

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشگاه صنعتی شاهرود
پردیس بین المللی خوارزمی

رساله دکتری مهندسی کنترل

ساختار کنترلی غیر متمرکز برای بهبود پرو فایل و لتاژ

استاد راهنما:

جناب آقای دکتر حداد ظریف

نگارش:

محمدرضا هاشمی

شهریور ماه ۱۳۹۸

شماره: الف ۰۳/۹۸۱۲۳۶۷۲

تاریخ: ۱۳۹۸/۷/۹

شماره:

تاریخ:

ویرایش:

باسمه تعالی



مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره ۱۲: صورت جلسه نهایی دفاع از رساله دکتری (Ph.D)

(ویژه دانشجویان ورودی های ۹۴ و ما قبل)

بدینوسیله گواهی می شود آقای محمدرضا هاشمی دانشجوی دکتری رشته مهندسی برق گرایش کنترل به شماره دانشجویی ۹۲۴۶۰۸۵ و ورودی بهمن ماه سال ۱۳۹۲ در تاریخ ۱۳۹۸/۶/۲۸ از رساله نظری / عملی خود با عنوان : ساختار کنترلی غیرمتمرکز برای بهبود پروفایل ولتاژ دفاع و با اخذ نمره ۱۹.۷۳ به درجه : عالی نائل گردید.

☐ الف) درجه عالی: نمره ۱۹-۳۰	☒ ب) درجه بسیار خوب: نمره ۱۸/۹۹-۱۷
☐ ج) درجه خوب: نمره ۱۵-۱۶/۹۹	☐ د) غیر قابل قبول و نیاز به دفاع مجدد دارد
☐ ه) رساله نیاز به اصلاحات دارد	

ردیف	هیئت داوران	نام و نام خانوادگی	مرتبه علمی	امضاء
	دکتر محمد حداد ظریف	استاد راهنما	دانشیار	
	دکتر ابوالفضل رنجبر	استاد مدعو خارجی	استاد	
	دکتر علیرضا الفی	استاد مدعو داخلی	دانشیار	
	دکتر محمدعلی صدرنیا	استاد مدعو داخلی	دانشیار	
	دکتر محسن فرهادی	سرپرست (نماینده) تحصیلات تکمیلی دانشکده	مربی	

مدیر محترم تحصیلات تکمیلی دانشگاه:

ضمن تأیید مراتب فوق مقرر فرمائید اقدامات لازم در خصوص انجام مراحل دانش آموختگی آقای/خانم بعمل آید.

نام و نام خانوادگی رئیس دانشکده:

تاریخ و امضاء و مهر دانشکده:

تقدیم به مادر مهربانم که زندگیم را دیون مهر و عطوفت آن می دانم.

تقدیم به پدرم ارجمندم که حامی من در سراسر زندگی است.

تقدیم به همسر عزیزم که نشانه لطف الهی در زندگی من است.

تقدیم به هر آنکه به من آموخت.

تشکر و قدردانی:

سپاس و ستایش خدای را که نام بیش پاک، نعمت بیش سرشار و احسانش وافر است.

ابتدا از استاد گرامی جناب آقای دکتر حداد ظریف که زحمات راهنمایی این رساله را بر عهده

داشتند، کمال سپاس را دارم. همچنین از استاد گرامی جناب آقای دکتر الفی که در طول

مقطع دکتری از نظرات ایشان بهره جستم، صمیمانه تشکر می نمایم.

در این راستا از دوستان جناب آقای مهندس مهدیان به خاطر مساعدت های بی دریغ،

همکاری صمیمانه و دوستانه کمال تشکر و قدردانی را دارم.

تعهدنامه

اینجانب **محمدرضا هاشمی** دوره **دکتری** در رشته **مهندسی کنترل** دانشکده **پرديس خوارزمی** در **دانشگاه صنعتی شاهرود** نویسنده پایان‌نامه: **ساختار کنترلی غیرمتمرکز برای بهبود پروفایل ولتاژ تحت راهنمایی آقای دکتر حداد ظریف** متعهد می‌شوم:

- تحقیقات در این پایان‌نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان‌نامه تا کنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « **Shahrood University of Technology** » به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان‌نامه تاثیرگذار بوده‌اند در مقالات مستخرج از پایان‌نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که از موجودات زنده (یا بافت‌های آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.

محمدرضا هاشمی

مهر ماه ۱۳۹۸

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه‌های رایانه‌ای، نرم‌افزارها و تجهیزات ساخته شده) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان‌نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد.

چکیده

توزیع بهینه توان راکتیو، به عنوان یکی از ابزارهای دستیابی به بهره‌برداری بهینه و عملکرد مناسب سیستم قدرت، همواره مورد توجه محققین و بهره‌برداران قرار گرفته است. از طرف دیگر، در چند سال اخیر با رویکرد سیستم‌های قدرت به سمت شبکه‌های هوشمند، پایش و انجام اقدامات کنترلی به هنگام جهت بهره‌برداری بهتر از شبکه، از اهمیت بالایی برخوردار شده است. در این رساله دکتری، یک مدل کنترلی مبتنی بر ساختار SoS^1 به منظور توزیع بهینه توان راکتیو در شبکه‌های هوشمند پیشنهاد می‌شود. در این مدل، شبکه قدرت به چندین حوزه در سطوح مختلف تقسیم‌بندی می‌شود که پایش و تصمیم‌گیری‌ها در آن انجام می‌گیرد. در روش پیشنهادی به منظور افزایش سیستم قدرت به بخش‌های مختلف از یک روش مبتنی بر ریاضی استفاده می‌گردد. روش پیشنهادی به کمک نرم‌افزار $GAMS^2$ کدنویسی و بر روی یک سیستم قدرت انتقال با ۷ شبکه توزیع متصل به آن اجرا می‌شود. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد که روش پیشنهادی در مقایسه با روش متمرکز و روش نامتمرکز عملکرد مناسبی از جهت زمان محاسبه و تحمل‌پذیری عیب در مقایسه با دو روش دیگر دارد.

واژه‌های کلیدی: توزیع بهینه توان راکتیو، ساختار غیرمتمرکز، چهارچوب کنترلی سیستم سیستم‌ها،

شبکه هوشمند

¹ System of Systems

² General Algebraic Modeling System

مقالات مستخرج از رساله

الف - مقالات چاپ شده در مجلات علمی - پژوهشی

ردیف	عنوان مقاله	محل انتشار	تاریخ انتشار	عنوان مجله
۱	A novel two stage distributed structure for reactive power control	Elsevier	March 22019	Engineering Science and Technology, an International Journal
۲	A novel hierarchical distributed framework for optimal reactive power dispatch based on a system of systems structure	Elsevier	1 July 2019	Computers and Electrical Engineering

ب- مقالات ارائه شده در کنفرانسهای علمی (صفحه اول مقاله پیوست است).

ردیف	عنوان مقاله	محل انتشار	تاریخ انتشار	عنوان کنفرانس
۱	بهینه سازی کنترل ولتاژ نامتمرکز برای سیستم های توزیع مبتنی بر منابع تجدید پذیر	دانشگاه آزاد اسلامی واحد گناباد	شهریور ۹۷	نهمین کنفرانس ملی مهندسی برق و الکترونیک ایران
۲	ارایه یک ساختار کنترلی نامتمرکز برای بهینه سازی توان راکتیو در شبکه های هوشمند	دانشگاه آزاد اسلامی واحد گناباد	شهریور ۹۷	نهمین کنفرانس ملی مهندسی برق و الکترونیک ایران

فهرست مطالب

۱	فصل ۱: مقدمه و اهداف رساله
۲-۱-۱	مقدمه.....
۴-۲-۱	اهداف تحقیق.....
۴-۳-۱	فرضیات پژوهش.....
۵-۴-۱	سوالات تحقیق.....
۵-۵-۱	ساختار رساله.....
۷	فصل ۲: مروری بر منابع
۸-۱-۲	مقدمه.....
۸-۲-۲	توزیع بهینه توان راکتیو.....
۱۰-۳-۲	تابع هدف.....
۱۰-۳-۲-۱	کمینه سازی تلفات توان اکتیو.....
۱۰-۳-۲-۲	کمینه سازی انحراف ولتاژ شین‌ها.....
۱۱-۳-۲-۳	افزایش پایداری ولتاژ.....
۱۳-۴-۲	قیود مسئله.....
۱۳-۴-۲-۱	قیود تساوی.....
۱۳-۴-۲-۲	قیود نامساوی.....
۱۵-۵-۲	الگوریتم های بهینه سازی مورد استفاده جهت توزیع توان راکتیو.....
۲۳-۶-۲	ساختار کنترلی ارائه شده در مقالات مختلف.....
۲۴-۶-۲-۱	ساختار ICS با حضور مرکز کنترل کننده.....
۲۶-۶-۲-۲	ساختار لایه‌ای جهت کنترل توان اکتیو و راکتیو مصرف کننده.....
۳۳-۶-۲-۳	مدل متمرکز معادل چند ناحیه‌ای.....
۳۵-۶-۲-۴	معماری کنترل ولتاژ برای سیستم‌های قدرت با حضور منابع تولید پراکنده.....
۳۸-۶-۲-۵	استراتژی هماهنگ کننده مبتنی بر مکانیزم کاوش.....
۴۰-۶-۲-۶	سیستم چندعامله توزیع شده.....
۵۳	فصل ۳: روش پیشنهادی
۵۴-۱-۳	مقدمه.....
۵۴-۲-۳	ساختار پیشنهادی مبتنی بر سیستم سیستم‌ها (SoS).....
۵۵-۳-۳	توزیع بهینه توان راکتیو مبتنی بر ساختار SoS.....
۶۴-۴-۳	روش مدل کردن متغیرهای مبادله شده.....
۷۱-۵-۳	افراز طیفی.....

فصل ۴: نتایج شبیه سازی

۷۵

- ۴-۱- مقدمه..... ۷۶
- ۴-۲- معرفی شبکه مورد مطالعه..... ۷۶
- ۴-۳- نتایج شبیه سازی..... ۸۱

فصل ۵: نتیجه گیری و پیشنهادها

۹۷

- ۵-۱- نتیجه گیری..... ۹۸
- ۵-۲- جمع بندی..... ۹۹
- ۵-۳- نوآوری..... ۹۹
- ۵-۴- پیشنهادها..... ۱۰۰

مراجع

۱۰۱

فهرست شکل‌ها

- شکل (۱-۲) نمودار بلوکی شبکه توزیع و انتقال سلسله مراتبی ۲۵
- شکل (۲-۲) بلوک دیاگرام شبکه انتقال - توزیع ۲۸
- شکل (۳-۲) مشخص کردن متغیرهای مرزی ۳۴
- شکل (۴-۲) کنترل ولتاژ توزیع شده سلسله مراتبی برای یک شبکه توزیع با حضور تولیدات پراکنده ۳۶
- شکل (۵-۲) کنترل هماهنگ شده بین OLTC در پست و کنترل کننده های تولیدات پراکنده ۳۷
- شکل (۶-۲) چهارچوب اطلاعاتی ORPD غیرمتمرکز ۳۹
- شکل (۷-۲) نمایش یک ترانسفورماتور ۴۶
- شکل (۸-۲) دیاگرام کنترل سیستم ORPC توزیع شده ۴۹
- شکل (۹-۲) اندازه گیری اختلاف فاز ولتاژها به کمک NA ها ۵۰
- شکل (۱۰-۲) طرح کنترل تولید برای ORPC ۵۱
- شکل (۱-۳) نمایی کلی از طرح پیشنهادی مبتنی بر SoS ۵۸
- شکل (۲-۳) (الف) یک ACT سطح N که به طور فیزیکی به ACT سطح N+1 متصل شده است، (ب) ساختار SoS دو سطحی (ج) نحوه مدلسازی متغیرها ۶۱
- شکل (۳-۳) سیستم قدرت به شکل یک SoS دو سطحی سلسله مراتبی ۶۴
- شکل (۴-۳) فلوچارت حل مسئله ۶۸
- شکل (۵-۳) یک گراف نمونه ۷۲
- شکل (۱-۴) دیاگرام کلی سیستم مورد مطالعه ۷۸
- شکل (۲-۴) توان اکتیو تولیدی DER ها و حداکثر ظرفیت آنها برای تولید توان راکتیو ۷۹
- شکل (۳-۴) پروفیل بار ADG های مختلف ۸۰
- شکل (۴-۴) گام‌های بانک‌های خازنی شبکه ۳۳ شین IEEE برای یک دوره ۲۴ ساعته ۸۳
- شکل (۵-۴) توان راکتیو تولیدی DER های شبکه ۳۳ شین IEEE برای یک دوره ۲۴ ساعته ۸۵
- شکل (۶-۴) تلفات توان اکتیو ADG های مختلف برای یک دوره ۲۴ ساعته ۸۷
- شکل (۷-۴) مجموع انحرافات ولتاژ شین‌های ADG های مختلف برای یک دوره ۲۴ ساعته ۸۹
- شکل (۸-۴) پروفیل ولتاژ شبکه ۳۳ شین IEEE برای یک دوره ۲۴ ساعته ۹۰
- شکل (۹-۴) شاخص تحمل پذیری عیب برای ساختارهای مختلف ۹۲
- شکل (۱۰-۴) زمان محاسبه شبیه‌سازی برای ساختارهای مختلف ۹۳
- شکل (۱۱-۴) تقسیم‌بندی شبکه 33 شین IEEE مبتنی بر روش افراز طیفی ۹۴
- شکل (۱۲-۴) تلفات کل دوره مورد مطالعه برای دو حالت مختلف ۹۵
- شکل (۱۳-۴) مجموع انحرافات کل شبکه برای دوره مورد مطالعه برای دو حالت مختلف ۹۵
- شکل (۱۴-۴) زمان محاسبه روش پیشنهادی برای دوره مورد مطالعه برای دو حالت مختلف ۹۶

فهرست جداول

جدول (۱-۲) بررسی چند شاخص برای پایداری ولتاژ	۱۲
جدول (۲-۲) مشخصات برخی روش‌های ابتکاری به همراه معایب و مزایای آن‌ها	۱۸
جدول (۱-۳) نحوه افراز طیفی	۷۳
جدول (۱-۴) محل و اندازه بانک‌های خازنی	۷۸
جدول (۲-۴) محل و اندازه DER ها	۷۸

فصل ۱:

مقدمه و اهداف رساله

۱-۱- مقدمه

با پیشرفت گسترده و افزایش استفاده از انرژی الکتریکی در صنایع، نیاز به تغییرات در سیستم‌های برق‌رسانی بسیاری از کشورها احساس شد که دلیل عمده این امر افزایش رشد بار در شبکه‌های برق می‌باشد. به همین دلیل مدیریت انرژی برق در بالاترین سطح تکنولوژی و مهندسی خود مورد توجه قرار گرفت و عملاً به عنوان یک کالای تجاری و یک سرمایه اقتصادی کلان مورد بررسی واقع گردید. بنابراین یکی از مهم‌ترین اهداف کاربران سیستم قدرت دستیابی به یک شبکه توزیع کم هزینه و امن بوده است. به منظور دستیابی به این هدف، سیستم قدرت نیاز به یک برنامه‌ریزی و عملکرد بهینه دارد که در سال‌های اخیر توجه محققان را به خود جلب کرده است.

یکی از ابزارهایی که به منظور دستیابی به بهره‌برداری بهینه و عملکرد مناسب سیستم قدرت مورد مطالعه قرار می‌گیرد، مسئله توزیع بهینه توان راکتیو می‌باشد. مسئله توزیع بهینه توان راکتیو جزئی از مسائل بهینه‌سازی سیستم قدرت است که در آن سعی می‌شود با رعایت یک سری قیود و با استفاده از یک سری متغیرهای کنترلی تابع هدف^۱ خاصی بهینه شود. با بررسی مقالات ارائه شده در این زمینه، سه تابع هدف مورد توجه به قرار زیر می‌باشد [۱-۳]:

- بهبود پروفیل ولتاژ شین‌های مصرف‌کننده
- افزایش حاشیه پایداری ولتاژ سیستم مورد مطالعه
- کاهش تلفات توان اکتیو شبکه تحت مطالعه

لذا می‌توان دریافت که توان راکتیو بر روی معیارهای بسیار پراهمیت در مبحث بهره‌برداری سیستم قدرت نقش بسزایی دارد و امروزه مقوله توزیع توان راکتیو یکی از مباحث مهم و مورد توجه در شبکه‌های توزیع است که برآورده شدن الزامات آن، نتایج مطلوبی به همراه دارد.

¹ Objective Function

در سال‌های اخیر، پیشرفت فن‌آوری اطلاعات و سیستم‌های ارتباطی و رویکرد سیستم قدرت به سوی سیستم هوشمند قدرت سبب شده است تا در زمینه‌های مختلف بهره‌برداری، پیشرفت شگرفی پدید آید. مطالعه ادبیات تحقیق نشان می‌دهد که یکی از مهم‌ترین دستاوردهای این حوزه، افزایش قدرت پایش پارامترهای شبکه از جمله پروفیل ولتاژ مصرف‌کننده، وضعیت میزان توان عبوری از خطوط، میزان تلفات توان اکتیو خطوط توزیع و انتقال، معیار حاشیه پایداری ولتاژ و دیگر موارد مشابه می‌باشد. در شبکه وزیع هوشمند با استفاده از ادوات اندازه‌گیری پیشرفته^۱ (AMI) و دستگاه‌های اندازه‌گیری فازوری^۲ (PMU) که در پست‌های ۶۳/۲۰ کیلوولت نصب می‌گردد، ضمن افزایش رویت‌پذیری شبکه می‌توان توزیع بهینه توان راکتیو را در سطح پایین اجرا نمود [۴-۵].

موضوعی که در سطح شبکه توزیع هوشمند مطرح می‌باشد این است که به علت افزایش حجم اطلاعات مبادله شده بین منابع تولید داده‌ها و مراکز کنترل و بهره‌برداری (مدیریت شبکه)، سرعت تصمیم‌گیری برای بهبود شرایط بهره‌برداری کاهش می‌یابد [۶]. علاوه بر آن، امروزه بهره‌برداری در سطح شبکه قدرت به صورت متمرکز انجام می‌پذیرد و این موضوع در شبکه هوشمند منجر به ایجاد یک جریان متراکم اطلاعات از سطوح پایین‌تر سیستم (سطح توزیع و مصرف‌کننده) به سطوح بالاتر (مرکز کنترل سیستم) می‌گردد.

جهت کاهش تبادل اطلاعات بین قسمت‌های مختلف که خود باعث تراکم و همچنین کاهش تحمل-پذیری عیب سیستم می‌شود، پژوهشگران به ارائه ساختارهای لایه‌ای به جای استفاده از ساختار سلسله‌مراتبی اسکادا^۳ پرداخته‌اند [۷]. مزیت این ساختارهای لایه‌ای نسبت به ساختار اسکادا این است که توانایی کنترل و تصمیم‌گیری در سطوح پایین‌تر (برای نمونه سطح توزیع و سطح مصرف‌کننده) را دارا می‌باشد و نیازی به ارسال اطلاعات به سطوح بالاتر نیست و تنها در شرایط بحرانی تعاملاتی با سطوح

¹ Advanced Metering Infrastructure

² Phasor Measurement Unit

³ Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)

بالاتر انجام می‌پذیرد. در این راستا مدل‌های اطلاعاتی که کنترل ولتاژ و توان راکتیو را از حالت متمرکز به حالت محلی تبدیل می‌نماید، نیز مورد بررسی قرار گرفته است.

در این رساله یک ساختار کنترل سلسله مراتبی توزیع شده مبتنی بر ساختار سیستم سیستم‌ها (SoS)^۱ برای تویع بهینه توان راکتیو ارائه شده است. در این ساختار کل سیستم قدرت به چند بخش کوچکتر و لایه‌های مختلف تقسیم‌بندی شده است که این بخش‌ها مبتنی بر ساختار SoS با یکدیگر در ارتباط هستند.

۱-۲- اهداف تحقیق

با توجه به موارد ذکر شده در قسمت قبل می‌توان اهداف و نوآوری‌های این تحقیق را در موارد زیر خلاصه نمود:

۱. مطالعه توزیع بهینه توان راکتیو در سیستم‌های قدرت امروزی مبتنی بر یک ساختار توزیع شده سلسله مراتبی
۲. بررسی عملکرد روش پیشنهادی در بهبود شاخص‌های بهره‌برداری سیستم قدرت
۳. فرمول‌بندی روابط مربوط به توزیع بهینه توان راکتیو مبتنی بر ساختار SoS در طرح پیشنهادی

۱-۳- فرضیات پژوهش

فرضیات این تحقیق را می‌توان به صورت خلاصه، به صورت زیر بیان نمود:

۱. بهره بردار شبکه قدرت وظیفه تأمین توان مورد نیاز مشترکین را بر عهده دارد. این بهره بردار به صورت مستقل عمل می‌نماید. این بهره بردار، با در نظر گرفتن تجهیزات و امکانات موجود

¹ System Of Systems

- در ریزشبكة، وظیفه تأمین توان با کمترین هزینه را بر عهده دارد.
۲. در این طرح پیشنهادی فرض بر آن است زیرساخت مخابراتی لازم برای ارسال اطلاعات مورد نیاز برای تجهیزات مختلف و بهره بردار موجود است و از این جهت محدودیتی وجود ندارد.
۳. پایداری سیستم در تمامی مراحل که بخش های از سیستم به صورت مستقل کار می کند، حفظ شده است.

۴-۱- سوالات تحقیق

- با در نظر گرفتن مطالعات صورت گرفته بر روی مراجع موجود، سوالات زیر در این پژوهش می بایست پاسخ داده شوند:
۱. میزان توان راکتیو تولیدی واحدها و خازن های موازی به چه صورت باید باشد تا هزینه کل کاهش پیدا کند؟
۲. در سیستم های کنترلی توزیع شده، نحوه مدل سازی سیستم قدرت بدون لحاظ نمودن کل مدل سیستم قدرت به چه صورت خواهد بود؟
۳. استفاده از روش های توزیع شده در مقایسه با ساختار متمرکز چه مزایایی خواهند داشت؟
۴. تاثیر افراز بندی در ساختار کنترل نامتمرکز چیست؟

۵-۱- ساختار رساله

در فصل دوم این رساله به مروری بر کارهای انجام گرفته در زمینه توزیع بهینه توان راکتیو در سیستم های قدرت پرداخته شده است. فرمول بندی روش پیشنهادی به صورت کامل و جزئیات مربوطه در فصل سوم آورده شده است. فصل چهارم به ارائه نتایج شبیه سازی و تحلیل و تفسیر آنها اختصاص

داده شده است. نتایج بدست آمده از مطالعات انجام گرفته در این رساله به همراه پیشنهادات مربوطه برای کارهای آتی در فصل پنجم ارائه شده است.

فصل ۲:

مروری بر منابع

۲-۱- مقدمه

اخیراً با جهت گیری شبکه قدرت و تجدید ساختار آن در مکانیزم بازار و صنعت، خدمات توان راکتیو مستقل از سایر خدمات به عنوان یکی از مباحث سرمایه گذاری برای شرکت های توزیع مختلف مورد توجه قرار گرفته است.

توابع هدف مورد استفاده در مسئله بهینه سازی توزیع بهینه توان راکتیو ترکیبی از توابع اقتصادی و عملکردی سیستم قدرت است. سه تابعی که عمدتاً در این رابطه مورد استفاده قرار می گیرد عبارتند از:

❖ میزان تلفات سیستم

❖ انحراف ولتاژ شین ها

❖ میزان پایداری ولتاژ سیستم قدرت.

۲-۲- توزیع بهینه توان راکتیو

توزیع بهینه توان راکتیو یکی از مؤثرترین روش ها برای بهبود در بهره برداری ایمن و اقتصادی از سیستم های قدرت است. چرا که تولید توان راکتیو به نوبه خود بدون هزینه بوده، اما جابجایی آن در سیستم قدرت بر عملکرد و میزان تلفات (هزینه تمام شده) سیستم تأثیرگذار خواهد بود. توزیع بهینه توان راکتیو یک مسئله مبتنی بر پخش بار است که غالباً به کمک متغیرهای کنترلی مختلفی از جمله تپ ترانسفورماتورهای قابل تغییر در زیر بار، توان راکتیو خروجی ژنراتورها، منابع جبران توان راکتیو غیرفعال (خازن ها و راکتورها) و فعال (ادوات سیستم انتقال جریان متناوب انعطاف پذیر^۱) (FACTS) انجام می گیرد.

¹ Flexible Alternating Current Transmission System

توزیع بهینه توان راکتیو در سیستم‌های قدرت به دلیل وجود توابع غیرخطی و ناپیوسته، متغیرهای پیوسته و گسسته و قیود ناپیوسته یک مسئله پیچیده است. همچنین وجود کمینه‌های محلی، حل این مسئله را برای انواع شیوه‌های بهینه‌سازی مانند روش‌های حل تحلیلی و جستجوی تصادفی مشکل نموده است.

توزیع بهینه توان راکتیو یکی از متداول‌ترین روش‌ها در بهره‌برداری ایمن و اقتصادی از سیستم‌های قدرت است.

مسئله توزیع بهینه توان راکتیو در سیستم قدرت، مشابه تمامی مسائل بهینه‌سازی به دنبال برگزیدن بهترین عضو از یک مجموعه از اعضای دست یافتنی (با توجه به محدودیت‌ها و قیود مسئله) است که به ازای آنها، تابع هدف مورد نظر کمینه می‌شود. بنابراین می‌توان این مسئله را به صورت زیر نشان داد:

$$\begin{aligned} \min & f(x, y) \\ \text{s.t. } & h(x, y) = 0 \\ & g(x, y) \geq 0 \\ & \underline{x} \leq x \leq \bar{x} \\ & y_i \in D_{y_i}, i = 1, 2, \dots, n_y \end{aligned} \quad (1-2)$$

که در رابطه فوق، $x = (x_1, x_2, \dots, x_{n_x})$ و $y = (y_1, y_2, \dots, y_{n_y})$ متغیرهای تصمیم‌گیری و D_{y_i} مجموعه مقادیر گسسته برای متغیر y_i با $i = 1, 2, \dots, n_y$ هستند.

$$g(x, y) = \begin{aligned} & h(x, y) = (h_1(x, y), h_2(x, y), \dots, h_m(x, y))^t \text{ و } f(x, y) \\ & (g_1(x, y), g_2(x, y), \dots, g_p(x, y))^t \end{aligned} \quad \text{توابع}$$

توابع غیرخطی هستند. بردارهای $\underline{x} \in R^{n_x}$ و $\bar{x} \in R^{n_x}$ به ترتیب حدود پایین و بالای متغیر x هستند.

۲-۳- تابع هدف

همانطور که قبلاً اشاره شد، تابع هدف در مسئله بهینه‌سازی توزیع بهینه توان راکتیو می‌تواند ترکیبی از توابع مختلف باشد. غالباً میزان مقدار انحراف ولتاژ شین‌ها، تلفات توان اکتیو (اهمی) سیستم قدرت و معیار پایداری ولتاژ و یا ترکیبی از آنها (تابع هدف چند منظوره) به عنوان هدف در نظر گرفته می‌شود [۱-۳].

۲-۳-۱- کمینه‌سازی تلفات توان اکتیو

یکی از توابع هدف مهم در مسئله توزیع بهینه توان راکتیو، کمینه کردن مقدار تلفات توان اکتیو است که به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\text{Min } P_{\text{Loss}} = \sum_{k \in N_E} g_k (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (2-2)$$

در رابطه فوق، N_E تعداد شاخه‌های سیستم (تعداد خطوط)، g_k کداکتانس خط k بین خط i ام و j ام، V_i و V_j ولتاژ شین i ام و j ام و θ_{ij} اختلاف فاز بین شین‌های i ام و j ام است.

۲-۳-۲- کمینه‌سازی انحراف ولتاژ شین‌ها

بهبود پروفایل ولتاژ سیستم، از جمله مهمترین اهداف امنیتی در شرایط کاری نرمال سیستم قدرت است. این موضوع برای بارهای حساس به ولتاژ، بسیار حائز اهمیت است. در صورتی که ولتاژ شین‌ها به عنوان قید در نظر گرفته شود، غالباً ولتاژهای بدست آمده، به مقدار کران بالای محدوده مجاز (مقدار حداکثر) میل می‌کنند. این سبب خواهد شد که سیستم قدرت در هنگام وقوع پیشامدها، رزرو مورد

نیاز برای فراهم کردن توان راکتیو را نداشته باشد. یکی از روش‌های مؤثر برای جلوگیری از وقوع این وضعیت این است که انحراف مطلق ولتاژ تمام شین‌ها از مقدار مطلوبشان به عنوان یک تابع هدف انتخاب شود. کمینه کردن مقدار انحراف ولتاژ تمام شین‌ها سبب بهبود پروفیل ولتاژ خواهد شد. در این حالت، سیستم قدرت با امنیت بالاتری عمل کرده و همچنین کیفیت سرویس‌دهی افزایش خواهد یافت. از این رو، برای حل مشکل فوق میزان انحراف ولتاژ شین‌ها از مقدار قابل قبول به عنوان یک تابع هدف در نظر گرفته می‌شود. این تابع هدف به صورت بیان می‌شود:

$$\text{Min } TVD = \sum_{i \in N_L} |V_i - V_i^{ref}| \quad (3-2)$$

جایی که V_i ولتاژ شین i ام، V_i^{ref} ولتاژ مطلوب در شین i ام، TVD ^۱ مقدار انحراف ولتاژ کل سیستم قدرت و N_L تعداد شین‌های بار سیستم است.

۳-۳-۲- افزایش پایداری ولتاژ

پایداری ولتاژ، توانایی سیستم قدرت برای حفظ مداوم ولتاژ مطلوب در هر شین در حالتی که سیستم قدرت تحت شرایط نرمال در حال کار است. یک سیستم قدرت ممکن است در مواقعی، ناپایداری در ولتاژ را تجربه کند. به عنوان مثال زمانی که یک اغتشاش در سیستم قدرت رخ دهد، بار سیستم افزایش پیدا کند و یا تغییری در پیکربندی سیستم به وجود آید. زمانی که ناپایداری ولتاژ رخ می‌دهد ولتاژ شین به آهستگی شروع به کاهش کرده تا نهایتاً به مقدار صفر خواهد رسید. به عبارتی می‌توان گفت که میزان پایداری ولتاژ یک سیستم قدرت ارتباط نزدیکی با توان راکتیو سیستم دارد.

¹ -Total Voltage Deviation

تاکنون روش‌ها و شاخص‌های مختلفی برای بررسی پایداری ولتاژ سیستم قدرت مورد استفاده قرار گرفته است. در جدول (۱-۲) تعدادی از این موارد به همراه برخی از ویژگی‌های آنها مانند زمان و حافظه مورد نیاز برای انجام محاسبات و یا توانایی پیشگویی آورده شده است [۱۰]. همانطور که از جدول استنباط می‌شود هرچه زمان و حافظه مورد نیاز برای محاسبات افزایش پیدا می‌کند، توانایی پیشگویی نیز به نوبه خود افزایش پیدا می‌کند.

جدول (۱-۲) بررسی چند شاخص برای پایداری ولتاژ

نام شاخص	شکل منحنی	توانایی پیشگویی ولتاژ	زمان و حافظه مورد نیاز
ضرایب حساسیت	غیر خطی	ناکافی	اندک
مقادیر ویژه	غیر خطی	ناکافی	متوسط
مرتبه دوم	شبه خطی	کافی	متوسط به بالا
VIPI ^۱	شبه خطی	کافی	متوسط به بالا
محدوده بارگذاری	خطی	کامل	بالا

یکی دیگر از شاخص‌های مورد استفاده برای ارزیابی پایداری ولتاژ اندیس L می‌باشد که علاوه بر توانایی بالای پیشگویی به زمان و میزان حافظه کمی احتیاج دارد. افزایش پایداری ولتاژ می‌تواند با کمینه کردن این اندیس پایداری ولتاژ (اندیس L) در هر شین از سیستم قدرت به دست آید.

¹ Voltage Instability Prediction Index

۴-۲- قیود مسئله

همانگونه که گفته شد قیود مسئله به دو دسته قیود تساوی و قیود نامساوی تقسیم بندی می شود، که قیود تساوی همان قیود بار هستند و قیود نامساوی قیود مربوط به ژنراتورها، منابع جبران توان راکتیو، ترانسفورماتورها و قیود عملیاتی که شامل ولتاژ شین بارها و بارگذاری خطوط است، می باشند [۱۰]، [۱-۳].

۴-۲-۱- قیود تساوی

قیود تساوی یا قیود بار معادلات پخش بار می باشند که می توان آن ها را به صورت زیر بیان نمود:

$$P_{G_i} - P_{D_i} = V_i \sum_{j=1}^{N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (۴-۲)$$

$$Q_{G_i} - Q_{D_i} = V_i \sum_{j=1}^{N_i} V_j (B_{ij} \cos \theta_{ij} - G_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (۵-۲)$$

۴-۲-۲- قیود نامساوی

قیود نامساوی قیود مربوط به ژنراتورها، منابع جبران توان راکتیو، ترانسفورماتورها و قیود عملیاتی هستند، که هر یک به شرح زیر می باشند:

□ محدودیت های ژنراتور

ولتاژ ژنراتورها و خروجی های توان راکتیو ژنراتور به صورت زیر محدود می شوند:

$$V_{G_i_min} \leq V_G \leq V_{G_i_max} , \quad i = 1, \dots, N_G \quad (۶-۲)$$

$$Q_{G_i_min} \leq Q_G \leq Q_{G_i_max} , \quad i = 1, \dots, N_G \quad (۷-۲)$$

که N_G تعداد ژنراتورها می باشد.

□ محدودیت های منابع جبران توان راکتیو

این تجهیزات به صورت زیر محدود می شوند:

$$Q_{C_i_min} \leq Q_{C_i} \leq Q_{C_j_max} , \quad i = 1, \dots, N_C \quad (۸-۲)$$

که N_C تعداد تجهیزات جبران سازی توان راکتیو می باشد.

□ محدودیت های ترانسفورماتورها

محدودیت های تپ ترانسفورماتورها به صورت زیر محدود می شود:

$$T_{i_min} \leq T_i \leq T_{i_max} , \quad i = 1, \dots, N_T \quad (۹-۲)$$

که N_T تعداد ترانسفورماتورها می باشد.

□ محدودیت های عملیاتی

که شامل ولتاژ شین بارها و بارگذاری خطوط بوده، به صورت زیر می باشند:

$$V_{L_i_min} \leq V_{L_i} \leq V_{L_j_max} , \quad i = 1, \dots, N_L \quad (۱۰-۲)$$

$$S_{L_i} \leq S_{L_i}^{max} , \quad i = 1, \dots, N_L \quad (۱۱-۲)$$

که N_L تعداد شین بارها می باشد.

۲-۵- الگوریتم های بهینه سازی مورد استفاده جهت توزیع توان راکتیو

هدف از بهینه سازی یافتن بهترین جواب قابل قبول، با توجه به محدودیت ها و نیازهای مسأله است. برای یک مسأله، ممکن است جواب های مختلفی موجود باشد که برای مقایسه آنها و انتخاب جواب بهینه، تابعی به نام تابع هدف تعریف می شود. انتخاب این تابع به طبیعت مسأله وابسته است. انتخاب تابع هدف مناسب یکی از مهمترین گام های بهینه سازی است. گاهی در بهینه سازی چند هدف به طور همزمان مد نظر قرار می گیرد؛ این گونه مسائل بهینه سازی را که دربرگیرنده چند تابع هدف هستند، مسائل چند هدفی می نامند. ساده ترین راه در برخورد با این گونه مسائل، تشکیل یک تابع هدف جدید به صورت ترکیب خطی توابع هدف اصلی است که در این ترکیب میزان اثرگذاری هر تابع با وزن اختصاص یافته به آن مشخص می شود.

روش های متفاوتی برای حل مسایل بهینه سازی مطرح می باشد. یک دسته بندی برای این روش ها

به قرار زیر می باشد:

- روش های تصویری
- روش های تحلیلی یا روش های کلاسیک
- روش های خاص
- روش های عددی
- روش های برنامه ریزی دینامیکی
- روش های تصویری
- روش های مدرن یا ابتکاری

روش‌های تصویری با کمک رسم ناحیه شدنی و تابع هدف، جواب‌های مساله بهینه‌سازی را می‌یابند. این روش‌ها برای مسایل با دو تصمیم کاربرد دارد. چرا که تابع هدف و ناحیه آن با بیشتر از دو متغیر تصمیم قابل رسم و تجسم نمی‌باشد. روش‌های تصویری به ندرت در عمل استفاده می‌شوند و معمولاً از این روش‌ها برای آموزش مباحث و مفاهیم بهینه‌سازی استفاده می‌شود.

روش‌های تحلیلی بر شرایط لازم و کافی بهینگی مبتنی می‌باشند. شرایط لازم بهینگی شرایطی هستند که جوابهای موضعی مساله در آنها صدق می‌کند. این شرایط به صورت معادلات و یا نامعادلات می‌باشند. برای مسایل چند متغیره و مقید پیوسته شرایط لازم و کافی بهینگی وجود دارد. در روش‌های تحلیلی این شرایط استخراج می‌شود و با کمک آنها سعی می‌شود که جواب یا جواب‌های مساله بهینه‌سازی استخراج گردد.

روش‌های خاص روش‌هایی هستند که برای حل یک مساله بهینه‌سازی خاص طراحی شده‌اند. به عنوان نمونه می‌توان به روش سیمپلکس اشاره کرد که یک الگوریتم برای حل مسایل برنامه‌ریزی خطی می‌باشد.

روش‌های عددی در بسیاری از مسایل از قبیل حل معادلات و دستگاه معادلات غیرخطی و معادلات دیفرانسیل، تنها گزینه عملی می‌باشد. طبیعی است که این روش‌ها برای حل مسایل بهینه‌سازی نیز به کار بروند. روش‌های عددی برای حل مسایل بهینه‌سازی، نیاز به یک حدس اولیه دارند و سپس این حدس را با تکرارهای متوالی مدام بهبود می‌دهند تا به اندازه کافی به یک جواب مساله نزدیک گردد. روش‌های کلاسیک و عددی دارای دو ضعف اساسی می‌باشند که عبارتند از موضعی بودن و عدم قابلیت اعمال روی مسایل گسسته. برای رفع ضعف‌های مذکور روش‌های متفاوتی ارایه گردیده است، که آنها را تحت نام روش‌های مدرن نامگذاری می‌کنیم. این روش‌ها در دو دهه اخیر، با بالا رفتن قدرت و سرعت کامپیوترها، بیشتر مورد استفاده قرار گرفته‌اند. روش‌های مدرن، دسته‌ای از الگوریتم‌ها می‌باشند که از طبیعت و یا نحوه تکامل فرایندهای زیستی الهام گرفته‌اند

از مشخصه‌های این الگوریتم‌ها می‌توان موارد زیر را برشمرد:

- ۱- معمولاً به فرضیاتی روی مساله از قبیل مشتق پذیری، محدب بودن و غیره نیاز ندارند. بنابراین این روش‌ها را می‌توان روی طیف وسیعی از مسایل اعمال نمود.
 - ۲- عموماً، روش‌های مدرن سراسری و بدون مشتق می‌باشند.
 - ۳- این روش‌ها برای مسایل پیوسته و گسسته قابل استفاده می‌باشند. اصولاً این روش‌ها برای مسایل گسسته، مناسبتر می‌باشند.
 - ۴- معمولاً هیچ پشتیبانی بر ریاضی برای عملکرد و همگرایی این روش‌ها به جواب بهینه وجود ندارد. اما در عمل همگرایی خود را نشان داده‌اند.
- مسئله بهینه‌سازی توزیع توان راکتیو در سیستم قدرت یک مسئله بهینه‌سازی ترکیبی است که از متغیرهای گسسته و پیوسته تشکیل شده است. با توجه به توضیحات فوق روش‌های مدرن برای حل اینگونه مسائل مناسب هستند و بیشترین کاربرد را تا به امروز داشته‌اند. از جمله روش‌هایی که تا به حال برای حل مسئله بهینه‌سازی توان راکتیو استفاده شده است، می‌توان به الگوریتم ژنتیک^۱ (GA)، الگوریتم جستجو ممنوع^۲ [۱۲]، الگوریتم اجتماع ذرات انبوه (PSO^۳) [۱۳]، الگوریتم جستجوی گرانشی (GSA^۴) [۱۴]، الگوریتم مصنوعی کلونی زنبور عسل (ABC^۵) به کمک تکامل تفاضلی (DE^۶) [۱۵]، الگوریتم بهینه‌سازی جستجوگر^۷ [۱۶] اشاره نمود. در جدول ۲-۲ مشخصات برخی از روش‌های حل را که در مقالات مختلف آورده شده است، به همراه مزایا و معایب آن آورده شده است.

¹ Genetic Algorithm (GA)

² Tabu Search (TC)

³ Particle Swarm Optimization (PSO)

⁴ Gravitational Search Algorithm

⁵ Artificial Bee Colony

⁶ Differential Evolution

⁷ Seeker Optimization Algorithm

جدول (۲-۲) مشخصات برخی روش‌های ابتکاری به همراه معایب و مزایای آن‌ها

دسته	ملاحظات	قابلیت‌ها (و یا مزایا)	معایب
GA [۱۷]-[۲۹]	• کروموزوم‌ها به عنوان رشته‌های باینری کدگذاری می‌گردند. این مدل به عنوان مدل ساده GA نامیده می‌شود. • در [۱۹]، از SGA برای حل مسئله ارسال توان راکتیو بر پایه برنامه‌نویسی هدف فازی (FGP) استفاده نموده است تا مجموع وزنی برای اهداف عضویت کمینه گردد. • مسئله RPP در مدلی اتفاقی فرمول‌بندی گردیده است که در واقع بیانگر وجود عدم قطعیت برای خروجی‌های ژنراتور و تقاضاهای باری با توزیع احتمال‌های خاص می‌باشد [۱۸]. • SGA بر پایه شبیه‌سازی مونت کارلو به عنوان یک ابزار برای کمینه کردن هزینه‌های اتلاف انرژی و سرمایه‌گذاری‌های منابع جدید VAR مورد استفاده قرار گرفته است. • کروموزوم‌ها به عنوان رشته‌های با طول متنهایی از اعداد واقعی کدگذاری گردیده‌اند که به این مدل، GA کدگذاری‌شده‌ای حقیقی گفته می‌شود [۲۱-۲۲]. • آمیزش کراس‌اوور ($BLX-\alpha$) و عملگرهای جهشی با توزیع نرمال به صورت مستقیم برای مقادیر واقعی به کار گرفته شده‌اند.	• دارای مرتبه‌ای بالای تصادفی بودن می‌باشد. • دارای پراکندگی خوب پاسخ‌ها می‌باشد تا از توقف در نقاط بهینه موضعی اجتناب نماید. • به راحتی قابل استفاده می‌باشد. • احتمال تخطی نباید از مقدار انتخاب شده برای سطح اعتماد تجاوز کند. • طرح‌های برنامه‌ریزی مختلفی با ایجاد تغییر در سطوح اعتماد برای هدف و قیود ارائه گردیده است. • در صورتی که تعداد تکرارها به بی‌نهایت نزدیک گردد می‌تواند نقطه بهینه سراسری را بیابد. • به آسانی ویرایش می‌گردد و با دیگر روش‌ها مرتبط می‌گردد.	• دارای نرخ همگرایی پایین می‌باشد. • تضمینی وجود ندارد که GA یک نقطه بهینه‌ای سراسری بیابد. • دارای برخی مشکلات در کدگذاری کروموزوم‌ها می‌باشد. • ممکن است قیود ولتاژی در برخی موارد استثنایی نقض گردد. • مناسب‌ترین انتخاب تعیین نگردیده است. • در این مدل تأثیر تغییرات در تپ برای ترانسفورماتورها در نظر گرفته نگردیده است. • از آنجایی که $BLC-\alpha$ بر اساس فرایند بازه ای برای متغیرهای حقیقی می‌باشد، فرزندان جدید به مکان هر دو والدین وابسته می‌باشند و در نتیجه آنها به والدین نزدیک خواهند بود اگر والدین آنها به یکدیگر نزدیک باشند و همین طور برعکس آن.
DE [۳۰]-[۴۱]	• الگوریتم DE برای حل مسئله RPP استفاده گردیده تا هزینه‌های اتلاف انرژی و VAR را کمینه کند. • در مراجع [۳۰-۳۱]، متغیرهای گسسته به صورت پیوسته رفتار شده و سپس به نزدیکترین عدد صحیح گرد گردیده است. • در [۳۲]، مسئله‌ای RPP به عنوان یک مسئله‌ای RPP بهینه و مقید	• می‌تواند بدون توجه به مقادیر پارامتری اولیه، پاسخ بهینه‌ای نزدیک را بیابد. • روش کارآمدی است چراکه به آسانی در نقاط مینیمم موضعی توقف نمی‌کند. • دارای سرعت همگرایی مناسبی می‌باشد.	• راندمان آن بسیار به تنظیمات پارامترهای کنترل حساس می‌باشد. به سه پارامتر اصلی: اندازه جمعیت (N_p)، نرخ جهش (F) و نرخ کراس‌اوور (CR) وابسته می‌باشد. • تونینگ (تنظیم) پارامترها در بیشتر مواقع با سعی و عیب انجام می‌گیرد.

	- احتمالی، فرمول بندی گردیده است. - در ابتدا آنالیز احتمال برای یک تک خط استفاده شده تا شدیدترین وضعیت و باس های تخطی کرده از ولتاژ شناسایی گردد. سپس، این مقادیر تخطی از ولتاژ به عنوان قیود اضافی برای مسئله ای RPP اصلی در نظر گرفته شده اند. - در [۳۳-۳۴]، شاخصه ای پایداری ولتاژ سریع (FVSI) به منظور شناسایی باس های ضعیف برای مسئله ای RPP استفاده گردیده است.	- از تعداد کمی از پارامترهای کنترلی استفاده می کند. - به راحتی کدنویسی می گردد و استفاده می شود. - به راحتی بهینه سازی های گسسته و صحیح را انجام می دهد. - بسیار برای حل مسئله ای بهینه سازی با ماهیت تابعی چند بعدی مانند مسئله ای RPP مناسب می باشد.	- کراس اوور دارای پتانسیل تخریب اطلاعات جهت داری می باشد که توسط بردارهای تفاضلی و به منظور افزایش پراکندگی فراهم گردیده اند. - در صورت کوچک بودن اندازه جمعیت، همگرایی ناپایدار می باشد. - ممکن است در دام نقاط موضعی بیفتد.
الگوریتم ایمن ^۱ (IA) [۴۲]	IA در مدل تطبیقی اجرا گردیده است تا جریان توان راکتیو را به منظور کمینه کردن اتلاف انرژی، انحراف ولتاژ و افزایش پایداری ولتاژ حل نماید. نرخ های کراس اوور، جهش و کلون همگی به صورت تطابقی مورد استفاده قرار گرفتند تا در هر نسل مربوط به تابع وابستگی سراسری، به صورت خودکار تغییر نمایند.	- پارامترهای تطابقی از همگرایی پیش از موقع و افتادن در دام یک پاسخ بهینه یپ موضعی اجتناب می کنند. - دارای راندمان و همگرایی خوب می باشد.	دارای بار محاسباتی و پیچیدگی بیشتر می باشد.
SOA [۳] [۱۶]، [۴]	در مرجع [46]، SOA برای مسئله ای ORPD پیاده سازی گردیده است تا اتلاف های حقیقی به عنوان یک تابع تک هدف کمینه گردد. در مرجع [۴۳]، SOA به منظور کمینه کردن اتلاف های توان، انحراف ولتاژ و افزایش پایداری ولتاژ با استفاده از L-index پیاده سازی گردیده است. این ORPD به عنوان مینیم کردن توابع تک هدف و متفاوت به کار گرفته شده است.	- به راحتی درک می گردد. - در متعادل نمودن توانایی جست و جوی سراسری و سرعت همگرایی دارای عملکردی مناسب می باشد. - اگرچه SOA تنها متغیرهای پیوسته را به کار می گیرد، مراجع [۳] و [۱۶] برای این مشکل جست و جو را در یک فضای پیوسته هدایت نموده اند و سپس ابعاد متناظر برای جست و جو کنندگان اعداد حقیقی را به مقادیر صحیح محدود نموده اند.	- ممکن است SOA برای توابع با چندین مود، در یک نقطه بهینه ی موضعی توقف نماید. - SOA شدیداً به ساختارها و پارامترهای وابسته می باشد.
الگوریتم جست و جوی هارمونی	روش HS به منظور تعیین مکان ها و خروجی ها برای جبران گرهای استاتیک VAR استفاده گردیده است تا هزینه های سرمایه گذاری،	- دارای مفهومی ساده می باشد. - به آسانی پیاده سازی می گردد. - دارای سرعت همگرایی مناسب می باشد.	به سه پارامتر: حافظه هارمونی با در نظر گیری نرخ، نرخ تغییر pitch، و بردار عرض باند وابسته می باشد.

¹ Immune Algorithm

۱ [۴۴-۴۶]	انحراف ولتاژ میانگین و اتلاف کلی سیستم کمینه گردد.		
الگوریتم بهینه سازی کولونی مورچه ۲ (ACO) [۴۷-۴۸]	- الگوریتم ACO با الگوریتم ایمن برای حل مسئله بهینه سازی توان راکتیو در ترکیب می باشد تا تلفات انتقال را کاهش دهد. - مسئله ی ORPD با استفاده از روش ACO برای مینیمم نمودن تلفات به عنوان یک تابع تک هدف ، حل گردیده است. پارامترهای حساسیت برای بیان اهداف و متغیرهای وابسته از نظر متغیرهای کنترلی استفاده گردیده است و بر پایه ی یک مدل تغییر یافته از جریان بار غیر کوپل سریع می باشد.	- از نوع اتفاقی می باشد. - به صورت ذاتی موازی می باشد. - قابلیت تطبیقی دارد. - از فیدبک های مثبت استفاده می کند. - همگرایی آن، تضمین شده می باشد.	- برای مقاداردهی اولیه پارامترها از سعی و عیب استفاده می کند. - آنالیز و پیاده سازی آن مشکل می باشد. - دارای سرعت همگرایی کمتر می باشد. - تقریب خطی با استفاده از حساسیت ها (مبهم بود) - هر تابع هدف به صورت جداگانه و یک مسئله ی بهینه سازی تک هدف به کار گرفته می شود.
ABC [۴۹]	ABC با توجه به رفتار دسته زنبورها برای جست و جوی غذا الهام گیری شده است. این الگوریتم برای مسئله ORPD و در سیستم های توان نامنظم با فرض پایه گذاری مارکت توان حقیقی از پیش، به کارگیری شده است.	- به سادگی روش های PSO و DE و دارای پارامترهای کنترلی کم مانند اندازه کولونی و ماکزیمم تعداد سیکل می باشد. - در مقاداردهی اولیه مقاوم می باشد. - دارای توانایی دسترسی به پاسخ های موضعی می باشد.	- روش ABC از خصوصیات بهره گیری ضعیفی برخوردار می باشد. - سرعت همگرایی آن در برخی مسائل یک مشکل محسوب می شود. - ممکن است در نقاط بهینه ای موضعی توقف کند.
PSO [۵۰-۵۶]	الگوریتم PSO به منظور یافتن گمارش بهینه برای دستگاه های FAVTS با کار گیری شده است که بر مبنای مقادیر شاخص شدت احتمالی CSI بوده و هم موارد تکی و هم چند احتمالی را در نظر می گیرد.	- دارای مفهومی ساده می باشد. - به آسانی پیاده سازی می گردد. - دارای سرعت همگرایی مناسبی می باشد. - کارآمد است - تنظیم پارامترهای کمی را شامل می شود. - به نقاط اولیه وابستگی کمتری دارد.	- نرخ همگرایی پایینی دارد. - در نقاط بهینه ای موضعی توقف می کند. - به وزن اینرسی و ثوابت یادگیری وابسته می باشد. - برای مقادیر اولیه ای پارامترها از سعی و عیب استفاده می کند. - به منظور سادگی بیشتر در به کارگیری مسئله RPP به عنوان یک مرحله از مسئله TEP، تاثیر تنظیمات تپ در نظر گرفته نگردیده است.
GSA [۵۷-۵۸]	GSA بر اساس قانون جاذبه نیوتن و حرکت می باشد. این روش با استفاده از FACTS به منظور کمینه کردن تلفات و انحرافات ولتاژی به کار گرفته شده است. در مرجع [61]، روش GSA با پایه-تضاد برای ایجاد جمعیت اولیه، به منظور حل مسئله ORPD ارائه گردیده است.	- پیاده سازی آن ساده و آسان می باشد. - دارای حرکات فردی با احتمال تصادفی بودن بالا می باشد. - بنابراین در فضای پاسخ جست و جویی سراسری انجام می دهد.	- توانایی جست و جوی موضعی آن ضعیف می باشد. - در [60]، در برابر مقاداردهی اولیه مقاوم نمی باشد که این ویژگی در مرجع [61] بهبود یافته است. - در [60، 61]، مسئله ی موردنظر به عنوان مسئله ی بهینه سازی تک هدفی فرمول بندی گردیده است.

¹ Harmony search algorithm

² Ant Colony Optimization (ACO) algorithm

الگوریتم کرم شب-تاب^۱ (FA) [۵۹]	این الگوریتم مشابهت‌های بسیاری به الگوریتم PSO دارد و بر پایه‌ی رفتار جمعی می‌باشد. از آن به منظور مینیم نمودن تلفات توان حقیقی یا انحرافات ولتاژی استفاده شده است.	- روش FA ساده و پیاده‌سازی آن نیز آسان می‌باشد. - دارای قدرت جست و جوی مناسبی می‌باشد. - شامل فرایند خود-ارتقای در فضای کنونی خود می‌باشد و فضای خود را نسبت به مرحله‌های قبل بهبود می‌بخشد.	- اغلب در نقاط بهینه‌ی موضعی توقف می‌کند. - در کمینه کردن تلفات توان یا بهبود شاخصه‌ی ولتاژ به عنوان یک بهینه‌سازی تک هدفی به کار گرفته شده است. - پارامترهای آن به صورت ثابت تنظیم شده و با زمان تغییری نمی‌کنند.
الگوریتم یادگیری تدریس^۲ (TLA) [۶۰]	TLA بر اسای شبیه‌سازی یک فرایند یادگیری کلاسیک می‌باشد که دارای دو فاز: (۱) یادگیری از طریق معلم و (۲) یادگیری از طریق برهمکنش با دیگر آموزنده‌گان می‌باشد. این روش برای مسئله ORPD و تنها با در نظر گرفتن تلفات توان به کار گرفته شده است.	- دارای توانایی جست‌وجوی سراسری و نرخ همگرایی متعادل می‌باشد. - از قابلیت خوبی برای جست-جوهای موضعی و سراسری برخوردار می‌باشد.	- اغلب به نقاط بهینه‌ای موضعی همگرا می‌گردد. - خصوصیات جست‌وجوی آن به پشتیبانی بیشتری نیاز دارد. - تلفات توان تنها هدف بررسی شده با آن می‌باشد.
بهینه‌سازی برهمکنش شیمیایی^۳ (CRO) [۶۱]	CRO بر پایه‌ای برهمکنش‌های شیمیایی متفاوتی می‌باشد که در میان مولکول‌ها رخ می‌دهند. از آن برای مسئله RPP و با استفاده از FACTS به منظور کمینه‌سازی تلفات انتقال، بهبود شاخص ولتاژ و پایداری ولتاژ استفاده شده است.	- پیاده‌سازی آن آسان می‌باشد. - CRO مانند یک روش جست-وجوی رندوم در فضای کلی پاسخ‌ها فتار می‌کند که ممکن است قابلیت جست‌وجوی آن را محدود نماید. - در برابر مقادیر اولیه مقاوم می‌باشد.	- جست‌وجوی موضعی آن نیاز به ویرایش‌های بیشتری دارد زیرا ممکن است در نقاط بهینه‌ی موضعی توقف کند. - برای حل مسئله‌ی RPP در نظر گرفته شده از شاخصه‌های مقاومتی خوبی برخوردار می‌باشد، بسیار به انرژی جنبشی اولیه و نرخ تلفات حساس می‌باشد.
الگوریتم سیکل آب^۴ (WCA) [۶۲]	WCA از طبیعت الهام‌گیری شده و بر اساس مشاهده‌ی سیکل آب و چگونگی جاری گشتن رودخانه‌ها و جریان‌های آبی در دنیای واقعی و به سمت دریا می‌باشد. از این روش برای کمینه کردن مجموع وزنی تلفات و انحرافات ولتاژی استفاده شده است.	- استفاده از آن ساده و آسان است. - دارای پارامترهای کنترلی کمی می‌باشد. - از ویژگی‌های کاوشی خوبی برخوردار است.	- قابلیت جست‌وجوی موضعی آن ضعیف می‌باشد. - اغلب در نقاط بهینه‌ی موضعی توقف می‌کند. - مقاومت و ثبات آن نیاز به تقویت دارد.
الگوریتم جست-وجوی	DSA از مهاجرت سوپر ارگانیسم‌ها که به صورت حرکات براونی بود، الهام گرفته شده است. این روش برای حل مسئله‌ی غیرقابل‌اجرای	دارای خصوصیت کاوشی خوبی در فضای جست‌وجو می‌باشد تا ناحیه‌ی شامل	مینیم‌سازی هزینه سوخت یا انحرافات ولتاژ به عنوان بهینه‌سازی‌های تک هدفه و در دو سطح متفاوت صورت گرفته است.

¹ Firefly Algorithm

² teaching learning algorithm

³ Chemical Reaction Optimization

⁴ Water Cycle Algorithm

دیفرانس یلی^۱ (DSA) [۶۳]	کمینه‌سازی هزینه‌ی سوخت با استفاده از بهینه‌سازی مسئله‌ی RPP به کار گرفته شده است. گمارش کاندیدها برای منابع VAR بر اساس انتخاب گردیده اند.	بهینه‌ی سراسری را ردیابی نماید. بنابراین نرخ همگرایی آن سریع بوده ولی در برخی حالات یک مشکل می‌باشد.	- تنظیمات تپ ترانسفورماتور و منابع VR به عنوان متغیرهای پیوسته در نظر گرفته شده‌اند. - بهره‌گیری از آن برای داشتن پاسخ‌های بهینه، نیازمند پشتیبانی بیشتری می‌باشد. - DSA هنوز یک روش جدید بوده و مطالعات بیشتر به منظور توسعه و بهبود آن باید صورت گیرد.
تکنیک- های هیبریدی (ترکیبی)	- یک الگوریتم ترکیبی PSO-DE برای حل مسئله‌ای کنترل توان راکتیو در مارکت الکتریسته پیاده‌سازی گردیده است [۶۴-۶۵]. - الگوریتم PSO-DE یک عملیات دیفرانسیلی از DE انجام داد تا سرعت ذرات PSO به روزرسانی شود [۶۴-۶۵]. - یک الگوریتم ترکیبی PSO-GA برای کمینه‌سازی هزینه تولید توان راکتیو، جبران‌سازهای توان راکتیو و تلفات توان راکتیو پیاده‌سازی گردیده است. پارامتر $BLX-\alpha$ و عملگرهای جهشی یکنواخت از الگوریتم GA بر روی ذرات PSO به کار گرفته شده‌اند [۶۴-۶۵]. - مدلی هیبریدی دیگر PSO-GA برای جست‌وجو در گمارش بهینه برای SVC انجام گرفته است. الگوریتم PSO در ابتدا پیاده‌سازی گردیده تا تعداد تکرار لازم آن فرارسد. سپس، GA جمعیت را به روزرسانی نموده با نظر به اینکه جمعیت نهایی PSO در واقع جمعیت اولیه آن می‌باشد [۶۶]. - روش IA نیز با الگوریتم ACO ترکیب گردیده تا یک الگوریتم هیبرید کلونی مورچه‌ی ایمن و مصنوعی (AIACA) برای کمینه‌سازی تلفات توان حقیقی ایجاد کند [۶۷].	- یک استراتژی انتخابی اضافه گردیده است که یک ذره در صورتی به سمت یک مکان جدید حرکت می‌کند که مکان جدید، مقدار مناسب‌تری را نتیجه دهد. - کراس‌اوور و جهش در صورتی انجام گرفته است هیچ تغییری در مکان سراسری برای تعدادی از تکرارها به منظور همگرایی پیش از موعد نباشد. - مدل هیبرید ساده و آسان برای پیاده‌سازی می‌باشد. - از پراکندگی خوبی برخوردار است. - از اصل فیدبک مثبت از روش ACO، و سرعت IA به منظور اجتناب از توقف در پاسخ‌هی بهینه‌ی موضعی استفاده می‌کند.	- نرخ همگرایی آهسته‌ی دارد. - دارای بار محاسباتی بیشتر و پیچیدگی می‌باشد. - هر دو الگوریتم بسیار به تنظیمات پارامترهای کنترلی حساس می‌باشند. - برای مقداردهی اولیه از سعی و عیب استفاده می‌کند. - عملکرد همگرایی آهسته‌ی دارد. - دارای پارامترهای کنترلی زیاد می‌باشد که باید تنظیم گردند. - کاهش تلفات انتقال به عنوان یک مسئله‌ی بهینه‌سازی تک هدف پیاده‌سازی شده است. - نرخ همگرایی آهسته‌ی دارد.

¹ Differential Search Algorithm

۲-۶- ساختار کنترلی ارائه شده در مقالات مختلف

در چند سال اخیر در تعداد زیادی از مطالعات نشان داده شده است که ساختار کنترل سلسله مراتبی، برخی معایب ذاتی از نظر سطح پایین مقیاس پذیری دارند. بدین معنا که افزایش نفوذ منابع تولید پراکنده^۱ می تواند منجر به این شود که منابع محاسباتی، نتوانند حجم بالای محاسبات را تحمل کنند و در نتیجه نیاز باشد که سخت افزار اضافی و پشتیبان برای سیستم مرکزی در نظر گرفته شود. علاوه بر این، این گونه ساختارهای کنترلی، پهنای باند زیاد و همچنین منابع ذخیره اطلاعات بزرگی را نیاز خواهد داشت [۶۸-۶۹].

همچنین نفوذ بالای منابع تولید پراکنده در شبکه قدرت، سبب افزایش پیچیدگی فرایند تنظیم ولتاژ شده است. علت این امر، تزریق توان از این منابع به شبکه برق است که می تواند پروفیل ولتاژ شین های شبکه را تغییر دهد. این مشکل در حالتی که ژنراتورهای این منابع بر اساس انرژی های تجدیدپذیر کار می کنند و توان تزریقی تصادفی است، پیچیدگی مسئله را بیشتر خواهد کرد. برای این منظور نیاز به طراحی ساختاری با هدف عملکرد مؤثر و مطمئن شبکه است که در آن واحدهای تولید پراکنده و تجهیزات تنظیم کننده فعلی بتوانند به صورت مناسبی با یکدیگر هماهنگ عمل نمایند. برای اطمینان از اینکه یک راه حل بهینه برای مسئله تنظیم ولتاژ به صورت آنلاین ارائه شود، این ساختار بایستی حجم محاسباتی پایینی داشته باشد.

همه این عوامل سبب شده است که تمایلات برای استفاده از ساختارهای تنظیم ولتاژ متمرکز در شبکه هوشمند کم شود و زمینه حذف این ساختارها در سیستم های جدید فراهم گردد. در این زمینه، تحقیقات جدید به سمت استفاده از ساختارهای تنظیم کننده پیشرفته که از ساختارهای کنترلی متمرکز قدیمی فاصله دارند، متمایل شده اند. افزایش استفاده از تجهیزات هوشمند (حسگرهای هوشمند) در

¹ - Distributed Generation (DG)

سیستم‌های قدرت امروزی که در سطح شبکه توزیع می‌شوند، امکان اجرای ساختارهای کنترلی جدید که به صورت توزیع شده در کل سیستم قدرت طراحی می‌شوند را فراهم کرده است. در این گونه ساختارها، کنترل‌کننده‌های مرکزی نقش کمتری در کنترل شبکه خواهند داشت.

در چند سال اخیر مطالعاتی در زمینه ارائه ساختارهای کنترلی توزیع شده (غیر متمرکز) برای سیستم قدرت انجام گرفته است. اهمیت زیاد این قسمت بدین خاطر است که سیستم کنترل به عنوان قلب یک سیستم قدرت تلقی می‌شود و کوچکترین اشتباه و یا نقصی در آن سبب خواهد شد که شبکه قدرت با مشکلات زیادی مواجه شود و هزینه‌های هنگفتی را به بهره‌برداران تحمیل کند. از این رو لازم است تا این گونه ساختارها به طور دقیقی مورد ارزیابی قرار گرفته و از جوانب مختلف مطالعه شوند. در این فصل به بررسی تعدادی از ساختارهای اطلاعاتی و ارتباطاتی جهت کنترل توان راکتیو و بهبود وضعیت ولتاژ شبکه پرداخته شده است. همچنین مزایا و معایب هر یک از این ساختارها بیان و مورد بحث و بررسی قرار گرفته است.

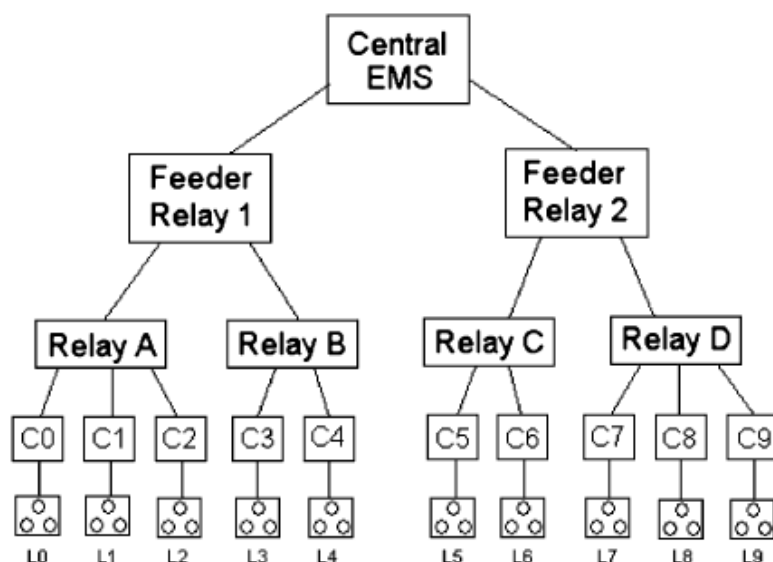
۲-۶-۱- ساختار ICS با حضور مرکز کنترل‌کننده

در این معماری یک مرکز اطلاعاتی که در سیستم قدرت به عنوان سیستم مدیریت انرژی^۱ (EMS) شناخته می‌شود، در قسمت فوقانی ساختار سلسله مراتبی قرار می‌گیرد که وظیفه برقراری ارتباطات امن و فشرده‌سازی اطلاعات را برعهده دارد [۷۰].

معماری سلسله مراتبی فوق در شکل زیر نشان داده شده است که متشکل از سطوح اطلاعاتی می‌باشد که مرز بین این سطوح از نظر سیستم قدرت رله‌های موجود در فیدر پست‌های توزیع است. در این ساختار برای کنترل جریان توان راکتیو و در نتیجه بهبود پروفایل ولتاژ به صورت زیر عمل می‌شود:

¹ - Energy Management System (EMS)

جریان توان راکتیو که در تمام سطوح سیستم قدرت جریان دارد توسط حوزه‌های اطلاعاتی تعریف شده، مانیتور می‌گردد. هر شین سیستم انتقال به عنوان یک عضو از گروه پشتیبانی توان راکتیو شناخته می‌شود. در نتیجه شین انتقال متصل به شبکه توزیع به عنوان سرگروه این گروه و نماینده شبکه توزیع متصل به آن می‌باشد که وظیفه ارسال دستورات کنترلی برای تجهیزات کنترل‌کننده ولتاژ در سطح توزیع را دارا می‌باشد. در صورتی که شرایط بحرانی ولتاژ ایجاد گردد، هسته مرکزی EMS مشکل را پایش می‌نماید. سپس متناسب با محل ایجاد عیب، دستورات لازم را برای فیدر توزیع فرستاده و عملیات کنترل ولتاژ انجام می‌پذیرد. پس از اینکه متغیرهای کنترلی تغییر کردند و این فرآیند به پایان رسید، از طریق مرکز اطلاعاتی ناحیه، گزارش پایان کار برای EMS ارسال می‌شود. سیستم مدیریت انرژی در این حالت وظیفه دارد که بررسی نماید که مشکلی برای نواحی دیگر ایجاد نشده باشد. در صورتی که برای هریک از نواحی چنین مشکلی به وجود آید این پروسه تکرار می‌شود تا به نتیجه مطلوب دست یابد.



شکل (۱-۲) نمودار بلوکی شبکه توزیع و انتقال سلسله مراتبی

۲-۶-۲- ساختار لایه‌ای جهت کنترل توان اکتیو و راکتیو مصرف‌کننده

در حال حاضر، سیستم‌های قدرت به صورت متمرکز بهره‌برداری می‌شوند. برای نمونه سیستم حفاظتی در برابر عیبهای شبکه، به صورت دائم شبکه را پایش می‌نماید تا زمانی که وضعیت نامساعدی به وجود آمده و این تجهیزات شروع به انجام عملیات اصلاحی می‌نمایند. در واقع این تجهیزات بخشی از سیستم اسکادا بوده که به صورت متمرکز می‌باشد.

در [۷۱] یک ساختار جدید برای کنترل بارهای شبکه توزیع ارائه گردیده است که در آن از توان اکتیو و راکتیو بارهای شبکه، به عنوان یک منبع برای کاهش مشکلات بهره‌برداری شبکه استفاده می‌شود. در این مدل، ساختار متمرکز رله‌های حفاظتی با سیستم کنترلی پیشنهادی ادغام شده است. این ساختار در واقع ترکیب دو ساختار هوشمند ارائه شده در [۷۰] و [۷۲] است. همانطور که در بخش قبل اشاره شد، در [۷۰] ساختاری که از عامل‌های هوشمند استفاده می‌کند، برای کاهش اضافه بار خطوط به کمک کنترل بارهای مخصوصی به کار گرفته شده است. همچنین یک الگوریتم بهینه‌سازی توزیع شده برای کاهش تلفات توان اکتیو در شبکه توزیع در این مطالعه ارائه شده است. در [۷۲] ساختاری برای کنترل توان راکتیو جهت حفظ پروفیل مناسب ولتاژ ارائه شده است. الگوریتم به کار رفته از یک طرح کنترلی هوشمند به دنبال یک ساختار زنجیره فرمان که سیستم کنترل رویدادها^۱ (فرماندهی حادثه) (ICS) است، استفاده می‌کند. ساختار ارائه شده در [۷۱] در واقع ترکیبی از دو ساختار فوق است که یک ساختار بهتر و کارآمدتر را فراهم کرده و این امکان را فراهم می‌کند که کنترل در سطوح مختلف شبکه قدرت انجام شود. فرایند توزیع بهینه توان راکتیو در قالب این ساختار به کمک یک الگوریتم بهینه‌سازی متشکل از عامل‌های هوشمند انجام گرفته است.

□ ساختار کنترل هوشمند

¹ - Incident Command System

اعضای ساختار زنجیره فرمان مانند سیستم کنترل رویدادها (ICS) از یک سری وظایف و قوانینی پیروی می‌کنند. درواقع، ICS یک ابزار سیستماتیکی می‌باشد که برای کنترل و هماهنگی در هنگام پاسخ به یک رویداد در سیستم به کار گرفته می‌شود. برای نمونه این سیستم برای رویارویی با وقایع قابل انتظار در روز، برای آتش‌نشان‌ها و دیگر پرسنل مرتبط با مواقع اضطراری به کار گرفته شده است. استفاده موفق‌آمیز گسترده از این سیستم نشان می‌دهد که این سیستم برای مواجهه با مواقع اضطراری و تعداد زیاد پاسخ‌گوها که ممکن است به صورت عادی با یکدیگر کار نکنند اما هدف‌های یکسانی برای حادثه رخ داده داشته باشند، بسیار کارآمد و موفق بوده است. به طور مشابه، برای سیستم قدرت نیاز به یک چارچوب کنترلی می‌باشد که در مواقع عیب و بروز مشکل برای سیستم، از بازدهی بالایی برخوردار باشد.

در ICS هر موجودیت نرم‌افزاری، گزارشاتی را تنها برای رهبر و مسئول خود گزارش می‌دهد. همه موجودیت‌های نرم‌افزاری در یک گروه کار می‌کنند، و همه اعضای گروه به یک موجودیت نرم‌افزاری که به عنوان رهبر گروه است اطلاعات و گزارش می‌دهد. در این ساختار، واحد با مرتبه بالاتر به عنوان فرمان^۱ تعریف می‌گردد. در بخش‌های پایینی هر فرمان ممکن است بخش‌ها، شاخه‌ها، گروه‌های عملکردی و بخش‌های جغرافیایی مختلفی باشد. منابعی که در واقع کارها را انجام می‌دهند، در پایین‌ترین سطح در زنجیره فرمان قرار دارند.

در زمینه حوادث سیستم قدرت، در این ساختار توان اکتیو و راکتیو بارهای کنترل‌پذیر به عنوان منابع در نظر گرفته می‌شوند. مشابه منابع انسانی در ICS، بارهای کنترل‌پذیر با هم کار نمی‌کنند و به هم مرتبط نمی‌شوند ولی در مواقع بحرانی یک هدف را دنبال می‌کنند.

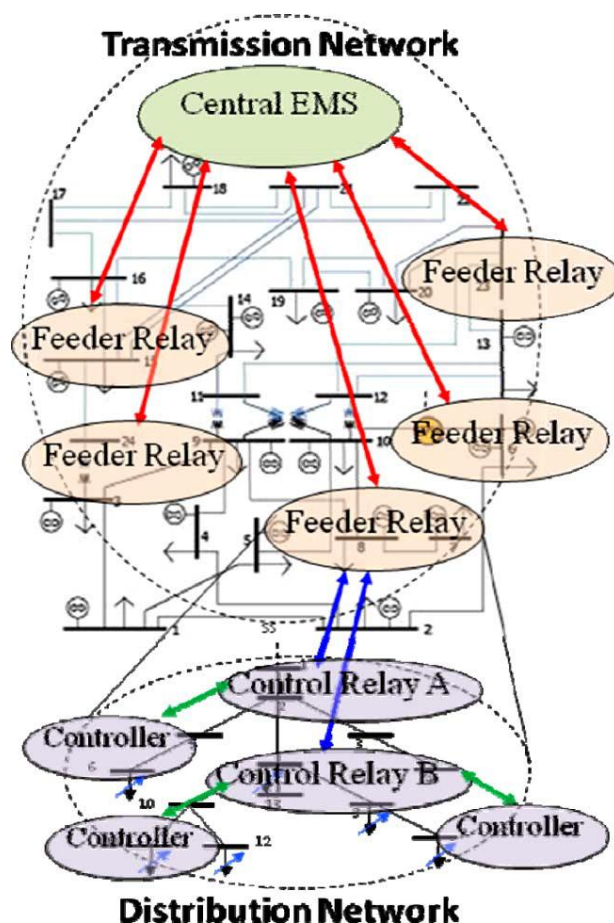
شکل (۲-۲) یک سیستم قدرت را نشان می‌دهد. یک نرم‌افزار مدیریت انرژی (EMS) مرکزی شرایط کل سیستم انتقال را پایش و کنترل می‌نماید. سیستم انتقال نیز از طریق رله‌های کنترلی به سیستم

¹ - Command

توزیع متصل می‌گردد. هر کدام از این رله‌ها، خود نیز یک مجموعه از رله‌های پایین دستی (رله‌های کنترلی) را کنترل می‌کنند. این رله‌ها (رله‌های پایین دستی) و سیستم‌های کنترلی دیگر در شبکه هوشمند وظیفه کنترل و پایش شرایط شبکه پایین دستی را دارند.

با حفظ ساختار ICS، شین‌های موجود در شبکه به چند گروه تقسیم می‌گردد (مطابق آنچه که در شکل نشان داده شده است) که هر کدام یک رهبر اطلاعاتی دارند که به حوزه^۱ شناخته می‌شود (حوزه اطلاعاتی). هر یک از این حوزه‌ها شامل یک سطح بالادستی و یک سطح پایین دستی می‌باشند. هر تجهیز در سطح بالایی این حوزه‌ها می‌تواند تجهیزات در سطوح پایین‌تر این حوزه‌ها را کنترل نماید. در این حوزه اطلاعاتی، هیچ یک از تجهیزات سطوح بالاتر به صورت مستقیم قادر به برقراری ارتباطات با هیچ یک از تجهیزات سطح پایین‌تر حوزه نیستند. اما در مواقعی که نیاز به اقدام یک امر کنترلی در سطح پایین این ساختار لایه‌ای باشد، تجهیزات سطوح پایین حوزه اطلاعاتی که خود سطح بالای یک حوزه اطلاعاتی دیگر هستند، سیگنال‌های کنترلی مناسبی را برای حوزه اطلاعاتی بعدی و پایین‌تر خود ارسال می‌نمایند. این سیستم انتقال فرمان‌ها در واقع هسته اصلی سیستم ICS می‌باشد، روشی را فراهم می‌آورد که ارتباطات در سطح شبکه هوشمند از یکدیگر مجزا گردد و امنیت این ارتباطات نیز افزایش یابد، زیرا هر حوزه تنها می‌تواند به بخشی از اطلاعات دستیابی پیدا کند.

¹ - Realm



شکل (۲-۲) بلوک دیاگرام شبکه انتقال - توزیع

برای مدیریت اطلاعات و فرمان‌های کنترلی، ساختار *ICS* می‌تواند با معماری چند عامله پیاده‌سازی شود. در این ساختار جدید، رله‌های فیدر می‌تواند یک عامل داشته باشند که داده‌ها و اقدامات کنترلی مورد نیاز در لایه تحت نظر خود را کنترل نمایند. در این ساختار لایه‌ای که مرز بین لایه‌ها همان رله‌ها می‌باشند، دو نوع راه ارتباطاتی وجود دارد. در این ساختار اطلاعاتی، داده‌ها از دو سمت سطح پایین و سطح بالای هر لایه ارسال می‌گردد. بنابراین داده‌ها دارای دو جهت متفاوت هستند. یک روش برای هماهنگی این سیستم این است که یک سیستم چند عامله متمرکز پیاده شود. در این حالت تنها یک عامل هماهنگ‌کننده وجود دارد که اطلاعات مربوط به نهادها و عامل‌های دیگر را دریافت می‌نماید و اقدامات هر یک از عامل‌های لایه پایینی را هماهنگ می‌کند. بنابراین، از آنجا که همه عامل‌ها تنها یک

وظیفه و عمل مشخص دارند، هماهنگی سیستم آسانتر خواهد بود. روش دیگری که برای هماهنگی این سیستم می‌تواند مورد استفاده قرار بگیرد بدین صورت است که یک مذاکره رقابتی^۱ در هر عاملی که هدف مشخصی دارد ایجاد می‌کند و مرتبه هماهنگی عامل‌ها به طور دقیق مشخص نیست.

یکی از مشکلات اصلی این ساختار لایه‌ای این است که اگر لینک ارتباطی مستقیم بین عامل نرم-افزاری هماهنگ‌کننده و عامل‌های پایین دستی قطع گردد، وظایف تعریف شده برای هر نهاد نمی‌تواند اجرا گردد. برای حل این مشکل باید یک الگوریتمی اتخاذ گردد که جوابی برای این مشکل در شرایط مختلف داشته باشد. در این ساختار *ICS* ارائه شده، عامل هماهنگ‌کننده همان *EMS* مرکزی می‌باشد و عامل‌های لایه پایینی در واقع رله‌های فیدر و دیگر رله‌های متصل به *EMS* مرکزی است.

لازم به ذکر است که این سازماندهی و ساختار کنترلی در مدیریت و حل مشکلات پیش آمده به اندازه کافی انعطاف‌پذیر است. این ساختار قادر است مشکلات را به جای اینکه همیشه یک کنترل‌کننده سطح بالا مدیریت کند، در یک چارچوب توزیع شده بررسی نموده و اقدامات مناسب را انجام دهد. برای مثال، فرض کنید که یک تجهیز سطح بالا یک مشکلی محلی را در هر یک از حوزه‌های پایین دستی تشخیص می‌دهد. در صورتیکه وسیله به شکل مناسبی برنامه‌ریزی و تجهیز شده باشد که بتواند پاسخی را ارائه دهد، می‌تواند مشکل به وجود آمده را به کمک هماهنگی تجهیزات زیر نظرش اصلاح کند. در چنین وضعیتی نیاز نیست که *EMS* مرکزی فرامین کنترلی را صادر کند. با توجه به قابلیت‌های ساختار پیشنهادی، می‌توان آن را در مواردی غیر از کنترل ولتاژ به کار برد و از عامل‌های هوشمند آن مشابه آنچه که در [۷۲] استفاده شده است، بهره برد. به طور کلی چنین ساختاری می‌تواند برای انجام هر گونه اقدام اصلاحی و پیشگیرانه استفاده شود.

همانطور که قبلاً نیز گفته شد، الگوریتم‌های کنترلی که با استفاده از ساختار سلسله مراتبی پیشنهادی حوزه‌ها اجرا می‌شوند، بایستی انعطاف‌پذیری کافی برای کنترل مشکلات را در یک روش

¹ - competitive negotiation

توزیع شده به جای روش متمرکز بالا به پایین داشته باشند. برای این منظور الگوریتم باید به اندازه کافی قدرتمند باشد که بتواند وضعیت‌های محلی را به گونه‌ای مدیریت نماید که اقدامات محلی اثری بر سایر نواحی شبکه قدرت نگذارد.

■ ساختار کنترل مرکزی

الگوریتم برای این ساختار کنترلی که دارای سطوح مختلف است، به صورت زیر می‌باشد:

(۱) در این ساختار EMS مرکزی با توجه به اطلاعاتی که از سطوح پایین پایش می‌نماید، هر مشکلی

در سیستم را تشخیص می‌دهد. بر اساس اطلاعات به دست آمده از رله‌ها، این مرکز اطلاعاتی

پاسخ مجتمعی را محاسبه نموده تا اثرات مشکل به وجود آمده را کاهش دهد. این پاسخ برای

رله‌های ارتباطی با سطح توزیع ارسال می‌گردد.

(۲) زمانیکه رله‌های فیدر درخواست EMS را دریافت می‌کنند، ابتدا باید تایید کنند که درخواست

مجتمع قابل اجرا است. رله‌های فیدر با ارتباط با کنترل‌کننده‌های پایین دستی، درخواست

مورد نظر را از لحاظ قابل اجرا بودن بررسی می‌کنند.

بنابراین برای تأیید درخواست، عامل رله فیدر یک مجموعه از اقدامات را محاسبه می‌کند، به گونه‌ای

که امکان اجرای درخواست مجتمع باشد و این بدین علت است که رله در حال حاضر نیاز به همکاری

و هماهنگی محلی برای اجرای درخواست EMS در یک بازه زمانی کوتاه دارد.

(۳) پس از تأیید فرمان توسط رله‌های فیدر مبنی بر قابل انجام بودن این خواسته EMS و محاسبه

مجموعه‌ای از اقدامات برای کنترل‌کننده‌های حوزه خود، این نهاد به EMS پیام می‌دهد که موافق

اجرای عمل کنترلی درخواست شده است. اگر کنترل‌کننده موجود در آن نهاد اطلاعاتی

(کنترل‌کننده محلی) نتواند فرمان خواسته شده را اجرا کند و شرایط را بهبود دهد، رله اطلاعاتی

باید وضعیت دیگری را برای رفع مشکل محاسبه نماید. اگر پاسخ محلی مناسبی در شبکه توزیع

پیدا نشود، آنگاه رله فیدر باید به EMS مرکزی اطلاع دهد و مجموعه جدیدی از پاسخ‌ها باید این بار توسط EMS مرکزی محاسبه شود.

۴) در این زمان، اگر تمام رله‌های حفاظتی با اجرای کنترل خواسته شده موافق باشند و شرایط را برای اجرای آنها مساعد اعلام کنند، EMS دستور انجام فرایند کنترلی را می‌دهد. حتی اگر همه رله‌های فیدر موافق اجرای درخواست باشند، باز EMS مرکزی یک فرصت خواهد داشت که اقدام کنترلی را کنسل کند. برای مثال، اگر EMS تشخیص دهد که اجرای این عمل بر سایر نواحی سیستم قدرت تأثیر خواهد گذاشت.

۵) زمانیکه تأییدیه اجرا از EMS توسط رله فیدر دریافت شد، اقدام کنترلی مورد نظر با ارسال فرامین به کنترل‌کننده‌ها و رله‌های متصل به آن، اجرا می‌شود.

۶) وقتی اقدام کنترلی انجام پذیرفت رله حفاظتی در فیدر به عنوان رهبر اطلاعاتی پیامی را به منظور پایان فرآیند برای EMS ارسال می‌نماید. با این کار، EMS گزارشی از اقدامات کنترلی خواهد داشت که در شبکه قدرت اجرا شده‌اند و همچنین در صورت لزوم این امکان فراهم است که مراحل مختلف و اطلاعات مبادله شده برای اجرا مورد بازبینی قرار بگیرد.

همانطور که مشاهده می‌شود در این ساختار، اقدامات تنها زمانی می‌توانند اجرا شوند که تأییدیه اجرای آنها از لایه‌های بالایی به لایه‌های پایینی ارسال شده باشد. این گرفتن و فرستادن تأییدیه بدین علت است که کنترل تجهیزات و اقدامات انجام گرفته توسط آنها مشکلاتی را برای شبکه قدرت به وجود نیاورند.

تنها بخشی از سیستم قدرت درگیر با حل مشکل به وجود آمده می‌شود و در نتیجه سرعت تصمیم‌گیری افزایش می‌یابد. لازم به ذکر است که این ساختار نه تنها برای کنترل ولتاژ بلکه برای بهبود بسیاری از معیارهای سطح توزیع می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.

مورد گفته شده در بالا برای حالتی بود که یک عامل هماهنگ کننده در نظر گرفته می‌شود و الگوریتم از قسمت بالایی سیستم فرمان شروع می‌شود (یعنی EMS مرکزی). اما حالتی نیز وجود خواهد

داشت که اقدامات به صورت محلی (یعنی از رله‌های فیدر) آغاز شوند. در این حالت، الگوریتم زیر اجرا خواهد شد:

(۱) در این حالت رله فیدر، مشکل و شرایط بحرانی در حوزه خود را تشخیص می‌دهد و یک پاسخ محلی برای این مشکل به وجود آمده تعریف می‌نماید.

(۲) بعد از تأیید اینکه اقدام کنترلی در بخش‌های دیگر سیستم قدرت اثر سوئی ندارد، این پاسخ (اعمال کنترلی درخواستی) فرمول‌بندی شده و از طریق سیستم سلسله مراتبی هر حوزه اطلاعاتی به کنترل‌کننده‌های بار موجود در شبکه ارسال می‌گردد.

(۳) وقتی عملیات اصلاحی و کنترلی انجام پذیرفت، رله پیغامی را مبتنی بر آنکه عملیات کنترلی اصلاحی در حوزه مربوطه انجام پذیرفت، برای EMS مرکزی ارسال می‌نماید. با انجام این کار، EMS گزارشی از اقدامات کنترلی که در شبکه برق انجام گرفته است، خواهد داشت.

(۴) در این حالت EMS بررسی می‌کند که آیا این اقدام روی بقیه سیستم تاثیر گذاشته و یا خیر که در صورت اثرگذاری، نیاز است که پاسخی شامل مبنی بر هماهنگی با دیگر مناطق محاسبه شود.

نکته‌ای که لازم است به آن توجه شود این است که EMS مرکزی تمام اقدامات اصلاحی را ثبت می‌نماید. این برای آن است که بهره‌برداران سیستم بدانند در هر زمانی چه اتفاقی برای سیستم افتاده است.

۲-۶-۳- مدل متمرکز معادل چند ناحیه‌ای

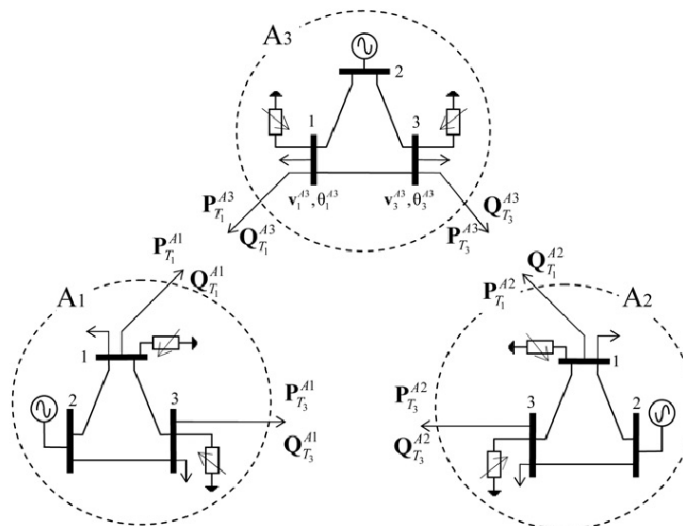
در این مدل ناحیه‌بندی برای مستقل‌سازی بخش‌های مختلف یک سیستم قدرت، با در نظر گرفتن متغیرهای مرزی برای هر ناحیه و تقسیم‌بندی شبکه بر اساس خطوط ارتباطاتی صورت می‌پذیرد. این

مدل در شکل (۳-۲) دیده می‌شود. در این مدل با تعیین متغیرهای مرزی، ژنراتورهایی فرض می‌شود که همان متغیرهای مرزی (ولتاژ، توان اکتیو و راکتیو جاری در خطوط ارتباطاتی) را تامین نماید [۷۳]. در اینجا چهار متغیر مرزی برای ناحیه‌بندی سیستم قدرت استفاده می‌گردد:

$$Q_{TK}^A, P_{TK}^A$$

$$Q_{TM}^{AA}, P_{TM}^{AA}$$

این چهار متغیر فوق برای مدل سازی مسئله می‌بایست تعیین شود تا بتوان ژنراتورهایی را به جای خط ارتباطاتی در نظر گرفت (همانطور که در شکل (۳-۲) دیده می‌شود).



شکل (۳-۲) مشخص کردن متغیرهای مرزی

با توجه به مدل چند ناحیه‌ای فوق، سیستم از حالت متمرکز به حالت متمرکز چند ناحیه‌ای تبدیل می‌شود. نکته‌ای که در این مدل وجود دارد این است که برای هر ناحیه یک ژنراتور در نظر گرفته می‌شود که توان‌های خطوط ارتباطاتی را تامین نماید.

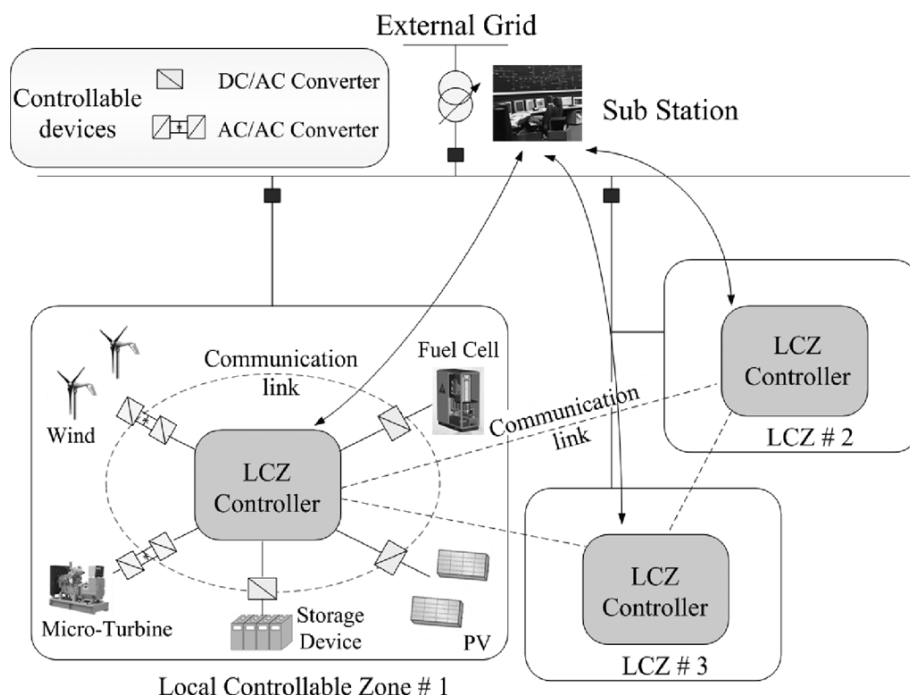
در ادامه برای هر ناحیه یک اپراتور سیستم انتقال^۱ (TSO) در نظر گرفته می‌شود که در واقع یک مرکز اطلاعاتی ناحیه‌ای می‌باشد. در هنگامی که مشکلی به وجود می‌آید، در هر ناحیه TSO معادلات

¹ - Transmission System Operator

مربوط به هر ناحیه که معادلات پخش بار است را حل نموده و متغیرهای حالت را به مرکز می‌فرستد، و می‌تواند برای حل مشکل فرامین کنترلی را به ادوات کنترل‌کننده توان راکتیو از جمله تپ ترانسفورماتور، خازن‌های شبکه، ادوات FACTS و خودروهای الکتریکی و دیگر موارد ارسال نماید. پس از بهبود شرایط موجود در یک ناحیه میزان توان عبوری از یک خط یعنی همان چهار متغیر مرزی تعیین شده در قسمت فوق را به مرکز اطلاعات می‌فرستد. مرکز در صورتی که توان‌های عبوری از حد حرارتی خط انتقال کمتر باشد بهینه‌سازی و بهبود شرایط را در ناحیه فوق تایید می‌نماید، در غیر این صورت دستور تغییر در متغیرها را به مرکز اطلاعات محلی ارسال می‌نماید. از طرف دیگر اگر مشکلی در خطوط ارتباطی ناحیه مذکور نبود به بررسی بقیه نواحی پرداخته و در صورت بروز مشکل در نواحی دیگر ناشی از این تغییر، در نواحی دیگر همین کار را دنبال می‌نماید.

۲-۶-۴- معماری کنترل ولتاژ برای سیستم‌های قدرت با حضور منابع تولید پراکنده

در این قسمت یک معماری توزیع شده سلسله مراتبی اختصاصی برای شبکه‌های انتقال که دارای منابع تولید پراکنده می‌باشند، ارائه گردیده است [۷۴]. این معماری به منابع تولید پراکنده این اجازه را می‌دهد تا به عنوان یک پشتیبان استاتیکی و دینامیکی ولتاژ برای شبکه‌های توزیع متصل، عمل نمایند. این ساختار کنترلی در بسیاری از مسائل و مشکلات ناشی از منابع تولید پراکنده در سطح توزیع کاربرد دارد، نظیر: بهره‌برداری در حالت جزیره‌ای، پیاده‌سازی بازار برق، طرح‌های حفاظتی و دیگر موارد. این ساختار توزیع شده سلسله مراتبی در شکل (۲-۴) ارائه گردیده است:



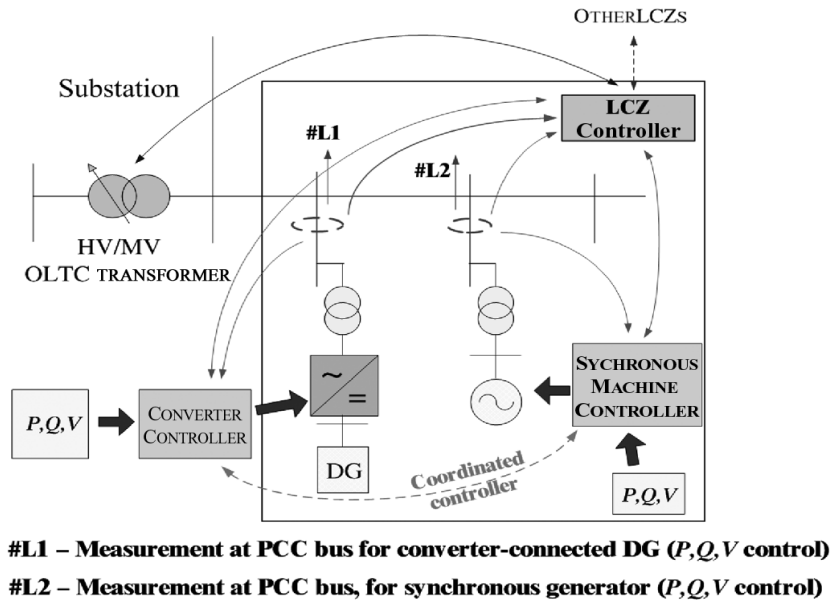
شکل (۲-۴) کنترل ولتاژ توزیع شده سلسله مراتبی برای یک شبکه توزیع با حضور تولیدات پراکنده

در این معماری ارائه شده، هر شبکه توزیع به چند ناحیه کنترل‌پذیر محلی^۱ تقسیم می‌گردد که به اختصار *LCZ* گفته می‌شود. این نواحی شامل منابع تولید پراکنده و دیگر ادوات کنترل‌پذیر خودکار مانند سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی می‌باشند که توانایی بهبود ولتاژ باس‌های موجود در ناحیه را دارند. یک الگوریتم نیز می‌بایست برای تطبیق دادن و مشارکت واحدهای تولید پراکنده با دیگر ادوات کنترل‌کننده ولتاژ و همچنین تنظیم بهره‌برداری نواحی با کنترل‌کننده‌های بالا دستی در پست انتقال طراحی گردد. نکته دیگری که فرض شده است آن است که *LCZ* ها قابلیت پایش آنلاین را دارند تا بتوانند اطلاعات مربوط به وضعیت فعلی را با نواحی دیگر و همچنین پست مطابق شکل تبادل نمایند.

تنها نکته‌ای که می‌بایست به آن توجه شود، این است که میکروتوربین که همواره قابل کنترل بوده و می‌تواند به شبکه وصل شود، به دیگر انواع تولیدات پراکنده ترجیح داده می‌شود. این ساختار برای

¹ - Local Controllable Zone (LCZ)

منابع تولید پراکنده بادی و خورشیدی می‌بایست با قابلیت اطمینان بالاتری طراحی گردد. شکل (۲-۵) روش تنظیم و هماهنگ شدن بخش‌های مختلف ساختار کنترلی را نشان می‌دهد.



شکل (۲-۵) کنترل هماهنگ شده بین $OLTC^1$ در پست و کنترل‌کننده‌های تولیدات پراکنده

در این ساختار، توان راکتیو در دسترس برای هر منبع تولید پراکنده و همچنین سرعت پاسخ کنترل‌کننده‌های ولتاژ در نظر گرفته شده است. علاوه بر آن، DG متصل به کانورتور می‌بایست به‌عنوان اولین عامل در هنگام عیب عمل نمایند، زیرا بسیار سریع کنترل می‌شوند. در بین واحدهای تولید پراکنده، واحدی که توان راکتیو تولیدی تأثیرش بر سطح ولتاژ سیستم بیشتر می‌باشد، باید زودتر از بقیه واحدها وارد فرآیند کنترل ولتاژ شود. اگر با وارد شدن عناصر فوق، شرایط بحرانی برای ولتاژ ناحیه وجود داشت، کنترل‌کننده‌های ولتاژ دیگر موجود در ناحیه وارد عمل می‌شوند. و اگر با وجود تمام این عوامل هنوز مشکل بر طرف نشده باشد، تپ چنجر موجود در پست انتقال وارد عمل می‌شود. بدین ترتیب یک ساختار سلسله‌مراتبی تشکیل می‌گردد که به صورت ناحیه‌ای، مشکل ولتاژ در هر ناحیه را حل می‌نماید.

¹ – On-Load Tap Changer

۲-۶-۵- استراتژی هماهنگ‌کننده مبتنی بر مکانیزم کاوش

در [۷۵] چهارچوب اطلاعاتی^۱ (ORPD) و ویژگی‌های ضروری بهینه‌سازی توان راکتیو هماهنگ شده^۲ (ORP) در سیستم‌های قدرت چندناحیه‌ای مورد بررسی قرار گرفته است. در این مقاله نویسندگان فرض کرده‌اند که تغییر جواب‌های بهینه نمی‌تواند به سادگی با استفاده از قیود تساوی مقادیر مرزی بدست آید. در این مطالعه ولتاژ شین‌های مرزی و توان خطوط مشترک مرزی به عنوان متغیرهای مرزی در نظر گرفته شده است. در این مطالعه نویسندگان یک استراتژی هماهنگ‌کننده‌ای را که مبتنی بر مکانیزم کاوش است، مطرح می‌کند. در این حالت، استراتژی مطرح شده با توجه به تناظر بین جواب‌های بهینه و مقادیر مرزی عمب می‌کند. مزیت‌های چهارچوب پیشنهادی در این مقاله به ادعای نویسندگان دو مورد می‌باشد: (۱) لایه هماهنگ‌کننده با اپراتوری که نیاز داشته باشد اطلاعات کل شبکه را بداند، ضروری نیست؛ (۲) اپراتورها نیازی به محاسبه پارامترهای معادل زیرسیستم‌های خارجی ندارند. در این سیستم، اپراتورها تنها نیاز دارند که متغیرهای مرزی را در نظر بگیرند.

□ چهارچوب اطلاعاتی برای OPRD غیرمتمرکز

به منظور تبادل اطلاعات و هماهنگی OPRD مناطق مختلف، یک لایه هماهنگی در چهارچوب اطلاعاتی پیشنهادی این مقاله در نظر گرفته شده است. اگر مرکز کنترلی وجود داشته باشد که مجهز به کانال‌های ارتباطی با تمام TSO ها باشد، لایه هماهنگ‌کننده شامل مرکز کنترل و کانال‌های ارتباطی می‌باشد. اگر چنین مرکز کنترلی وجود نداشته باشد، لایه هماهنگ‌کننده می‌تواند با استفاده از سیستم چند عامله^۳ (MAS) طراحی شود [۷۶]. به طور خاص در این مورد، رایانه‌ها به عنوان عامل‌هایی به TSO ها اضافه می‌شوند که می‌توانند مقادیر مرزی را اندازه‌گیری کنند و مدل‌های معادل را محاسبه نمایند.

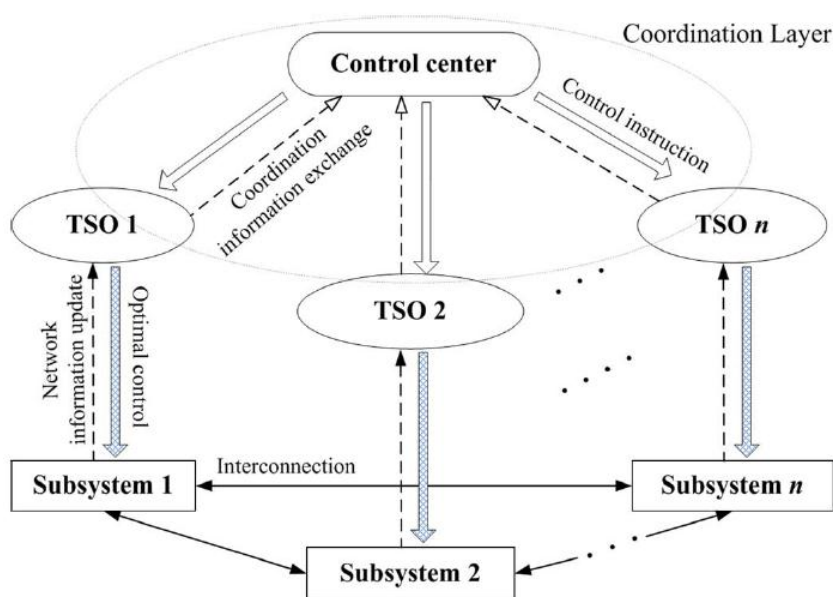
¹ - Optimal Reactive Power Dispatch

² - Optimal Reactive Power

³ - Multi Agent System

ساختار چهارچوب اطلاعاتی در شکل ۲-۶ نشان داده شده است. یک TSO شارش توان راکتیو در یک زیرسیستم را با توجه به دستورهای کنترلی و معادل‌های سیستم‌های خارجی داده شده توسط لایه هماهنگ‌کننده، بهینه می‌کند. هر TSO مقادیر پارامترهای معادل لایه هماهنگ‌کننده را بعد از محاسبه بهینه‌سازی، به روزرسانی می‌کند.

لایه هماهنگ‌کننده طرح محاسبه حالت‌های بهینه را هماهنگ کرده و فرمان‌های مربوط به تبادل اطلاعات بین نواحی مختلف را صادر می‌کند. لازم به ذکر است که اطلاعات مبادله شده تنها مقادیر معادل شبکه هستند، نه کل اطلاعات زیرسیستم‌ها. لایه هماهنگ‌کننده، بعد از دریافت مقادیر مرزی، مقادیر معادل سیستم‌های خارجی را برای ORP بعدی هر زیرسیستم محاسبه می‌کند.



شکل (۲-۶) چهارچوب اطلاعاتی ORPD غیرمتمرکز

۲-۶-۶- سیستم چندعامله توزیع شده

[۷۷] یک سیستم تمام توزیع‌شده‌ی چند عاملی بر مبنای کنترل راکتیو بهینه را پیشنهاد می‌دهد که به منظور بهبود راندمان انرژی و مشخصه ولتاژ برای شبکه‌های قدرت تحت شرایط عملیاتی مختلف

استفاده می‌گردد. برای به روز نمودن تنظیمات کنترلی، یک کنترلر راکتیو تنها نیازمند به اندازه‌گیری اطلاعات موضعی و یا دریافت اطلاعات باس‌های مجاور می‌باشد. قوانین به‌روز رسانی این الگوریتم که بر مبنای روش زیرگرادیان می‌باشد تحت فرض‌هایی قابل قبول استخراج گردیده است. راه‌حل ارائه‌شده قادر می‌باشد تا عملکردی پایا و مقایسه‌پذیر با عملکرد راه‌حل‌های بهینه‌سازی متمرکز فراهم کند. به دلیل سادگی توپولوژی ارتباطات و کاهش حجم داده‌های مورد پردازش، راه‌حل ارائه گردیده می‌تواند پاسخ‌های بلادرنگ و به موقع در مواجهه با تغییرات در شرایط کاری فراهم نماید. در ادامه روش و ساختار ارائه شده در این مطالعه توضیح داده شده است.

□ الگوریتم زیرگرادیان توزیع شده

به منظور راحتی بیشتر، الگوریتم زیرگرادیان توزیع به صورت خلاصه در زیر معرفی می‌گردد. برای یک تابع محدب $f(u): R^n \rightarrow R$ الگوریتم زیر گرادیان می تواند به صورت زیر ارائه گردد [۷۸]:

$$u^{k+1} = u^k - a_k \nabla f^k \quad (۱۲-۲)$$

که ∇f^k زیرگرادیان تابع f در u^k می‌باشد. برای اطلاعات بیشتر در مورد بهینگی، سرعت همگرایی و آنالیز عیب می‌توان به مرجع [۷۹] مراجعه نمود.

در الگوریتم بالا نیازی نمی‌باشد تا ∇f^k در نزولی‌ترین جهت حرکت کند. فرم توزیع شده برای (۲)-۱۲ به صورت زیر می‌باشد:

$$u_i^{k+1} = u_i^k - a_k \nabla_i f^k \quad (۱۳-۲)$$

که در آن u_i^k ، i مین جزء برای u^k می‌باشد. توجه نمایید که به‌روزرسانی u_i^{k+1} تنها توسط وضعیت پیشین آن u_i^k و زیرگرادیان $\nabla_i f^k$ تعیین می‌گردد. اگر بتوان زیرگرادیان را به صورت توزیع شده تعیین نمود آنگاه الگوریتم به یک الگوریتم توزیع شده تبدیل می‌گردد.

ممکن است به دلایل بیان شده در ادامه، محاسبه‌ی زیرگرادیان‌ها برای ORPC به روش توزیع‌شده کاری مشکل باشد. اول اینکه، P_L یک تابعی از متغیرهای حالت $(V \& \delta)$ و نه متغیرهای کنترلی (u) می‌باشد، زیرا بیان P_L بر حسب متغیرهای کنترلی بسیار مشکل می‌باشد. این امر باعث می‌گردد تا ارزیابی عملکردهای یک ترکیب کنترلی مشکل گردد. دوم اینکه، سیستم قدرت یک سیستم غیرخطی کوپل و پیچیده می‌باشد و تغییر در یک متغیر کنترلی در شبکه قدرت بر روی بسیاری از متغیرهای حالت تاثیرگذار خواهد بود. محاسبه دقیق زیرگرادیان‌ها نیازمند آنالیز حساسیت می‌باشد [۸۰-۸۱]. و از آنجا که برای انجام آن باید معکوس ماتریس اطلاعات کلی محاسبه شود، برای کنترل توزیع‌شده برای شبکه‌های هوشمند آینده مناسب نمی‌باشد.

همانگونه که بیان گردید، الگوریتم زیرگرادیان نیازمند به یافتن نزولی‌ترین جهت نمی‌باشد. بنابراین فرضیاتی معمول و تقریب‌زنی‌ها می‌توانند برای توسعه معادلات محاسباتی برای زیرگرادیان‌ها استفاده گردد. روش پیشنهادشده در [۸۲] زیرگرادیان‌ها را به روشی عددی تخمین می‌زند:

$$\nabla_i f(U^k) = \frac{f(u^k) - f(u^{k-1})}{u_i^k - u_i^{k-1}} \quad (2-14)$$

همانگونه که در (۲-۱۴) نشان داده شده است، برای محاسبه‌ی زیرگرادیان‌ها نیاز به $f(u^k)$ و مقدار قبلی آن $f(u^{k-1})$ می‌باشد. در [۸۲] نویسندگان از عنوان نوسانگر کوپل که قبلاً در [۸۳] و [۸۴] معرفی گردیده بود، به منظور کشف اطلاعات کلی $f(u^k)$ استفاده نمودند. یکی از مشکلات رابطه (۳-۳) سختی در تعیین فاصله زمانی بین به‌روزرسانی‌های کنترلی u^{k-1} و u^k می‌باشد. از سمتی دیگر نیز، ممکن است فاصله زمانی‌های کوچکتر برای همگرایی الگوریتم نوسانگر کوپل کافی نباشد. همچنین، فاصله زمانی بلندتر نیز ممکن است باعث کاهش دقت در محاسبات زیرگرادیان‌ها، خصوصاً در مواقعی ایجاد تغییرات شدید در شرایط کاری، گردد. در [۸۲] فاصله زمانی بر روی مقدار ۱/۲ دقیقه تنظیم گردید و همگرایی برای فرایند کلی بهینه‌سازی بیش از ۲۰ دقیقه به درازا انجامید. بدیهی است که سرعت پاسخ‌دهی این راه‌حل برای سیستم‌ها با نفوذ بالای عوامل تجدیدپذیر مکرر و نامنظم مناسب

نمی‌باشد. به منظور بهبود دقت بهتر است که زیرگرایان‌ها بر اساس وضعیت‌های موجود در سیستم قدرت محاسبه گردند.

□ محاسبه زیرگرایان‌های توزیع شده

فرضیات زیر به منظور ساده‌سازی طراحی الگوریتم توزیع شده بر مبنای زیرگرایان در نظر گرفته شده است:

فرض ۱: هر تغییری در توان راکتیو در باس $i(Q_i)$ تنها منجر به ایجاد تغییر در مقدار ولتاژ در باس $i(V_i)$ می‌گردد.

فرض ۲: هر تغییری در تنظیمات تپ ترانسفورماتور (t_i) تنها با ایجاد تغییر در تلفات سیستم قدرت (P_L) همراه خواهد بود.

فرض ۳: هر تغییری در تزریق توان اکتیو در باس $i(P_i)$ تنها با ایجاد تغییر در زاویه فاز ولتاژ در باس $i(\delta_i)$ همراه خواهد بود.

شایان ذکر است که به دلیل پیچیدگی سیستم قدرت، انجام آنالیزهای آنالین بر پایه‌ی مدل‌های دقیق برای سیستم قدرت امکان پذیر نمی‌باشد. بنابراین داشتن فرضیات مناسب برای ساده‌سازی محاسبات آنالین ضروری می‌باشد. فرضیاتی که در بازه‌ی طراحی الگوریتم در نظر گرفته می‌شوند از خصوصیات $Q-V$ و $P-\delta$ بهره می‌گیرند که به صورت گسترده در مطالعات سیستم‌های قدرت مورد استفاده قرار می‌گیرند. با داشتن چنین فرضیاتی، یک الگوریتم ساده و مناسب برای محاسبات توزیع شده آنالین حاصل می‌گردد.

معادلات لازم برای محاسبه زیرگرایان توزیع شده به صورت زیر استخراج می‌گردد: زیرگرایان بردار $\nabla f(u)$ به صورت زیر نمایش داده می‌شود:

$$\nabla f(u) = \left[\frac{\partial f}{\partial Q_{c1}}, \dots, \frac{\partial f}{\partial Q_{cl}}, \frac{\partial f}{\partial V_{g1}}, \dots, \frac{\partial f}{\partial V_{gp}}, \frac{\partial f}{\partial t_{t1}}, \dots, \frac{\partial f}{\partial t_{tm}} \right]^T \quad (15-2)$$

همانطور که در رابطه (۱۵-۲) مشاهده می‌شود سه نوع زیرگرادیان نسبت به متغیرهای کنترلی

مختلف تعریف گردیده است که عبارتند از: زیرگرادیان توان راکتیو برای بانک‌های خازنی $(\frac{\partial f}{\partial Q_{ci}})$ ،

زیرگرادیان ولتاژ برای ژنراتورها $(\frac{\partial f}{\partial V_{gi}})$ و زیرگرادیان ترانسفورماتور برای ترانسفورماتورها $(\frac{\partial f}{\partial t_{ti}})$.

معادلات مربوط برای محاسبه زیرگرادیان به صورت زیر تعریف می‌گردند.

محاسبه برای بانک‌های خازنی

زیرگرادیان توان راکتیو را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$\frac{\partial f}{\partial Q_{ci}} = W_1 \frac{\partial P_L}{\partial Q_{ci}} + W_2 \frac{\partial D_v}{\partial Q_{ci}} \quad (۱۶-۲)$$

که W_1 و W_2 ثابت می‌باشند و تنها باید $\frac{\partial P_L}{\partial Q_{ci}}$ و $\frac{\partial D_v}{\partial Q_{ci}}$ را در نظر گرفت.

برای اولین ترم معادله (۱۶-۲)، افت توان اکتیو P_L را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$P_L = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n V_j V_k G_{jk} \cos(\delta_j - \delta_k) \quad (۱۷-۲)$$

اگر بانک خازنی در باس i نصب گردد، خواهیم داشت: $\frac{\partial P_L}{\partial Q_{ci}} = \frac{\partial P_L}{\partial Q_i}$ و $\frac{\partial D_v}{\partial Q_{ci}} = \frac{\partial D_v}{\partial Q_i}$ بر طبق فرض

۱، مشتق P_L نسبت به Q_i به صورت زیر می‌باشد:

$$\frac{\partial P_L}{\partial Q_i} = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n G_{jk} \cos(\delta_j - \delta_k) \frac{\partial(V_j V_k)}{\partial Q_i} \quad (۱۸-۲)$$

نتایج زیر می‌تواند برای (۱۸-۲) با ترکیب متفاوتی از j ، k و i حاصل گردد.

$$\frac{\partial(V_j V_k)}{\partial Q_i} = \begin{cases} 2V_j \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} & j = i, k = i \\ V_k \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} & j = i, k \neq i \\ V_j \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} & j \neq i, k = i \end{cases} \quad (۱۹-۲)$$

به غیر از حالت های موجود در رابطه (۲-۱۸)، $\frac{\partial(V_j V_k)}{\partial Q_i}$ صفر خواهد بود. با توجه به معادلات (۲-۱۸) و (۲-۱۹)، معادله (۲-۱۸) را می توان به صورت زیر بازنویسی کرد:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} &= \sum_{j=1, j \neq i}^n G_{ji} \cos(\delta_j - \delta_i) V_j \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \\ &+ \sum_{k=1, k \neq i}^n G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) V_k \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} + 2G_{ii} V_i \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \\ &= \sum_{j=1, j \neq i}^n G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_k) V_j \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} + G_{ii} V_i \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \quad (20-2) \\ &+ \sum_{j=1, j \neq i}^n G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) V_j \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} + G_{ii} V_i \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \\ &= 2 \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \sum_{j=1}^n G_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j) \end{aligned}$$

تزیق توان راکتیو در باس i را می توان به صورت زیر نوشت:

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_j - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (21-2)$$

بر اساس فرض ۱، مشتق رابطه (۲۱-۲) نسبت به Q_i به صورت زیر نوشته می گردد:

$$\frac{\partial V_i}{\partial Q_i} = \frac{1}{-V_i B_{ii} \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})} \quad (22-2)$$

اولین جمله از معادله (۲۶-۲) را می توان با استفاده از (۲۰-۲) و (۲۲-۲) محاسبه نمود. بر طبق

فرض ۱، جمله دوم از زیرگردایان توان راکتیو به صورت زیر بیان می گردد:

$$\frac{\partial D_i}{\partial Q_i} = 2(V_i - V_i^*) \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \quad (23-2)$$

حال جمله دوم (۲۶-۲) با استفاده از (۲۲-۲) و (۲۳-۲) محاسبه می گردد.

محاسبه برای ژنراتورها

زیرگرادیان ولتاژ را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$\frac{\partial f}{\partial V_{gi}} = W_1 \frac{\partial P_L}{\partial V_{gi}} + W_2 \frac{\partial D_v}{\partial V_{gi}} \quad (24-2)$$

اگر یک ژنراتور به باس i متصل گردد، آنگاه: $\frac{\partial P_L}{\partial V_{gi}} = \frac{\partial P_L}{\partial V_i}$ و $\frac{\partial D_v}{\partial V_{gi}} = \frac{\partial D_v}{\partial V_i}$

از آنجایی که تغییر در ولتاژ ترمینال برای یک باس ژنراتور منجر به تغییر در تزریق توان راکتیو در

آن باس می‌گردد، اولین جمله از زیرگرادیان ولتاژ را می‌توان به صورت زیر بیان نمود:

$$\frac{\partial P_L}{\partial V_i} = \frac{\partial P_L}{\partial Q_i} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \quad (25-2)$$

اولین جمله از سمت راست (25-2) با استفاده از (20-2) محاسبه می‌گردد. جمله دوم از سمت

راست (235-2) بر طبق (22-2) محاسبه می‌گردد. بنابراین اولین جمله از زیرگرادیان ولتاژ را می‌توان

به کمک (20-2)، (22-2) و (25-2) محاسبه نمود.

دومین جمله از زیرگرادیان ولتاژ به صورت زیر می‌باشد:

$$\frac{\partial D_v}{\partial V_i} = 2(V_i - V_i^*) \quad (26-2)$$

محاسبه برای ترانسفورماتور

به کمک فرض 2، زیرگرادیان ترانسفورماتور به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$\frac{\partial f}{\partial t_{ti}} = W_1 \frac{\partial P_L}{\partial t_{ti}} + W_2 \frac{\partial D_v}{\partial t_{ti}} = W_1 \frac{\partial P_L}{\partial t_{ti}} \quad (27-2)$$

برای راحتی بیشتر، در رابطه مشتقی زیر، t_{jk} به جای t_{ti} و به منظور نمایش تنظیمات تپ

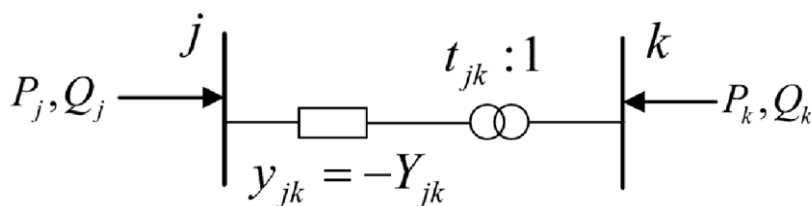
ترانسفورماتور استفاده گردیده است، و j و k اندیس‌های باس‌هایی می‌باشند که به ترانسفورماتور t_{ti} به

آنها متصل می‌باشد.

برای ترانسفورماتور نشان داده شده در شکل ۲-۷، زیرگرادیان با توجه به تپ ترانسفورماتور با کمک

[۸۵] به دست آمده است:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_L}{\partial t_{jk}} = & \frac{\partial P_L}{\partial P_j} \left(-\frac{\partial P_{jk}}{\partial t_{jk}} \right) + \frac{\partial P_L}{\partial Q_j} \left(-\frac{\partial Q_{jk}}{\partial t_{jk}} \right) + \frac{\partial P_L}{\partial P_k} \left(-\frac{\partial P_{kj}}{\partial t_{jk}} \right) \\ & + \frac{\partial P_L}{\partial Q_k} \left(-\frac{\partial Q_{kj}}{\partial t_{jk}} \right) \end{aligned} \quad (2-28)$$



شکل (۲-۷) نمایش یک ترانسفورماتور

با توجه به (۲-۱۷) و فرض ۳، می‌توان نوشت:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_j} = \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n V_{\alpha} V_{\beta} G_{\alpha\beta} \frac{\partial \cos(\delta_{\alpha} - \delta_{\beta})}{\partial P_j} \quad (2-29)$$

با ترکیب متفاوت α, β, j نتایج زیر حاصل می‌گردد:

$$\frac{\partial \cos(\delta_{\alpha} - \delta_{\beta})}{\partial P_j} = \begin{cases} -\sin(\delta_j - \delta_{\beta}) \frac{\partial \delta_j}{\partial P_j}, & \alpha = j, \beta \neq j \\ \sin(\delta_{\alpha} - \delta_j), & \alpha \neq j, \beta = j \\ 0, & otherwise \end{cases} \quad (2-30)$$

با استفاده از (۲-۳۰)، می‌توان (۲-۲۹) را به صورت زیر نوشت:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial P_L}{\partial P_j} &= V_j \sum_{a=1}^n V_a G_{aj} \sin(\delta_a - \delta_j) \frac{\partial \delta_j}{\partial P_j} \\
 &\quad - V_j \sum_{\beta=1}^n V_\beta G_{j\beta} \sin(\delta_a - \delta_\beta) \frac{\partial \delta_j}{\partial P_j} \\
 &= -V_j \sum_{a=1}^n V_a G_{ja} \sin(\delta_j - \delta_a) \frac{\partial \delta_j}{\partial P_j} \\
 &\quad - V_j \sum_{\beta=1}^n V_\beta G_{j\beta} \sin(\delta_j - \delta_\alpha) \frac{\partial \delta_j}{\partial P_j} \\
 &= -2V_j \frac{\partial \delta_j}{\partial P_j} \sum_{\alpha=1}^n V_\alpha G_{j\alpha} \sin(\delta_j - \delta_\alpha)
 \end{aligned} \tag{۳۱-۲}$$

برای باس i ، تزریق توان اکتیو به صورت زیر نشان داده می‌شود:

$$P_j = V_j \sum_{\alpha=1}^n V_\alpha (G_{j\alpha} \cos \delta_{j\alpha} + B_{j\alpha} \sin \delta_{j\alpha}) \tag{۳۲-۲}$$

با توجه به فرض ۱، $\frac{\partial \delta_j}{\partial P_j}$ به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$\frac{\partial \delta_j}{\partial P_j} = \frac{1}{V_j \sum_{a=1, a \neq j}^n V_a (B_{ja} \cos \delta_{ja} - G_{ja} \sin \delta_{ja})} \tag{۳۳-۲}$$

$\frac{\partial P_L}{\partial P_k}$ در (۲۸-۲) را می‌توان به صورت مشابه با محاسبه $\frac{\partial P_L}{\partial P_j}$ با استفاده از رابطه (۳۱-۲) محاسبه

نمود. به همین صورت $\frac{\partial P_L}{\partial Q_k}$ در (۲۸-۲) با استفاده از رابطه (۲۰-۲) محاسبه می‌گردد.

جریان توان برای یک شاخه ترانسفورماتور به صورت زیر می‌باشد:

$$\begin{aligned}
 P_{jk} &= V_j^2 g_{jk} + t_{jk} V_j V_k (-G_{jk} \cos \delta_{jk} - B_{jk} \sin \delta_{jk}) \\
 Q_{jk} &= -V_j^2 b_{jk} + t_{jk} V_j V_k (-G_{jk} \sin \delta_{jk} + B_{jk} \cos \delta_{jk}) \\
 P_{jk} &= t_{jk}^2 V_k^2 g_{jk} + t_{jk} V_j V_k (-G_{jk} \cos \delta_{jk} + B_{jk} \sin \delta_{jk}) \\
 Q_{jk} &= -t_{jk}^2 V_k^2 b_{jk} + t_{jk} V_j V_k (-G_{jk} \sin \delta_{jk} + B_{jk} \cos \delta_{jk})
 \end{aligned} \tag{۳۴-۲}$$

و $\frac{\partial P_{jk}}{\partial t_{jk}}, \frac{\partial Q_{jk}}{\partial t_{jk}}, \frac{\partial P_{kj}}{\partial t_{jk}}, \frac{\partial Q_{kj}}{\partial t_{jk}}$ با استفاده از معادلات زیر محاسبه می‌گردند:

$$\frac{\partial P_{jk}}{\partial t_{jk}} = V_j V_k (-G_{jk} \cos \delta_{jk} - B_{jk} \sin \delta_{jk}) \quad (35-2)$$

$$\frac{\partial Q_{jk}}{\partial t_{jk}} = V_j V_k (-G_{jk} \sin \delta_{jk} - B_{jk} \cos \delta_{jk}) \quad (36-2)$$

$$\frac{\partial P_{jk}}{\partial t_{jk}} = 2t_{jk} V_k G_{jk} + V_j V_k (-G_{jk} \cos \delta_{jk} + B_{jk} \sin \delta_{jk}) \quad (37-2)$$

$$\frac{\partial Q_{jk}}{\partial t_{jk}} = -2t_{jk} V_j B_{jk} + V_j V_k (G_{jk} \sin \delta_{jk} + B_{jk} \cos \delta_{jk}) \quad (38-2)$$

اکنون تمامی مشتق‌های موجود در رابطه‌ی (۲-۲۸) را می‌توان محاسبه نمود.

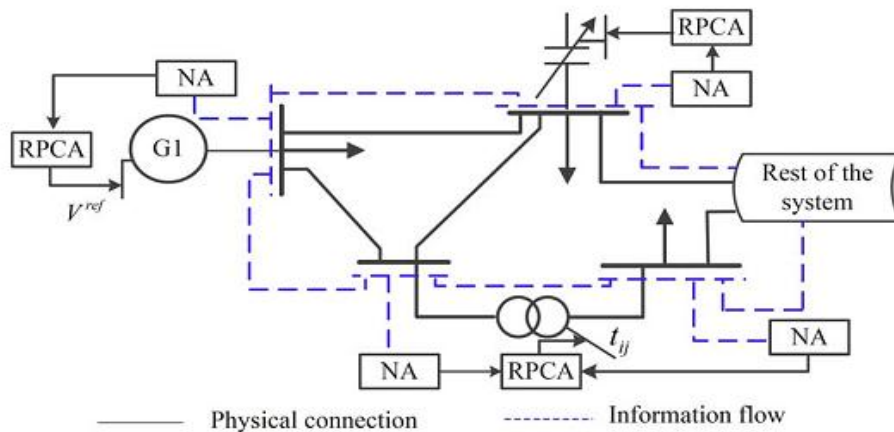
شایان به ذکر است که روش پیشنهادشده نیازی به محاسبه‌ی مستقیم تابع هدف ندارد و نیاز به زیرگرایان‌های تابع هدف نسبت به متغیر کنترلی می‌باشد. بنابراین راه‌حل کنترلی پیشنهادشده، تنظیمات کنترلی را بر طبق جهت زیرگرایان‌ها تغییر می‌دهد. افت توان اکتیو به صورت تابعی از ادmittانس باس (Y-bus) و اندازه (V) و زوایای فازی ولتاژ باس (δ) فرمول‌بندی می‌گردد. با توجه به معادلات زیرگرایان‌ها، افت توان اکتیو به منظور محاسبه‌ی زیرگرایان‌ها استفاده نمی‌گردد. این بدین معنی می‌باشد که برای به‌روزرسانی تنظیمات کنترل موضعی الزامی برای محاسبه یا اندازه‌گیری افت کلی توان اکتیو نمی‌باشد. علاوه بر این، تمامی اطلاعات مورد نیاز برای محاسبه زیرگرایان‌ها را می‌توان به صورت موضعی و یا از باس‌های مجاور به دست آورد که امکان محاسبه توزیع‌شده برای زیرگرایان‌ها را فراهم می‌نماید.

توجه نمایید که سه فرض ذکرشده در بالا، برای ساده‌سازی محاسبات زیرگرایان‌ها و کمک به درک محاسبات توزیع‌شده مورد استفاده قرار گرفته‌اند. نتایج شبیه‌سازی که در این مقاله ارائه می‌گردد نشان خواهد داد که در نظرگیری این فرضیات برای انجام محاسبات منطقی بوده و تاثیر چندانی بر روی بهینگی استراتژی کنترل بهینه نخواهد داشت.

□ اجراسازی راه حل بر مبنای MAS

دیاگرام کنترلی برای سیستم^۱ (OPRC) در شکل ۸-۲ نمایش داده شده است. هر باس با استفاده از یک عامل گره (NA) مشخص گردیده که در داده‌های اندازه‌گیری موضعی و تبادل اطلاعات با گره‌های مجاورش نقش دارد.

شبکه ارتباطی برای سیستم MAS به گونه‌ای طراحی گردیده تا دو عامل گره تنها در صورت وجود کوپل الکترونیکی برای باس‌های متناظرشان بتوانند با یکدیگر رابطه داشته باشند. بدین طریق تکنیک‌هایی برای ارتباط خطوط توان به کار گرفته می‌شود تا هزینه‌ی اجراسازی کنترل کننده کاهش یابد. همچنین، این توپولوژی به راحتی می‌تواند امکان تبادل اطلاعات برای اندازه‌های ولتاژ و زوایای فازی بین عامل‌های مجاور را فراهم نماید. با این وجود می‌توان توپولوژی ارتباطات را به گونه‌ای طراحی نمود که از شبکه‌ای ارتباطی متفاوت باشد. جزئیات در مورد خصوصیات توزیع‌شده‌ی کامل برای MAS در مراجع [۸۶-۸۷] بیان گردیده است.



شکل (۸-۲) دیاگرام کنترل سیستم OPRC توزیع شده

¹ Optimal Reactive Power Control

همانطور که در شکل ۲-۸ نمایش داده شده است، هر دستگاه کنترل توان راکتیو به یک عاملی با عنوان عامل کنترل توان راکتیو^۱ (RPCA) تجهیز گردیده است. اگر یک RPCA مسئولیت کنترل ولتاژ ژنراتور و یا سویچ بانک خازنی را بر عهده داشته باشد، می‌تواند اطلاعات را از یک عامل گرهی NA موضعی دریافت نماید. اگر یک PRCA مسئول تغییر تپ ترانسفورماتور باشد، می‌تواند اطلاعات را از هر دو NA که ترانسفورماتور به آنها متصل می‌باشد، به دست آورد. به محض آنکه تمام اطلاعات موردنیاز حاصل گردید، RPCA تنظیمات کنترلی را بر طبق الگوریتم زیرگرایان توزیع‌شده به روزرسانی می‌کند.

NAها و RPCAها در واقع کنترلرهایی هستند که مشابه به موارد معرفی‌شده در [۸۸] می‌باشند که ممکن است دارای سه مدول عملکردی: اندازه‌گیری داده، پردازش داده و ارتباط باشند. هر دوی NAها و RPCAها را می‌توان با استفاده از تکنولوژی‌های مختلف ارائه نمود.

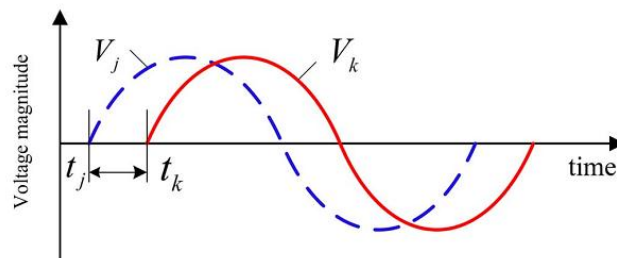
قابل توجه می‌باشد که عملگرهای یک عامل بسیار انعطاف‌پذیر و کاملاً وابسته به طراحان می‌باشند. با توجه به تعریف که در [۸۹]، یک عامل پایه می‌تواند نرم‌افزار و یا جزء سخت‌افزاری باشد. یادگیری، یک مدول عملکردی برای یک عامل نمی‌باشد. در این مقاله، عامل به عنوان یک مدول عملکردی تعریف گردیده است که المان‌های محاسباتی و کنترلرهای فیزیکی را ادغام می‌نماید. با توجه به الگوریتم پیشنهادشده، عامل‌ها می‌توانند بوسیله‌ای اعمال تغییرات در تنظیمات کنترلی متناظر با کنترلر راکتیو موضعی، خود را با تغییرات ایجاد شونده در شرایط عملیاتی وفق دهند. از آنجایی که دانش مربوط به لینک‌های بین شرایط عملیاتی و تنظیمات کنترلی ثبت نمی‌شوند، الگوریتم MAS طراحی‌شده، قادر به یادگیری نخواهد بود که مشابه به کاربردهای مورد استفاده MAS در سیستم‌های قدرت می‌باشد.

■ محاسبه اختلاف زاویه فاز ولتاژ

¹ Reactive Power Control Agent

محاسبه هر سه نوع نیازمند اندازه ولتاژ و اختلاف زاویه فازی ولتاژ برای باس‌های مجاور به باس می‌باشد. باس‌های مجاور، باس‌هایی می‌باشند که از نظر فیزیکی و از طریق خطوط توانی به یک باس متصل می‌باشند. از آنجایی که هر باس مجهز به یک عامل گره (NA) می‌باشد، مقدار ولتاژ موضعی را می‌توان به آسانی اندازه‌گیری نمود و از طریق ارتباطات توزیع‌شده به اشتراک گذاشت.

باید توجه داشت که برای محاسبه‌ی زیرگرایان‌ها نیاز به اختلاف زاویه فاز ولتاژ بین دو باس مجاور می‌باشد و نیازی به مقدار مطلق زوایای فازی ولتاژ نمی‌باشد. با توجه به طراحی NA، اختلاف زاویه فاز ولتاژ بین باس‌های مجاور به راحتی قابل اندازه‌گیری می‌باشد. شکل ۹-۲ نحوه محاسبه اختلاف زاویه فاز ولتاژ در بین دو NA مجاور را نمایش می‌دهد. در شکل ۹-۲، سیگنال‌های ولتاژ V_i و V_k به ترتیب از طریق NA_i و NA_k ضبط گردیده و هر دو با برچسب زمانی مشترک ضبط گردیده اند.



شکل (۹-۲) اندازه‌گیری اختلاف فاز ولتاژها به کمک NA ها

لحظات عبور ولتاژهای V_i و V_k از ولتاژ صفر به عنوان زمان‌های t_i و t_k ثبت گردیده است. بنابراین، اختلاف زاویه فاز ولتاژی بین V_i و V_k به صورت زیر می‌تواند محاسبه گردد:

$$\delta_{jk} = 2\pi f_M(t_k - t_j) \quad (۳۹-۲)$$

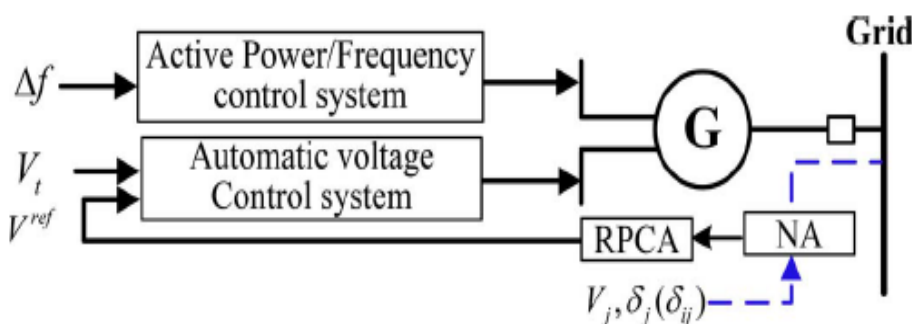
که در این رابطه f_M فرکانس اندازه‌گیری برای سیستم قدرت می‌باشد.

به منظور محاسبه اختلاف زاویه فاز، لازم می‌باشد تا لحظه‌ی عبور از نقطه‌ی صفر برای ولتاژها ثبت گردد و به عامل‌های مجاور انتقال داده شود. بنابراین، NAها احتیاج دارند تا به جای آنکه اطلاعات را

به یک کنترلر مرکزی بفرستند آنها را به صورت موضعی به اشتراک بگذارند که این امر باعث کاهش حجم داده‌های ارتباطی می‌گردد.

کنترل تولید برای ORPC

در ژنراتوری که برای ORPC مطلوب باشد، یک سیستم کنترل ولتاژ اتوماتیک به کار گرفته می‌شود تا دنبال‌گیری ولتاژ مرجع انجام پذیرد. با ایجاد یک تغییر در افت توان اکتیو، باز توزیع توان راکتیو نتیجه می‌گردد، و بنابراین مقدار تقاضای توان اکتیو تغییر می‌کند. به منظور حفظ تعادل برای تقاضای توان اکتیو، سیستم کنترلی توان اکتیو/فرکانس برای ژنراتورها به کارگیری می‌گردد. شماتیک کنترل ژنراتور در شکل ۱۰-۲ نمایش داده شده است.



شکل (۱۰-۲) طرح کنترل تولید برای ORPC

یک عامل کنترلی توان راکتیو (RPCA)، سیگنال‌های کنترلی موضعی‌اش را بر اساس اندازه‌گیری‌های انجام‌شده توسط عامل‌های مجاورش به‌روزرسانی می‌کند که این اندازه‌گیری‌ها شامل مقدار ولتاژ، اختلاف زاویه فاز ولتاژ و ادمیتانس‌های باسی می‌باشند. RPCAها به‌روزرسانی خواهند گردید و سیگنال‌های کنترلی موضعی به کارگیری خواهد شد. این فرایند تا زمانی که یک پاسخ بهینه یافت گردد و یا تا شروع یک فرایند بهینه‌سازی دیگر به دلیل تغییر در شرایط عملیاتی، تکرار خواهد گردید.

فصل ۳:

روش پیشنهادی

۳-۱- مقدمه

با توجه به مطالعه ادبیات تحقیق و مقالات ارائه شده در این زمینه، در این رساله دکتری یک ساختار سلسله مراتبی توزیع شده جهت توزیع بهینه توان راکتیو در شبکه‌های قدرت پیشنهاد شده است. این ساختار مبتنی بر ساختار سیستم سیستم‌ها (SoS) است [۹۰]. سیستم سیستم‌ها به گروهی از سیستم‌ها اطلاق می‌شود که ناهمگون بوده و با توجه به اهداف خود به صورت مستقل عمل می‌کنند. این سیستم‌ها به منظور تحقق عملکرد امن و قابل اعتماد کل SoS با یکدیگر در ارتباط هستند.

۳-۲- ساختار پیشنهادی مبتنی بر سیستم سیستم‌ها (SoS)

تا به حال تعاریف مختلفی از SoS ارائه شده است. از جمله اینکه SoS زمانی وجود خواهد داشت که اکثریت ۵ ویژگی زیر وجود داشته باشد: استقلال مدیریتی و بهره‌برداری، توزیع جغرافیایی، رفتار جدید و توسعه تکاملی.

سیستم سیستم‌ها (SoS) ها سیستم‌های توزیع شده و بزرگی هستند که از سیستم‌های پیچیده تشکیل شده است.

اگرچه شباهت‌هایی بین مهندسی سیستم‌ها با مهندسی SoS وجود دارد، زمینه‌های مطالعاتی مختلفی در این رابطه وجود دارد. مهندسی سیستم‌های سنتی به دنبال آن هستند که نقطه عملکردی بهینه یک سیستم تنها را بیابند. در حالیکه SoS سعی در پیدا کردن نقطه عملکردی بهینه شبکه‌ها می‌باشد. شبکه‌هایی که شامل سیستم‌هایی مرتبط با هم بوده که با هدف برآورده کردن اهداف مختلف با یکدیگر کار می‌کنند و تضمین می‌کنند که قیود سیستم‌ها برآورده می‌شود.

در سیستم قدرت مبتنی بر SoS، استقلال عملکردی و تصمیم‌گیری هر سیستم باید در نظر گرفته شود و در عین حال هماهنگی بین سیستم‌ها بایستی در ساختار پیشنهادی لحاظ شود. استفاده از

بهینه‌سازی متمرکز که نیاز به تمام اطلاعات شبکه دارند، به نظر می‌رسد که راه مناسبی برای پیدا کردن نقطه عملکردی بهینه نباشد. چرا که تعیین نقطه عملکردی بهینه کل سیستم با وجود تعداد زیادی تجهیزات کنترلی، تولیدی و مصرفی چندان راحت نمی‌باشد و مشکلاتی را به همراه دارد. از جمله اینکه حجم اطلاعات ارسالی به مرکز کنترل بسیار زیاد خواهد بود که این موضوع به نوبه خود سبب خواهد شد که پهنای باند زیرساخت مخابراتی افزایش پیدا کند. چرا که در هر لحظه بایستی اطلاعات زیادی را به مرکز کنترل منتقل نماید. از طرف دیگر، این حجم دیتای ارسالی می‌تواند در نقاطی سبب تراکم داده نیز شود که کنترل آنلاین شبکه را با مشکلاتی رو به رو خواهد کرد. نکته دیگر آن است که در حالت متمرکز، حجم داده‌هایی که باید مورد پردازش قرار بگیرند در مرکز کنترل افزایش پیدا خواهد. این به نوبه خود نیاز به پردازنده و الگوریتم بهینه‌سازی قوی می‌باشد، که با توجه به حجم مسئله مورد بررسی زمان محاسبات افزایش پیدا خواهد کرد.

نکته دیگر آنکه در حالت متمرکز، تحمل‌پذیری عیب کاهش پیدا می‌کند. چرا که در حالت متمرکز در صورت از دست رفتن لینک ارتباطی واحد بالادست با واحدهای پایین‌دستی، عملاً کنترل شبکه با مشکل رو به رو خواهد شد، در حالیکه در حالت غیرمتمرکز این مشکل کمتر خواهد بود.

۳-۳- توزیع بهینه توان راکتیو مبتنی بر ساختار SoS

در ساختار پیشنهادی، شبکه قدرت به چندین مجموعه دسته‌بندی می‌شود که هر کدام از آنها بخشی از سیستم قدرت را کنترل می‌کند. در سیستم قدرت تجدیدساختار یافته، این بخش‌ها می‌تواند همان TSO ها باشند و در سیستم‌های قدرت معمولی، این بخش‌ها می‌توانند توسط خود طراحان سیستم برنامه‌ریزی شوند.

شبکه توزیع به چندین بخش می‌تواند با معیارهای مختلفی انجام بپذیرد. به عنوان مثال بخش‌بندی شبکه می‌تواند با هدف کمینه کردن توان اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط مرزی رخ دهد. در این حالت

بخش‌های مختلف تا حد زیادی از یکدیگر مستقل خواهند شد و عملکرد شبکه در حالت غیرمتمرکز بهتر انجام خواهد گرفت. در این رساله این حالت در نظر گرفته شده است و معیارهای مختلف تجزیه شبکه مورد مطالعه قرار گرفته است.

به طور کلی، با تجزیه شبکه به چندین زیربخش، هر زیربخش موظف است که عملیات ORPD خود را به صورت مستقل از دیگر بخش‌ها انجام دهد. بنابراین هر بخش با استفاده از یک مجموعه متغیر کنترلی سعی در کمینه‌سازی اهداف خود با در نظر گرفتن قیود مربوطه می‌باشد.

از آنجا که زیربخش‌های بدست آمده در نقاط مرزی با یکدیگر در ارتباط هستند، بنابراین تغییر متغیرهای کنترلی می‌تواند بر زیربخش دیگری اثر بگذارد. از طرف دیگر هر زیربخش تنها به اطلاعات خود دسترسی دارد و نکته دیگر آنکه در نقاط مرزی متغیرهای و مشخصه‌های سیستم مانند توان عبوری از خطوط بایستی با یکدیگر همخوانی داشته باشند.

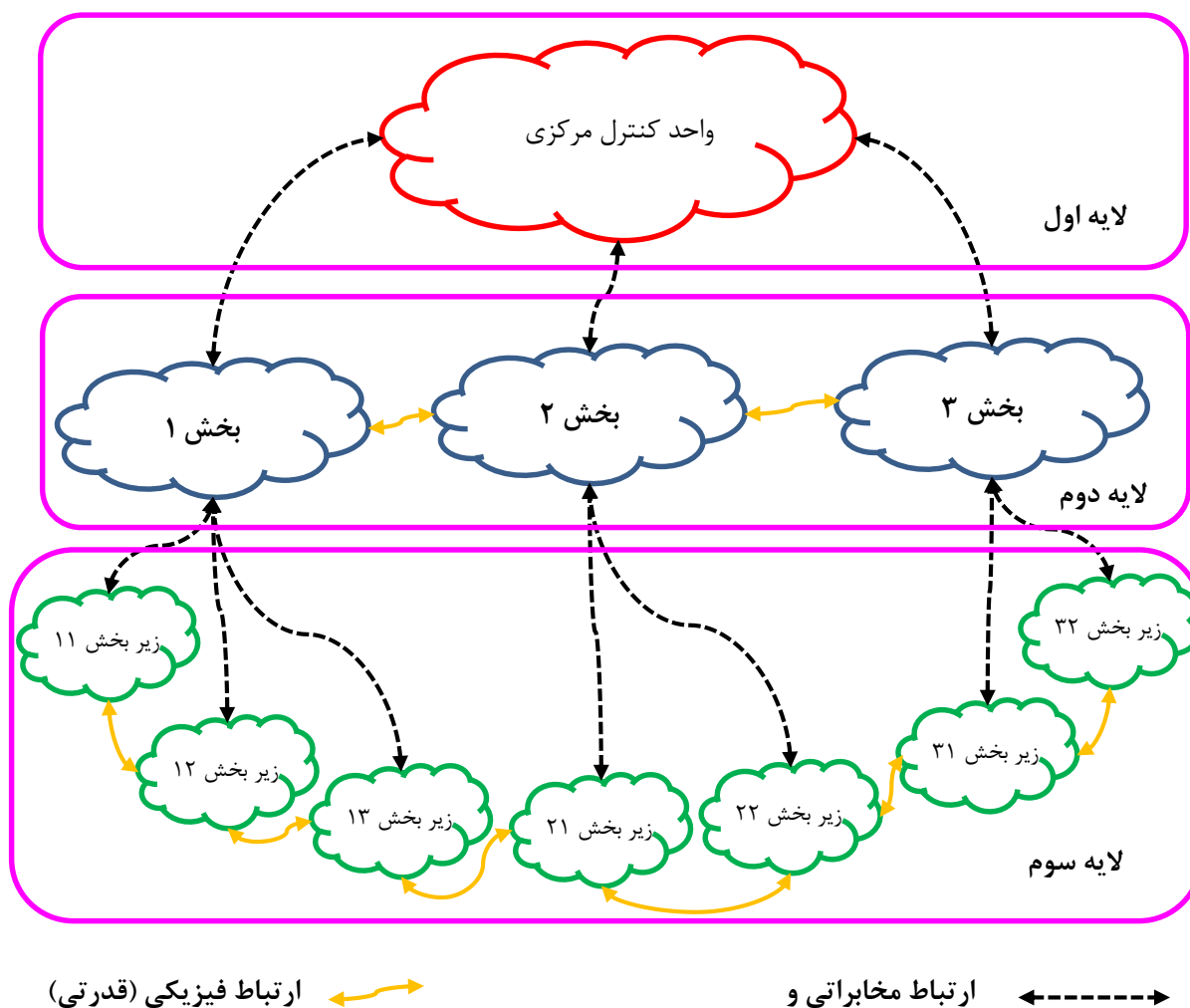
از این رو در سیستم پیشنهادی مبتنی بر SoS دو نوع متغیر هدف و پاسخ تعریف می‌شود. این دو متغیر بین زیربخش و واحد مرکزی رد و بدل می‌شود. در حقیقت در سیستم پیشنهادی یک واحد کنترل مرکزی در نظر گرفته شده است که تنها وظیفه هماهنگی بین زیربخش‌ها را دارد و اطلاعات را بین آنها رد و بدل کرده و بر عملکرد آنها نظارت می‌کند. هر زیربخش اطلاعات مرکزی خود را در اختیار واحد مرکزی قرار می‌دهد تا در صورت نیاز سایر زیربخش‌ها به آنها اطلاع دهد.

هر زیربخش با توجه به اطلاعات دریافتی از واحد مرکزی مسئله ORPD خود را حل نموده و متغیر مرزی خود را به واحد مرکزی می‌فرستد. واحد مرکزی اطلاعات دریافتی از زیربخش‌ها را دریافت کرده و در صورتیکه اختلاف مقادیر مرزی بدست آمده از یک مقدار مشخص کمتر باشد، وضعیت نهایی را به آنها اعلام می‌کند. در صورتی که اختلاف بین مقادیر بیش از حد مجاز باشد، مقادیر مرزی زیربخش‌ها مربوطه برای آنها ارسال می‌شود تا خود را با آنها هماهنگ کنند. هر زیربخش با دریافت اطلاعات مرزی زیربخش‌های همجوار خود، این بار در تابع هدف خود اختلاف بین مقادیر مرزی حالت قبل خود (تکرار قبل) و مقادیر مرزی ارسالی توسط واحد مرکزی که توسط زیربخش همجوار محاسبه شده بوده است،

را لحاظ می‌کند. و این بار مقادیر بدست آمده را بار دیگر به واحد مرکزی ارسال می‌کند. لازم به ذکر است که تنها مقادیر مرزی به واحد مرکزی ارسال می‌شود. بار دیگر واحد مرکزی متغیرهای بدست آمده را بررسی و در صورت نیاز آنها را به زیربخش‌ها ارسال می‌کند.

این روند تکرارشونده در نهایت منجر خواهد شد که مقادیر متغیرهای مرزی بین زیربخش‌ها به یک عدد همگرا شود. این در حالی است که محاسبات در یک حالت توزیع شده و با وجود یک ناظر بالادستی انجام گرفته است.

در شکل ۳-۱ به صورت شماتیک طرح پیشنهادی مبتنی بر SoS نشان داده شده است. مشابه به آنچه که در ارتباط با شبکه انتقال و واحد مرکزی گفته شد، همین روند می‌تواند برای هر بخش لایه دوم نیز رخ دهد و هر بخش خود به زیربخش‌های کوچکتری تقسیم‌بندی شود تا به لایه تجهیزات عمل‌کننده برسیم. در حقیقت این ساختار یک ساختار چند لایه سلسله مراتبی است که عملیات کنترل به صورت توزیع شده و با نظارت و هماهنگی واحد بالادستی انجام می‌شود.



شکل (۱-۳) نمایی کلی از طرح پیشنهادی مبتنی بر SoS

در مقایسه با سیستم‌های قدرت معمول، در سیستم‌های قدرت تجدیدساختار یافته، شبکه‌های توزیع برق به دلیل به کارگیری واحدهای تولید پراکنده، بارهای پاسخگو و شرکت‌های بخش خصوصی به صورت شبکه‌های توزیع فعال خواهند شد. همانطور که در شکل (۱-۳) نشان داده شده است، در یک شبکه برق، انتقال الکتریسیته و اطلاعات به صورت دوجتبه می‌باشد، بدین صورت که اطلاعات/انرژی الکتریکی از شبکه انتقال به شبکه‌های توزیع و بر عکس تبادل می‌شوند و این خود تجزیه و تحلیل سیستم را پیچیده می‌کند. در سیستم‌های تجدیدساختار یافته، غالباً چندین اپراتور تعریف می‌شود. این اپراتور وظیفه کنترل و مدیریت بخشی از شبکه را بر عهده دارند. در سیستم‌های هوشمند جدید، این

موارد می‌توانند به عنوان یک عامل و یک واحد هوشمند کنترل در نظر گرفته شوند. در این رساله، این اپراتورها (عامل) ها را با ACT تعریف کرده‌ایم که با توجه به سطح آنها اندیس گذاری می‌شوند. به عنوان مثال، ACT_{1,1} یعنی عامل شماره یک سطح اول. با تعریف این ACT ها به عنوان تنظیم‌کنندگان مستقل سیستم، طرح‌های کنترل و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت می‌تواند مطابق با یک چهارچوب SoS طراحی و اجرا شود. یک SoS به صورت مجموعه‌ای از چندین سیستم وظیفه‌گرا^۱ و اختصاصی^۲ در یک سیستم واحد تعریف می‌شود که اجزای آن خصوصیات زیر را دارد:

(۱) منابع خودشان را جهت تشکیل یک سیستم پیچیده‌تر جمع می‌کنند که توانایی و عملکرد

بهتری نسبت به سیستمی که حاصل جمع سیستم‌های پایه است، دارا می‌باشد.

(۲) زمانی که هر یک از سیستم‌ها از سیستم کلی جدا شود، اجزای آن مستقلاً می‌توانند امور مربوط

به خود را در محدوده خود انجام دهند و با انجام امور تعریف شده خود، برای رسیدن به اهداف

تعیین شده فعالیت نمایند.

در به کارگیری چهارچوب SoS چالش‌هایی وجود دارد، از جمله: فرمول‌بندی مسئله بهینه-

سازی، ارزیابی و بررسی شرایط و تصمیم‌گیری در شرایط مختلف، مدلسازی موضوعات اقتصادی و رفتار

رقابتی سیستم‌های مستقل. علاوه بر این، اطلاعات مورد نیاز برای مدل کردن رفتار سیستم‌های مستقل

و فرایند تبادل داده‌ها بین سیستم‌ها بایستی تعیین شده و اجرای آن تضمین شده باشد. در این رساله،

مسئله توزیع بهینه توان راکتیو مبتنی بر SoS در سیستم‌های قدرت تجدیدساختاریافته مورد مطالعه

قرار گرفته است. در این مدل، مطابق با آنچه که گفت شد ACT ها مسئول بهره‌برداری ناحیه خود

هستند. بالاترین ACT در این مدل، همان^۳ (ISO) است که اپراتور مستقل سیستم است که مسئول

بهره‌برداری شبکه انتقال بوده و در مقابل ACT ها سطوح پایین‌تر اپراتورهای سایر سیستم‌های مستقل

^۱ - Task-Oriented Systems

^۲ - Dedicated Systems

^۳ - Independent System Operator

هستند که از شبکه‌های توزیع استفاده می‌کنند. هر ACT به صورت جداگانه مسئله توزیع بهینه توان راکتیو خود را با توجه به منابع موجود در شبکه خود، و توپولوژی شبکه و بارهای پیش‌بینی شده حل می‌کند

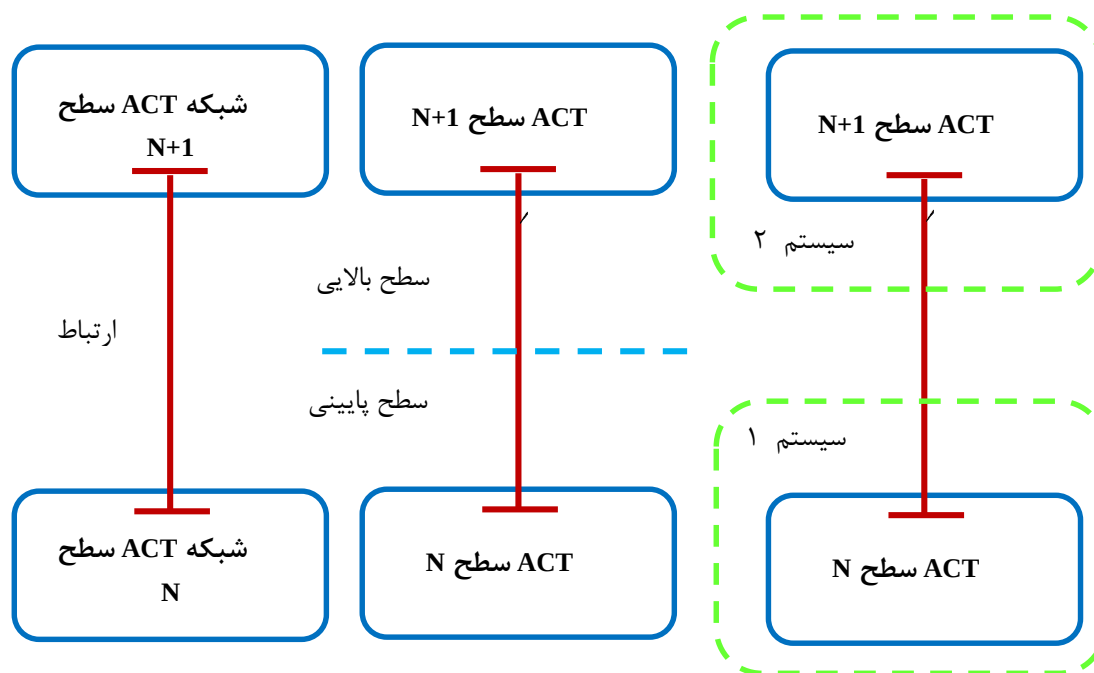
مسئله ORPD عادی می‌تواند برای هر سیستم مستقل به کار رود. هر ACT مسئله ORPD خود را به صورت مجزا جهت یافتن بهترین نقطه عملکرد حل می‌کند. نکته قابل ملاحظه در ACT‌های سطح پایین‌تر این است که ممکن است تعدادی واحد DG صاحبان مختلفی داشته باشند (مشترکین یا بهره‌بردار شبکه توزیع). در کنار واحدهایی که متعلق به بهره‌بردار شبکه توزیع است، بهره‌بردار شبکه توزیع می‌تواند نقش یک تنظیم‌کننده را بازی کند و DG‌ها و تجهیزاتی که متعلق به مشترکین هستند را در مسائل ORPD کنترل و مدیریت نماید. تا به امروز روش‌های مختلفی جهت حل مسئله ORPD ارائه شده است، مانند روش آزادسازی لاگرانژ و برنامه‌ریزی عدد صحیح آمیخته (MIP). در این رساله، از یک مدل MINLP¹ برای حل مسئله ORPD هر سیستم مستقل استفاده شده است

اگر ارتباطی بین ACT‌ها در دو سطح متوالی وجود نداشته باشد، ACT‌ها می‌توانند مسئله ORPD خود را به صورت جداگانه حل نمایند و برنامه عملکردی تجهیزات خود را در ساعات مختلف شبانه‌روز تعیین نمایند. اما این در حالی است که شبکه‌های مربوطه به ACT‌ها مختلف به یکدیگر متصل هستند و بهترین نقطه عملکردی یکی از آنها بر نقطه عملکرد دیگران تاثیر می‌گذارد. به منظور مدل کردن این ارتباط بین سیستم‌ها در مسئله ORPD مبتنی بر SoS، و پیدا کردن نقطه عملکردی بهینه ACT‌ها، یک روش تصمیم‌گیری غیرمتمرکز ارائه شده است که به شکل بهتری تکنولوژی‌های توزیع شده و مشارکت شبکه‌های توزیع فعال در بازار برق را تطبیق می‌دهد. یک روش بهینه‌سازی دوسطحی سلسله مراتبی می‌تواند برای اجرای روش تصمیم‌گیری غیرمتمرکز برای مسئله ORPD مبتنی بر SoS استفاده شود.

شکل (۲-۳) یک ACT سطح N را نشان می‌دهد که به طور فیزیکی به یک ACT سطح N+1

¹ - Mixed Integer Nonlinear Program

متصل شده است.



ج

ب

الف

شکل (۲-۳) (الف) یک سطح ACT N که به طور فیزیکی به سطح ACT N+1 متصل شده است، (ب) ساختار SoS دو سطحی (ج) نحوه مدلسازی متغیرها

فرض کنید که فرمول (۱-۳) مسئله ORPD کلی را برای سطح ACT N+1 نشان می‌دهد:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f(x) \\ \text{s.t.} \quad & g(x) \leq 0 \\ & h(x) = 0 \end{aligned} \quad (1-3)$$

مسئله فوق می‌تواند به طور مشابه برای سطح ACT N نیز به صورت زیر بازنویسی شود:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f'(y) \\ \text{s.t.} \quad & g'(y) \leq 0 \\ & h'(y) = 0 \end{aligned} \quad (2-3)$$

شبکه سطح N+1 و N از طریق پست برق به یکدیگر متصل شده‌اند و متغیرهایی را با یکدیگر

به اشتراک می‌گذارند. در این مدل، متغیرهای محلی با $\tilde{x}$ و $\tilde{y}$ تعریف می‌شوند که به ترتیب به

ACT سطح $N+1$ و ACT سطح N متعلق هستند. همچنین، متغیرهای مشترک با z تعریف می‌شوند که بین دو سیستم مستقل مشترک هستند. بنابراین، معادلات (۳-۱) و (۳-۲) می‌توانند به صورت زیر بازنویسی شوند:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f(\tilde{x}, z) \\ \text{s.t.} \quad & g(\tilde{x}, z) \leq 0 \end{aligned} \quad (3-3)$$

$$\begin{aligned} & h(\tilde{x}, z) = 0 \\ \text{Min} \quad & f'(\tilde{y}, z) \\ \text{s.t.} \quad & g'(\tilde{y}, z) \leq 0 \end{aligned} \quad (3-4)$$

به علت وجود متغیرهای مشترک z ، معادله (۳-۳) و (۳-۴) نمی‌توانند به صورت جداگانه حل شوند. برای آنکه بتوان مسائل بهینه‌سازی بالا را تجزیه کرد تا بتوانند به صورت مستقل حل شوند، یک ساختار SoS دو سطحی سلسله مراتبی در شکل (۳-۲) ارائه شده است که در آن ACT سطح $N+1$ در یک سطح بالاتر قرار گرفته است و ACT سطح N در سطح پایین‌تری قرار گرفته است. دو مجموعه متفاوت متغیرها جهت مدلسازی متغیرهای مشترک تعریف شده‌اند و تابع هدف و قیود مربوط به هر سیستم مستقل فرمول‌بندی شده است. متغیر اول، λ ، با عنوان متغیر هدف نامگذاری شده است که برداری از متغیرهای مشترک بین دو سیستم است که از ACT سطح $N+1$ به ACT سطح N فرستاده می‌شود. در حقیقت، λ ، از سیستم سطح بالاتر به سیستم سطح پایین‌تر ارسال می‌شود. متغیر پاسخ، γ ، دومین متغیر برداری از متغیرهای مشترک می‌باشد که از ACT سطح N به ACT سطح $N+1$ فرستاده می‌شود. با توجه به متغیرهای هدف و پاسخ، قید یکپارچگی به صورت زیر معرفی می‌شود:

$$c = \lambda - \gamma = 0 \quad (3-5)$$

قید (۳-۵) بایستی در مسائل بهینه‌سازی ACT سطح $N+1$ و ACT سطح N در نظر گرفته شود. با استفاده از تابع جریمه، قید یکپارچگی می‌تواند برآورده شود. از این رو، مسائل بهینه‌سازی محلی مربوط به ACT سطح $N+1$ و ACT سطح N به ترتیب به صورت معادله (۳-۶) و (۳-۷) می‌توانند

بازنویسی شوند:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad f(\tilde{x}, z) + \pi(c) \\
 & g(\tilde{x}, z) \leq 0 \quad \text{s.t.} \\
 & h(\tilde{x}, z) = 0 \\
 & \forall z \in \{\gamma, \lambda\} \\
 & \text{Min} \quad f'(\tilde{y}, z) + \pi'(c) \\
 & g'(\tilde{y}, z) \leq 0 \quad \text{s.t.} \\
 & h'(\tilde{y}, z) = 0 \\
 & \forall z \in \{\gamma, \lambda\}
 \end{aligned}
 \tag{۶-۳}$$

$$\tag{۷-۳}$$

۴-۳- روش مدل کردن متغیرهای مبادله شده

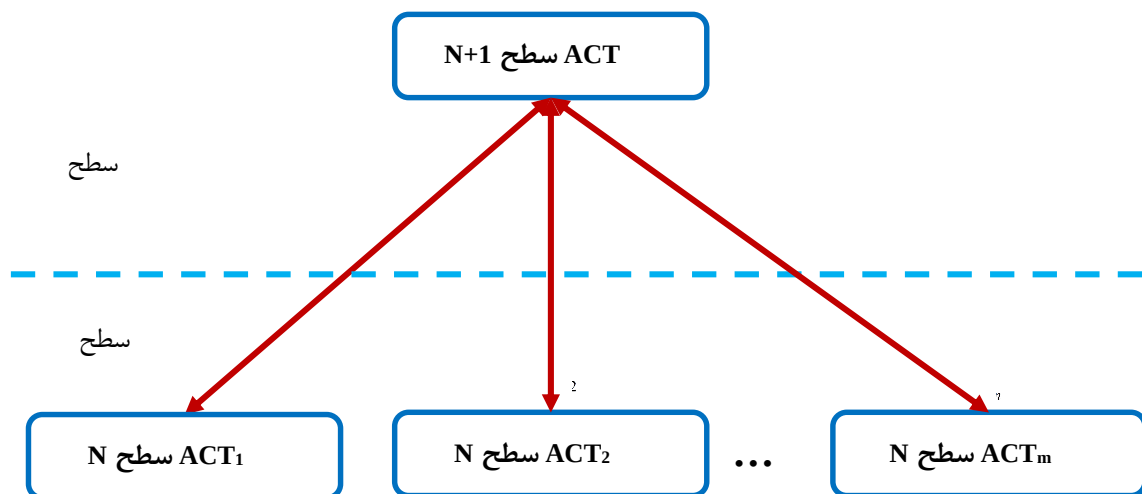
در این بخش، دو متغیر هدف و پاسخ به عنوان متغیرهای مشترک بین سیستم‌ها، بر اساس اتصال فیزیکی بین دو شبکه سطح مختلف تعیین می‌شود. همانطور که در شکل (۲-۳) نشان داده شده است، توان‌های (اکتیو و راکتیو) تبادل شده از طریق اتصال فیزیکی، همان متغیرهای مشترک بین دو سیستم مستقل می‌باشند. این متغیرها مسئله ORPD مربوط به سطح ACT N+1 و سطح ACT N را به یکدیگر مرتبط می‌کنند. فرض کنید که توان از سطح ACT N+1 به سطح ACT N انتقال پیدا کرده است. متغیرهای هدف و پاسخ می‌توانند به صورت شکل ۲-۳ (ج) مدل شوند، جاییکه سطح ACT N+1 سیستم ۱ و سطح ACT N سیستم ۲ می‌باشند. از دید سطح ACT N، جریان خط به صورت یک ژنراتور فرضی مدل شده است که سطح ACT N را تغذیه می‌کند. از دید سطح ACT N+1، جریان خط به عنوان یک بار فرضی که توسط سطح ACT N+1 تغذیه می‌شود، مدل شده است. بنابراین، λ برابر با تولید فرضی برای سطح ACT N و γ برابر با بار فرضی برای سطح ACT N+1 است. لازم به ذکر است که تولید فرضی ممکن است که منفی شود. این بدین معناست که توان توسط سطح ACT N به سطح ACT N+1 تحویل داده شده است. این موضوع برای γ نیز صادق است.

در این قسمت، توان مصرف شده توسط ACT سطح N و تامین شده توسط ACT سطح N+1 در مسئله بهینه‌سازی ACT سطح N در (۸-۳) تعریف شده است. همچنین توان تولید شده توسط ACT سطح N+1 و فرستاده شده به ACT سطح N در مسئله بهینه‌سازی ACT سطح N+1 به صورت (۹-۳) تعریف شده است.

$$\gamma = \{P_L, Q_L\} \quad (۸-۳)$$

$$\lambda = \{P_E, Q_E\} \quad (۹-۳)$$

زمانیکه تعداد زیادی شبکه‌های سطح N متصل به شبکه سطح N+1 وجود داشته باشد، شکل (۲-۳) می‌تواند به صورت شکل (۳-۳) توسعه داده شود. تنها سیستم موجود در سطح بالاتر، ACT سطح N+1 است و تمام شبکه‌های سطح N در سطح پایین‌تر قرار گرفته‌اند.



شکل (۳-۳) سیستم قدرت به شکل یک SoS دو سطحی سلسله مراتبی

سیستم ACT سطح N+1 متغیرهایی را با تعداد زیادی ACT سطح N به اشتراک می‌گذارد و مسئله بهینه‌سازی مربوط به آن (۶-۳) به صورت معادله (۱۰-۳) بازنویسی می‌شود که شامل تابع جریمه

جهت مدل سازی قیود یکپارچگی بین ACT سطح $N+1$ و تمام ACT سطح N ها می باشد.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f(\tilde{x}, z_1, z_2, \dots, z_j) + \pi(c_1, c_2, \dots, c_j) \\ & g(\tilde{x}, z_1, z_2, \dots, z_j) \leq 0 \quad \text{s.t.} \\ & h(\tilde{x}, z_1, z_2, \dots, z_j) = 0 \\ & \forall j = 1, 2, \dots, NA \quad \forall z_j \in \{\lambda_j, \gamma_j\} \end{aligned} \quad (10-3)$$

با در نظر گرفتن چند بازه زمانی و استفاده از یک تابع مرتبه ۲ جهت مدل سازی تابع جریمه

π ، مسئله بهینه سازی ACT سطح $N+1$ (۱۰-۳) به صورت (۱۱-۳) تبدیل می شود، جاییکه نماد 0 نشان دهنده ضرب درایه ای است.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f(\tilde{x}, z_1, z_2, \dots, z_j) \\ & \sum_{j=1}^{NA} \left(\alpha_j (\lambda_j - \gamma_j) - \|\beta_j o(\lambda_j - \gamma_j)\|_2^2 \right) \\ & g(\tilde{x}, z_1, z_2, \dots, z_j) \leq 0 \quad \text{s.t.} \\ & h(\tilde{x}, z_1, z_2, \dots, z_j) = 0 \\ & \forall j = 1, 2, \dots, m \quad \forall z_j \in \{\lambda_j, \gamma_j\} \end{aligned} \quad (11-3)$$

به طور مشابه، مسئله بهینه سازی ACT_j سطح N می تواند به صورت (۱۲-۳) بازنویسی شود:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f'(\tilde{y}, z_j) \\ & \left(\alpha_j (\lambda_j - \gamma_j) + \|\beta_j o(\lambda_j - \gamma_j)\|_2^2 \right) \\ & g'(\tilde{y}, z_j) \leq 0 \quad \text{s.t.} \\ & h'(\tilde{y}, z_j) = 0 \\ & \forall z_j \in \{\lambda_j, \gamma_j\} \end{aligned} \quad (12-3)$$

در (۱۱-۳) و (۱۲-۳)، z_j و γ_j به ترتیب متغیرهای مشترک، هدف و پاسخ بین ACT

سطح $N+1$ و ACT_j سطح N می باشند. تابع جریمه شامل دو ترم خطی و درجه دوم است. پارامترهای

α_j و β_j ضرایب عبارت های خطی و درجه دوم هستند. این پارامترها در طول فرایند حل به روز می شود.

یک ویژگی مهم تابع جریمه درجه دوم این است که این تابع یک منحنی درجه دوم محدب است.

بنابراین، مسئله می‌تواند به سادگی با استفاده از روش بهینه‌سازی درجه دوم حل شود.

کنترل پارامترهای مشترک

مسائل ORPD سیستم‌های مستقل با استفاده از توابع جریمه و متغیرهای هدف و پاسخ به یکدیگر مربوط می‌شوند. این ارتباط با هدف پیدا کردن نتایج کل سیستم قدرت ایجاد شده است. بنابراین، مسئله ORPD مربوط به ACT_j سطح N به صورت زیر نشان داده می‌شود:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \left[\sum_{b=1}^{N_q} Q B_b^{jN} \times C Q B_b^{jN} + \sum_{g=1}^{N_q} Q G_g^{jN} \times C Q G_g^{jN} + Loss_j^N \times \right. \\ & \left. C_{loss} \right] + \left(\alpha P_j (P_{E,j}^* - P_{L,j}) + \|\beta P_j O (P_{E,j}^* - P_{L,j})\|_2^2 \right) + \left(\alpha Q_j (Q_{E,j}^* - \right. \\ & \left. Q_{L,j}) + \|\beta Q_j O (Q_{E,j}^* - Q_{L,j})\|_2^2 \right) \end{aligned} \quad (13-3)$$

عبارت اول معادله (13-3) مربوط به نقش منابع توان راکتیو در سطح N که شامل بانک خازنی و منابع تجدیدپذیر است. معادله (13-3) تابع هدف مسئله ORPD مربوط به ACT_j سطح N هستند که می‌تواند موارد مختلفی باشد. عبارت دوم، تابع جریمه مربوط به متغیرهای مشترک با ACT سطح $N+1$ است. لازم به ذکر است که در تابع جریمه، متغیرهای پاسخ $P_{L,j}$ و $Q_{L,j}$ لازم است که تعیین شوند، اما مقدار متغیرهای هدف $P_{E,j}^*$ از ACT سطح $N+1$ دریافت می‌شود. در همین حال، قیود ORPD معمول باید ارضا شوند.

مسئله ORPD (14-3) مربوط به ACT سطح $N+1$ است. متغیرهای پاسخ از ACT های سطح N جهت مدل‌سازی تابع جریمه دریافت می‌شود. در این مسئله، $P_{E,j}$ به عنوان یک بردار از متغیرهای طراحی در نظر گرفته می‌شود، در حالیکه متغیرهای $P_{L,j}^*$ به عنوان مقادیری ثابت فرض می‌شوند

$$\text{Min} \left[\begin{aligned} & \left[\sum_{b=1}^{N_B} Q B_b^{j,N} \times C Q B_b^{j,N} + \sum_{g=1}^{N_g} Q G_g^{j,N} \times C Q G_g^{j,N} + \text{Loss}_j^{N+1} \times C_{\text{loss}} \right] \\ & + \sum_{j=1}^{N_A} \left(\left(\alpha P_j (P_{E,j} - P_{L,j}^*) + \|\beta P_j o(P_{E,j} - P_{L,j}^*)\|_2^2 \right) + \right. \\ & \left. \left(\alpha Q_j (Q_{E,j} - Q_{L,j}^*) + \|\beta Q_j o(Q_{E,j} - Q_{L,j}^*)\|_2^2 \right) \right) \end{aligned} \right] \quad (4-3)$$

به طور مشابه، در معادله (۳-۱۴)، عبارت اول نشان‌دهنده تابع هدف ACT سطح N ام است

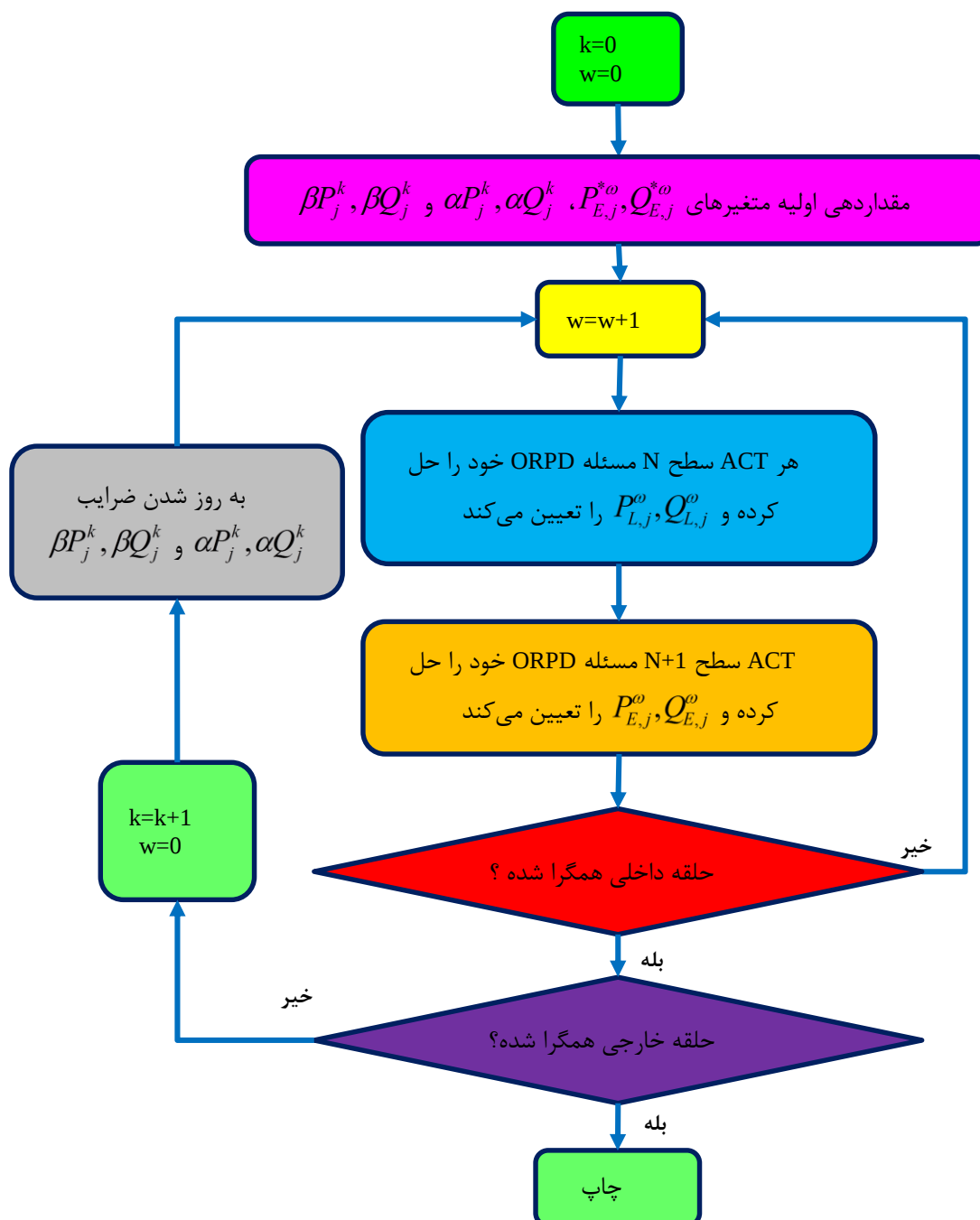
و عبارت دوم تابع جریمه مربوط به متغیرهای مشترک با ACT های سطح N می‌باشد.

روند پیشرفت روش حل

شکل (۳-۴) فرایند حل مسئله پیشنهادی را نشان می‌دهد که حاصل آن، برنامه‌ریزی

تجهیزات کنترلی ACT سطح N+1 و ACT های سطح N می‌باشد. این الگوریتم دو حلقه تکرار دارد

که در ادامه توضیح داده شده است.



شکل (۳-۴) فلوچارت حل مسئله

گام اول: اندیس‌های تکرار k و w که به ترتیب مربوط به حلقه داخلی و خارجی هستند را برابر

با صفر قرار می‌دهیم و مقدار اولیه متغیرهای $P_{E,j}^{*\omega}, Q_{E,j}^{*\omega}$ ، متغیرهای $\alpha P_j^k, \alpha Q_j^k$ و $\beta P_j^k, \beta Q_j^k$ را تعیین

می‌کنیم.

گام دوم: $\omega = \omega + 1$ قرار داده و مسئله ORPD را برای هر ACT سطح N با در نظر گرفتن

به عنوان متغیرهای طراحی حل می‌کنیم. در این مرحله متغیرهای $P_{L,j}^\omega, Q_{L,j}^\omega$ با توجه به مقدار در دو متغیر سطح بالاتر در تکرار قبل $(P_{E,j}^{\omega-1}, Q_{E,j}^{\omega-1})$ در نظر گرفته می‌شوند.

گام سوم: مسئله ORPD برای ACT سطح N+1 با در نظر گرفتن $P_{E,j}^\omega, Q_{E,j}^\omega$ به عنوان

متغیرهای طراحی و مد نظر قرار دادن مقادیر $P_{L,j}^{\omega-1}, Q_{L,j}^{\omega-1}$ که در گام دوم محاسبه شده‌اند، حل می‌شود.

گام چهارم: با استفاده از (۱۵-۳) و (۱۶-۳) همگرایی حلقه داخلی بررسی می‌شود. اگر این

شرایط برقرار نبود، به مرحله دوم برمی‌گردد تا تکرار بعدی آغاز شود، در غیر اینصورت به مرحله ۵ می‌رود.

$$\begin{aligned} P_{E,j}^\omega - P_{E,j}^{\omega-1} &\leq \varepsilon_1 & \forall_j \\ Q_{E,j}^\omega - Q_{E,j}^{\omega-1} &\leq \varepsilon_1 \end{aligned} \quad (15-3)$$

$$\begin{aligned} P_{L,j}^\omega - P_{L,j}^{\omega-1} &\leq \varepsilon_1 & \forall_j \\ Q_{L,j}^\omega - Q_{L,j}^{\omega-1} &\leq \varepsilon_1 \end{aligned} \quad (16-3)$$

گام پنجم: قیود (۱۷-۳) به عنوان معیار توقف حلقه بیرونی بررسی می‌شود. اگر این قیود ارضا

نشده باشند، به مرحله ششم رفته؛ در غیر این صورت نتایج بهینه همگرا شده بدست آمده و فرآیند حل متوقف می‌شود.

$$\begin{aligned} P_{E,j}^\omega - P_{L,j}^\omega &\leq \varepsilon_2 \\ Q_{E,j}^\omega - Q_{L,j}^\omega &\leq \varepsilon_2 & \forall_j \end{aligned} \quad (17-3)$$

گام ششم: $k=k+1$ قرار داده و مقدار ضرایب $\alpha P_j^k, \alpha Q_j^k$ و $\beta P_j^k, \beta Q_j^k$ با توجه به معادلات

۱۸-۳ به روز می‌شوند:

$$\alpha P_j^{(k+1)} = \alpha P_j^{(k)} + 2(\beta P_j^{(k)})^2 (P_{E,j}^\omega - P_{L,j}^\omega) \quad (18-3)$$

$$\beta P_j^{(k+1)} = \Delta \beta P_j^{(k)} \quad (19-3)$$

$$\alpha Q_j^{(k+1)} = \alpha Q_j^{(k)} + 2(\beta Q_j^{(k)})^2 (Q_{E,j}^\omega - Q_{L,j}^\omega) \quad (20-3)$$

$$\beta Q_j^{(k+1)} = \Delta \beta Q_j^{(k)} \quad (21-3)$$

جاییکه ضریب Δ بایستی برابر یا بزرگتر از یک باشد تا نتایج بهینه همگرا شده بدست آید. این روش برای به روزرسانی ضرایب لاگرانژین جهت همگرا شدن به یک نتیجه بهینه در [۲۱] به اثبات رسیده است.

گام هفتم: $P_{E,j}^{*0} = P_{E,j}^{*\omega}, Q_{E,j}^{*0} = Q_{E,j}^{*\omega} \forall j, \omega = 0$ قرار داده و به گام دوم برمی گردد.

لازم به ذکر است که حلقه تکرار داخلی این الگوریتم، ضرایب جریمه ثابت هستند و تنها $P_{E,j}$ ، $P_{L,j}$ ، $Q_{E,j}$ و $Q_{L,j}$ بایستی به روز شوند. چنین روشی کمک می کند تا الگوریتم به جوابی با دقت مناسب منجر شود، مخصوصاً زمانی که ما حدس اولیه خوبی برای مقادیر اولیه متغیرهای مشترک در نظر نگرفته ایم

در صورتیکه زیربخش ها همان TSO ها باشند که مرز آنها از قبل تعیین شده است و واحد مرکزی اختیاری در این رابطه نداشته باشد، در این حالت زیربخش ها از قبل تعیین شده و قابل تغییر نخواهند بود. در غیر این صورت می توان با روش ها زیربخش ها را طوری طراحی کرد که درجه استقلال بالاتری نسبت به هم داشته باشند. تا به امروز روش ها و معیارهایی برای این منظور ارائه شده است [۹۳-۹۵]. در این رساله از دو معیار توان عبوری و مجموع اندازه ادمیتانس خطوط بین زیربخش ها استفاده شده است.

۳-۵- افراز طیفی

در این بخش، روش افراز طیفی بر روی یک گراف توضیح داده می‌شود. سیستم قدرت را نیز می‌توان به عنوان یک گراف در نظر گرفت. هر گراف از تعدادی راس و یال تشکیل شده است. برای نمونه گراف $G = (V, E)$ ، که در آن $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$ مجموعه رئوس گراف و E مجموعه یال‌های گراف است. وزن یال بین راس‌های v_i و v_j را نشان می‌دهد. ماتریس مجاورت هر گراف با A که در آن $A = [e_{ij}]$ است، نمایش داده می‌شود. در مسئله افراز گراف هدف، افراز گراف به K زیرگراف است به گونه‌ای که مجموع وزن یال‌های بین زیرگراف‌ها کمینه شود که این هدف به صورت رابطه (۳-۲۲) بیان می‌شود [۱]:

$$C(P) = \min [1_n^t A 1_n - \text{trace}(\Pi^t A \Pi)] \quad (۳-۲۲)$$

که در آن $P = \{V_1, V_2, \dots, V_K\}$ و $V_1, V_2, \dots, V_K$ مجموعه رئوس هر زیر گراف می‌باشند. همچنین 1_n

یک بردار با n عدد برابر با یک است. $\Pi = [\pi_{vj}]$ یک ماتریس $n \times K$ است که π_{vj} برابر است با:

$$\pi_{vj} = \begin{cases} 1 & v \in V_j \\ 0 & v \notin V_j \end{cases} \quad \forall v \in V, j = \{1, 2, \dots, K\} \quad (۳-۲۳)$$

$\text{trace}(\Pi^t A \Pi)$ نیز بیانگر مجموع درایه‌های قطر اصلی ماتریس $\Pi^t A \Pi$ است.

به منظور آنکه در هر سطر از ماتریس Π ، تنها و تنها یک درایه برابر با یک و بقیه درایه‌های برابر

با صفر باشند، لازم است که ماتریس Π نیمه متعامد و $\|\Pi\|_F = \sqrt{n}$ باشد که $\|\cdot\|_F$ نرم هندسی است.

به دلیل آنکه همواره $1_n^t A 1_n$ یک عدد ثابت است می‌توان (۳-۲۲) را به صورت (۳-۲۴) نوشت:

$$C(P) = \max \text{trace}(\Pi^t A \Pi) \quad (۳-۲۴)$$

$$s.t. \pi_{vj} \in \{0, 1\} \quad \forall v, j$$

$$\Pi \text{ Semi-orthogonal}$$

$$\|\Pi\|_F = \sqrt{n}$$

تعداد افرازبندی حداکثر با تعداد گره می‌تواند برابر باشد که در این حالت تمامی گره مستقل خواهند

شد. در افراز طیفی برای حل (۳-۲۴) از مقادیر ویژه و بردارهای ویژه A استفاده می‌شود. اگر A به گونه‌ای نرمالایز شود که مجموع هر سطر آن برابر با یک شود و $e_{ij} = e_{ji}$ ، آنگاه بزرگترین مقدار ویژه A برابر با مقدار یک خواهد بود. با انتخاب K عدد از بزرگترین مقادیر ویژه ماتریس A و بردارهای ویژه متناظر، ماتریس‌های D و U به صورت زیر تعریف می‌شوند:

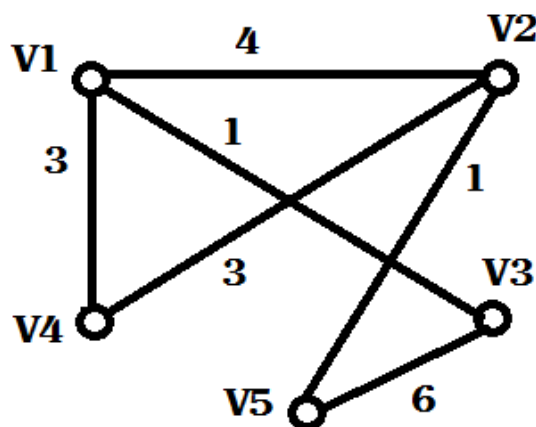
$$D = \text{diag}[\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_K]$$

$$U = [u_1, u_2, \dots, u_K]$$

که در آن u_i بردار ویژه مربوط به مقدار ویژه λ_i است و $U^T U = I_{K \times K}$ و $AU = DU$. چون Π یک ماتریس نیمه متعامد بود. بنابراین $\text{trace}(\Pi^T \Pi) = n$ می‌باشد و با توجه به اینکه بزرگترین مقدار ویژه A برابر با عدد یک است خواهیم داشت:

$$\text{trace}(\Pi^T A \Pi) = \sum_{i=1}^K \pi_i^T A \pi_i \leq \sum_{i=1}^K \pi_i^T \pi_i = \text{trace}(\Pi^T \Pi) = n \quad (۳-۲۵)$$

برای روشن‌تر شدن موضوع فرض کنید قرار است گراف شکل ۳-۵ به دو زیر گراف به نحوی افراز شود که تابع هدف رابطه (۳-۲۵) محقق گردد.



شکل (۳-۵) یک گراف نمونه

ماتریس A و مقادیر $1_n^t A 1_n$ برای این گراف برابر است با:

$$A = \begin{bmatrix} 8 & 4 & 1 & 3 & 0 \\ 4 & 8 & 0 & 3 & 1 \\ 1 & 0 & 7 & 0 & 6 \\ 3 & 3 & 0 & 6 & 0 \\ 0 & 1 & 6 & 0 & 7 \end{bmatrix} \quad 1_n^t A 1_n = 72$$

بدلیل سادگی گراف مشخص است که بهترین افراز مطابق جدول ۱-۳ است:

جدول (۱-۳) نحوه افراز طیفی

رئوس	
V1, V2, V4	زیر گراف ۱
V3, V5	زیر گراف ۲

با توجه به جدول ۱-۳، ماتریس Π که یک ماتریس نیمه متعامد است و همچنین حاصل عبارت

$\Pi^t A \Pi$ برابر است با:

$$\Pi = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \Pi^t A \Pi = \begin{bmatrix} 42 & 2 \\ 2 & 26 \end{bmatrix}$$

همانطور که مشاهده می شود درایه های غیر قطری $\Pi^t A \Pi$ که با هم برابر هستند برابر مجموع وزن

یال های رابط دو زیر گراف هستند. مقدار $\text{trace}(\Pi^t A \Pi)$ که برابر ۶۸ است، نزدیکترین مقدار به $1_n^t A 1_n$

که برابر ۷۲ است می باشد لذا برای گراف نمونه شکل ۳-۵، رابطه (۲۲-۳) محقق شده است.

یک سیستم قدرت را می توان همچون یک گراف در نظر گرفت که در آن شین ها، مجموعه رئوس و

خطوط بین شین ها یال های یک گراف هستند، اندازه هر یال می تواند برابر با اندازه ادمیتانس، توان اکتیو

و یا توان راکتیو عبوری از خطوط در نظر گرفته شود. بنابراین، افراز سیستم قدرت به گونه ای صورت

می‌گیرد که در آن مجموع اندازه ادمیتانس، یا توان اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط بین زیر نواحی کمینه شود. با این کار سیستم قدرت به‌گونه‌ای افراز می‌شود که ولتاژ نواحی مختلف تا حد ممکن مستقل گردد.

فصل ۴:

نتایج شبیه‌سازی

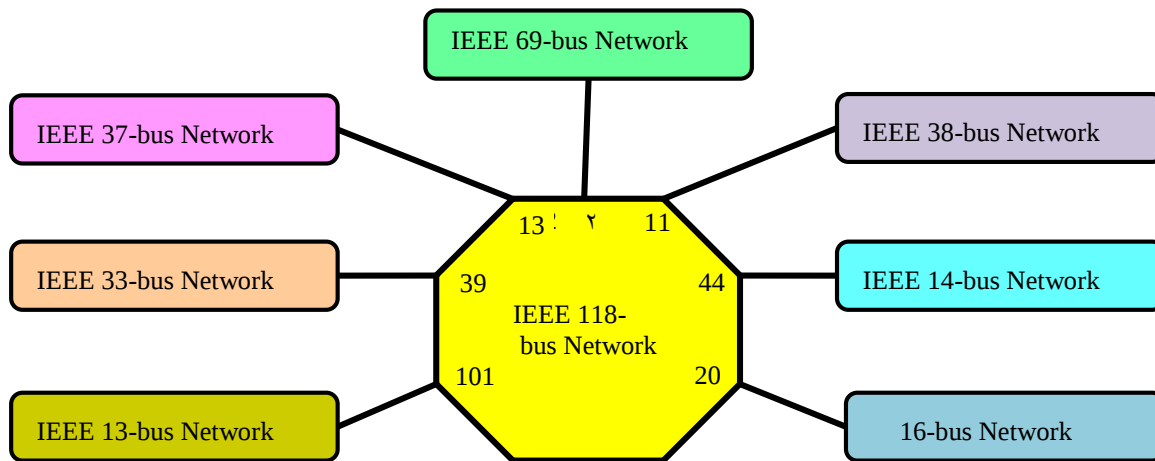
۴-۱- مقدمه

با توجه به روش ارائه شده در فصل قبل، در این فصل نتایج بدست آمده از شبیه سازی ها آورده شده و مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. در این رساله شبکه ۱۱۸ شین IEEE به عنوان شبکه مورد مطالعه در نظر گرفته شده است و روش ارائه شده بر روی آن اجرا شده است تا عملکرد آن مورد بررسی قرار گیرد. برای بررسی عملکرد ساختار پیشنهادی، دو روش دیگر (یک روش توزیع شده مبتنی بر سیستم زنجیره فرمان (ICS) و روش کنترل متمرکز نیز شبیه سازی شده است و نتایج بدست آمده از این روش ها با یکدیگر مقایسه شده است. تمامی محاسبات با استفاده از نرم افزار GAMS انجام گرفته است. برای حل مدل پیشنهادی از حل کننده MINLP استفاده شده است.

۴-۲- معرفی شبکه مورد مطالعه

شبکه ۱۱۸ شین IEEE به عنوان شبکه انتقال مورد مطالعه در نظر گرفته شده است که ۷ شبکه توزیع فعال^۱ (ADG) به آن متصل شده است. این شبکه ها شامل شبکه های ۱۴ شین، ۳۳ شین، ۳۷ شین، ۳۸ شین، ۶۹ شین، ۱۶ شین و ۱۳ شین IEEE هستند. دیاگرام کلی سیستم مورد مطالعه در شکل ۴-۱ نشان داده شده است. شبکه ۱۱۸ شین IEEE دارای ۱۹ واحد تولیدی، ۱۷۷ خط انتقال و ۹۱ بار مصرفی می باشد. تمامی اطلاعات مربوط به شبکه های مورد مطالعه از مراجع ذکر شده گرفته شده است.

¹ - Active Distribution Grid



شکل (۱-۴) دیاگرام کلی سیستم مورد مطالعه

در این رساله فرض شده است که تمام بانک‌های خازنی دارای ۲۰ پله خازنی هستند. سه نوع واحد تولید پراکنده نیز در ADG ها در نظر گرفته شده است که شامل واحد بادی، خورشیدی و میکروتوربین است. توان اکتیو خروجی واحدهای بادی و خورشیدی به میزان تابش نور خورشید و سرعت باد بستگی دارد. قیود مربوط به توان راکتیو تولیدی واحدهای تولید پراکنده در نظر گرفته شده است. در حقیقت، حداکثر توان خروجی واحدهای تولید پراکنده به کمک رابطه زیر محاسبه می‌شود که وابسته به توان اکتیو تولیدی و ظرفیت کل واحد می‌باشد.

$$Q_{DG} = \sqrt{S_{DG}^2 - P_{DG}^2} \quad (1-4)$$

لازم به ذکر است که اگر یک واحد تولید پراکنده بتواند توان اکتیو تولید کند، روشن خواهد بود، در غیر این صورت واحد خاموش خواهد شد. بنابراین، اگر توان اکتیو یک واحد (DER) صفر باشد، ظرفیت توان راکتیو آن نیز صفر خواهد شد. این نکته برای واحدهای خورشیدی در ساعاتی که تابش نور خورشید وجود ندارد، مهم خواهد بود. همچنین فرض شده است که واحدهای DER موجود در ADG های مختلف، یک الگوی تولید توان راکتیو یکسانی دارند. بنابراین، تولید توان اکتیو آنها تنها در یک ضریب

¹ Distributed Energy Resources

فرق دارند و یک الگوی ثابتی را دنبال می کنند. ظرفیت و محل بانک های خازنی در جدول ۴-۱ آورده شده است.

جدول (۴-۱) محل و اندازه بانک های خازنی

اندازه (کیلووار)	شین	شبکه	اندازه (کیلووار)	شین	شبکه	اندازه (کیلووار)	شین	شبکه
60	12	33-bus	50	4	14-bus	600	13	37-bus
60	9	33-bus	50	18	38-bus	300	34	37-bus
100	30	33-bus	50	22	38-bus	300	35	37-bus
150	33	33-bus	60	12	38-bus	250	31	37-bus
80	27	33-bus	60	25	38-bus	200	23	37-bus
80	25	33-bus	50	33	38-bus	200	25	37-bus
50	22	33-bus	50	43	69-bus	300	29	37-bus
50	7	33-bus	50	36	69-bus	700	6	16-bus
150	18	33-bus	60	21	69-bus	600	12	16-bus
100	15	33-bus	60	17	69-bus	300	16	16-bus
100	611	13-bus	50	15	69-bus	250	4	16-bus
100	680	13-bus	50	9	69-bus	100	9	14-bus
100	675	13-bus	50	16	69-bus	100	7	14-bus
						100	3	14-bus

ظرفیت و محل واحدهای تولید پراکنده هر ADG در جدول ۴-۲ آورده شده است.

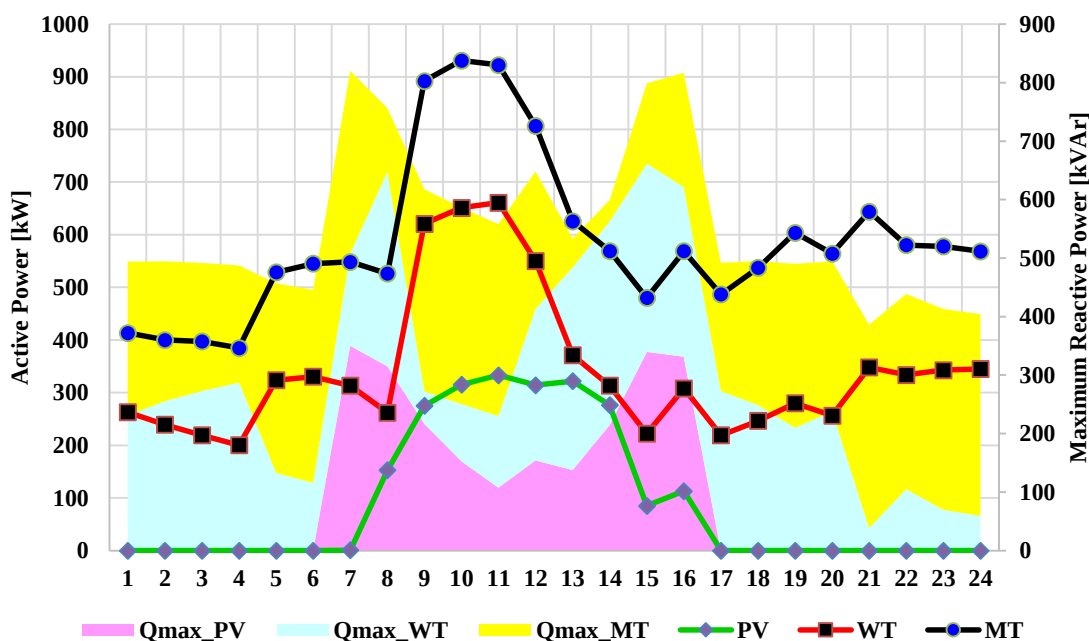
جدول (۴-۲) محل و اندازه DER ها

اندازه (کیلووات)	شین	شبکه	نوع	اندازه (کیلووات)	شین	شبکه	نوع
250	25	33-bus	WT	250	36	37-bus	PV
200	22	33-bus	PV	300	31	37-bus	PV
350	29	33-bus	MT	250	5	37-bus	MT
350	33	33-bus	WT	300	21	37-bus	WT
350	18	33-bus	PV	600	30	37-bus	MT

WT	37-bus	15	100	PV	38-bus	17	250
PV	16-bus	15	250	WT	38-bus	36	300
PV	16-bus	11	200	WT	38-bus	33	250
WT	16-bus	6	300	PV	69-bus	40	250
PV	14-bus	13	100	MT	69-bus	69	300
WT	14-bus	4	100	WT	69-bus	14	300
PV	13-bus	675	100	WT	69-bus	63	250

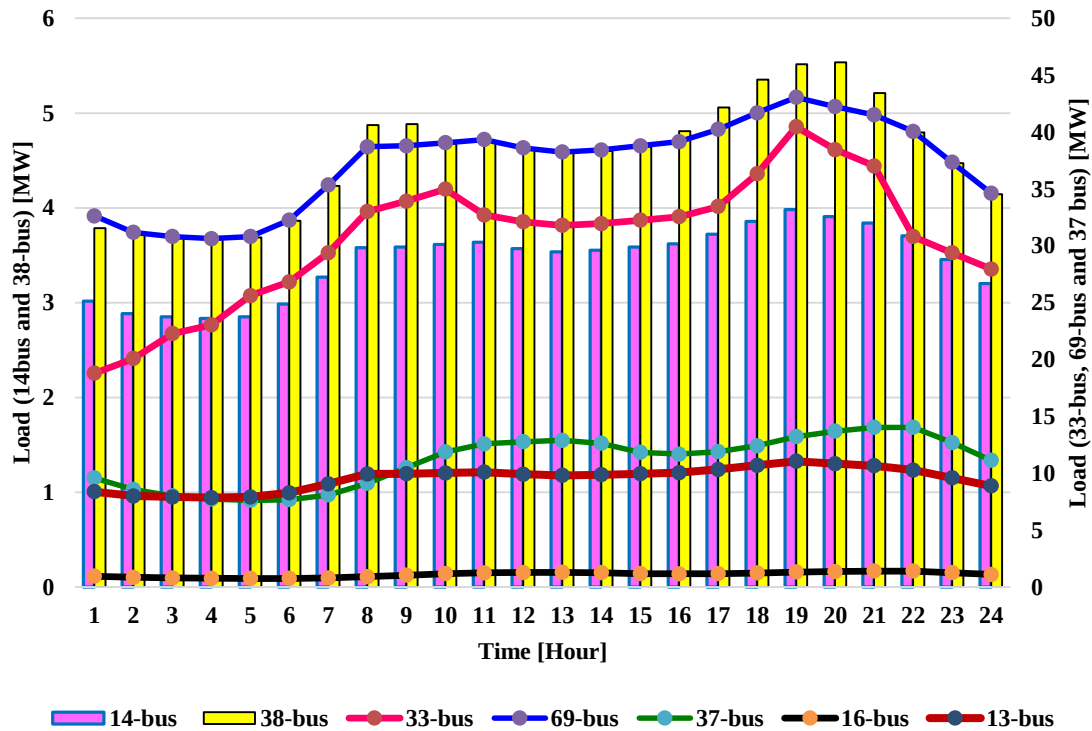
شکل ۴-۲ توان اکتیو تولیدی واحدهای خورشیدی، بادی و (MT) نصب شده در شبکه توزیع ۳۳

شین IEEE را نشان می‌دهد. همچنین حداکثر ظرفیت تولید توان راکتیو این واحدها نیز در این شکل نشان داده شده است.



شکل (۴-۲) توان اکتیو تولیدی DER ها و حداکثر ظرفیت آنها برای تولید توان راکتیو

روش‌های بررسی شده در این رساله برای یک دوره ۲۴ ساعته شبیه‌سازی شده‌اند. پروفیل بار ADG ها در شکل ۳-۴ نشان داده شده است. مطابق با شکل ۳-۴ اوج مصرف اکثر شبکه‌ها بین ساعت ۱۷-۲۱ است.



شکل (۳-۴) پروفیل بار ADG های مختلف

روش پیشنهادی اجرا شده در دو سناریو مختلف انجام گرفته است و نتایج آن در ادامه آورده شده است.

- سناریو اول: افراز شبکه انتقال بدون اعمال روش پیشنهادی
- سناریو دوم: افراز شبکه انتقال با اعمال روش پیشنهادی

در سناریو اول، شبکه ۱۱۸ شین به صورت اختیاری انتخاب به سه زیربخش تقسیم شده است و در سناریو دوم، روش پیشنهادی افراز شبکه اجرا شده و شبکه به سه ناحیه تقسیم بندی شده است و بعد

از آن روش کنترل توان راکتیو پیشنهادی اعمال شده است. نتایج بدست آمده در این دو سناریو به صورت جداگانه آورده شده است. سیستم در تمامی مراحل دارای پایداری می باشد.

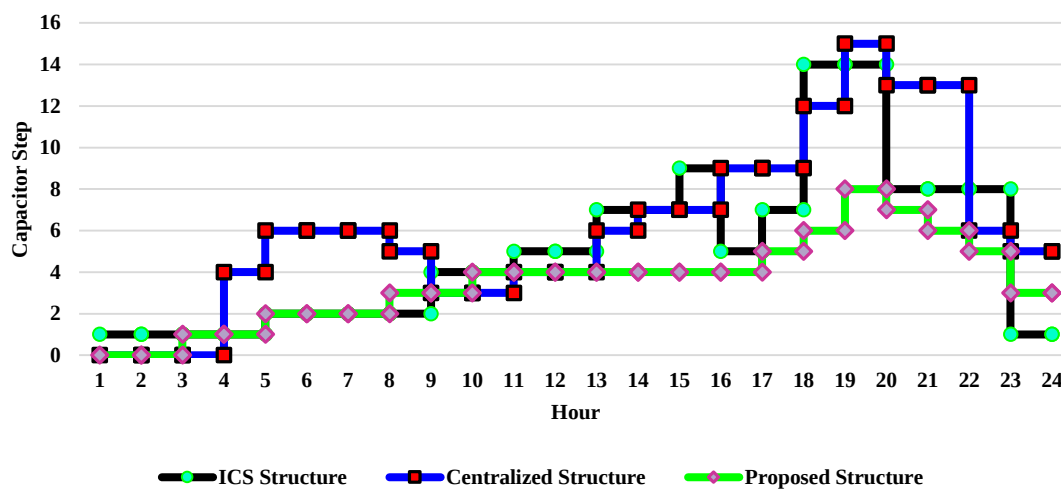
۳-۴- نتایج شبیه سازی

مسئله ORPD با سه ساختار متمرکز، غیر متمرکز و پیشنهادی برای بدست آوردن نقطه بهینه عملکرد سیستم به کمک نرم افزار GAMS حل شده است. همانطور که در بالا اشاره شد، هزینه توان راکتیو خریداری شده از بانک های خازنی و DER ها به عنوان تابع هدف هر سیستم ساختار SoS پیشنهادی در نظر گرفته شده است. با توجه به مفهوم SoS، ADG ها به صورت سیستم های مستقل مدل سازی شده اند. توان اکتیو و راکتیو انتقالی بین شبکه انتقال بالادستی (ACT سطح N+1) و شبکه های توزیع (ACT سطح N) به عنوان متغیرهای مرزی در نظر گرفته شده اند. مقدار اولیه پارامترهای روش پیشنهادی به صورت زیر در نظر گرفته شده است:

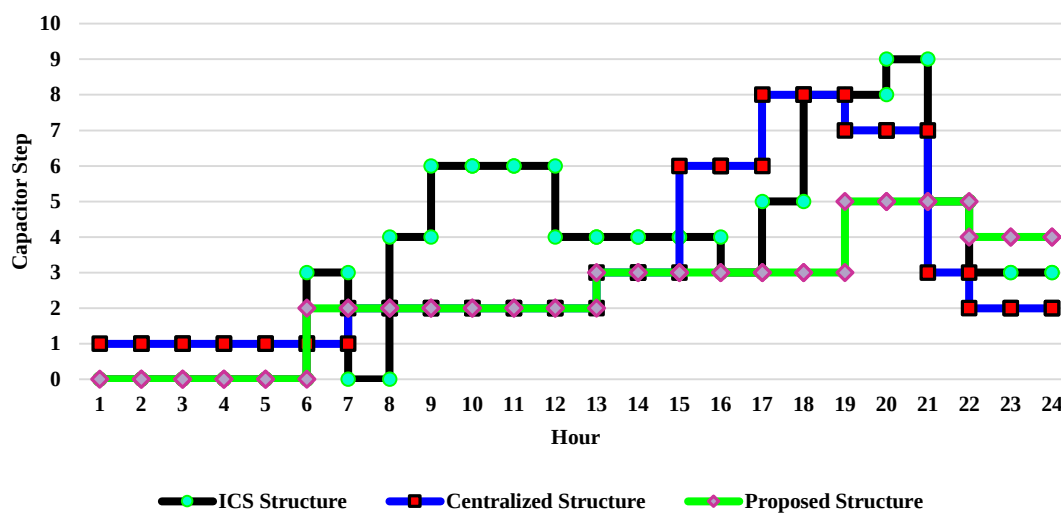
$$\alpha P_j^0 = \alpha Q_j^0 = \beta P_j^0 = \beta Q_j^0 = 1$$

جزئیات نتایج بدست آمده برای شبکه ۳۳ شین IEEE به عنوان یک ADG نمونه آورده شده و مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. همانطور که ملاحظه می شود، روش پیشنهادی منجر به تلفات و انحراف ولتاژ کمتری شده است. نتایج نشان می دهند که ساختار پیشنهادی قابلیت بیشتری در کنترل توان راکتیو داشته است. در سناریو اول شبکه توزیع را به ۳ بخش تقسیم بندی شده است. چگونگی تغییر پله های بانک های خازنی قرار گرفته در این ADG در شکل ۴-۴ نشان داده شده است.

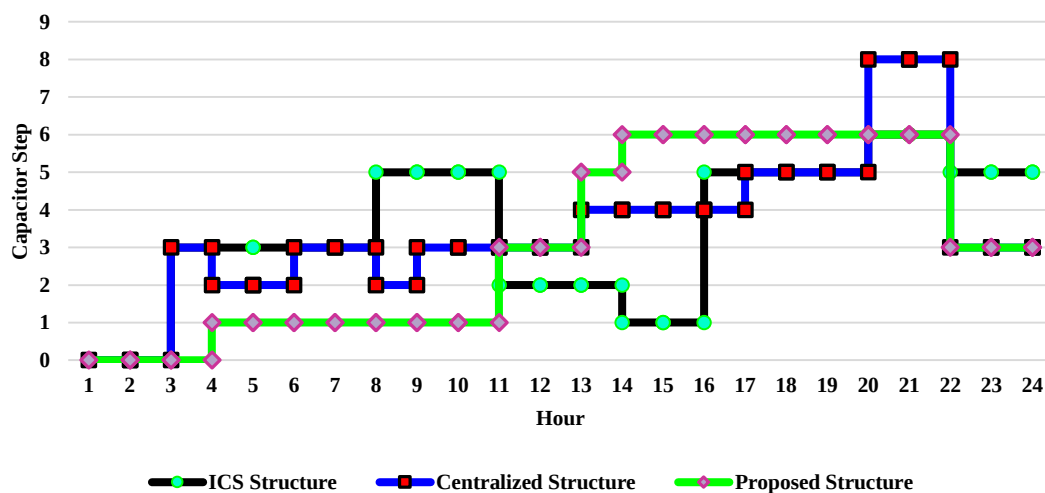
Step of Capacitor Connected to the Bus-18

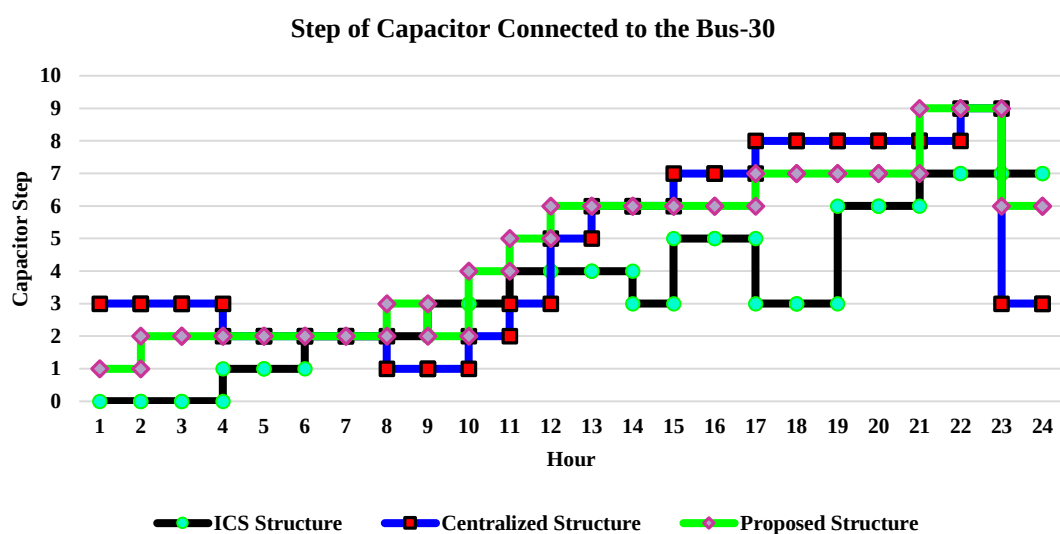
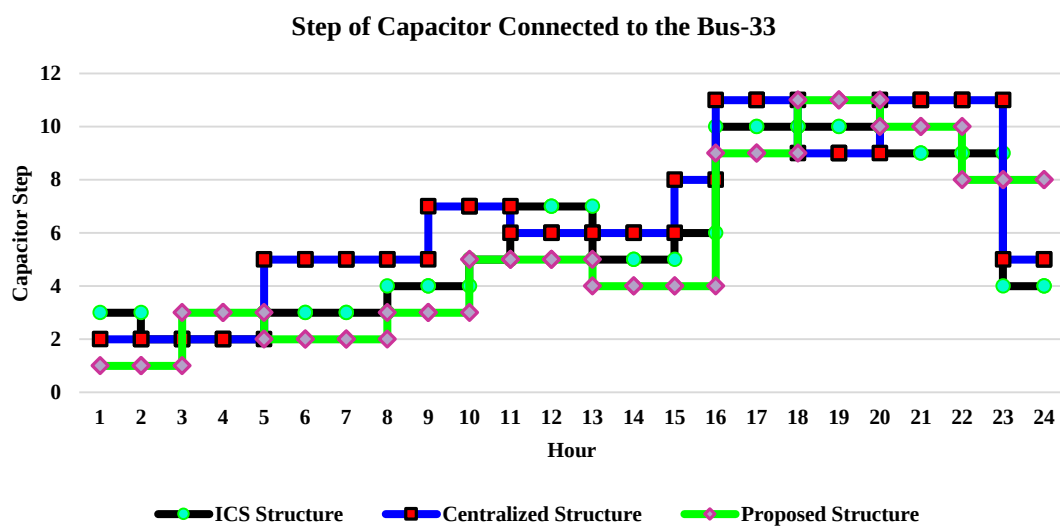
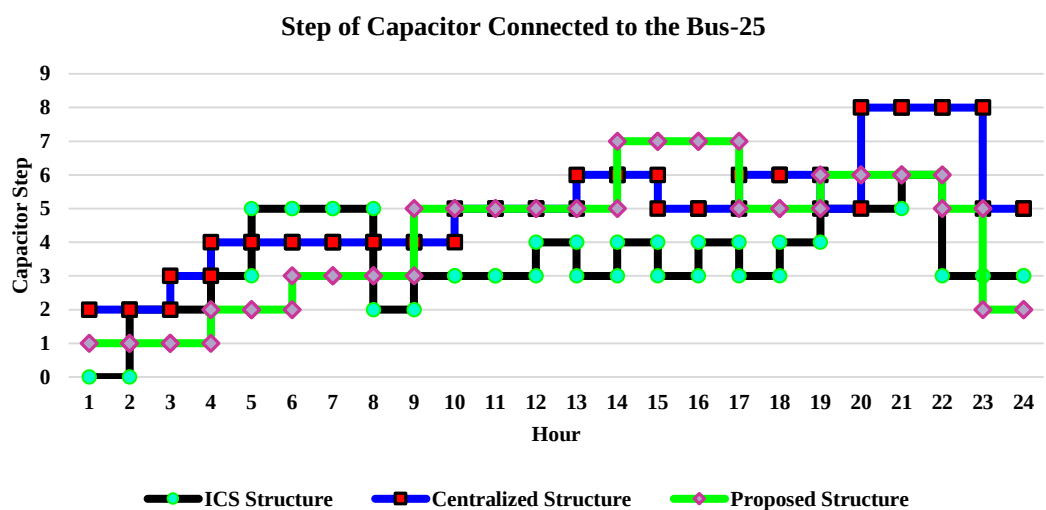


Step of Capacitor Connected to the Bus-15



Step of Capacitor Connected to the Bus-27



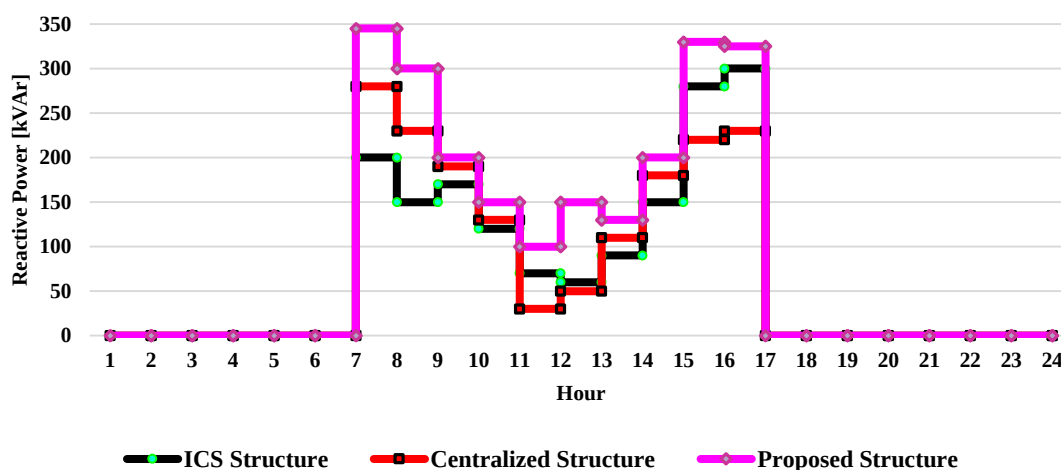


شکل (۴-۴) گام‌های بانک‌های خازنی شبکه ۳۳ شین IEEE برای یک دوره ۲۴ ساعته

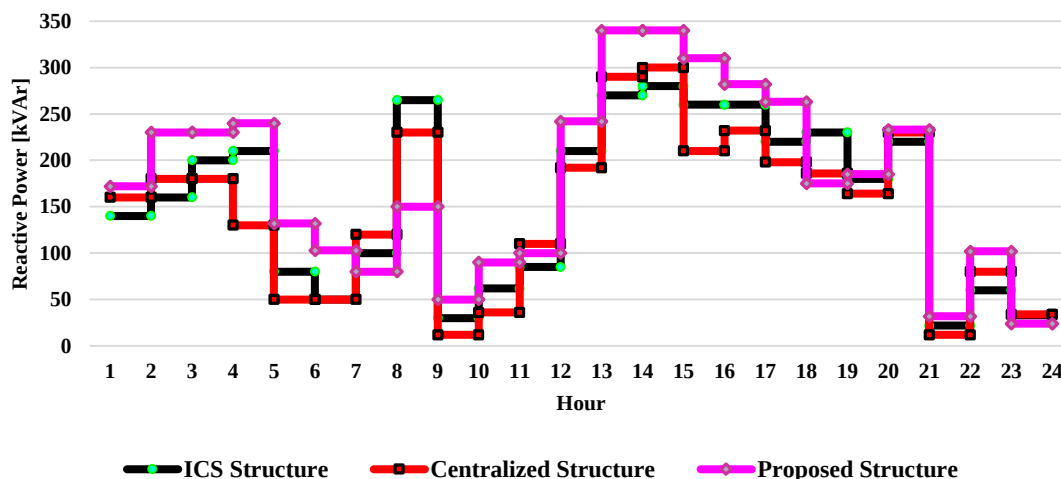
با توجه به نتایج به دست آمده که در شکل ۴-۴ قابل مشاهده است. ساختار پیشنهادی قابلیت بیشتری در کنترل توان راکتیو داشته است. همچنین در ساعات میانی روز، توان راکتیو تولیدی بانک های خازنی کاهش پیدا کرده است چرا که می توانیم از ظرفیت توان راکتیو منابع تجدیدپذیر استفاده کنیم.

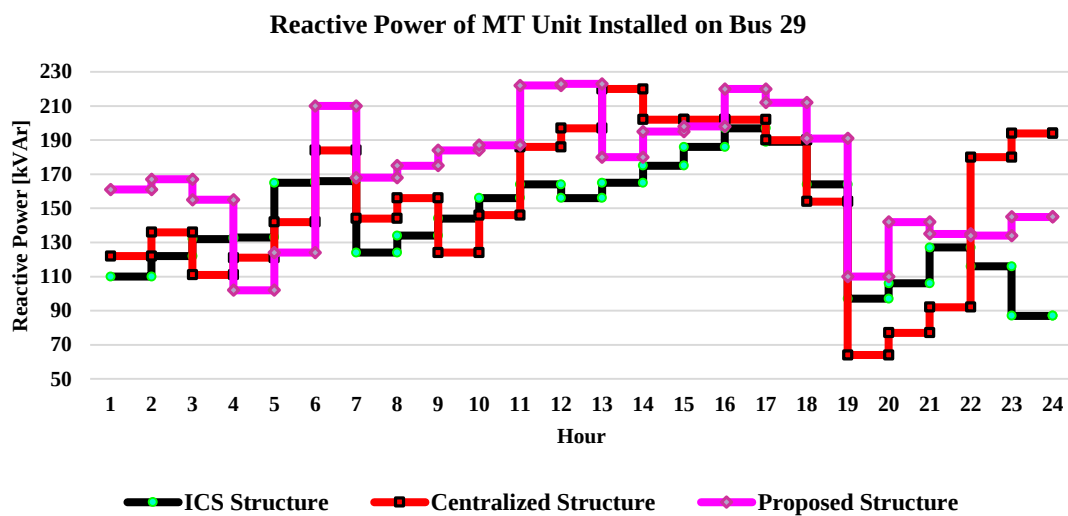
توان راکتیو تولیدی سه DER این ADG در شکل ۴-۵ آورده شده است. با توجه به توان خروجی واحدها، مشاهده می شود که توان راکتیو تولیدی در ساعاتی که واحد PV خاموش بوده است، برابر با صفر شده است.

Reactive Power of PV Unit Installed on Bus 18 And Bus 22



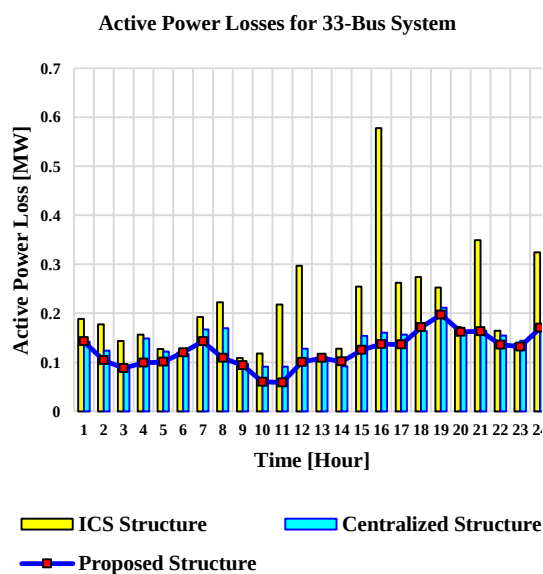
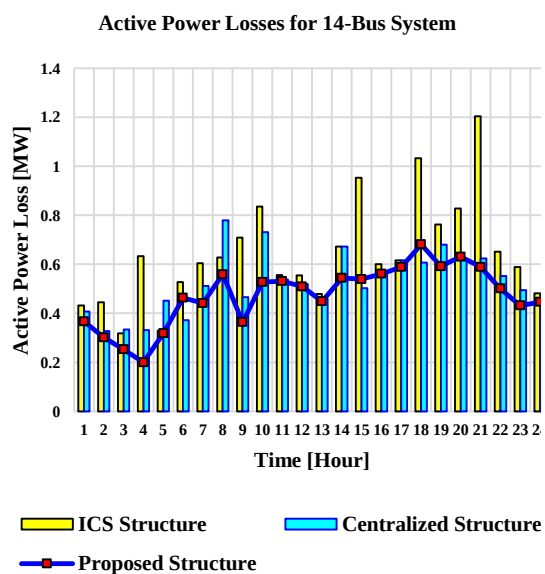
Reactive Power of Wind Unit Installed on Bus 25 And Bus 33



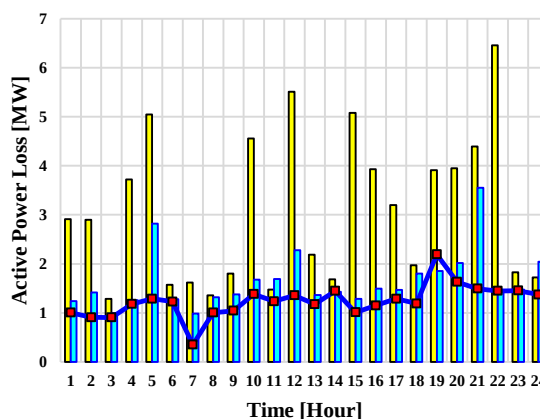


شکل (۴-۵) توان راکتیو تولیدی DER های شبکه ۳۳ شین IEEE برای یک دوره ۲۴ ساعته

تلفات شبکه در شکل ۴-۶ نشان داده شده است.

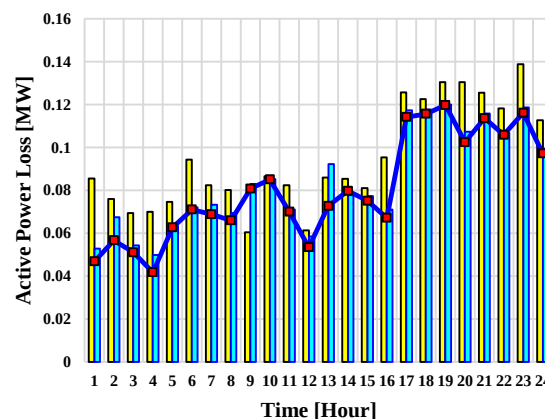


Active Power Losses for 38-Bus System



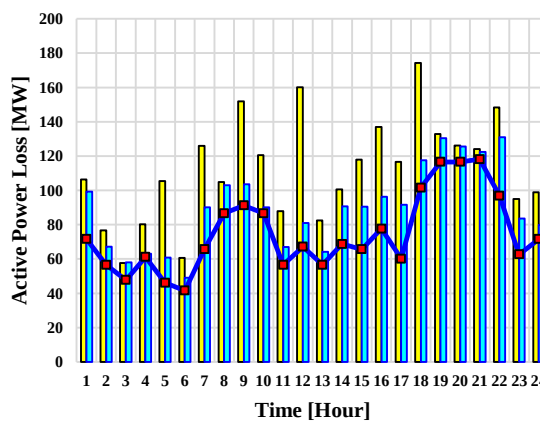
ICS Structure Centralized Structure
Proposed Structure

Active Power Losses for 69-Bus System



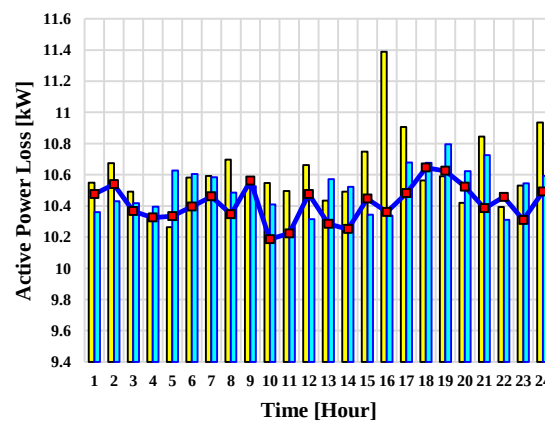
ICS Structure Centralized Structure
Proposed Structure

Active Power Losses for 118-Bus System

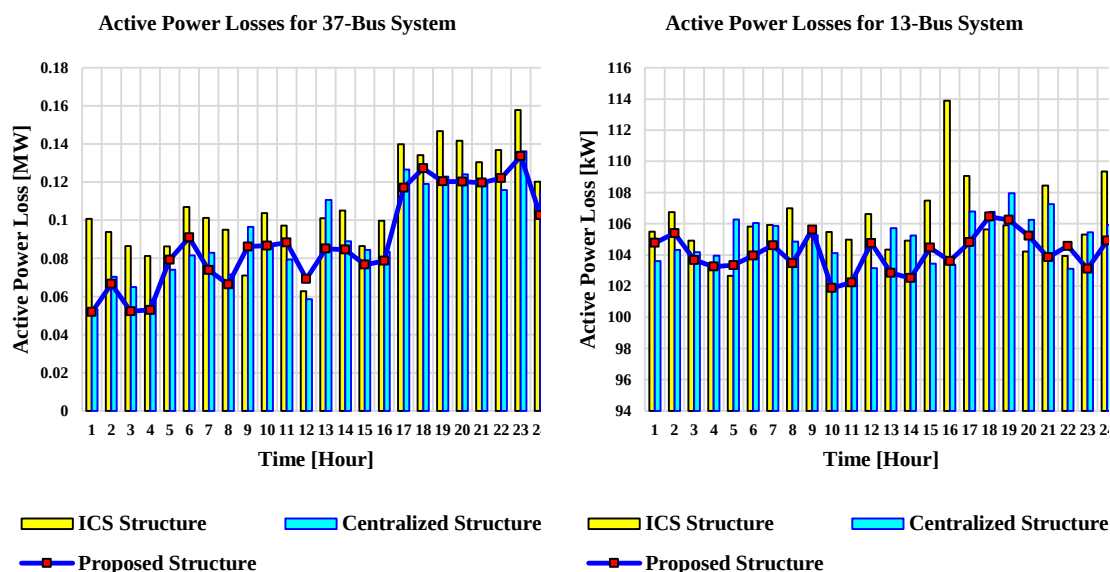


ICS Structure Centralized Structure
Proposed Structure

Active Power Losses for 16-Bus System

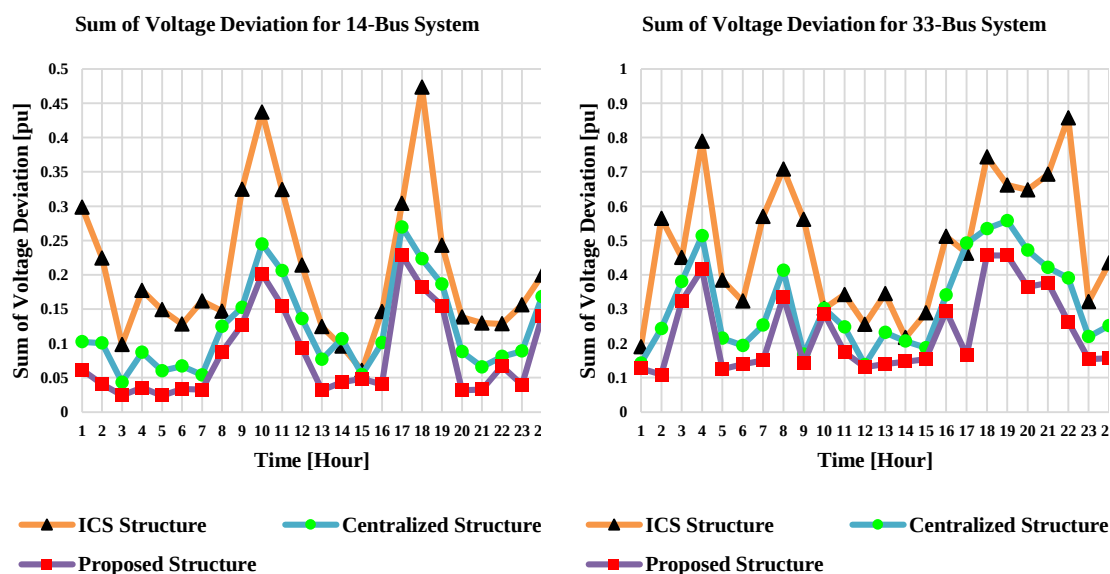


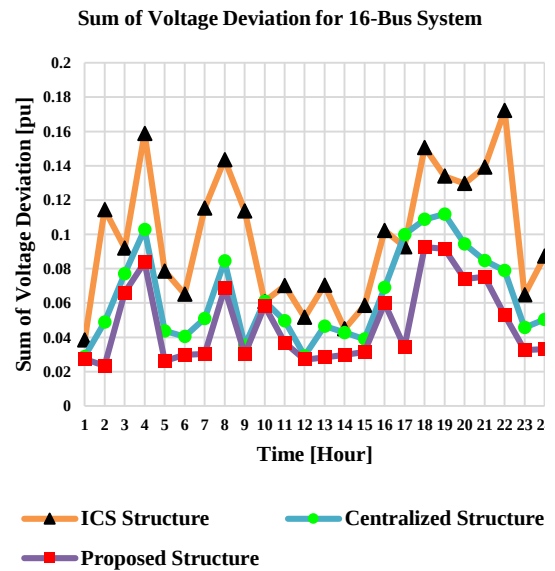
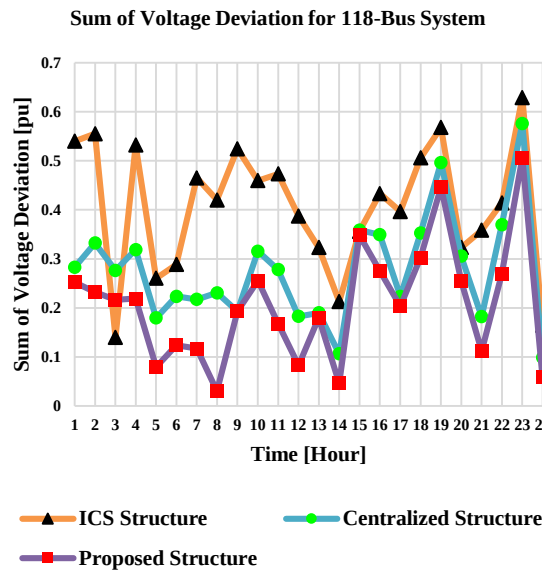
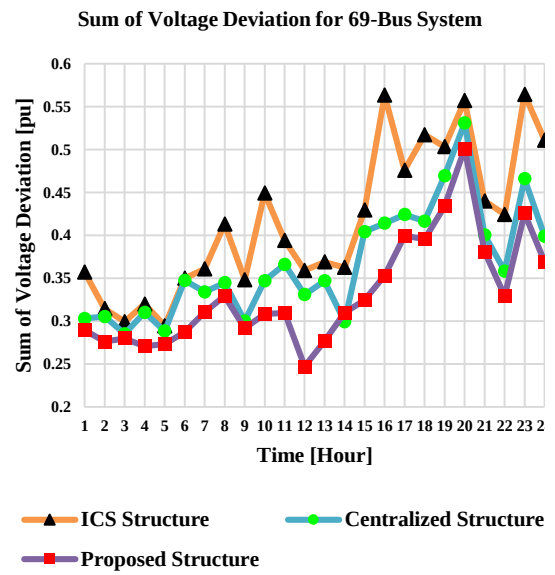
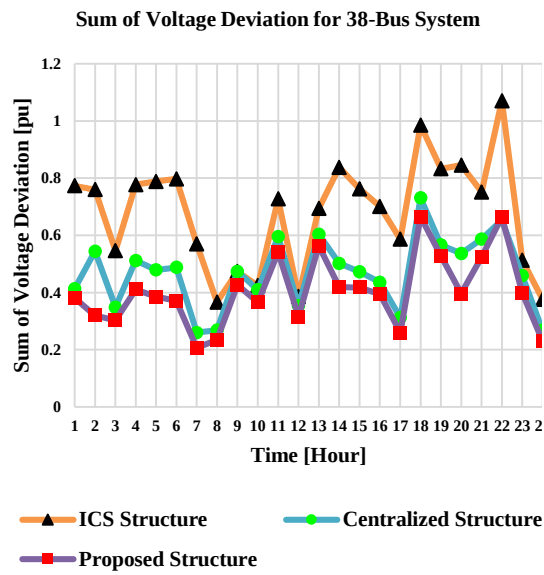
ICS Structure Centralized Structure
Proposed Structure

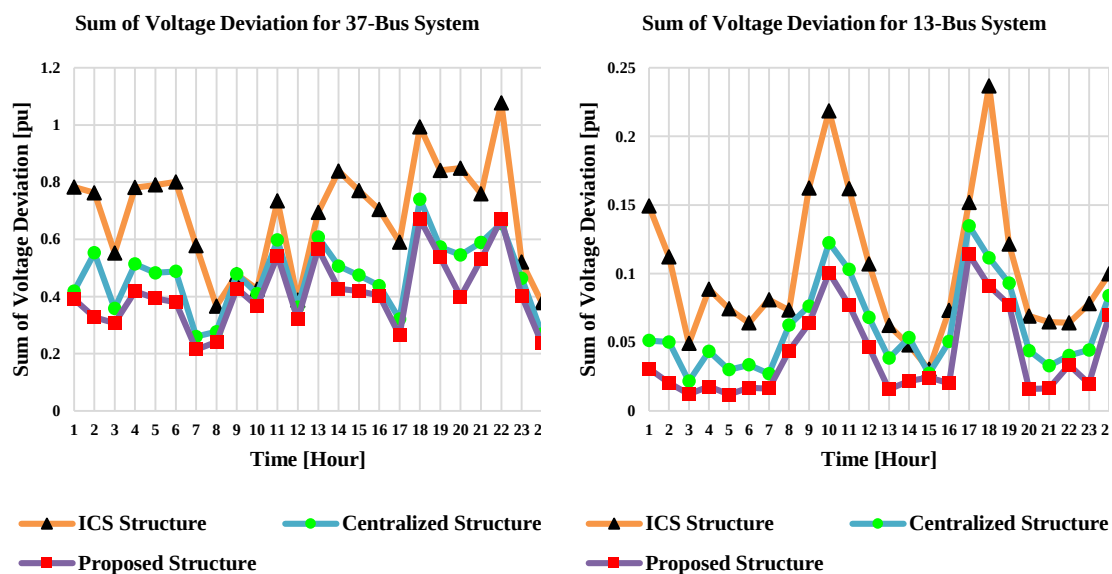


شکل (۴-۶) تلفات توان اکتیو ADG های مختلف برای یک دوره ۲۴ ساعته

نتایج نشان داده شده در شکل ۴-۶ بیانگر آن است که ساختار پیشنهادی منجر به تلفات کمتری شده است. به دلیل آن است که از حداکثر ظرفیت منابع توان راکتیو استفاده می شود و در مدت زمان بین ساعت ۱۷ تا ۲۱ مصرف به اوج می رسد منجر به افزایش نیاز به توان راکتیو می شود. مجموعه انحراف ولتاژ شین ها در شکل ۴-۷ نشان داده شده است.



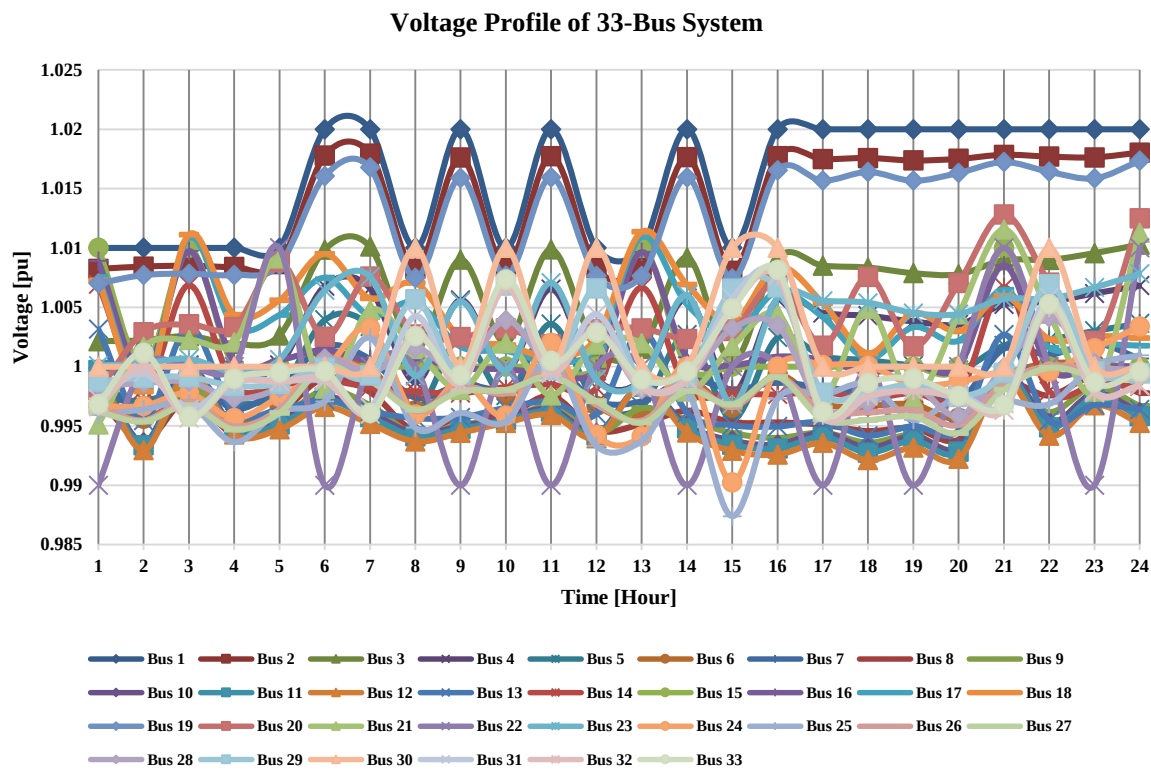




شکل (۷-۴) مجموع انحرافات ولتاژ شین‌های ADG های مختلف برای یک دوره ۲۴ ساعته

نتایج نشان داده شده در شکل ۷-۴ بیانگر آن است که ساختار پیشنهادی منجر به انحراف ولتاژ کمتری شده است.

پروفیل ولتاژ این ADG در شکل ۸-۴ نشان داده شده است.



شکل (۴-۸) پروفیل ولتاژ شبکه ۳۳ شین IEEE برای یک دوره ۲۴ ساعته

همانطور که در شکل ۴-۸ ملاحظه می‌شود، ولتاژها در محدوده مجاز (۰/۹۵ تا ۱/۰۵ پریونیت) قرار

داشته و بالازدگی و یا پایین‌زدگی در این رابطه دیده نمی‌شود.

زمان محاسبه و تحمل‌پذیری عیب دو فاکتور مهم برای ارزیابی عملکرد روش پیشنهادی است. زمان

محاسبه مربوط به زمان شبیه‌سازی روش پیشنهادی می‌باشد. تحمل‌پذیری عیب نیز یک معیار مهم به

خصوص زمانی که تعداد گره‌ها زیاد است، به حساب می‌آید. برای آنکه سطح قابلیت اطمینان و

در دسترس‌پذیری مورد نیاز حاصل شود، یک ساختار کنترل تحمل‌پذیر در برابر عیب مورد نیاز است.

روش کنترلی باید به گونه‌ای باشد که در برابر عیب‌های رخ داده در ساختار کنترلی مقاوم بوده و بتواند

بخش‌های عیب‌دار را بدون ایجاد اختلالی در سایر بخش‌های سیستم، ایزوله نماید. فرمول‌ها و روابط

مختلفی برای این شاخص (تحمل‌پذیری عیب) ارائه شده است. در این رساله، از روابط پیشنهادی در

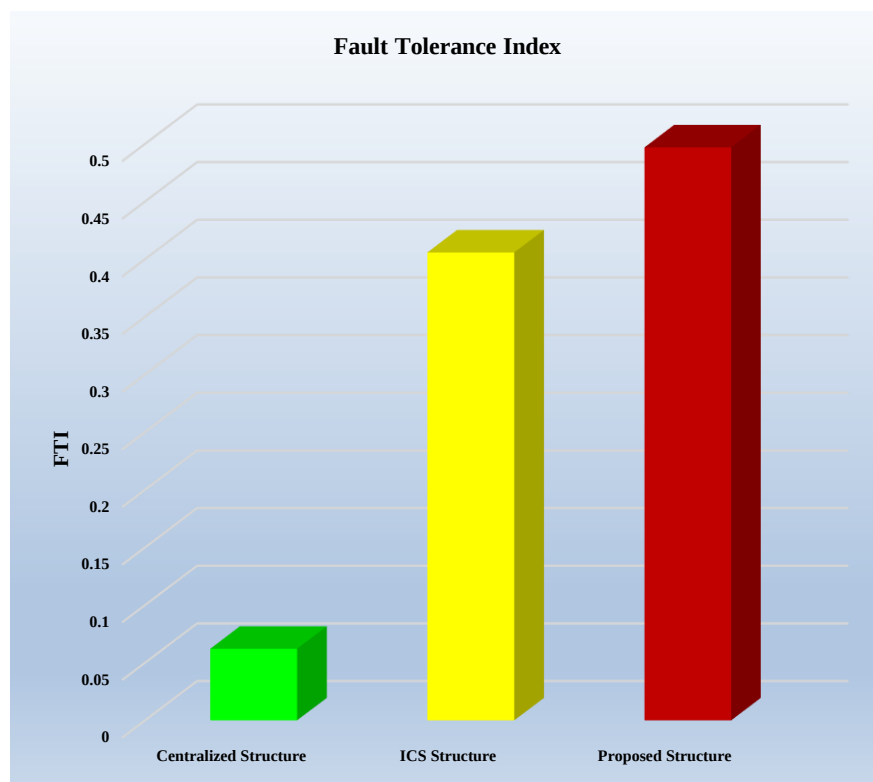
مرجع برای محاسبه تحمل پذیری عیب استفاده شده است که در ادامه آورده شده‌اند. رابطه ۲-۴ و ۴-۳ به ترتیب شاخص FT مربوط به ساختارهای متمرکز و غیرمتمرکز می‌باشند.

$$FT_{centralized} = e^{-\left(\frac{A \times K \times EN^2}{T_0} + B\right)} \quad (2-4)$$

$$FT_{decentralized} = \frac{1}{w} \sum_{k=1}^{w-1} \left(1 - \sum_{q=1}^{d^{k-1}} \binom{d^{k-1}}{q} \left(1 - e^{-\left(\frac{A \times K \times d \times EN}{T_0} + B\right)} \right)^q \left(e^{-\left(\frac{A \times K \times d \times EN}{T_0} + B\right)} \right)^{d^{k-1}-q} \times \frac{q}{d^{k-1}} \right) + \quad (3-4)$$

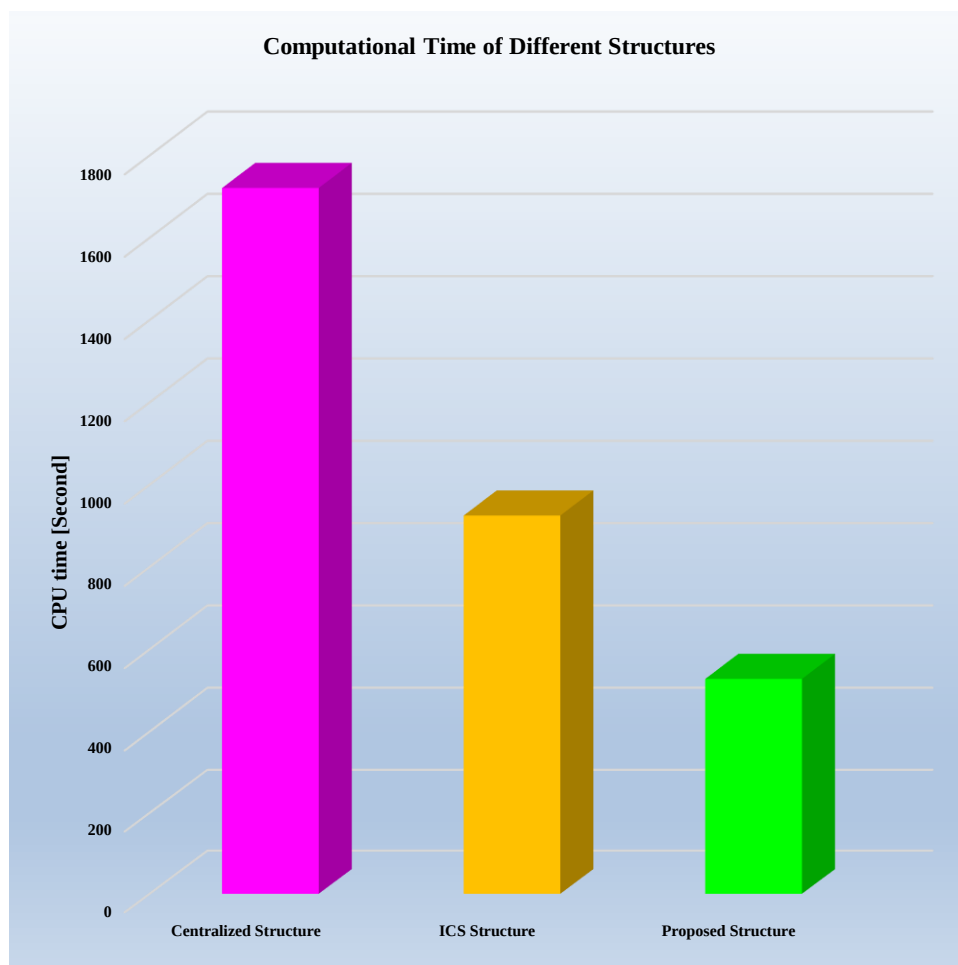
$$\frac{1}{w} \left(1 - \sum_{q=1}^{d^{w-1}} \binom{d^{w-1}}{q} \left(1 - e^{-\left(\frac{A \times K \left(\frac{EN}{d^{w-1}}\right)^2}{T_0} + B\right)} \right)^q \left(e^{-\left(\frac{A \times K \left(\frac{EN}{d^{w-1}}\right)^2}{T_0} + B\right)} \right)^{d^{w-1}-q} \times \frac{q}{d^{w-1}} \right)$$

در رابط ۳-۴ نشان داده شده است که تحمل پذیری عیب به تعداد لایه ها و عامل ها وابسته دارد. مقدار تحمل پذیری عیب سه ساختار ۴-۹ آورده شده‌اند. همانطور که ملاحظه می‌شود، ساختار متمرکز تحمل پذیری کمتری و ساختار پیشنهادی تحمل پذیری بهتری داشته است. این موضوع به این واقعیت مربوط می‌شود که در ساختار متمرکز تمام عامل‌ها توسط یک عامل کنترل واحد کنترل می‌شوند و بروز عیب در آن منجر به شکست کلی سیستم می‌شود. در حالیکه، در روش پیشنهادی، لایه‌های پایین‌تر می‌توانند خودشان را در صورت بروز مشکل در عامل‌های بالایی مدیریت کنند.



شکل (۴-۹) شاخص تحمل پذیری عیب برای ساختارهای مختلف

مقدار زمان محاسبه سه ساختار در شکل های ۴-۱۰ آورده شده اند. همانطور که ملاحظه می شود، ساختار متمرکز مقدار زمان محاسبه بیشتری و ساختار پیشنهادی مقدار زمان محاسبه کمتری داشته است. این موضوع به این واقعیت مربوط می شود که در ساختار متمرکز به دلیل جمع آوری اطلاعات از تمامی سطوح مدت زمان پاسخ دهی نسبت به ساختار پیشنهادی بیشتر است.

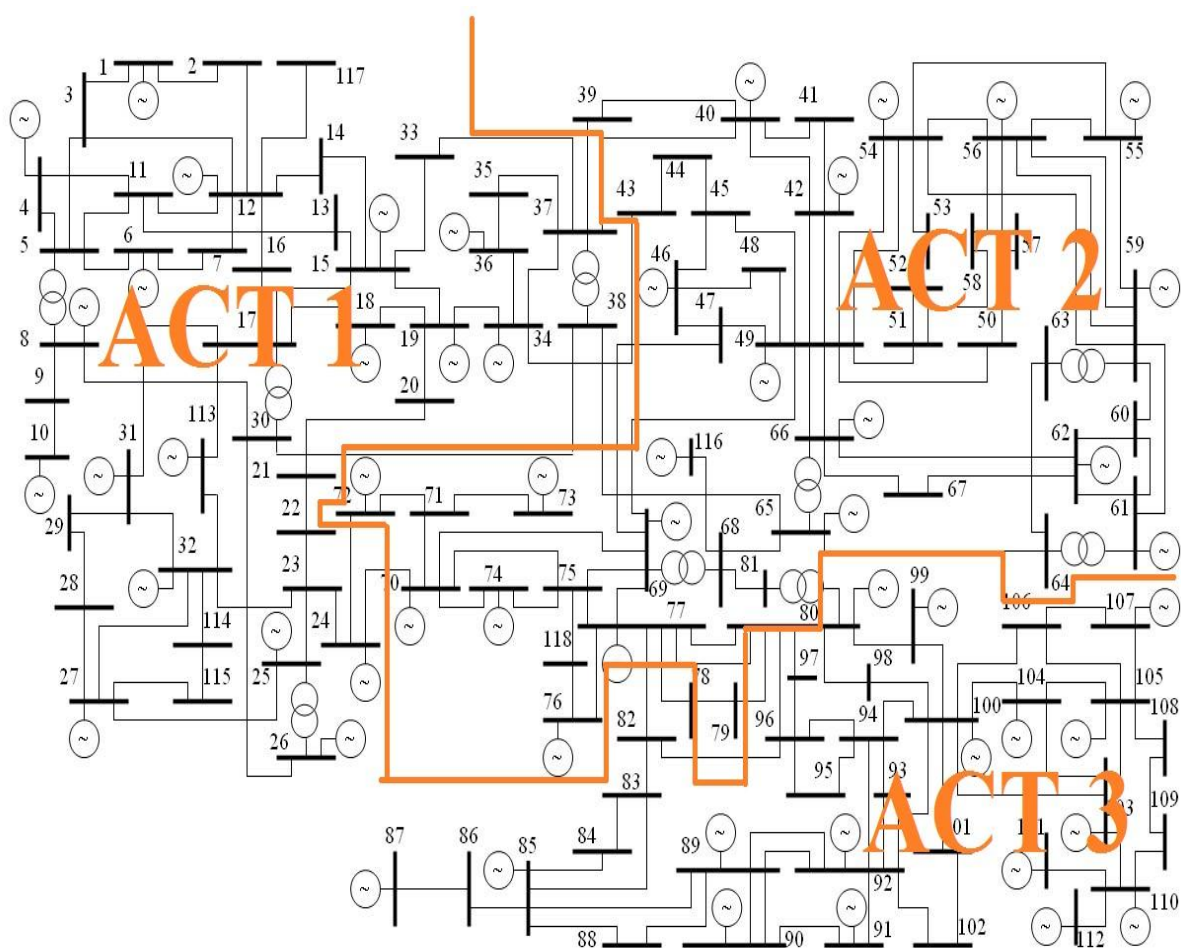


شکل (۴-۱۰) زمان محاسبه شبیه سازی برای ساختارهای مختلف

۴-۳-۲- اثر افراز طیفی بر عملکرد روش پیشنهادی

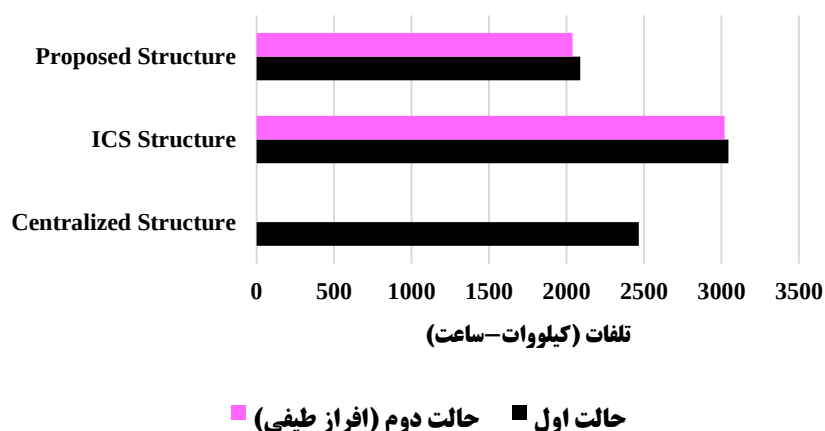
در فصل قبل به بررسی و پیشنهاد روشی برای تقسیم شبکه قدرت به چند بخش ارائه شد. در این روش، شبکه قدرت بر اساس روش افراز طیفی و بر اساس معیار کمینه کردن توان عبوری از خطوط، به چند ناحیه تقسیم بندی می شود. در این بخش ابتدا سیستم انتقال ۱۱۸ شین با استفاده از این روش به سه ناحیه تقسیم بندی شده است و در ادامه روش توزیع بهینه توان راکتیو پیشنهادی بر روی آن اجرا شده است. نتایج بدست آمده در این بخش در قالب تلفات کل روز، انحراف ولتاژ و زمان محاسبه با حالت قبل که سیستم قدرت بر اساس افراز طیفی تقسیم بندی شده بود، مقایسه شده است.

در شکل ۴-۱۱ نواحی بدست آمده از روش افراز طیفی بر روی شبکه ۱۱۸ شینه نشان داده شده است. همانطور که ملاحظه می‌شود، با اجرای این روش، دو ناحیه بزرگتر از ناحیه دیگر بدست آمده است. معیار تقسیم‌بندی در روش افراز طیفی، توان عبوری از خطوط در نظر گرفته شده است. با اجرای روش پیشنهادی بر روی شبکه مورد مطالعه با این تقسیم‌بندی جدید، نتایج جدید بدست آمده است. در روش متمرکز، تغییری در نتایج آن حاصل نشده است و تمامی مقادیر مشابه حالت اول است، چرا که در روش متمرکز ناحیه‌بندی وجود نداشته و کل شبکه به عنوان یک شبکه قدرت پیوسته و یکپارچه در نظر گرفته شده است.



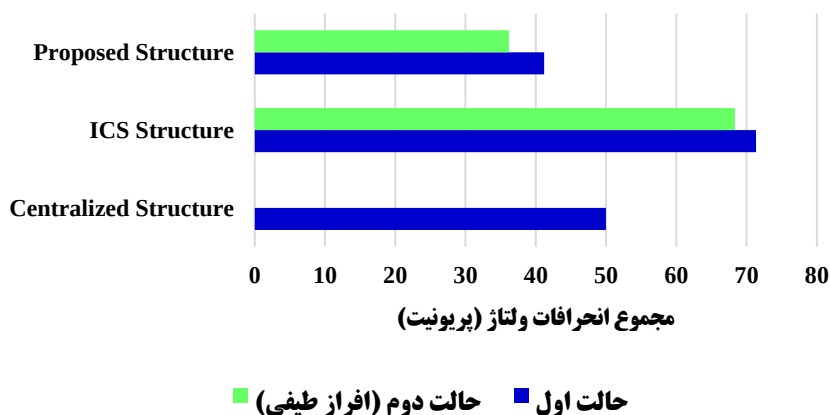
شکل (۴-۱۱) تقسیم‌بندی شبکه ۱۱۸ شینه مبتنی بر روش افراز طیفی

در شکل ۴-۱۲، تلفات کل شبکه مورد مطالعه در طول دوره ۲۴ ساعته نشان داده شده است.



شکل (۴-۱۲) تلفات کل دوره مورد مطالعه برای دو حالت مختلف

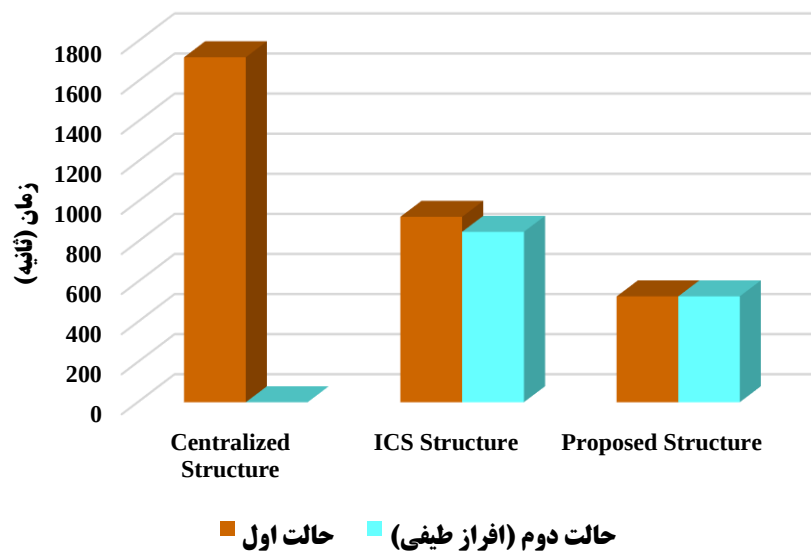
همانطور که در شکل ۴-۱۲ مشاهده می‌شود، در حالت متمرکز تلفات نسبت به حالت نامتمرکز کاهش پیدا کرده است. در روش پیشنهادی تلفات نسبت به حالت نامتمرکز و متمرکز کاهش پیدا کرده است این بدین علت است که در این حالت شبکه به گونه‌ای ناحیه‌بندی شده است که خطوط مرزی، خطوطی با کمترین میزان توان عبوری باشد. در نتیجه خطوط با توان عبوری بیشتر در داخل ناحیه قرار گرفته است و در نتیجه کنترل توان راکتیو به نحو بهتری انجام گرفته است. در شکل‌های ۴-۱۳ نتایج هر دو در حالت انحراف ولتاژ نشان داده شده است.



شکل (۴-۱۳) مجموع انحرافات کل شبکه برای دوره مورد مطالعه برای دو حالت مختلف

همانطور که در شکل ۴-۱۳ مشاهده می‌شود. مجموع انحراف کل شبکه در روش پیشنهادی از روش متمرکز و روش نامتمرکز کمتر است دلیل این امر آن بوده است توان راکتیو مورد نیاز در مدت زمان کمتری تامین شده است.

در شکل ۴-۱۴ نتایج هر دو حالت در ارتباط با زمان محاسبه نشان داده شده است.



شکل (۴-۱۴) زمان محاسبه روش پیشنهادی برای دوره مورد مطالعه برای دو حالت مختلف

همانطور که در شکل ۴-۱۴ مشاهده می‌شود. زمان محاسبه در روش پیشنهادی از روش متمرکز و روش نامتمرکز کمتر است دلیل این امر آن بوده است که محاسبات به صورت محلی و موازی انجام شده است. دلیل مساوی بودن روش پیشنهادی با حالت افزار بندی برای افراز بندی یکسان در هر دو حالت است. اگر در شبکه مورد مطالعه حالت بدون افزار که به صورت انتخابی تقسیم بندی انجام می‌شود. تعداد تقسیم بندی بیشتری سه باشد، زمان محاسبه با حالت افزار بندی برابر نخواهد بود.

فصل ۵: نتیجه گیری و پیشنهادها

۵-۱- نتیجه گیری

در چند سال اخیر، سهم واحدهای تولید پراکنده در تأمین توان اکتیو و راکتیو مورد نیاز بارهای شبکه توزیع افزایش پیدا کرده است و از طرف دیگر روند خصوصی سازی و تجدیدساختار صنعت برق، توجه زیادی به این واحدها و نحوه مدیریت آنها معطوف شده است. در این رساله دکتری موضوع توزیع بهینه توان راکتیو در قالب یک ساختار کنترلی توزیع شده سلسله مراتبی مبتنی بر ساختار SoS انجام گرفته است.

در این رساله دکتری یک ساختار سلسله مراتبی توزیع شده به منظور توزیع بهینه توان راکتیو در سیستم های قدرت مبتنی SoS پیشنهاد شده است. در این ساختار، سیستم قدرت به شکل چند لایه و سطح در نظر گرفته شده است که در هر لایه، تعدادی عامل وظیفه توزیع بهینه توان راکتیو در بخش مربوط به خود را بر عهده دارند و از طریق تبادل متغیرهای مرزی، کنترل و هماهنگی بین آنها ایجاد می شود. روش پیشنهادی بر روی یک سیستم قدرت نمونه با حضور چند شبکه توزیع فعال شبیه سازی شده است. نتایج بدست آمده نشان داد که روش مذکور توانایی مناسبی در پیدا کردن جواب بهینه داشته است و هزینه بدست آمده در سناریوهای توزیع شده، نزدیک به هزینه حالت متمرکز داشته است. این در حالی است که در روش پیشنهادی، حجم محاسبات و زمان محاسبات کاهش پیدا کرده است و شبکه به صورت محلی کنترل و مدیریت شده است. این روش منجر به کاهش حجم دیتاهای ارسالی به مرکز کنترل، بهبود تحمل پذیری عیب، افزایش قابلیت اطمینان و افزایش سرعت تصمیم گیری شده است. از طرف دیگر، از آنجا که سیستم قدرت یک سیستم پیچیده بوده و با توجه به ساختار سیستم های قدرت تجدیدساختار یافته که هر بخش از شبکه متعلق به یک نهاد خاص می باشد و امکان دستیابی به کلیه اطلاعات شبکه به صورت یکجا نیست، روش و ساختار پیشنهادی می تواند به شکل مناسبی وظیفه کنترل و توزیع بهینه توان راکتیو را بر عهده داشته باشد. این ساختار در مطالعات آینده می تواند به

جنبه‌های دیگر بهره‌برداری سیستم قدرت از جمله مدیریت انرژی، پاسخگویی بارها و غیره نیز به کار رود.

در ادامه این فصل به مرور نتایج بدست آمده حاصل از توزیع بهینه توان راکتیو مبتنی بر ساختار توزیع شده پیشنهادی پرداخته شده است. در پایان نیز پیشنهاداتی جهت تحقیقات آتی ارائه شده است.

۵-۲- جمع‌بندی

نتایج حاصل از این رساله به شرح زیر می‌باشد:

- نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که ساختار پیشنهادی منجر به جواب‌های بهتری (در مقایسه با روش توزیع شده ICS) خواهد شد.
- روش پیشنهادی منجر شده است که پارامترهای بهره‌برداری شبکه وضعیت بهتری در مقایسه با روش توزیع شده ICS داشته و در در مقایسه با روش متمرکز وضعیت مناسبی داشته است.
- روش توزیع شده در مقایسه با روش‌های متمرکز زمان محاسبات و تحمل‌پذیری عیبی کمتری داشته است. این موضوع در شبکه‌های قدرت امروزی که زمان محاسبات و قابلیت اطمینان شبکه اهمیت زیادی پیدا کرده‌اند، می‌تواند مورد توجه قرار بگیرد.

۵-۳- نوآوری

نوآوری‌های این رساله را می‌توان به صورت خلاصه به شرح زیر بیان کرد:

- ارائه یک مدل توزیع شده توزیع شده سلسله مراتبی مبتنی بر ساختار SoS
- مدلسازی روابط مربوط به توزیع بهینه توان راکتیو در قالب یک ساختار توزیع شده
- ارائه یک روش مبتنی بر روابط گراف به منظور افراز بهینه سیستم قدرت

۵-۴- پیشنهادها

برای کارها و تحقیقات آتی می‌توان پیشنهادی به شرح زیر بیان نمود:

❖ در نظر گرفتن بازار توان راکتیو و محدودیت‌های جزئی‌تر واحدهای تولید پراکنده در مدل

پیشنهادی

❖ در نظر گرفتن ساختاری یک پارچه برای مدیریت همزمان توان اکتیو و راکتیو در سیستم قدرت

❖ لحاظ نمودن مسائل زیست محیطی و خودروهای برقی در مسئله مورد مطالعه

مراجع

مراجع

- [1] P. Roy, S. Ghoshal, and S. Thakur, "Optimal VAR control for improvements in voltage profiles and for real power loss minimization using biogeography based optimization," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 830 – 838, 2012.
- [2] J. Yu, "New models and algorithms of optimal reactive power flow and applications in voltage stability risk assessment" (in Chinese) Ph.D. dissertation, Chongqing Univ., Chongqing, China, pp. 107-112, 2008.
- [3] C. Dai, W. Chen, Y. Zhu, X. Zhang "Reactive Power Dispatch Considering Voltage Stability With Seeker Optimization Algorithm" Elsevier, *Electric Power Systems Research*, May, pp 1462-1471, 2009.
- [4] Zhou, D.Q.; Annakkage, U.D.; Rajapakse, A.D., "Online Monitoring of Voltage Stability Margin Using an Artificial Neural Network," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.25, no.3, pp.1566,1574, 2010.
- [5] Abbas Rabiee, Maziar Vanouni, Mostafa Parniani, "Optimal Reactive Power Dispatch for improving Voltage Stability Margin Using a Local Voltage Stability Index", *Energy management and conversion Journal*, Vol 59, pp 66-73, 2010.
- [6] H. Kazari, A. Abbaspour-Tehrani Fard, A. S. Dobakhshari, A. M. Ranjbar, "Voltage Stability Improvement through Centralized Reactive Power Management on the Smart Grid", *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Iran, Tehran, pp:1-7, 2012
- [7] Aquino-Lugo, A.A.; Klump, R.; Overbye, T.J., "A Control Framework for the Smart Grid for Voltage Support Using Agent-Based Technologies" *Smart Grid, IEEE Transactions on* , vol.2, no.1, pp.173,180, 2011.
- [8] E. M. Soler, E. N. Asada and G. R. M. da Costa, "Penalty-Based Nonlinear Solver for Optimal Reactive Power Dispatch With Discrete Controls", *IEEE Transactions On Power Systems*, VOL. 28, NO. 3, 2013
- [9] B. Shaw, V. Mukherjeeb and S.P. Ghoshal, "Solution of reactive power dispatch of power systems by an opposition-based gravitational search algorithm", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 55, Pages 29–40, 2014

[۱۰] شهریار اردبیلی، شهرام جدید، سعید جلیل زاده، "بررسی دینامیکی

احتمال وقوع فروپاشی ولتاژ در سیستم قدرت " سیزدهمین کنفرانس مهندسی برق ایران ، زنجان، ۱۳۸۴

- [11] A. Berizzi, C. Bovo, M. Merlo and M. Delfanti, "A GA approach to compare ORPF objective functions including Secondary Voltage Regulation", *Electric Power Systems Research*, Volume 84, Issue 1, pp: 187-194, 2012
- [12] D. Silas Stephen, P. Somasundaram, "Solution for Multi-Objective Reactive Power Optimization Using Fuzzy Guided Tabu Search", *Arabian Journal for Science and Engineering*, Volume 37, Issue 8, pp 2231-2241, 2012
- [13] A. Q. H. Badar, B. S. Umre and A. S. Junghare, "Reactive power control using dynamic Particle Swarm Optimization for real power loss minimization, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 41, Issue 1, Pages 133–136, 2012
- [14] S. Duman, Y. Sönmez, U. Güvenç and N. Yörükeren, "Optimal reactive power dispatch using a gravitational search algorithm", *Generation, IET Transmission & Distribution*, Volume:6, Issue:6, 2012
- [15] Li. Yuancheng, Y. Wang and Bin. Li, "A hybrid artificial bee colony assisted differential evolution algorithm for optimal reactive power flow", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 52, Pages 25–33, 2013

- [16] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, G. P. Harrison, "Seeker optimization Algorithm for Optimal Reactive Power Dispatch", IEEE Trans. Power Sys., vol. 24, no. 3, pp. 1218-1231, August. 2009.
- [17] Boroujeni BS, Boroujeni SMS, Memaripour A. Reactive power expansion planning under a deregulated market power system. Res J Appl Sci, Eng Technol 2012;4(19):3755-9.
- [18] Yang N, Yu CW, Wen F, Chung CY. An investigation of reactive power planning based on chance constrained programming. Int J Electr Power Energy Syst 2007;29(9):650-6.
- [19] Baran Pal B, Biswas P, Mukhopadhyay A. GA based FGP approach for optimal reactive power dispatch. In: Proceedings of first international conference on computational intelligence: modeling techniques and applications (CIMTA); 2013. p. 464-73.
- [20] Lee KY, Yang FF. Optimal reactive power planning using evolutionary algorithms: a comparative study for evolutionary programming, evolutionary strategy, genetic algorithm, and linear programming. IEEE Trans Power Syst 1998;13(1):101-8.
- [21] Kumar SKN, Renuga P. Reactive power planning using real GA comparison with evolutionary programming. ACEEE Int J Electr Power Eng 2010;1(1):21-5.
- [22] Kumar SKN, Renuga P. Reactive power planning using differential evolution: comparison with real GA and evolutionary programming. Int J Recent Trends Eng 2009;2(5):130-4.
- [23] Subbaraj P, Rajnarayanan PN. Optimal reactive power dispatch using self-adaptive real coded genetic algorithm. Electr Power Syst Res 2009;79(2):374-81.
- [24] Devaraj D, Roselyn JP. Genetic algorithm based reactive power dispatch for voltage stability improvement. Electr Power Energy Syst 2010;32(10):1151-6.
- [25] Small SM, Jeyasurya B. Multi-objective reactive power planning: a Pareto optimization approach. In: Proceedings of international conference on intelligent systems applications to power systems; 2007. p. 1-6.
- [26] Ramesh S, Kannan S, Baskar S. Application of modified NSGA- II Algorithm to multi-objective reactive power planning. Appl Soft Comput 2012;12:741-53.
- [27] Jeyadevi S, Baskar S, Babulal CK, Iruthayarajan MW. Solving multiobjective optimal reactive power dispatch using modified NSGA-II. Int J Electr Power Energy Syst 2011;33 (2):219-28.
- [28] Ramesh S, Kannan S, Baskar S. Application of modified NSGA- II algorithm to reactive power optimization. In: Proceedings of first international conference on computer science, engineering and information technology, India; 2011. p. 344-54.
- [29] Amrane Y, Boudour M, Belazzoug M. A new optimal reactive power planning based on differential search algorithm. Int J Electr Power Energy Syst 2015;64:551-61.
- [30] Cuello AA, Ceden˜ o JR. A differential evolution approach to optimal reactive power planning. In: Proceedings of IEEE/PES transmission and distribution conference and exposition, Latin America, Venezuela; 2006. p. 1-7.
- [31] Cuello AA. Applications of the differential evolution optimization algorithm in power systems planning, operation and control. Master of science-electrical engineering (power systems), University of Puerto Rico, Mayaguez Campus; 2006.
- [32] Rajkumar P, Devaraj D. Differential evolution approach for contingency constrained reactive power planning. J Electr Syst 2011;7(2):165-78.
- [33] Vadivelu KR, Marutheswar GV. Soft computing technique based reactive power planning using NVSI. Int J Electr Syst 2015;11 (1):89-101.
- [34] Vadivelu KR, Marutheswar GV. Fast voltage stability index based optimal reactive power planning using differential evolution. Electr Electron Eng: Int J 2014;3(1):51-60.
- [35] Immanuel DG, Kumar GS, Rajan CCA. A multi objective differential evolution approach for optimal reactive power and voltage control. Indian Streams Res J 2013;3(8):1-8.
- [36] Abdelmoumene M, Mohamed B, Boubakeur A. Optimal reactive power dispatch using differential evolution algorithm with voltage profile control. Int J Intell Syst Appl 2013;5(10):28-34.

- [37] Abou El Ela AA, Abido MA, Spea SR. Differential evolution algorithm for optimal reactive power dispatch. *Electr Power Syst Res* 2011;81(2):458–64.
- [38] Padaiyatchi S, Daniel M. OPF-based reactive power planning and voltage stability limit improvement under single line outage contingency condition through evolutionary algorithms. *Turk J Electr Eng Comput Sci* 2013;21(4):1092–106.
- [39] Sutradhar S. Multi-objective reactive power planning using a new improved modified differential evolution algorithm. Master thesis. Faculty of Engineering and Technology, Jadavpur University, Kolkata; 2012.
- [40] Vadivelu KR, Marutheswar GV, kumar SKN. Artificial intelligence technique based reactive power planning incorporating facts controllers in real time power transmission system. *ACEEE Int J Electr Power Eng* 2014;5(1):31–7
- [41] Nakawiro W, Erlich I. A new adaptive differential evolution algorithm for voltage stability constrained optimal power flow. In: *Proceedings of the 17th power systems computation conference, Sweden*; 2011. p. 1–7.
- [42] Hugang X, Haozhong C, Haiyu L. Optimal reactive power flow incorporating static voltage stability based on multi-objective adaptive immune algorithm. *Energy Convers Manage* 2008;49 (5):1175–81.
- [43] Shahbazi HR, Kalantar M. The optimal reactive power dispatch using seeker optimization algorithm based different objective functions. *J Basic Appl Sci Res* 2013;3(8):232–40.
- [44] Boroujeni SMS, Delafkar H, Behzadipour E, Boroujeni AS. Reactive power planning for loss minimization based on harmony search algorithm. *Int J Nat Eng Sci* 2011;5(2):73–7.
- [45] Sirjani R, Mohamed A. Improved harmony search algorithm for optimal placement and sizing of static var compensators in power systems. In: *Proceedings of first international conference on informatics and computational intelligence (ICI), Bandung*; 2011. p. 295–300.
- [46] Khazali AH, Kalantar M. Optimal reactive power dispatch based on harmony search algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst* 2011;33(3):684–92.
- [47] A. Abbasy and S. H. Hosseini, "Ant Colony Optimization-Based Approach to Optimal Reactive Power Dispatch: A Comparison of Various Ant Systems," *Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa, 2007. PowerAfrica '07. IEEE, Johannesburg, 2007*, pp. 1-8.
- [48] Abou El-Ela AA, Kinawy AM, El-Sehiemy RA, Mouwafi MT. Optimal reactive power dispatch using ant colony optimization algorithm. *Electr Eng* 2011;93(2):103–16.
- [49] De M, Goswami SK. Optimal reactive power procurement with voltage stability consideration in deregulated power system. *IEEE Trans Power Syst* 2014;29(5):2078–86.
- [50] Sutha S, Kamaraj N. Optimal location of multi type facts devices for multiple contingencies using particle swarm optimization. *World Acad Sci, Eng Technol* 2008;22:791–7.
- [51] Hemmati R, Hooshmand R, Khodabakhshian A. Market based transmission expansion and reactive power planning with consideration of wind and load uncertainties. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;29:1–10.
- [52] Rajkumar P, Devaraj D. Particle swarm optimization approach for constrained reactive power planning. In: *Proceedings of international conference in power electronic drives and power system, Sona College of Technology, Salem*; 2008. p. 1–7.
- [53] Krami N, El-Sharkawi MA, Akherraz M. Pareto multiobjective optimization technique for reactive power planning. In: *Proceedings of IEEE power and energy society general meeting – conversion and delivery of electrical energy in the 21st century, Pittsburgh*; 2008. p. 1–6.
- [54] Rudra Pratap Singh, V. Mukherjee, S.P. Ghoshal, Optimal reactive power dispatch by particle swarm optimization with an aging leader and challengers, *Applied Soft Computing*, Volume 29, April 2015, Pages 298-309, ISSN 1568-4946, <http://dx.doi.org/10.1016/j.asoc.2015.01.006>.
- [55] Arya LD, Titare LS, Kothari DP. Improved particle swarm optimization applied to reactive power reserve maximization. *Int J Electr Power Energy Syst* 2010;32(5):368–74.

- [56] Y. Amrane and M. Boudour, "Optimal reactive power dispatch based on particle swarm optimization approach applied to the Algerian electric power system," *Systems, Signals & Devices (SSD)*, 2014 11th International Multi-Conference on, Barcelona, 2014, pp. 1-6. doi: 10.1109/SSD.2014.6808822
- [57] Bhattacharyya B, Kumar S. Reactive power planning with FACTS devices using gravitational search algorithm. *Ain Shams Eng J* 2015;6:865–71.
- [58] Shaw B, Mukherjee V, Ghoshal SP. Solution of reactive power dispatch of power systems by an opposition-based gravitational search algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst* 2014;55:29–40.
- [59] Rajan A, Malakar T. Optimal reactive power dispatch using hybrid Nelder–Mead simplex based firefly algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst* 2015;66:9–24.
- [60] Ghasemi M, Ghanbarian MM, Ghavidel S, Rahmani S, Moghad- dam EM. Modified teaching learning algorithm and double differential evolution algorithm for optimal reactive power dispatch problem: a comparative study. *Inf Sci* 2014;278:231–49.
- [61] Dutta S, Roy PK, Nandi D. Optimal location of STATCOM using chemical reaction optimization for reactive power dispatch problem. *Ain Shams Eng J* 2015.
- [62] Lenin K, Reddy BR, Kalavathi MS. Water cycle algorithm for solving optimal reactive power dispatch problem. *J Eng Technol Res* 2014;2(2):1–11.
- [63] Xianhai Song, Lei Li, Xueqiang Zhang, Xinchun Shi, Jianquan Huang, Jianchao Cai, Si Jin, Jianping Ding, An implementation of differential search algorithm (DSA) for inversion of surface wave data, *Journal of Applied Geophysics*, Volume 111, December 2014, Pages 334-345, ISSN 0926-9851, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jappgeo.2014.10.017>.
- [64] Rajkumar P, Devaraj D. A Hybrid particle swarm optimization approach for reactive power optimization in electricity market. *Int J Energy Technol Policy* 2011;7(4):379–92.
- [65] Kheirizad I, Mohammadi A, Varahram MH. A novel algorithm for optimal location of FACTS devices in power system planning. *J Electr Eng Technol* 2008;3(2):177–83.
- [66] Sheng S, Li J. Study of reactive power optimization based on artificial immune ant colony algorithm. In: *Proceedings of the 3rd international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies – DRPT*, Nanjuing, China; 2008. p. 2311–5.
- [67] Rajkumar P. Application of particle swarm optimization technique for reactive power optimization problem. Ph.D. thesis. Faculty of Electrical Engineering, Anna University, Chennai; August 2010.
- [68] M. Pipattanasomporn, H. Feroze, and S. Rahman, "Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation," in *Proc. IEEE PES PSCE*, Seattle, WA, pp. 1–8, 2009.
- [69] N. Higgins, V. Vyatkin, N.-K. C. Nair, and K. Schwarz, "Concept of intelligent decentralized power distribution automation with IEC 61850, IEC 61499 and holonic control," in *Proc. IEEE Conf. Syst., Mach. Cybern.*, Singapore, pp. 36–41, 2008.
- [70] K. M. Rogers, R. Klump, H. Khurana, A. Aquino-Lugo, and T. J. Overbye, "An authenticated control framework for distributed voltage support on the smart grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 40–47, 2010.
- [71] A. Angel Aquino-Lugo, RayKlump and Thomas J. Overbye, "A Control Framework for the Smart Grid for Voltage Support Using Agent-Based Technologies", *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, VOL. 2, NO. 1, 2011
- [72] A. Aquino-Lugo and T. Overbye, "Agent technologies for control application in the power grid," in *43rd Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.*, Jan. 2009, pp. 1–10.
- [73] M. Granadaa,b, Marcos J. Rider, J.R.S. Mantovani, M. Shahidehpour, "A decentralized approach for optimal reactive power dispatch using a Lagrangian decomposition method", *Electric Power Systems Research*, Volume 89, Pages 148–156, 2012.
- [74] P.Pachanapan, O. Anaya-Lara, A. Dyško and K. L. Lo, "Adaptive Zone Identification for Voltage Level Control in Distribution Networks With DG", *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

- [75] Q. Li, L. Yang and S. Lin, "Coordination Strategy for Decentralized Reactive Power Optimization Based on a Probing Mechanism," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 555-562, March 2015. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2331361
- [76] G. Cohen, "Auxiliary problem principle and decomposition of optimization problem," *J. Optimiz. Theory Applicat.*, vol. 32, no. 3, pp. 277-305, Nov. 1980.
- [77] W. Zhang, W. Liu, X. Wang, L. Liu and F. Ferrese, "Distributed Multiple Agent System Based Online Optimal Reactive Power Control for Smart Grids," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2421-2431, Sept. 2014. doi: 10.1109/TSG.2014.2327478
- [78] D. P. Bertsekas, *Nonlinear Programming*, Second ed. Nashua, NH, USA: Athena Scientific, 1999.
- [79] N. Z. Shor, *Minimization Methods for Non-differentiable Functions*, ser. Springer Series in Computational Mathematics. New York: Springer, 1985.
- [80] B. Bhattacharyya and S. K. Goswami, "Sensitivity based evolutionary algorithms for reactive power dispatch," in *Proc. Int. Conf. Power Syst. 2009 (ICPS '09)*, Dec. 2009, pp. 1-7.
- [81] T. V. Menezes and L. C. P. d. Suva, "A method for transmission loss allocation based on sensitivity theory," in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.* 2006, pp. 1-6.
- [82] A. Vaccaro, G. Velotto, and A. F. Zobaa, "A decentralized and cooperative architecture for optimal voltage regulation in smart grids," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 10, pp. 4593-4602, Oct. 2011.
- [83] S. Barbarossa, "Self-organizing sensor networks with information propagation," in *Proc. Int. Workshop Wireless Ad Hoc Network*, 2005, pp. 1-6.
- [84] S. Barbarossa and G. Scutari, "Decentralized maximum-likelihood estimation for sensor networks composed of nonlinearly," *IEEE Trans. Signal Process.*, vol. 55, no. 7, pp. 3456-3470, 2007.
- [85] K. R. C. Mamandur and R. D. Chenoweth, "Optimal control of reactive power flow for improvements in voltage profiles and for real power loss minimization," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-100, no. 7, pp. 3185-3194, Jul. 1981.
- [86] Y. Xu, W. Liu, and J. Gong, "Stable multi-agent-based load shedding algorithm for power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2006-2014, Nov. 2011.
- [87] Y. Xu and W. Liu, "Novel multiagent based load restoration algorithm for microgrids for microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 152-161, Mar. 2011.
- [88] Y. Xu, W. Zhang, W. Liu, and F. Ferrese, "Multiagent based reinforcement learning for optimal reactive power dispatch," *IEEE Trans. Syst., Man, Cybern. C, Appl. Rev.*, vol. 42, no. 6, pp. 1742-1751, Nov. 2012.
- [89] M. Wooldridgem, *An Introduction to Multiagent Systems*. Cambridge, U.K.: Cambridge University Press, 2008.
- [90] MO JAMSHIDI *SYSTEM OF SYSTEMS ENGINEERING INNOVATIONS FOR THE 21st CENTURY* John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2008.
- [91] D. Q. Zhou, U. D. Annakkage and A. D. Rajapakse, "Online Monitoring of Voltage Stability Margin Using an Artificial Neural Network," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 1566-1574, Aug. 2010. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2038059
- [92] A. Mahari and E. Babaei, "Optimal DG placement and sizing in distribution systems using imperialistic competition algorithm," *2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, Delhi, 2012, pp. 1-6. doi: 10.1109/IICPE.2012.6450392
- [93] Hespanha, Joao P. "An efficient matlab algorithm for graph partitioning." Santa Barbara, CA, USA: University of California (2004).
- [94] J. Li, C. C. Liu and K. P. Schneider, "Controlled Partitioning of a Power Network Considering Real and Reactive Power Balance," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 261-269, Dec. 2010. doi: 10.1109/TSG.2010.2082577

- [95] H. Mehrjerdi, S. Lefebvre, D. Asber and M. Saad, "Graph partitioning of power network for emergency voltage control," Control Conference (ASCC), 2013 9th Asian, Istanbul, 2013, pp. 1-6. doi: 10.1109/ASCC.2013.660609

Abstract:

Optimal reactive power dispatch is one of the major issues in operation of power systems which aims to minimize losses, voltage stability, voltage deviation, etc. through an optimal adjustment of control variables. Recently, some alterations have been involved in control procedures, management and scheduling of these systems due to the power systems restructure, electricity markets and smart grids. These changes are not able in method used for optimal dispatch of reactive power as well. According to the hierarchical structure of the power grids, this thesis presents a hierarchical distributed framework based on a System of Systems (SoS) concept. In this structure, every section of the grid is controlled by a smart agent. Agents are interconnected and exchange the required data via a telecommunication network. In this thesis, the amounts of active and reactive power exchanged between agents are considered as boundary and common parameters. In this thesis, a SoS-based control model is proposed to optimally distribute reactive power to smart grids. In this model, the power grid is divided into several domains at different levels in which monitoring and decision-making are carried out. The proposed method uses a mathematical approach to separate the power system into different parts. The proposed method is coded using GAMS software and implemented on a transmission system with 7 active power distribution networks. The results show that the proposed method in comparison with centralized method and decentralized method has good performance in terms of computation time and fault tolerance compared to the other two methods.

Key word:

Optimal Reactive Power Dispatch (ORPD), Decentralized structure, Systems of Systems (SoS), Smart grids



Shahrood University of Technology

Kharazmi International Campus

Ph.D. Thesis in Control Engineering

Decentralized Control Structure to Improve Voltage Profile

Supervisor:
Dr. Haddad Zarif

By:
Mohamadreza Hashemi

September 2019