (الف-۱۰) توصیف می شود. این دایره دارای شعاع مساوی با دایره بهره برداری بوده ولی مرکز آن به نقطه ذکر شده در رابطه (الف-۱۱) جا به جا شده است.



شکل(الف-۴): دایره های محدودیت و بهره برداری برای مدل π خط انتقال

الف ۲- ملاحظه توان راکتیو در محاسبه ATC

الف ۱-۲ بیشترین توان مختلط عبوری

از شکل های (الف-۳) و (الف-۴) می توان اطلاعات زیر را استخراج نمود.

- دایره های بهره برداری به صورت تقریبی مکان هندسی هر نقطه بهره برداری از خط انتقال jk در سمت شین j می باشد.

- در خط انتقال jk هر نقطه بهره برداری که داخل دایره محدودیت باشد به عنوان نقطه مجاز بهره برداری در نظر گرفته می شود.

- بیشترین توان مختلط عبوری از خط انتقال از تلاقی دو دایره محدودیت و دایره بهره برداری حاصل می شود نقطه تلاقی این دو دایره را با (P_{jk}^*, Q_{jk}^*) نشان می دهیم. این نقطه متناظر با نقطه بهره برداری است که در آن خط انتقال، در حالت نامی کار می کند. این نقطه به شرایط عملکرد سیستم، محل و مقدار تبادل توان و MVA نامی خط بستگی دارد. توجه داریم که تلاقی دو دایره، در دو نقطه پدید می آید و ما باید نقطه ای را که در آن ΔP مقدار مثبتی است را در نظر بگیریم. از طرفی برای ابتدا و انتهای خط انتقال دو دایره وجود دارد که باید دایره ای را در نظر بگیریم که زودتر به محدودیت می رسد.

برای مدل خط کوتاه بیشترین توان مختلط انتقالی از خط (P_{jk}^*, Q_{jk}^*) از حل معادلات (الف-۱۴) و (الف-۱۵) حاصل می شود.

$$P_{jk}^2 (V_j^2 Y_{jk} - Q_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (\text{الف-۱۴})$$

$$P_{jk}^2 + Q_{jk}^2 = (S_{jk}^{\max})^2 \quad (\text{الف-۱۵})$$

با باز کردن رابطه (الف-۱۴) و تفاضل آن از رابطه (الف-۱۵) به رابطه زیر می رسیم.

$$(V_j^2 Y_{jk})^2 - 2V_j^2 Y_{jk} Q_{jk} = (V_j V_k Y_{jk})^2 - (S_{jk}^{\max})^2 \quad (\text{الف-۱۶})$$

بنابراین

$$Q_{jk}^* = \left(\frac{1}{2} V_j^2 Y_{jk} \right) \left[(S_{jk}^{\max})^2 + (V_j^2 Y_{jk})^2 - (V_j V_k Y_{jk})^2 \right] \quad (\text{الف-۱۷})$$

و

$$P_{jk}^* = \left[(S_{jk}^{\max})^2 - Q_{jk}^{*2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{الف-۱۸})$$

مشابهاً روابط فوق را برای انتهای خط نیز می توان به دست آورد.

$$Q_{jk}^* = (2V_j^2 Y_{jk})^{-1} \left[(S_{jk}^{\max})^2 + (V_j^2 Y_{jk})^2 - (V_j V_k Y_{jk})^2 \right] \quad (\text{الف-۱۹})$$

$$P_{jk}^* = \left[(S_{kj}^{\max})^2 - Q_{kj}^{*2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{الف-۲۰})$$

واضح است که در صورت مشخص بودن مقادیر ولتاژها، معادلات (الف-۱۸) تا (الف-۲۰) را می توان مورد استفاده قرار داد.

برای تعیین P_{jk}^* و Q_{jk}^* برای خط انتقال با مدل π معادلات زیر را باید حل نماییم :

$$(P_{jk} - V_j^2 G_{jk})^2 + (Q_{jk} + V_j^2 B_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (\text{الف-۲۱})$$

$$P_{jk}^2 + Q_{jk}^2 = (S_{jk}^{\max})^2 \quad (\text{الف-۲۲})$$

این معادلات را با مختصات مرکز و شعاع ذکر شده در رابطه های (الف-۱۱) و (الف-۱۲) بازنویسی می کنیم.

$$(P_{jk} - P_{jko})^2 + (Q_{jk} - Q_{jko})^2 = S_{jko}^2 \quad (\text{الف-۲۳})$$

$$P_{jk}^2 + Q_{jk}^2 = (S_{jk}^{\max})^2 \quad (\text{الف-۲۴})$$

با بسط رابطه (الف-۲۰) و تفاضل آن با رابطه (الف-۲۱) داریم :

$$Q_{jk} = \left(\frac{1}{2} Q_{jko} \right) (-2P_{jk} \cdot P_{jko} + (S_{jk}^{\max})^2 + P_{jko}^2 + Q_{jko}^2 - S_{jko}^2) \quad (\text{الف-۲۵})$$

با تعریف

$$-Mo^2 = P_{jko}^2 + Q_{jko}^2 - S_{jko}^2 \quad (\text{الف-۲۶})$$

خواهیم داشت :

$$Q_{jk} = \left(\frac{1}{2} Q_{jko} \right) \left[(-2P_{jk} \cdot P_{jko} + (S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2) \right] \quad (\text{الف-۲۷})$$

با جایگزینی معادله (الف-۲۷) در معادله (الف-۲۴) می توان معادله شامل P_{jk}^* را مطابق زیر به دست آورد.

$$(P_{jko}^2 + Q_{jko}^2) P_{jk}^{*2} - P_{jko} \left((S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \right) P_{jk}^* + (S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \left((S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \right) / 4 - Q_{jko}^2 (S_{jk}^{\max})^2 = 0$$

(الف-۲۸)

معادله فوق یک معادله درجه ۲ بر حسب P_{jk}^* بوده و با تعریف مقادیر a, B و C به صورت زیر :

$$A = (P_{jko}^2 + Q_{jko}^2)$$

$$B = -P_{jko} \left((S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \right) \quad (\text{الف-۲۹})$$

$$C = \left[(S_{jk}^{\max})^2 - Mo_2 \right]^2 / 4 - Q_{jko}^2 (S_{jk}^{\max})^2$$

خواهیم داشت :

$$P_{jk}^* = (-B \pm (B^2 - 4AC)^{\frac{1}{2}}) / (2A) \quad (\text{الف-۳۰})$$

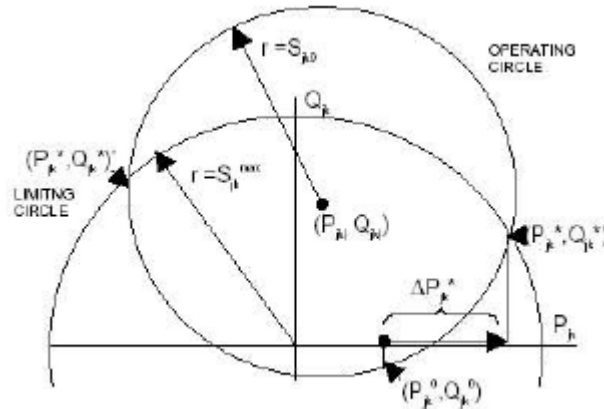
9

$$Q_{jk}^* = ((S_{jk}^{\max})^2 - P_{jk}^{*2})^{\frac{1}{2}} \quad (\text{الف-۳۱})$$

با حل معادلات (الف-۲۳) و (الف-۲۴)، معادلات (الف-۳۰) و (الف-۳۱) که نتایج ما می باشند، حاصل می شوند. البته این نتایج را به صورت گرافیکی نیز می توان مطابق شکل (الف-۵) به دست آورد. نقطه $(P_{jk}^{\circ}, Q_{jk}^{\circ})$ در شکل (الف-۵) نمایانگر نقطه بهره برداری اولیه می باشد.

فرض می کنیم که ضریب توزیع توان که به صورت رابطه $P_{i-s,jk} = \frac{\Delta P_{jk}}{\Delta P_i}$ تعریف می شود مقدار مثبتی داشته باشد.

با افزایش ΔP_i تزریقی، نقطه بهره برداری به سمت راست جابجا خواهد شد



شکل (الف-۵) : شرح گرافیکی حل معادله درجه دوم [25]

علاقه مندیم که مقدار مجاز تغییر توان P_{jk} که به صورت ΔP_{jk}^* تعریف می شود را تعیین نماییم. لذا موارد زیر را بیان می کنیم.

- تلاقی دایره ها در دو نقطه بهره برداری اتفاق می افتد.
- حل دستگاه درجه دوم، چهار جفت از نقاط $(P_{jk}^{\circ}, Q_{jk}^{\circ})$ را نتیجه می دهد که از بین چهار نقطه، دو نقطه (نقاط تقاطع) پاسخ های درست می باشند.
- یکی از نقاط تقاطع جواب مورد نظر ما می باشد و آن نقطه ای که متناظر با جهت ضریب توزیع می باشد. لذا پاسخ معادلات با مشخص کردن چهار نقطه و در نظر گرفتن نقطه بهره برداری اولیه و جهت ضریب توزیع توان می تواند مشخص گردد.

الف-۲- محاسبه ATC

فرض می کنیم نقطه بهره برداری اولیه خط انتقال با $P_{jk}^{\circ}, Q_{jk}^{\circ}$ نشان داده شود، تغییر در توان انتقالی خط جهت رسیدن به حد نامی آن با رابطه ΔP_{jk}^* به صورت زیر بیان می شود.

$$\Delta P_{jk}^* = P_{jk}^* - P_{jk}^{\circ} \quad (\text{الف-۳۱})$$

که در آن ΔP_{jk}^* را می توان با استفاده از رابطه (الف-۱۸) برای مدل خط کوتاه و یا رابطه (الف-۳۰) برای مدل π خط به دست آورد. با استفاده از رابطه (الف-۱۳) داریم :

$$\Delta P_{jk}^{*jk} = \Delta P_{jk}^* / P_{i-s,jk} \quad (\text{الف-۳۲})$$

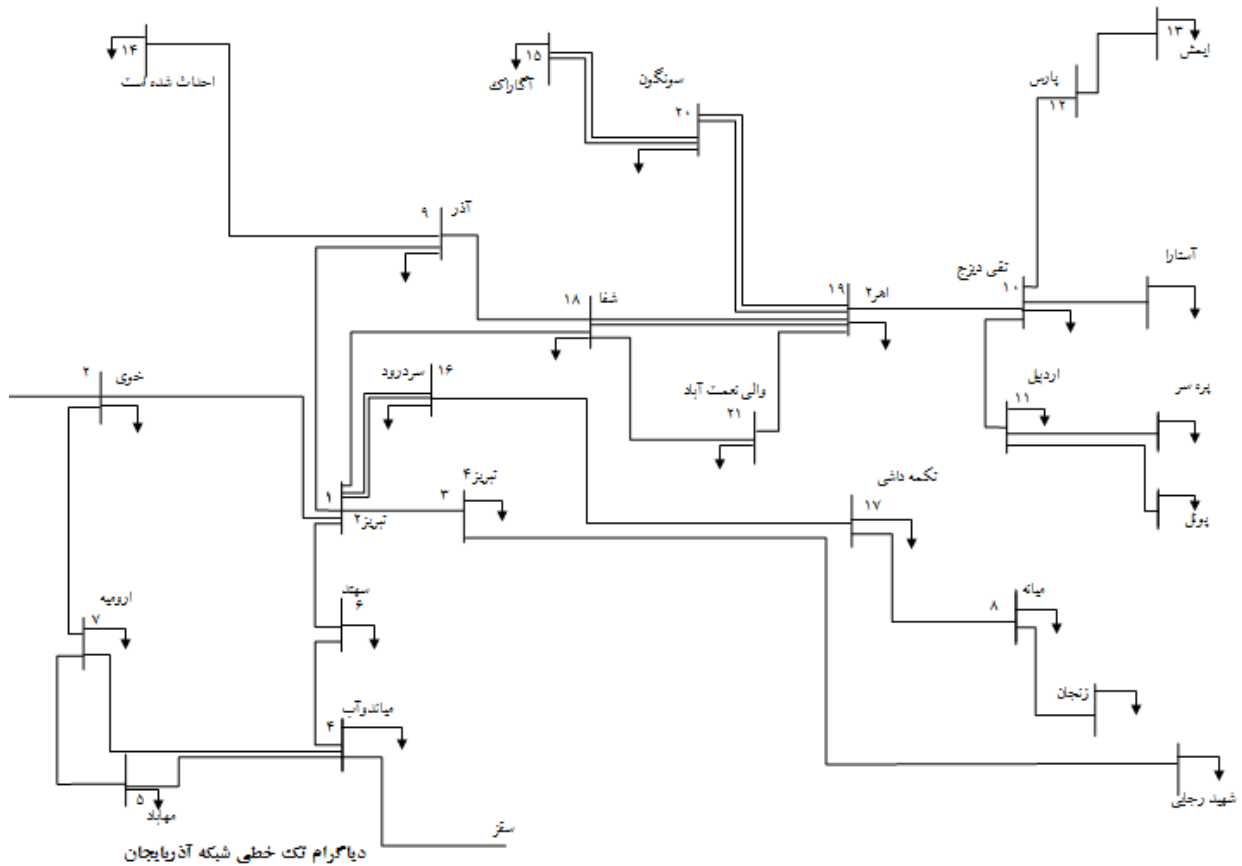
این مقدار (ΔP_{jk}^{*jk}) بیشترین تبادل بین دو شین i و s را در صورتی که خط jk دچار اضافه بار نشود، نشان می دهد. در محاسبات ATC باید کمترین مقدار ΔP_{jk}^{*jk} برای تمامی خطوط تعیین شود که در نتیجه آن مقدار ATC با قید حرارتی خطوط به صورت زیر خواهد بود.

$$ATC_{i-s}^{thermal} = \text{Min} (\Delta P_i^{*jk} \text{ خطوط}) \quad (\text{الف-۳۳})$$

پیوست ب- دیاگرام های تک خطی مناطق مختلف و ماتریس ادمیتانس کاهش یافته آنها

در این بخش دیاگرام های تک خطی مناطق ۱۶ گانه ایران رسم شده و ماتریس ادمیتانس کاهش یافته این مناطق درج شده است.

هر منطقه شامل n باس اولیه می باشد که پس از کاهش مرتبه به d باس تقلیل می یابد. شماره گذاری باسها در دیاگرام تک خطی مناطق به ترتیب از ژنراتورها و باسهای مرزی شروع شده و به باس بارها ختم می شود. بنابر این پس از کاهش مرتبه d باس اول که شامل ژنراتورها و باس های مرزی است حفظ شده و بقیه باسها که باس بار هستند حذف می شوند.

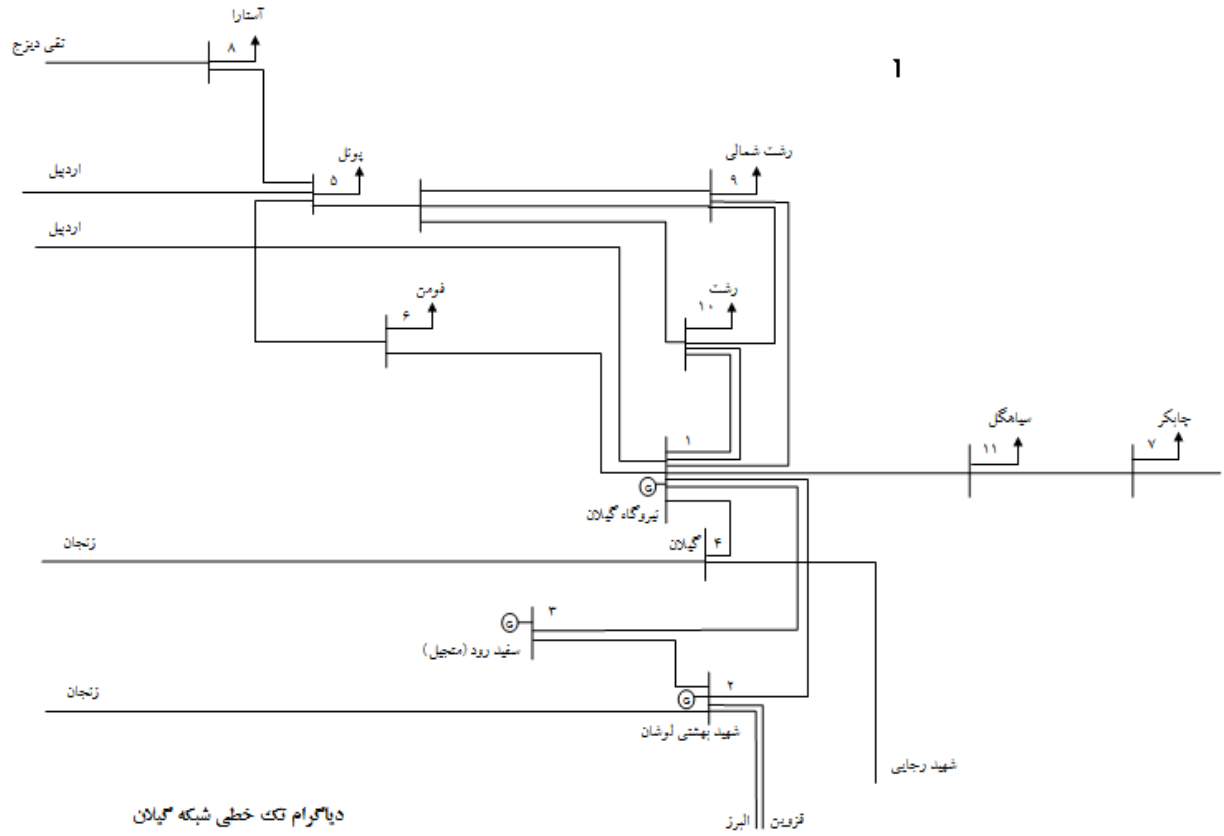


$$n = 21, d = 15$$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه آذربایجان

29/807 - + 219/993 i	-1/257 + 13/639i	-3/926 + 77/622i	0 + 0i	0 + 0i	-5/735 + 33/379i	0 + 0i	-0/999 + 7/321i	-13/626 + 83/019i	-0/24 + 2/055i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-0/178 + 1/594i
-1/257 + 13/639i	4/589 - 32/992i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-3/332 + 19/637i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
-3/926 + 77/622i	0 + 0i	3/926 - 77/622i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	14/043 - 82/434i	-6/227 + 36/929i	-7/816 + 45/609i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-6/227 + 36/929i	8/582 - 50/801i	0 + 0i	-2/354 + 13/958i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
-5/735 + 33/379i	0 + 0i	0 + 0i	-7/816 + 45/609i	0 + 0i	13/551 - 78/798i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i

$0 + 0i$	$-3/332 + 19/637i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-2/354 + 13/958i$	$0 + 0i$	$5/687 - 33/353i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-0/999 + 7/321i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$1/376 - 7/397i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-13/626 + 83/019i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$16/263 - 10090/786i$	$-0/468 + 4/034i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 10000i$	$-0/347 + 3/13i$
$-0/24 + 2/055i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/468 + 4/034i$	$13/546 - 78/86i$	$-10/444 + 61/312i$	$-1/554 + 9/161i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/324 + 2/381i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-10/444 + 61/312i$	$10/444 - 61/255i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-1/554 + 9/161i$	$0 + 0i$	$4/934 - 29/427i$	$-3/379 + 20/405i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/379 + 20/405i$	$3/379 - 20/362i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 10000i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 - 10000i$	$0 + 0i$
$-0/178 + 1/594i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/347 + 3/13i$	$-0/324 + 2/381i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$1/412 - 7/199i$

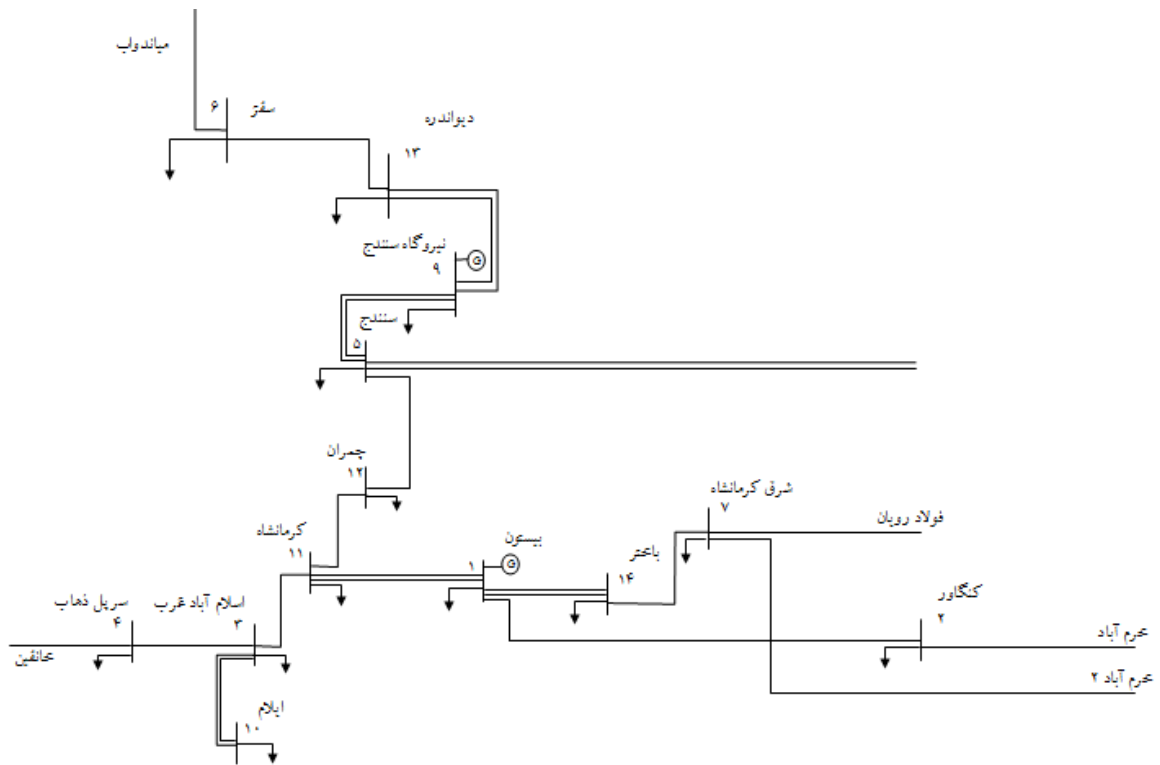


دیگرام تک خطی شبکه گیلان

$$n=11, d=8$$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه گیلان

$27/871 - 188/857i$	$-2/822 + 16/645i$	$-5/862 + 22/327i$	$-4/088 + 82/442i$	$-2/704 + 12/758i$	$-6/35 + 36/243i$	$-2/502 + 17/018i$	$0 + 0i$
$-2/822 + 16/645i$	$2/822 - 16/592i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-5/862 + 22/327i$	$0 + 0i$	$5/862 - 22/292i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-4/088 + 82/442i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$4/088 - 82/442i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-2/704 + 12/758i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$5/73 - 23/151i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-2/729 + 10/355i$
$-6/35 + 36/243i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$6/35 - 36/217i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-2/502 + 17/018i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$2/927 - 17/131i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-2/729 + 10/355i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$2/729 - 10/279i$

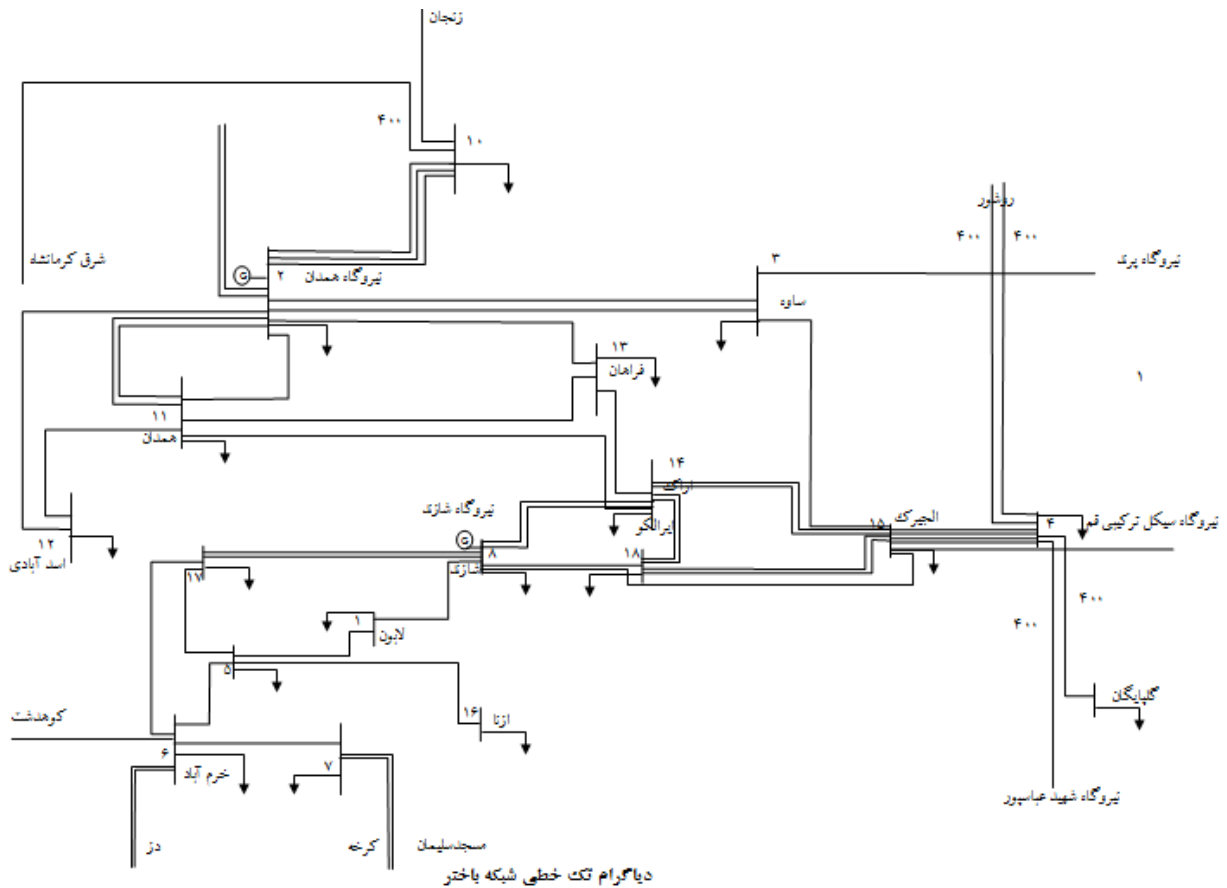


دیاگرام تک خطی شبکه غرب

$$n=14, d=9$$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه غرب

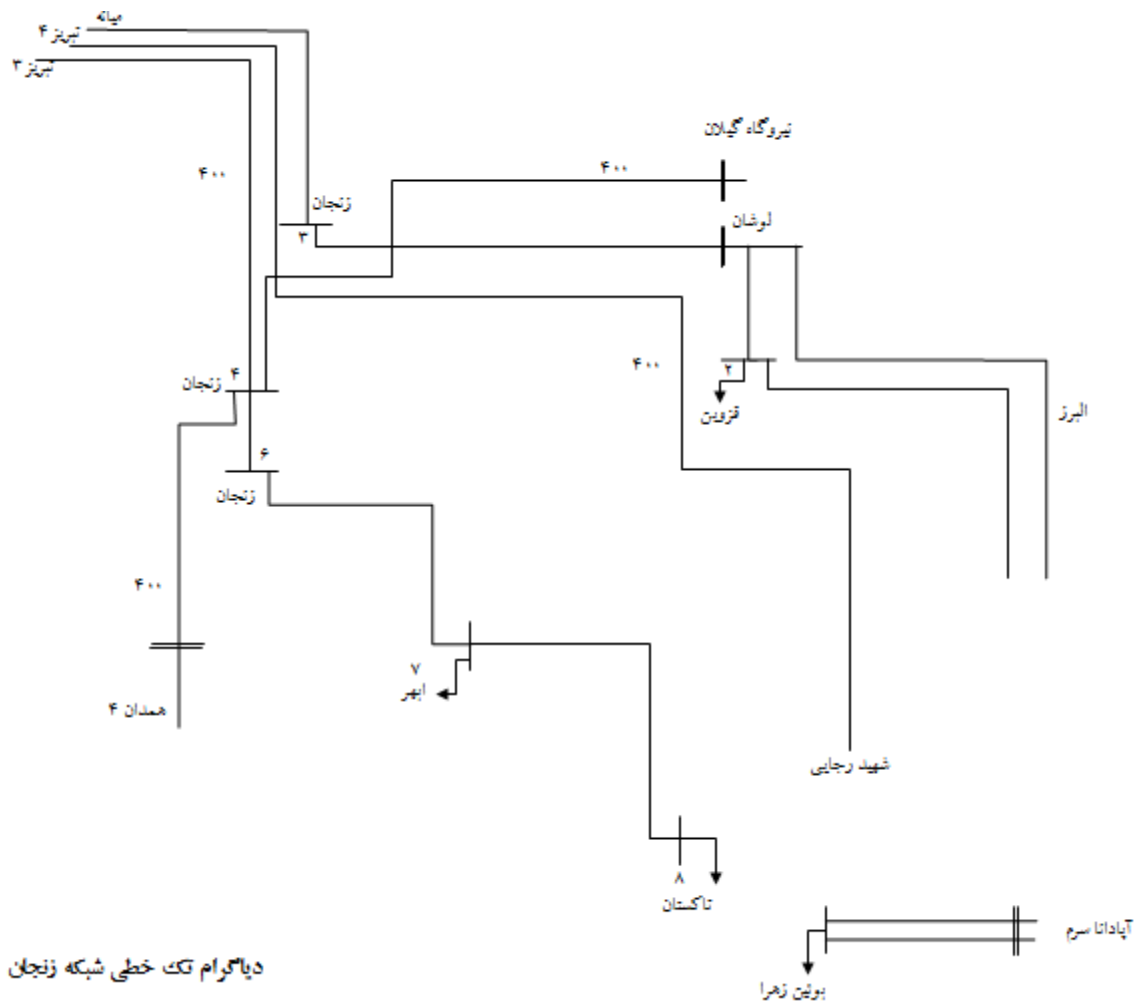
13/304 - 88/224i	-2/396 + 14/107i	-5/11 + 34/346i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-1/913 + 38/108i	0 + 0i	0 + 0i
-2/396 + 14/107i	2/396 - 14/045i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
-5/11 + 34/346i	0 + 0i	12/404 - 66/908i	-5/52 + 32/109i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	-5/52 + 32/109i	5/52 - 31/996i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	46/653 - 266/249i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-46/653 + 266/338i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	1/904 - 10/737i	0 + 0i	0 + 0i	-1/686 + 10/732i
-1/913 + 38/108i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	1/971 - 38/14i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-46/653 + 266/338i	-1/686 + 10/732i	0 + 0i	0 + 0i	48/854 - 277/022i



7/497 - 34/808i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-4/706 + 21/176i	0 + 0i	0 + 0i	-2/791 + 13/739i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	10/559 - 86/338i	-2/465 + 14/183i	-0/152 + 2/308i	-0/045 + 0/219i	0 + 0i	0 + 0i	-1/104 + 9/142i	0 + 0i	-2/934 + 59/261i
0 + 0i	-2/465 + 14/183i	4/124 - 21/588i	-0/319 + 2/401i	-0/063 + 0/226i	0 + 0i	0 + 0i	-1/091 + 5/105i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	-0/152 + 2/308i	-0/319 + 2/401i	4/158 - 50/617i	-0/208 + 1/935i	0 + 0i	0 + 0i	-2/015 + 43/359i	0 + 0i	0 + 0i
-4/706 + 21/176i	-0/045 + 0/219i	-0/063 + 0/226i	-0/208 + 1/935i	24/802 - 112/649i	-17/309 + 78/81i	0 + 0i	-1/551 + 10/299i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-17/309 + 78/81i	23/363 - 142/709i	-2/044 + 41/221i	-0/682 + 5/076i	-2/907 + 17/637i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-2/044 + 41/221i	2/044 - 41/221i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
-2/791 + 13/739i	-1/104 + 9/142i	-1/091 + 5/105i	-2/015 + 43/359i	-1/551 + 10/299i	-0/682 + 5/076i	0 + 0i	14/87 - 88/372i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-2/907 + 17/637i	0 + 0i	0 + 0i	3/635 - 17/933i	0 + 0i
0 + 0i	-2/934 + 59/261i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	2/934 - 59/261i

$$n=19, d=10$$

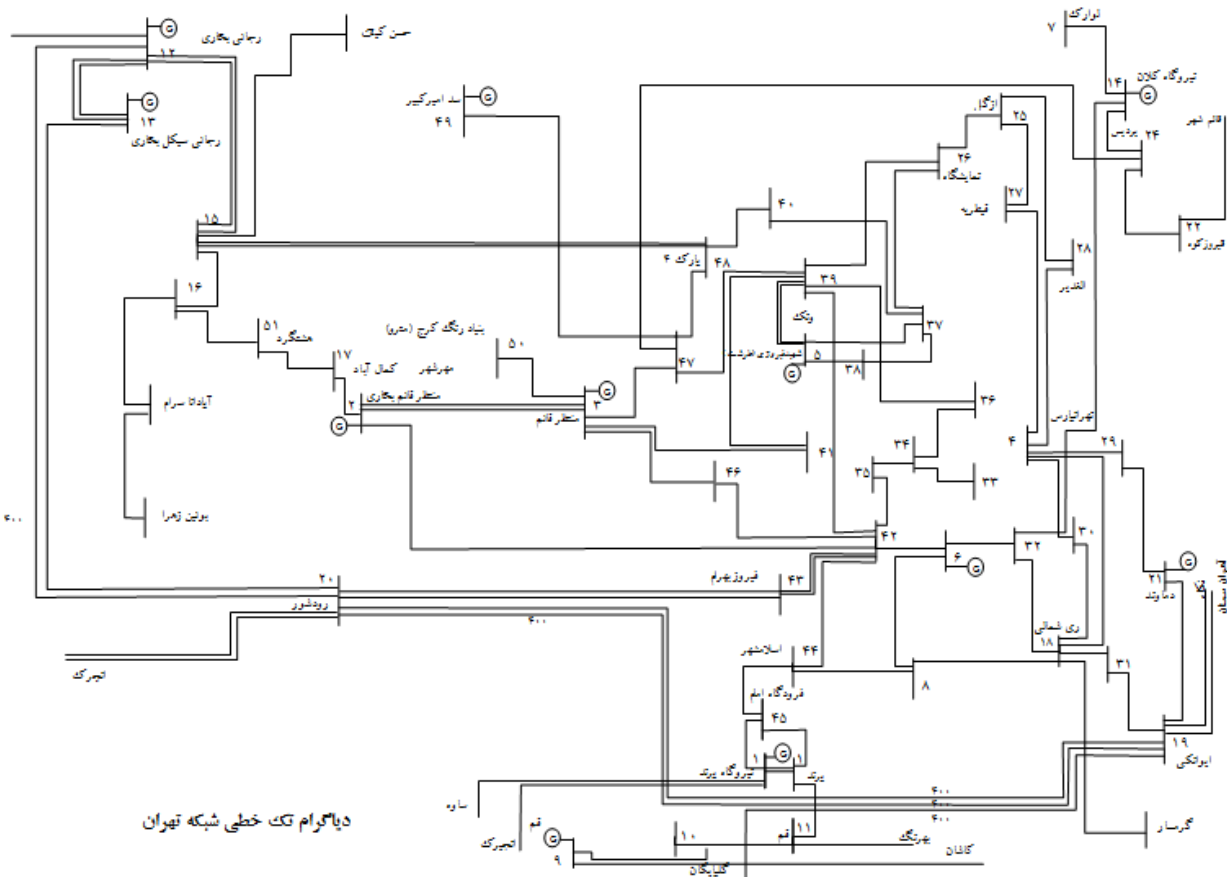
ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه باختر



$n=8, d=5$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه زنجان

0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	110/495 - 130/539i	-2/241 + 58/52i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	-2/241 + 58/52i	2/903 - 58/915i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i



دیباگرام تک خطی شبکه تهران

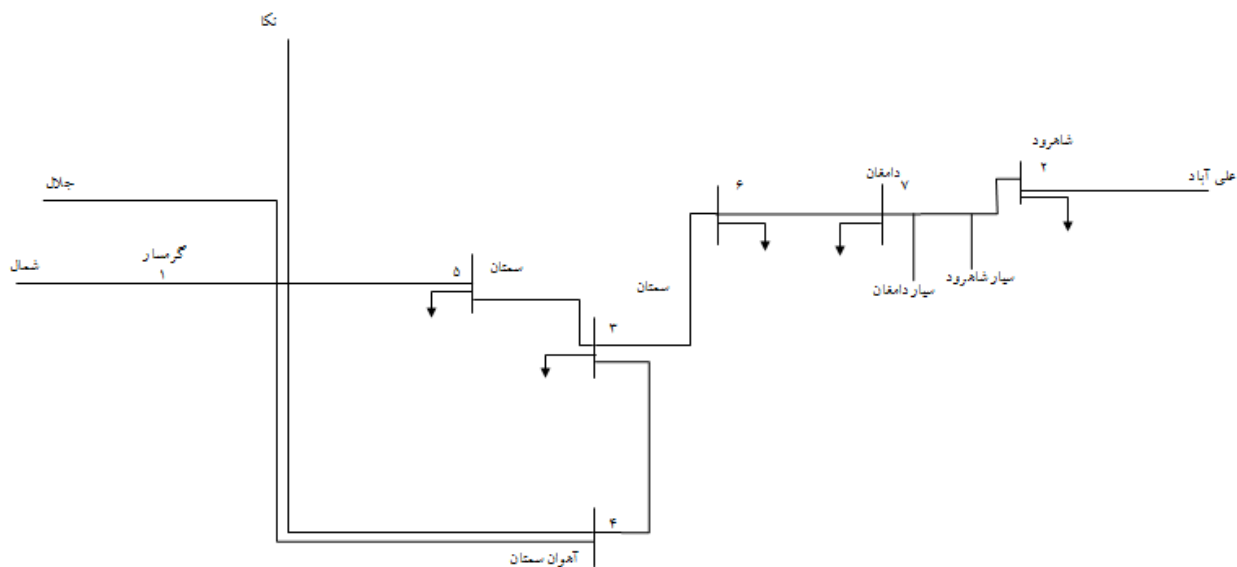
16/55 - 79/181i	0/253 + 1/232i	0/331 + 0/649i	0/006 - 0/003i	0/308 + 0/371i	0 + 0i	0 + 0i	0/732 + 23/083i	-1/314 + 7/51i	0 + 0i	-0/442 + 3/67i
0/253 + 1/232i	355/488 - 1944/952i	-319/326 + 1762/654i	0/024 - 0/006i	0/821 + 1/613i	0 + 0i	0 + 0i	0/878 + 8/719i	0 + 0i	0 + 0i	0/021 + 0/045i
0/331 + 0/649i	-319/326 + 1762/654i	384/691 - 1969/05i	3/764 + 4/693i	8/584 + 14/796i	0 + 0i	0 + 0i	1/833 + 4/735i	0 + 0i	0 + 0i	0/019 + 0/022i
0/006 - 0/003i	0/024 - 0/006i	3/764 + 4/693i	137/57 - 383/755i	2/158 + 0/463i	0 + 0i	0 + 0i	0/042 - 0/016i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0/308 + 0/371i	0/821 + 1/613i	8/584 + 14/796i	2/158 + 0/463i	82/845 - 275/409i	0 + 0i	0 + 0i	1/871 + 2/786i	0 + 0i	0 + 0i	0/015 + 0/011i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	78/893 - 210/683i	-4/677 + 23/273i	-10/14 + 61/622i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-4/677 + 23/273i	17/867 - 110/845i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0/732 + 23/083i	0/878 + 8/719i	1/833 + 4/735i	0/042 - 0/016i	1/871 + 2/786i	-10/14 + 61/622i	0 + 0i	79/399 - 370/906i	0 + 0i	0 + 0i	0/006 + 1/963i
-1/314 + 7/51i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	38/77 - 230/239i	-17/781 + 101/487i	-19/675 + 121/433i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-17/781 + 101/487i	28/171 - 167/839i	-10/389 + 66/402i
-0/442 + 3/67i	0/021 + 0/045i	0/019 + 0/022i	0 + 0i	0/015 + 0/011i	0 + 0i	0 + 0i	0/006 + 1/963i	-19/675 + 121/433i	-10/389 + 66/402i	31/508 - 194/943i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0/003 + 0i	0/01 + 0/002i	1/46 + 1/449i	0/008 - 0/008i	0/7 + 0/44i	0 + 0i	-13/19 + 87/62i	0/018 + 0/001i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0/037 + 0/031i	0/111 + 0/143i	3/333 + 8/694i	0/217 + 0/003i	3/444 + 15/83i	0 + 0i	0 + 0i	0/237 + 0/239i	0 + 0i	0 + 0i	0/002 + 0/001i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	-24/791 + 130/738i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0/168 + 0/109i	0/527 + 0/538i	0/509 + 0/2i	-0/688 + 75/442i	1/554 + 0/56i	8/285 + 53/486i	0 + 0i	-24/221 + 150/435i	0 + 0i	0 + 0i	0/007 + 0/003i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i

$-2/682 + 20/519i$	$0/632 + 5/66i$	$1/224 + 3/064i$	$0/027 - 0/011i$	$1/235 + 1/798i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$2/426 + 10/277i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/032 + 0/05i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/181 + 56/401i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0/001 + 0i$	$0/003 + 0/001i$	$0/368 + 0/417i$	$0/002 - 0/002i$	$0/181 + 0/131i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/005 + 0/001i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$

$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/003 + 0i$	$0/037 + 0/031i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/168 + 0/109i$	$0 + 0i$	$-2/682 + 20/519i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/01 + 0/002i$	$0/111 + 0/143i$	$0 + 0i$	$-24/791 + 130/738i$	$0/527 + 0/538i$	$0 + 0i$	$0/632 + 5/66i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$1/46 + 1/449i$	$3/333 + 8/694i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/509 + 0/2i$	$0 + 0i$	$1/224 + 3/064i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/008 - 0/008i$	$0/217 + 0/003i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-0/688 + 75/442i$	$0 + 0i$	$0/027 - 0/011i$	$-3/181 + 56/401i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/7 + 0/44i$	$3/444 + 15/83i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$1/554 + 0/56i$	$0 + 0i$	$1/235 + 1/798i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$8/285 + 53/486i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-13/19 + 87/62i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/018 + 0/001i$	$0/237 + 0/239i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-24/221 + 150/435i$	$0 + 0i$	$2/426 + 10/277i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/002 + 0/001i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/007 + 0/003i$	$0 + 0i$	$0/032 + 0/05i$	$0 + 0i$
$732/093 - 10202/419i$	$-698/815 + 9706/632i$	$0 + 0i$	$-29/499 + 442/478i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/78 + 53/788i$	$0 + 0i$
$-698/815 + 9706/632i$	$702/594 - 9760/096i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/78 + 53/788i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$35/974 - 142/411i$	$0/542 + 0/414i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/007 - 0/005i$	$0 + 0i$	$0/012 + 0i$	$0 + 0i$
$-29/499 + 442/478i$	$0 + 0i$	$0/542 + 0/414i$	$39/555 - 592/46i$	$-4/088 + 82/442i$	$0 + 0i$	$0/161 + 0/024i$	$0 + 0i$	$0/156 + 0/153i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-4/088 + 82/442i$	$26/81 - 142/195i$	$5/497 + 12/906i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$5/497 + 12/906i$	$37/168 - 173/048i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/007 - 0/005i$	$0/161 + 0/024i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$85/076 - 451/996i$	$-3/881 + 65/586i$	$0/714 + 0/559i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/881 + 65/586i$	$780/519 - 4032/284i$	$-7/409 + 121/499i$	$-769/231 + 3846/154i$
$-3/78 + 53/788i$	$-3/78 + 53/788i$	$0/012 + 0i$	$0/156 + 0/153i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/714 + 0/559i$	$-7/409 + 121/499i$	$23/368 - 311/913i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-769/231 + 3846/154i$	$0 + 0i$	$772/41 - 3901/906i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$2/17 + 7/923i$	$0/139 + 0/122i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0/002 - 0/001i$	$0 + 0i$	$0/003 + 0i$	$0 + 0i$

$n=51, d=22$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه تهران



دیگرام تک خطی شبکه سمنان

$$n=7, d=4$$

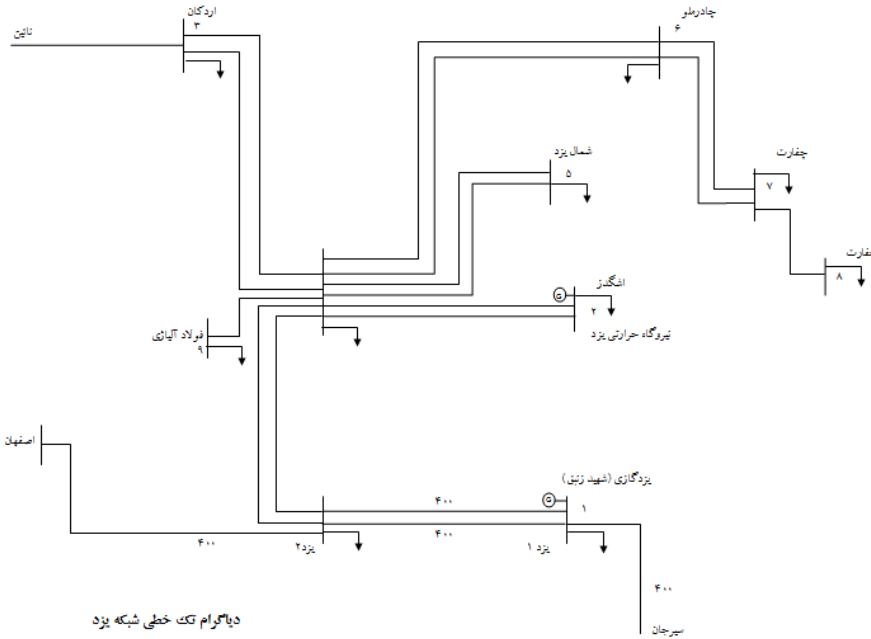
ماتریس ادمیتانس کاهش یافته سمنان

$2/045 - 11/67i$	$0 + 0i$	$1/992 + 6/47i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$4/382 - 13/252i$	$1/517 + 2/122i$	$0 + 0i$
$1/992 + 6/47i$	$1/517 + 2/122i$	$44/137 - 110/156i$	$-2/044 + 41/221i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-2/044 + 41/221i$	$2/044 - 41/221i$

$-0/172 + 0/994i$	$0 + 0i$	$-1/844 + 10/194i$	$-0/51 + 7/346i$	$-0/096 + 1/393i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-10/309 + 106/529i$	$0 + 0i$
$-0/046 + 0/224i$	$0 + 0i$	$-0/488 + 2/294i$	$-0/167 + 1/658i$	$-1/188 + 15/681i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-750/469 + 8630/394i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-10/481 + 113/979i$	$-38/911 + 622/568i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/098 + 33/729i$	$0 + 0i$
$4/403 - 26/55i$	$-3/129 + 18/594i$	$-0/267 + 1/557i$	$-0/068 + 1/121i$	$-0/013 + 0/213i$
$-3/129 + 18/594i$	$3/129 - 18/547i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-0/267 + 1/557i$	$0 + 0i$	$11/12 - 68/638i$	$-0/781 + 11/502i$	$-0/148 + 2/181i$
$-0/068 + 1/121i$	$0 + 0i$	$-0/781 + 11/502i$	$42/803 - 482/134i$	$-8/194 + 96/991i$
$-0/013 + 0/213i$	$0 + 0i$	$-0/148 + 2/181i$	$-8/194 + 96/991i$	$799/638 - 9374/905i$

$n=27, d=15$

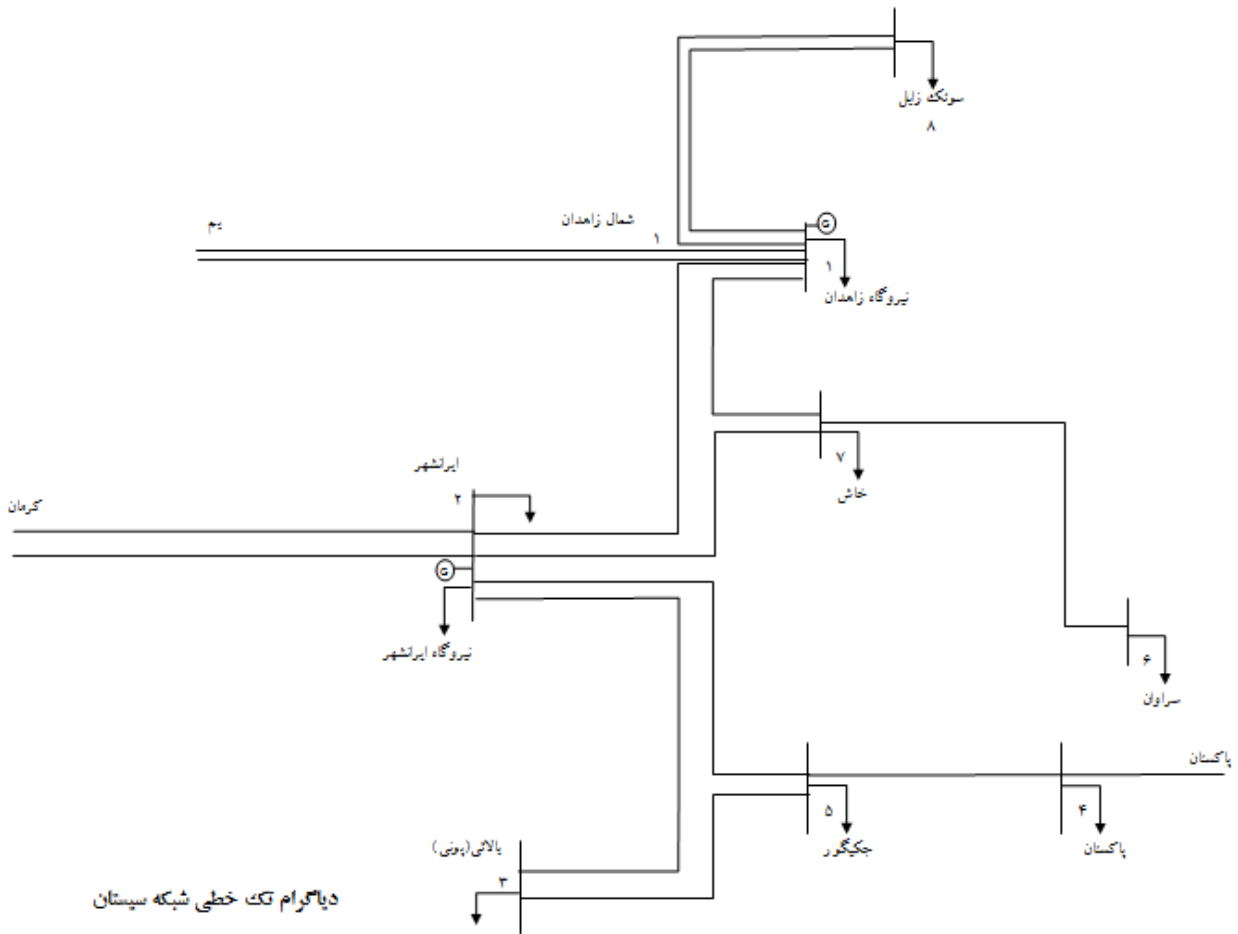
ماتریس ادمیتانس کاهش یافته شبکه اصفهان



$n=9, d=4$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته یزد

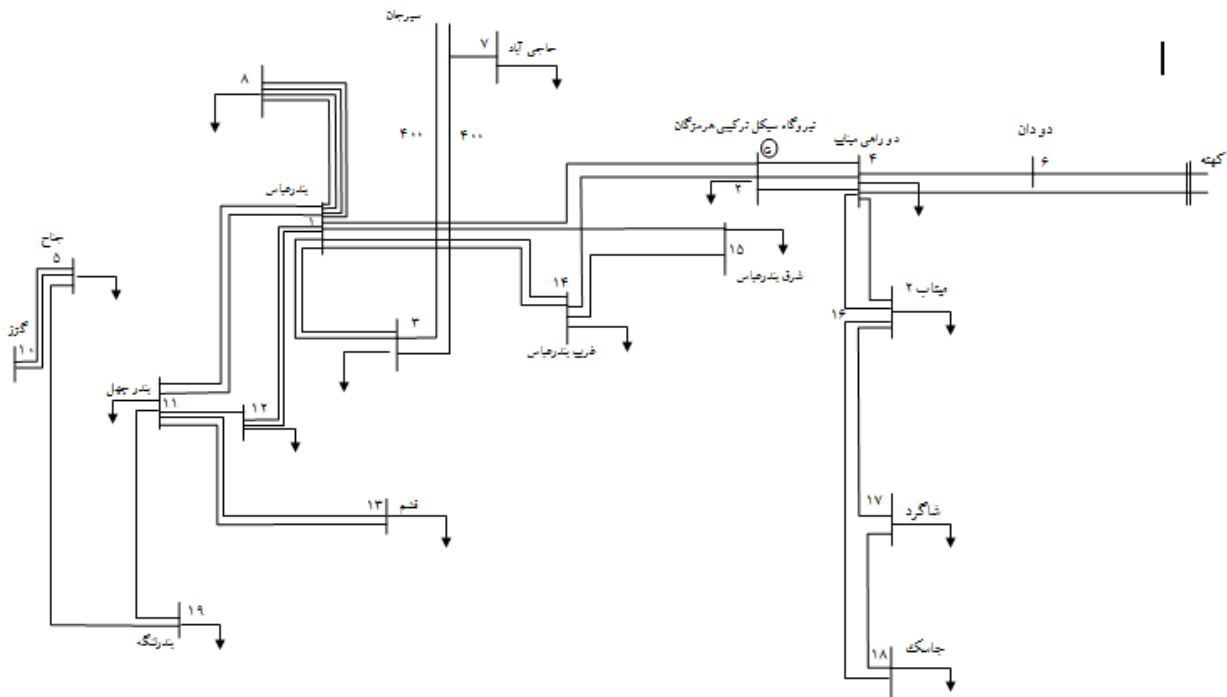
$15/572 - 321/607i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-15/572 + 321/827i$
$0 + 0i$	$64/094 - 150/094i$	$-8/522 + 50/097i$	$-1/956 + 39/507i$
$0 + 0i$	$-8/522 + 50/097i$	$8/522 - 50/024i$	$0 + 0i$
$-15/572 + 321/827i$	$-1/956 + 39/507i$	$0 + 0i$	$17/528 - 361/114i$



$n=8, d=4$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته سیستم

$5/588 - 22/216i$	$-0/239 + 4/589i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-0/239 + 4/589i$	$4/265 - 21/152i$	$-0/619 + 3/674i$	$-1/112 + 6/832i$
$0 + 0i$	$-0/619 + 3/674i$	$1/941 - 11/204i$	$-1/278 + 7/869i$
$0 + 0i$	$-1/112 + 6/832i$	$-1/278 + 7/869i$	$55/036 - 40/322i$

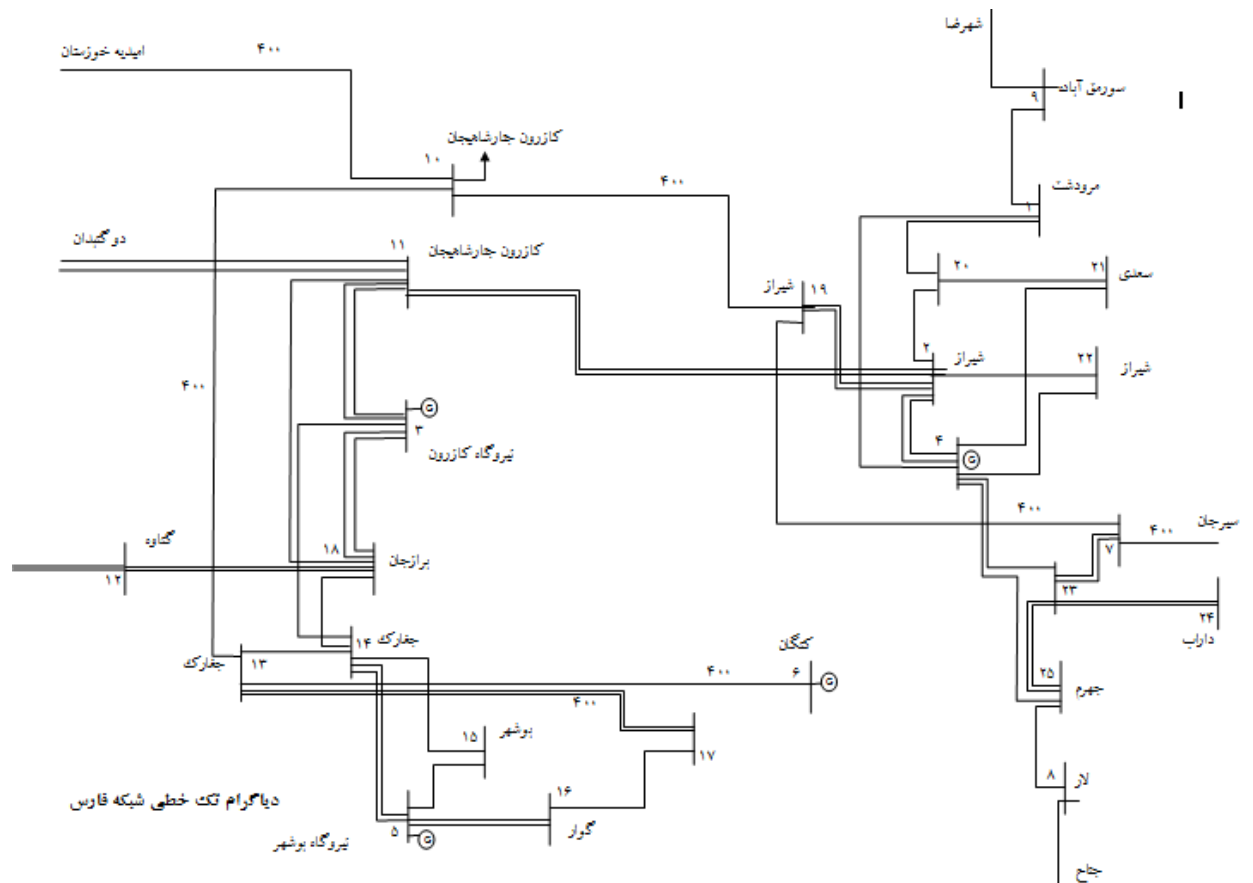


دیگرام تک خطی شبکه هرمزگان

$$n=19, d=7$$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته هرمزگان

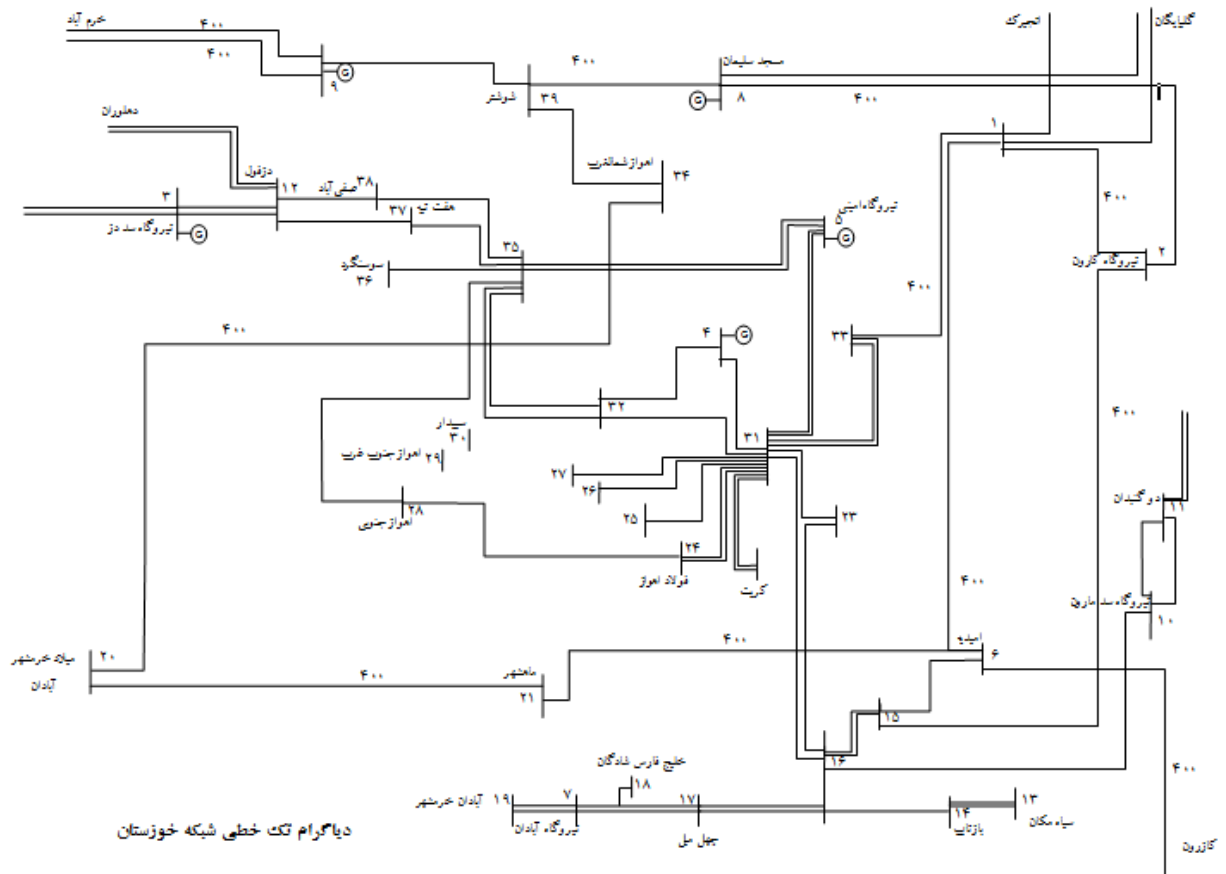
$20/785 - 141/893i$	$-6/968 + 43/726i$	$-4/021 + 81/769i$	$0 + 0i$	$-1/223 + 13/264i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-6/968 + 43/726i$	$24/947 - 142/266i$	$0 + 0i$	$-17/356 + 98/49i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$-4/021 + 81/769i$	$0 + 0i$	$8/201 - 122/59i$	$0 + 0i$	$-0/897 + 12/786i$	$0 + 0i$	$-3/297 + 29/509i$
$0 + 0i$	$-17/356 + 98/49i$	$0 + 0i$	$25/098 - 134/531i$	$0 + 0i$	$-6/35 + 36/243i$	$0 + 0i$
$-1/223 + 13/264i$	$0 + 0i$	$-0/897 + 12/786i$	$0 + 0i$	$2/98 - 25/641i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-6/35 + 36/243i$	$0 + 0i$	$6/35 - 36/217i$	$0 + 0i$
$0 + 0i$	$0 + 0i$	$-3/297 + 29/509i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$0 + 0i$	$3/297 - 29/004i$



10/333 - 54/368i	-6/173 + 31/414i	0 + 0i	-2/801 + 15/435i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-1/254 + 7/779i	0 + 0i	0 + 0i
-6/173 + 31/414i	32/18 - 204/763i	-2/745 + 15/866i	-18/599 + 104/705i	-0/177 + 0/983i	-0/004 + 0/042i	-1/066 + 20/798i	0 + 0i	0 + 0i	-1/565 + 29/807i	-0/201 + 1/254i
0 + 0i	-2/745 + 15/866i	9/074 - 45/195i	0 + 0i	-2/822 + 16/302i	-0/059 + 0/7i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-0/093 + 1/355i	-1/574 + 10/854i
-2/801 + 15/435i	-18/599 + 104/705i	0 + 0i	26/174 - 131/972i	0 + 0i	0 + 0i	0/37 + 7/641i	-0/167 + 2/139i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	-0/177 + 0/983i	-2/822 + 16/302i	0 + 0i	8/934 - 53/634i	-0/8 + 9/938i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-1/241 + 19/24i	-1/099 + 6/93i
0 + 0i	-0/004 + 0/042i	-0/059 + 0/7i	0 + 0i	-0/8 + 9/938i	1/606 - 18/226i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-0/644 + 8/022i	-0/021 + 0/297i
0 + 0i	-1/066 + 20/798i	0 + 0i	0/37 + 7/641i	0 + 0i	0 + 0i	7/377 - 47/069i	0/267 + 3/644i	0 + 0i	-0/661 + 11/035i	0 + 0i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-0/167 + 2/139i	0 + 0i	0 + 0i	0/267 + 3/644i	1/246 - 6/408i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
-1/254 + 7/779i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	1/254 - 7/663i	0 + 0i	0 + 0i
0 + 0i	-1/565 + 29/807i	-0/093 + 1/355i	0 + 0i	-1/241 + 19/24i	-0/644 + 8/022i	-0/661 + 11/035i	0 + 0i	0 + 0i	4/391 - 68/732i	-0/031 + 0/575i
0 + 0i	-0/201 + 1/254i	-1/574 + 10/854i	0 + 0i	-1/099 + 6/93i	-0/021 + 0/297i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-0/031 + 0/575i	3/664 - 19/93i

n=25 , d=11

ماتریس ادمینانس کاهش یافته فارس



$n=39$, $d=12$

ماتریس ادمیتانس کاهش یافته خوزستان

4/626 - 142/137i	-7/331 + 81/306i	-0/005 + 0/025i	-0/366 + 2/481i	-0/467 + 7/817i	-5/137 + 45/026i	-0/048 + 0/356i	-0/287 + 3/819i	-0/151 + 2/052i	-0/016 + 0/095i	0 + 0i	-0/006 + 0/052i
-7/331 + 81/306i	15/537 + 172/378i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-2/806 + 32/117i	0 + 0i	-5/399 + 59/753i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
-0/005 + 0/025i	0 + 0i	2/533 - 9/975i	-0/096 + 0/325i	-0/212 + 1/038i	-0/45 + 4/349i	-0/298 + 1/31i	-0/002 + 0/016i	-0/001 + 0/009i	-0/682 + 2/765i	0 + 0i	-0/002 + 0/007i
-0/366 + 2/481i	0 + 0i	-0/096 + 0/325i	26/715 - 140/579i	-19/565 + 119/134i	-0/648 + 6/894i	-1/124 + 4/578i	-0/097 + 1/569i	-0/051 + 0/843i	-0/342 + 1/217i	0 + 0i	-0/469 + 2/13i
-0/467 + 7/817i	0 + 0i	-0/212 + 1/038i	-19/565 + 119/134i	40/278 - 198/424i	-0/149 + 21/619i	-2/258 + 14/545i	0/123 + 4/906i	0/07 + 2/636i	-0/735 + 3/878i	0 + 0i	-2/375 + 16/559i
-5/137 + 45/026i	-2/806 + 32/117i	-0/45 + 4/349i	-0/648 + 6/894i	-0/149 + 21/619i	16/883 - 149/385i	-0/584 + 8/291i	-0/064 + 9/501i	-0/027 + 5/105i	-1/447 + 16/221i	0 + 0i	-0/01 + 0/144i
-0/048 + 0/356i	0 + 0i	-0/298 + 1/31i	-1/124 + 4/578i	-2/258 + 14/545i	-0/584 + 8/291i	9/643 - 36/269i	-0/011 + 0/225i	-0/006 + 0/121i	-1/041 + 4/896i	0 + 0i	-0/021 + 0/096i
-0/287 + 3/819i	-5/399 + 59/753i	-0/002 + 0/016i	-0/097 + 1/569i	0/123 + 4/906i	-0/064 + 9/501i	-0/011 + 0/225i	9/852 - 99/572i	-1/363 + 19/368i	-0/005 + 0/06i	0 + 0i	-0/001 + 0/033i
-0/151 + 2/052i	0 + 0i	-0/001 + 0/009i	-0/051 + 0/843i	0/07 + 2/636i	-0/027 + 5/105i	-0/006 + 0/121i	-1/363 + 19/368i	3/008 - 30/261i	-0/003 + 0/032i	0 + 0i	-0/001 + 0/018i
-0/016 + 0/095i	0 + 0i	-0/682 + 2/765i	-0/342 + 1/217i	-0/735 + 3/878i	-1/447 + 16/221i	-1/041 + 4/896i	-0/005 + 0/06i	-0/003 + 0/032i	13/103 - 69/198i	-7/734 + 39/82i	-0/007 + 0/025i
0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i	-7/734 + 39/82i	7/734 - 39/727i	0 + 0i
-0/006 + 0/052i	0 + 0i	-0/002 + 0/007i	-0/469 + 2/13i	-2/375 + 16/559i	-0/01 + 0/144i	-0/021 + 0/096i	-0/001 + 0/033i	-0/001 + 0/018i	-0/007 + 0/025i	0 + 0i	4/502 - 19/612i

مراجع

[1] loi lei lai, "Power System Restructuring and Deregulation", City University, London, John Wiley & Sons, 2001.

-
- [2] Boris S. Gisin, Manos V. Obessis, and James V. Miitsche, "Practical Methods for Transfer Limit Analysis in the Power Industry Deregulated Environment", *IEEE Trans. On Power System*, Vol. 15, No. 3, PP.955-960, August 2000.
- [3] Mohammad Shahidehpour and Muwaffaq Alomoush, "Restructured Electric Power System Operation, Trading and Volatility", Marcel Dekker, 201.
- [4] Power Systems Engineering Research Center, "Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity, Uncertainty", *A national Science Foundation Industry/University Cooperative Research Center since, 1996*.
- [5] G. Hammoud, "Assessment of Available Transfer Capability of Transmission System", *IEEE Trans. On Power System*, Vol. 15, No. 1, PP.27-32, Feb.2000.
- [6] Ying Xiao, Y.H. Song, Chen-Ching Liu and Y.Z.Sun, " Available Transfer Capability Enhancement Using FACTS Devices", *IEEE Trans. On power System*, Vol.18, No.1, PP.305-312, Feb.2003.
- [7] R. Rajaraman et al, "Determination of Location and Amount of Series Compensation to Increase Power Transfer Capability", *IEEE Trans. On Power System*, Vol.13, No.2, PP.294-300, May.1998
- [8] E.De.Tuglie et al , "A Static Optimization Approach to Assess Dynamic Available Transfer Capability", *IEEE Trans. On Power System*, Vol.15, No.3, PP. 1069-1076, August 2000.
- [9] M. Shaaban, Yixin Ni and F.F.Wu, "Available Transfer Capability Evaluation by Decomposition", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol.2, PP.1122-1126, July 2001.
- [10] North American Electric Reliability Council (NERC), "Available transfer capability definition and determination," Rep., June 1996.
- [11] Y. C. Chiang, T. Y. Tsai, C. L. Su and C. N. Lu, " Arrangement of Recallable and Nonrecallable Transmission Service Reservations". , *IEEE Con. On Power Industry Computer Applications(22nd)*, PP. 186-191, May 2001.
- [12] P. W. Sauer, "Technical challenges of computing available transfer capability (ATC) in Electric Power System", *IEEE Proceedings of the Thirtieth Hawaii International Conference on System Sciences*, Vol.5 , PP. 589-593, Jan. 1997.
- [13] P.W. Sauer. "Alternatives for calculating Transmission Reliability Margin(TRM) in available transfer capability (ATC). " *in Proc. 31 st Annu. Hawaii In.. Conj Syst. Sci.. vol.3, pp.98, Jan.1998*
- [14] M. Shaaban, W. Li, H. Liu, Z. Yan, Y . Ni and F. Wu, "ATC calculation with steady-state security constraints using Benders decomposition. ", *IEE Proc-Gener Transm. Distrib.*, Vol.150. No. 5. Septembr 2003
- [15] مصطفیٰ عیدپانی، محمد حسن مدیر شانہ چی " کاربرد تابع انرژی برای تشخیص فرو پاشی ولتاژ " سیزدهمین کنفرانس بین المللی برق (PSC-98) ۱۳۷۷.

-
- [16] Chiang, H.D, and Jean-Jumeau, R, “.Toward a Practical Performance Index for Predicting VC in Electrical Power Systems, ”*IEEE Trans. On Power Sys.*, Vol. 10 , No. 2,pp 584-590, Feb.1995.
- [17] Ou, Y.; Singh, C.,” Assessment of available transfer capability and margins “, *Power Systems, IEEE Transactions on* , Volume: 17 Issue: 2 , May 2002, Page(s): 463 -468
- [18] Ajjarapu, V.; Christy, C., "The Continuation Power Flow, A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis" ,*IEEE Transaction on Power System*,pp. 416-423, Feb . 1992.
- B.F.Woollenberg, "Power Generation Operation and Control" John Willey, New & [19] A.J.Wood York, 1996.
- [20] S.Grijalva, P.W.Sauer,J.D.Weber, “Enhancement of Linear ATC Calculations By the Incorporation of Reactive Power Flows”,*IEEE Transactions on Power Systems*, vol.18,No.2,MAY 2003.
- [21] M.Shaaban ,YixinNi and Felix Wu , " Total Transfer Capability Calculations For Competitive Power Networks Using Genetic Algorithms", International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power technologies ,IEEE,April 2000,pp.114-118
- [22] K.Audomvongseree,A.Yokoyama,”Application of AC equivalent to Total Transfer Capability Evaluation using Two-Step Method”, *Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on* , Volume: 1 , 13-17 Oct. 2002 ,Page(s): 383 -387
- [23] Grijalva, S.; Sauer, P.W.,” Reactive power considerations in linear ATC computation”, *Proceedings of the 32nd Annual Hawaii International Conference on*, Volume: Track3 , 5-8 Jan. 1999 , HICSS-32, pp. 1–11.
- [24] Grijalva, S.; Sauer, P.W.; Weber, J.D.” Enhancement of linear ATC calculations by the incorporation of reactive power flows “,*Power Systems, IEEE Transactions on* , Volume: 18 Issue: 2 , May 2003 ,Page(s): 619 -624
- [25] G.Sombuttwilailert and B.Eua-Arporn ," A Novel Sensitivity For Total Transfer Capability", *22nd IEEE Power Engineering Society International Conference On* 20-24 May 2001,pp.342-347
- [26] J. Sherman and W.J.Morrison, "Adjustment of an Inverse Matrix Corresponding to a Change in one Element of a Given Matrix”, *Annual Math.Stat*, 21,1950,pp.124-127
- [27] M. Oloomi Buygi, “Market Based Transmission Expansion Planning Using Probabilistic Method,” Ph.D. Thesis, Ferdosi University of Mashhad, 2004.
- J.Wiley in *.Dynamics and Stability* J. W.Bialek, J.R.Bumby, *Power system* [28] J. Machowski, 1997.
- [29] Hadi Saadat, *Power systems Analysis*. Mcgraw-Hill College (1998)
- [30] Deville, T.G., Schweppe, F.C.,“On line identification of interconnected network equivalents data,”*IEEE Power Summer Meeting*, San Francisco, Calif., 1972. Paper C72 464- from operating 6.

[31] Debs, A.S., "Estimation of external network equivalents from internal System data," *IEEE Trans.PAS*, Vol. PAS-94, No. 2, pp. 273-289, March/ April 1975.

[32] Undrill, J.M., Turner, A.E., "Construction of power system Electromechanical equivalents by modal analysis," *IEEE Trans.PAS*, Vol . PAS- 90, No. 5, 1971.

[33] Machowski,J., Bernas, S., *Stany nieustalanej stabilnosc system Elektroenergetycznego*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1989.

[34] Edelmann, H., "directe verfahren der Netzanalyse mit sparlichen Matrizen," *Nachrichtentechnische Zeitschrift*, Heft 2 und 3, 1974.

A.J.Germond and R. podmore, "Dynamic aggregation of generating unit models," *IEEE [35] Trans. Power App. Syst.*, Vol. PAS-97, No. 4, pp. 1060-1069, Jul./Aug. 1978.

Abstract

Iranian power market has been started for more than 3 years and different parts of it are being completed. One of the aims of this market is encouraging the customers to make bilateral contracts. Customer need to know ATC among different areas to make bilateral contracts.

In this thesis a method is proposed for calculating ATC between two areas considering network security constraints and stability margin. To this end, load of the demand area is maximized subject to security constraints. ATC is calculated based on the maximum load of demand area. Then load of the demand area is increased step by step and the derivative of the load versus voltage is calculated. The procedure is continued till the absolute value. In this point we are close to the critical point. In order to keep the load stability margin, the load of demand area must be less than %85 of critical point load. ATC is calculated based on %85 of critical point load. ATC between two areas considering security constraints and stability margin is the minimum of the above mentioned calculated ATCs. Since to calculate critical point the load of the demand area increase, from the max load of demand area considering security constraints, critical point can be calculated with an acceptable speed. The proposed method is applied to a 4 – bus and 8 – bus test systems and the result are analyzed. In order to calculate ATC between different pair areas of Iran network, unnecessary buses should be eliminated to decrease the computation burden. In the normal bus reduction method, the inter area lines are missed and their limits are not clear. Thus determination of ATC is impossible. To overcome this problem a method is proposed for the elimination of buses while keeping the inter area lines. In this method, buses with generators and tie buses are kept and other buses are eliminated. After reducing the Iran network buses, ATC between Mazandaran and Khorasan areas is calculated considering security constraints and voltage stability margin.



Shahrood University of Technology
Engineering Robotic and Electrical Faculty of

Thesis Title:

Calculation of TTC Among the Iranian Electricity Utilities

Researcher

Hashem Yousefi Javid

Supervisor

Dr. Majid Oloomi Buygi

A thesis submitted to the Graduate Studies Office
in Partial fulfillment of the requirements for the degree of
M.Sc. in Electrical Engineering

March 2008