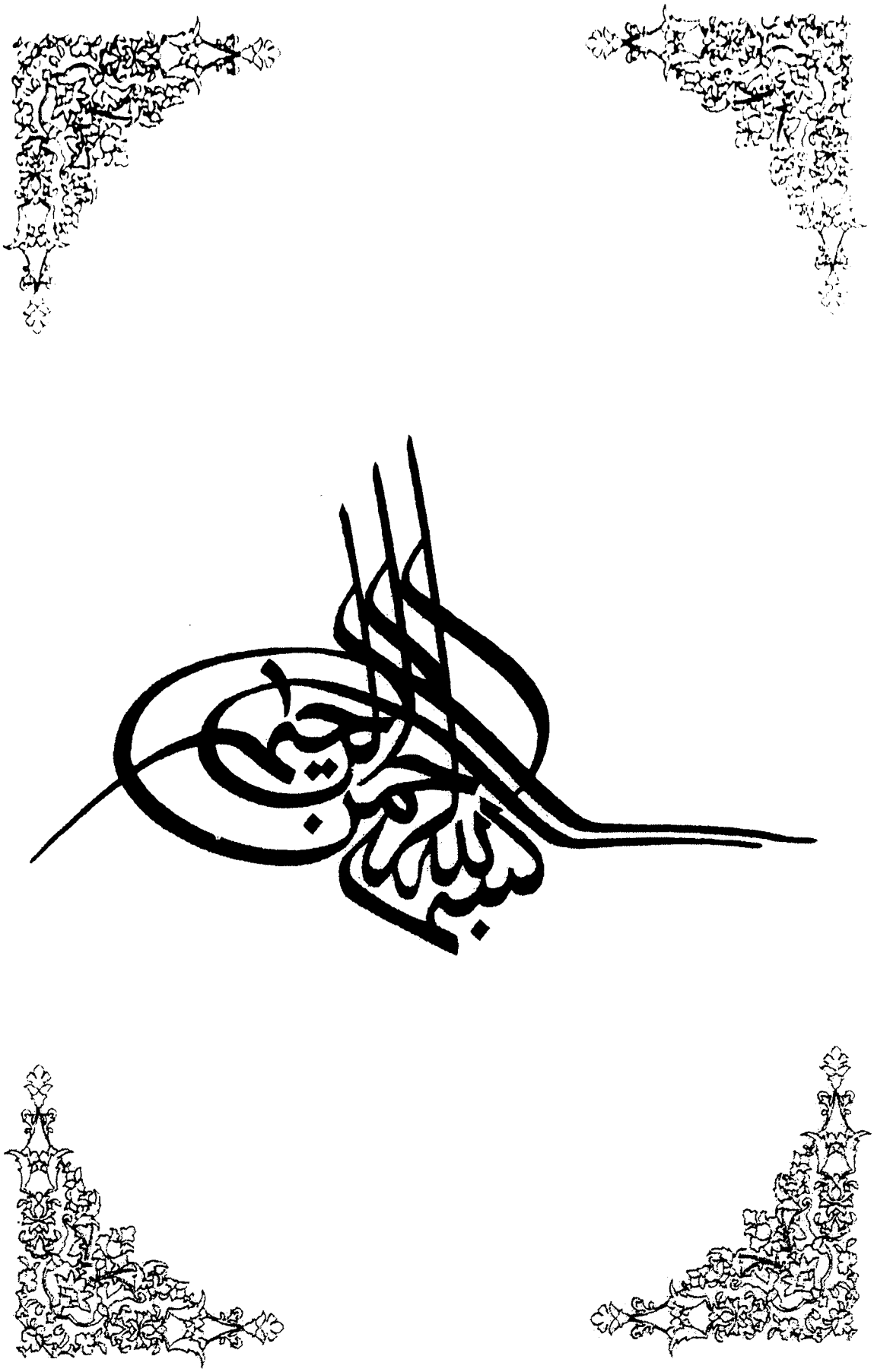


پایان نامه کارشناسی ارشد :

گرایش برق قدرت

امنیت سیستم قدرت در محیط رقابتی

(خدمات جانبی)

تهیه و تدوین:

محمدرضاگل بخشی

استاد راهنما :

دکتر علی رضا صداقتی

تابستان ۱۳۸۴

تقدیم به :

خانواده ام وهمه آنهائی که مرا در سختیها شرمنده نمودند .

و دعای خیرشان همواره پشتیبان من بوده وخواهد بود .

پدر ، مادر و همسرم

و نیز بزرگ مرد کوچک آقا صدرا

تشکر و قدردانی :
برخود واجب می دانم که از زحمات اساتیدگرامی خود در طول تحصیل تشکر وقدردانی نمایم.به خصوص استاد راهنمای اینجانب، آقای دکترصداقتی که موضوع پروژه و عناوین مهم آن را تشریح نمودند.
همچنین از اساتید داور آقای دکتردارابی وآقای دکترعلومی که با سعه صدرخویش، موجب تصحیح و ارتقا پایان نامه شدند، تشکرمینمایم.
از خداوند متعال، موفقیّت وعلوّ درجات را برای این بزرگواران خواستارم.

چکیده :

بحث مقررات زدائی و تجدید ساختار چند دهه است که در دنیا شروع شده است . اما در ایران فقط بصورت نظری پیگیری می شود. هدف این نوشته، بررسی امنیت سیستم های قدرت درمحیط رقابتی وتجدید ساختار می باشد که البته مقوله امنیت در این گونه محیط ها درمبحث خدمات جانبی جای می گیرد. قبل ازپرداختن به امنیت سیستم، نگاهی گذرا به مقررات زدائی می شود. پس ازآن یک سری از مفاهیم اصلی که با امنیت سیستم ارتباط تنگاتنگی دارد، مورد بحث قرار می گیرد تا تفاوت آنها در محیط رقابتی با محیط قانونمند و سنتی مشخص گردد. خود مقوله امنیت سیستم در دل مباحثی همچون بهره برداری اقتصادی، دیسپاچ اقتصادی، پخش توان بهینه (OPF) ، .... قرار دارد. لذا پرداختن به مفاهیم فوق و همچنین مفاهیمی مانند بازار آزاد، در مدار قرار گرفتن واحدهای تولید (unit commitment) لازم به نظر می رسد. انواع مختلف خدمات جانبی معرفی می شود. ومهمترین آنها که کاربردی ترازبقیه وتا حدودی دارای بازار مخصوص به خود می باشند مورد ارزیابی قرار می گیرد. البته خدمات جانبی ازنظرمراجع گوناگون دارای طبقه بندی های متفاوتی می باشد تاآنجائی که با نامهای دیگری نیز شناخته می شوند. در این نوشته دو دسته بندی که از بقیه عمومی تر می باشند مورد ارزیابی قرار می گیرند. یکی با نام خدمات جانبی (Ancillary service) ودیگری خدمات بهره برداری شبکه های بهم پیوسته (Interconnected operation service).

شبیه سازی بعضی از این گونه مفاهیم نیز با استفاده از MATPOWER انجام شده است. علاوه براین از روش پخش بار به روش dc هم برای بدست آوردن مقادیر رزروهای چرخان وتکمیلی کمک گرفته شده است. نتایج هر دو روش در انتها آمده است.

فهرست

مروری برتاریخچه وکارهای انجام شده صفحه ۵

فصل ۱ مروری برمقررات زدائی صفحه ۷

۱-۱ مقدمه صفحه ۷

۱-۲ گرایش جهانی مقررات زدائی صفحه ۱۰

۱-۳ هدف مقررات زدائی صفحه ۱۱

۱-۴ فاکتورهای اساسی تجدیدساختارصنعت برق صفحه ۱۱

۱-۵ مدل های جدید صنعت برق صفحه ۱۳

فصل ۲ بازار برق صفحه ۱۷

۲-۱ بازار چیست؟ صفحه ۱۷

۲-۲ بازار رقابتی صفحه ۱۸

۲-۳ بازار برق کلی فروشی صفحه ۲۰

۲-۴ حداکثرسازی سودتحت رقابت وانحصار صفحه ۲۶

فصل ۳ امنیت تامین برق صفحه ۳۲

۳-۱ ویژگی ها صفحه ۳۲

۳-۲ امنیت سیستم صفحه ۳۳

۳-۳ قیدهای انتقال و تراکم شبکه صفحه ۳۵

۳-۴ مسئولیت نظارت برامنیت سیستم صفحه ۳۶

فصل ۴ بهره برداری سیستم قدرت دریک محیط رقابتی صفحه ۳۸

۴-۱ نقش اپراتورمستقل سیستم صفحه ۳۸

۴-۲ بازاربرق درصنعت برق تجدیدساختارشده صفحه ۴۰

فصل ۵ خدمات جانبی صفحه ۴۱

خدمات جانبی صفحه ۴۱

۵-۱ تشریح سرویس ها صفحه ۴۳

۵-۲ مجزاسازی خدمات جانبی صفحه ۵۱

۵-۳ ارزش سرویس جانبی صفحه ۵۲

۵-۴ مسئله رزروتولید صفحه ۵۴

فصل ۶ رزروهای اضطراری صفحه ۵۶

۶-۱ هدف رزرو صفحه ۵۶

۶-۲ رزروچرخان صفحه ۵۶

۶-۳ رزروچرخان برای صنعت برق قانونمندشده صفحه ۵۸

۶-۴ رزروچرخان برای صنعت برق مقررات زدائی شده صفحه ۵۹

۶-۵ سهم مقالات درتخصیص رزروچرخان صفحه ۶۰

۶-۶ طراحی یک مدل ریاضی صفحه ۶۰

بازار
۶-۷ بازاردیسپاچ رزروچرخان- صفحه ۶۱
انرژی
۶-۸ شبیه سازی صفحه ۶۴

مراجع صفحه ۷۳

تعاریف صفحه ۷۶

ضمیمه ۱ صفحه ۷۹

ضمیمه ۲ صفحه ۸۸
۲-۱ فرمولاسیون پخش توان صفحه ۸۹
۲-۲ روش های پخش توان صفحه ۹۰

ضمیمه ۳ صفحه ۹۴
۳-۱ دیدکلی صفحه ۹۴
۳-۲ دیسپاچ اقتصادی صفحه ۹۵
۳-۳ پخش توان بهینه صفحه ۹۸
۳-۴ ویژگی های مشخصه صفحه ۱۰۱
پخش توان بهینه
۳-۵ کاربردهای پخش توان صفحه ۱۰۱
بهینه

مروری بر تاریخچه وکارهای انجام شده

مرور کلی

مروری از توسعه اخیر در دیسپاچ اقتصادی

محققین، مدلهای دیسپاچ اقتصادی بادرجات متفاوتی ازپیچیدگی، وتکنیکهای زیادی برای حل سودمندتر مسئله پیشنهاد کرده اند.

در [۲۱] مسئله برنامه ریزی تولید در یک محدوده زمانی درنظرگرفته شده است و دیسپاچ بهینه برای ثابت زمانی های این محدوده، تغییرات بار درنظر گرفته شده مانند قیدهای ramping واحد تولید مورد ارزشیابی قرار گرفته است. این کلاس از مسئله مانند مسئله دیسپاچ اقتصادی دینامیکی (DED) می باشد.

در [۲۲] مسئله دیسپاچ اقتصادی برای واحدهای دارای بعضی موانع زنهای بهره برداری نشان داده شده است، بدین وسیله مسئله یک مسئله بهینه سازی بدون تحدب می شود.

در [۲۳] مسئله دیسپاچ اقتصادی در زمینه قابلیت اطمینان نشان داده می شود که شامل نیازهای رزرو چرخان می گردد در حالیکه در [۲۴] مسئله دیسپاچ اقتصادی شامل قید تخصیص رزرو می باشد. در [۲۵] مسئله دیسپاچ اقتصادی برای شامل شدن انتشارات کاهش یافته از سیستم توسعه یافته است.

یک مرور از سیستم تسویه پیشنهادات با قیدهای امنیتی

این نوشته [۲۶] درباره مدل های ریاضی و پیاده سازی برنامه ریزی، قیمت گذاری، و دیسپاچ انرژی با رعایت قیدهای امنیتی مانند تراکم انتقال، شبکه، تلفات، نیازهای رزرو و محدودیتهای مقادیر ramp در سیستم قدرت می باشد. نتایج نشان می دهند که یک افزایش در قیمت انرژی توزیع شده باعث انجام انواع مختلف قیدهای امنیتی می گردد، همچنانکه در مثال قبلی در بخش روش توزیع اقتصادی همراه قید امنیتی نمایش داده شد.

مروری بر دیسپاچ رزرو چرخان در یک ساختار بازار

در [۲۷] ، Madrigal یک سیستم تسویه همراه قید امنیتی برای یک بازار انرژی و رزرو چرخان ادغام شده پیشنهاد نموده است. انرژی بر پایه بازار لحظه ای و قراردادهای دوجانبه با درنظرگرفتن مشتری های شرکت کننده توزیع می گردد. رزرو چرخان مورد نیاز است، با این وجود به سادگی در فرآیند تسویه بازار مانند یک قید بدون در نظرگرفتن هزینه های معادل معین وشامل می شود.

یک بازار برای رزرو چرخان در [۲۸] طراحی شده است. این بازار برای مینیمم کردن پرداخت کلی رزرو چرخان که قابل ارزش است، تسویه می شود. بااین وجود مقدار رزرو چرخان بصورت مستقیم برای هر مرحله دیسپاچ مشخص می گردد و تاثیر بازار برق اصلی در نظر گرفته نشده است.

Gooi در [۲۹] یک برنامه ریزی بهینه برای خدمات رزرو چرخان پیشنهاد کرده است. در هر مرحله از unit commoitment مقدار بهینه رزرو چرخان برپایه یک جدول احتمالات وقفه ظرفیت (COPT) مشخص می گردد. هزینه انرژی مورد انتظار مصرف نشده (EENS) و سود ارائه رزرو چرخان برای کاهش توزیع زیاد از حد رزرو چرخان مورد تجزیه وتحلیل قرار می گیرد. لیکن این روش برای پیاده سازی پیچیده و مشکل می باشد ونیز فرمولاسیون COPT ساده نیست.

جزئیات روش های احتمالی برای ارزیابی رزرو چرخان در [۳۲-۳۰] آمده است.

فصل ۱

مروری بر مقررات زدائی انرژی

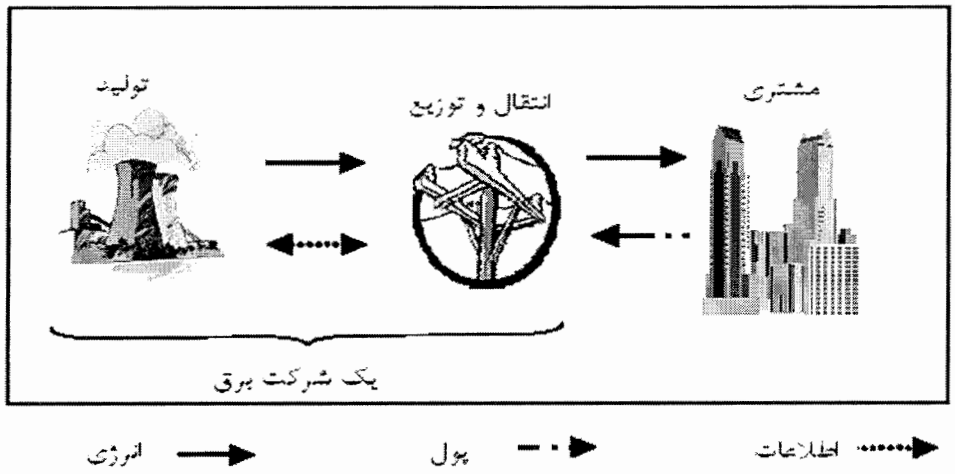
۱-۱ مقدمه

در گذشته معمولاً مسئولیت تولید در هر ناحیه به یک تولیدکننده با مالکیت دولتی واگذار می شد که دربسیاری از کشورها مسئولیت خدمات انتقال و توزیع را نیز برعهده داشت. هرچند تجدیدساختار باعث بوجودآمدن بحث های زیادی دررابطه با قوانین و ساختار بازار گردید، امادرمقایسه، امنیت سیستم قدرت درمحیط بازارتوجه کمتری را جلب کرد. ارائه برنامه هایی برای دستیابی به امنیت سیستم بطور بهینه در متن یک بازار انرژی هدف این مقاله می باشد.

در ابتدا صنایع الکتریکی (EPI) به عنوان یک انحصار بی طرف با جامعه تأسیس و توسعه یافت. سه مولفه صنعت برق (یعنی تولید، انتقال و توزیع) معمولاً تحت مالکیت یک شخصیت دولتی یا ایالتی بود. در یک محیط مقررات زدایی نشده مسئولیت طراحی، ساخت، بهره برداری و تعمیرات سیستم های قدرت یکپارچه را آن شخصیت برعهده داشت. به همین دلیل تمام این مولفه ها در یک منطقه دارای فرانشیز (امتیاز) تاسیس می گردید (همیشه از طریق مقررات ایالتی اختصاص می یافت) تا برق را به هر شخصی در این ناحیه پیش طراحی شده ارائه نماید. بعضی از اوقات این امر به یک شرکت برق ادغام یافته عمودی با فرانشیز قلمرو اشاره می نماید.

یک شرکت برق ادغام یافته عمودی که مالک نیروگاه های تولید، سیستم های انتقال، و شبکه توزیع می باشد، انرژی الکتریکی را به مشتریها تحویل می نماید (به شکل۱ توجه نمایید). این نواحی دارای فرانشیز انحصاری یک حقی را برای ارائه خدمات در یک قلمرو سرویس طراحی شده اعطا می نماید. در

این نواحی سرویس، شرکتهای عمومی در برابر رقابت با پیشنهادات شرکتهای دیگر محافظت می شوند. شرکتهایی که بصورت عمودی ادغام یافته می باشند، جداسازی هزینه های تولید، انتقال یا توزیع آنها اغلب اوقات مشکل می باشد. بنابر این شرکتها اغلب برای مشتریهایشان از یک تعرفه میانگین استفاده می نمایند که به هزینه کلی دریک پریود بستگی دارد. تنظیم قیمت بوسیله یک آژانس تنظیم خارجی انجام می گیرد و اغلب اوقات ملاحظات اقتصادی را درنظر می گیرد.

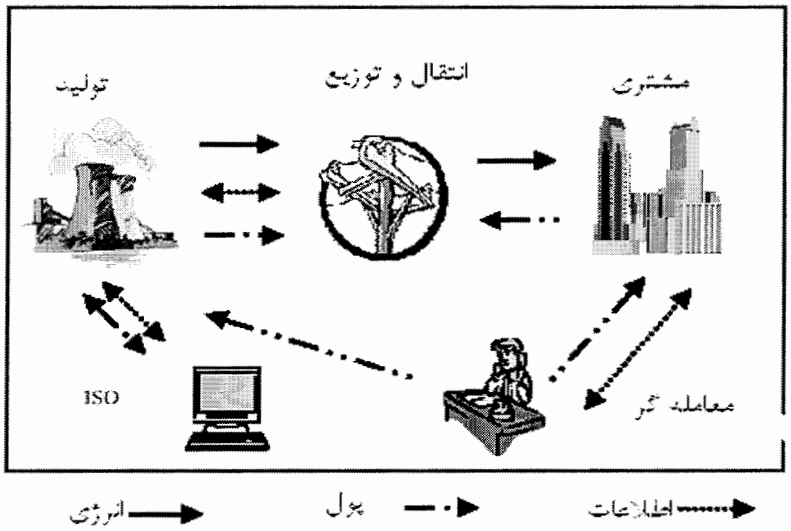


شکل ۱ ساختار نمونه یک شرکت برق ادغام شده عمودی

شکل ۱ ساختاریک نمونه از شرکتهای ادغام شده عمودی را نشان می دهد که در اینجا ارتباط بین سیستم های تولید و انتقال فقط جریان اطلاعات می باشد. بطور مشابه جریان پول (نقدینگی) بصورت یک طرفه بین مشتری و شرکت برق وجود دارد.

جدا از مسائل بهره برداری، شرکتهای ادغام یافته عمودی همچنین یک سیستم تمرکزیافته برای طراحی بلند مدت دارند. تمام فعالیتهایی نظیرطراحی توسعه بلندمدت تولید و انتقال، فعالیتهای میان مدت مانند تعمیرات، برنامه ریزی سوخت و تولید بصورت متمرکز هماهنگ می شود.

در سالهای اخیر، یک حرکت گسترده برای مقررات زدایی، آزادسازی وخصوصی سازی صنعت برق(EPI) دردنیا بوجود آمده است. تحت تجدید ساختار و مقررات زدایی، شرکتهای ادغام یافته عمودی تهیه کنندگان تولید، انتقال و توزیع بصورت قانونی می باشند یا درعمل از هم مجزا هستند. صنعت برق در حال حرکت از یک ساختار انحصاری به رقابتی بیشتر می باشد. اینچنین اصلاحات ساختاری باعث افزایش رقابت بین شرکتهای برق می گردد. رقابت درتولیدکلی وخرده فروشی معرفی می گردد. بازارهای برق کلی فروشی با چندین شرکت تولید سازماندهی می شود تا برای فروش برق در یک POOL مرکزی یا از طریق معاملات دوجانبه با خریداران رقابت نمایند. رقابت بصورت خرده فروشی بوسیله مشتریهایی که می توانند از بین فروشندگان متفاوت انتخاب نمایند یا بصورت مستقیم از بازارکلی فروشی خرید نمایند، تکمیل می گردد.



شکل ۲ ساختار نمونه یک سیستم برق مقررات زدایی شده

۱-۲ گرایش جهانی مقررات زدایی

کرایش به مقررات زدایی بازاربرق دردنیا درنوسان است. جدول ۱ درزیر، اسامی نه /۹ کشورکه تا دسامبر سال ۲۰۰۰ بازارهای برق مقررات زدایی شده دارند، را نشان می دهد.

تاریخ مقررات زدایی	ظرفیت تولید (mw)	کشورها
۱۹۹۱ (بیشترتولید خصوصی سازی شده)	19000	آرژانتین
۱۹۹۴	41000(۲۵۰۰۰ در NSW وvictoria	استرالیا
۱۹۸۲ (خصوصی سازی درآخر۱۹۸۱)	۷۰۰۰	شیلی
۱۹۹۵ (خصوصی در۱۹۹۸)	۱۳۷۵	گواتمالا
۱۹۸۷	۸۰۰۰	نیوزیلند
۱۹۹۱	۲۸۲۰۰	نروژ
۱۹۹۸	۴۳۵۰۰	اسپانیا
۱۹۹۰	۶۴۰۰۰	بریتانیا
۱۹۸۸ ایالت به ایالت	۴۴۱۰۰ ۲۲۱۰۰ ۳۰۲۰۰ ۵۶۰۰۰	ایالات متحده ،نواحی:کالیفرنیا نیوانگلند نیویورک pjm

جدول ۱ : مقررات زدایی در بازارهای برق

۱-۳ هدف مقررات زدایی

درتمام بازارها، به مقررات زدایی به عنوان ابزاری دیده می شود که معمولاً راندمان وکارآیی استفاده از ظرفیتهای نصب شده تولید را افزایش می دهد.

در کشورهای توسعه یافته، استرالیا، نیوزیلند، نروژ، اسپانیا، بریتانیا و ایالات متحده معرفی رقابت به بخش خصوصی اجازه می دهد تا تصمیم به سرمایه گذاری درتکنولوژی های جدیدتربنمایند و هزینه ها کاهش یابد. دریک بازار رقابتی، هزینه های کاهش یافته باعث کاهش قیمت برای استفاده کنندگان می گردد. بهترین راه حل به نظر می رسد که جلوگیری از رشد تلفات عمومی دربخش برق، حذف قوانین دست و پاگیر و بوروکراسی اداری می باشد.

انگیزه، درکشورهای درحال توسعه مانند آرژانتین و شیلی، نیاز آنها به تحریک سرمایه گذاری در زیرساختارهای تولید برای دستیابی به میزان رشد بالایشان درتقاضای برق می باشد. یک بازار "خصوصی سازی شده" برای سرمایه گذاری بسیار جذاب می باشد. بنابراین مقررات زدایی به سادگی یک فرصت را برای جذب سرمایه گذاری و تکنولوژی های خارجی مهیا می نماید، که به آموزش مسئولیت پذیری مالی کشور در ارائه برق به شکل اقتصادی در شکل کلی کمک می نماید.

۱-۴ فاکتورهای اساسی تجدید ساختار صنعت برق

۱-۴-۱ پیشرفت تکنولوژیکی

تجدید ساختاردرصنعت برق بوسیله سرمایه گذاری تکنولوژیکی در توربینهای گازی ادامه می یابد. دیگر نیازی به ساخت یک نیروگاه ۱۰۰۰ مگاواتی از نظر اقتصادی بودن مقیاس (economies of scale)

نمی باشد. یعنی ساخت نیروگاه های کوچک ترهم جنبه اقتصادی دارد. توربینهای گازی سیکل ترکیبی در ۴۰۰ مگاوات به ماکزیمم راندمان خود می رسند، در حالیکه توربینهای گازی aero-derivative می توانند در مقیاس های کوچک ۱۰ مگاوات کارآیی داشته باشند.[۲]

درنتیجه، اقتصادی بودن مقیاس بیشتر، برای تولید دیگر نیازی نمی باشد. فاکتور مهم دیگر اینست که واحدهای تولید بزرگ پس از تاسیس، نیاز به تعمیرات و نگهداری بیشتردارد و درهنگام خرابی، زمان بیشتری را می طلبد.

نیروگاه های سیکل ترکیبی معمولاً ازگازطبیعی به عنوان سوخت اصلی استفاده می نمایند. این تکنولوژی امکان داردکه باعث افزایش کارآیی بیشترتوربینهای گازی، زمان ساخت کوتاهتر، هزینه های تاسیس پایین تر، افزایش قابلیت اطمینان، و کم کردن تاثیرات زیست محیطی گردد.

۱-۴-۲مسائل عدم مقررات زدایی

بیشترین بحث مشترک برای مقررات زدایی، عدم کارآیی regulation (مقررات زدایی نشده) می باشد. یک سیستم سنتی (دارای مقررات) می تواند محرک های قوی برای مینیمم کردن هزینه ها و پایین نگهداشتن قیمتها ارائه نماید، اما باید یکی جایگزین دیگری گردد. رقابت می تواند هردو را یکجا انجام دهد. در عمل، سیستم های سنتی قیمتها را نزدیک میانگین بلند مدت هزینه ها پایین نگه می دارد اما باعث از دست دادن انگیزه برای کاهش هزینه ها در سیستم می گردد. نتیجه هزینه های بالا و قیمت های بالا می باشد.

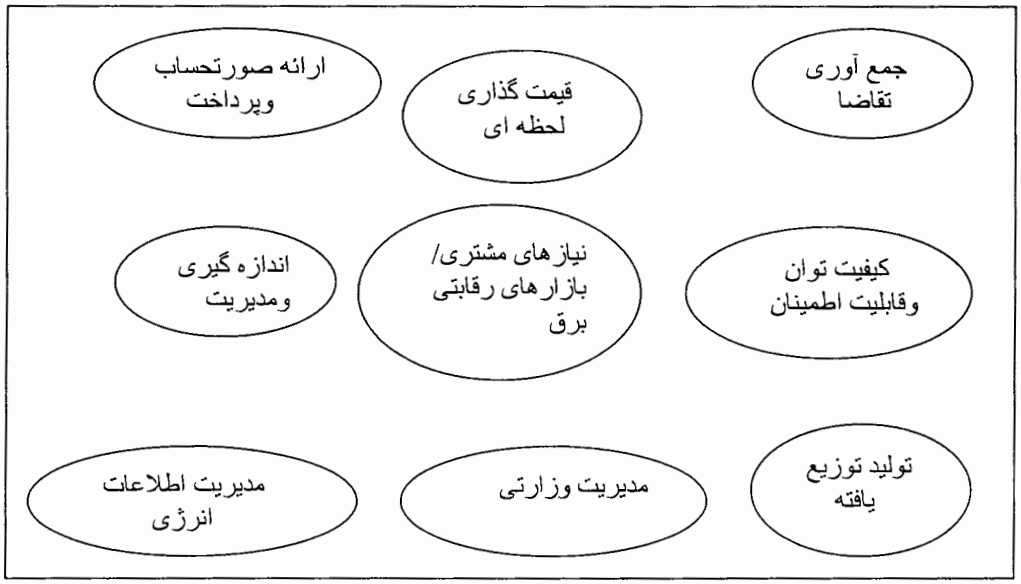
۱-۴-۳ سود حاصل از رقابت کلی فروشی

رقابت یک محرک خیلی قوی برای حداقل کردن هزینه ارائه می نماید ودرهمان زمان باعث کاهش میانگین قیمتها می گردد. همچنین ممکن است باعث تشویق در راندمان خرده فروشی نیز گردد.

۱-۴-۴مزایای قیمت گذاری زمان واقعی (لحظه ای) (real- time)

رقابت ممکن است قیمت گذاری فوری را کاهش دهد، که باعث کاهش مصرف در طی پریودهای پیک تقاضا خواهد گشت. این امر نیاز به ظرفیت های نصب شده را کاهش می دهد.

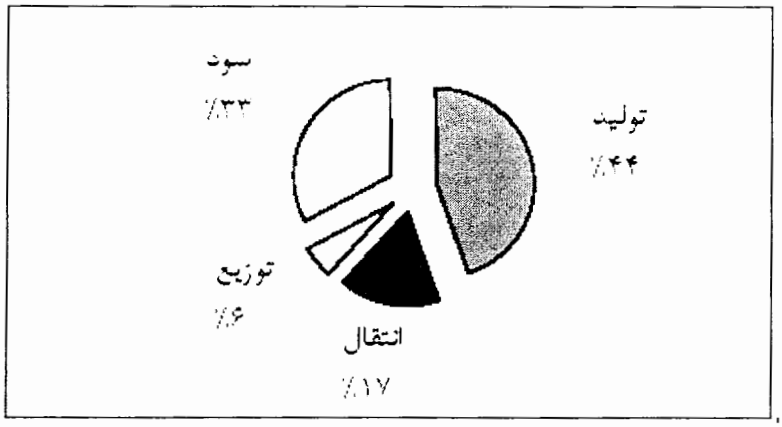
۱-۵ مدل های جدید صنعت برق



شکل ۳ دامنه کاربردهای شرکت های توزیع در بازارهای برق رقابتی

۱-۵-۱ هزینه و مجزاسازی

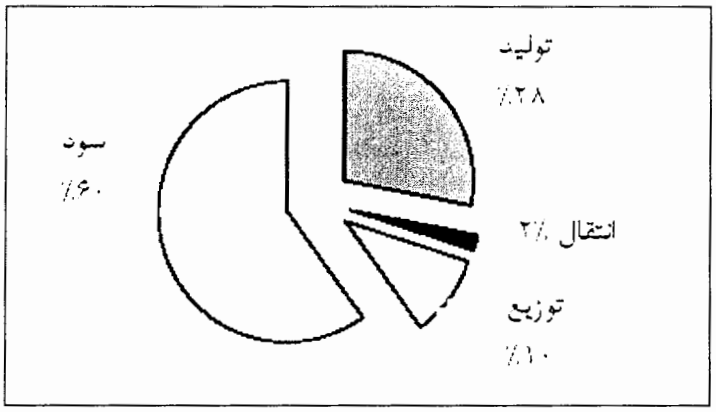
مهم ترین مرحله مجزاسازی ارتباط ویژه ای به جداسازی ساختار شرکت های یکپارچه به بخش های تولید، انتقال و توزیع دارد. با این وجود، بی توجهی به برنامه درجاییکه هزینه برق بر حسب $ (مثلاً دلار) بر کیلووات - ساعت می آید، عمدتاً بر پایه قیمت گذاری تنها می باشد. در زمان شرکت های سنتی (دارای مقررات) مرسوم بود که مجموع هزینه ها تا رسیدن به مشتری در نظرگرفته شود. در آن چارچوب تجربه قیمت به عنوان نمونه، تولید چهل درصد (۴۰٪) ، انتقال حدود پانزده درصد (۱۵٪) ، و توزیع تقریباً سی و پنج درصد (۳۵٪) برای هزینه و سود شرکت ها محسوب می شد (شکل ۴).



شکل ۴ یک نمونه تجربه قیمت تحت محیط دارای مقررات

درصورت مقرات زدایی این آرایش تغییر می نماید؛ یک نمونه از تجزیه درشکل ۵ نشان داده شده است که مولفه هزینه تولید دوباره حدود بیست وهشت درصد (۲۸٪) کل هزینه ها را دربرمی گیرد. اما مولفه توزیع

به ده درصد (۱۰٪) و انتقال به حدود دو درصد (۲٪) کاهش می یابد؛ اکنون سود بیشتر از شصت درصد (۶۰٪) می باشد. اصلاحات ساختاری، راندمان کلی را بهبود می بخشد اما بعداز آن مصرف کننده با مسئله تلفات خدمات جانبی (مانند تلفات برنامه ریزی شده) روبرو می گردد. همچنین تخصیص انتقال مینیمم و تأثیرآن بر روی توسعه شبکه و امنیت باعث افزایش سئوالات بسیاری در رابطه با این فرآیند می گردد. فصل ۷ درباره مسایل خدمات جانبی و تأثیرآن برامنیت تامین بیشتر بحث خواهد کرد.



شکل ۵ نمونه تجزیه قیمت تحت مقررات زدایی

۱-۵-۲ معرفی pool های برق

هر یک ازبازارهای برق لیست شده درجدول ۱، یک "POWER POOL" مخصوص به خود یا بازارکلی فروشی لحظه ای که مانند یک مرجع برای قراردادهای منعقد شده عمل می نماید، دارند. این بازارلحظه ای مانندیک پایه برای مذاکرات قراردادی با سایر منابع جبران سازی قراردادی و ناتعادلی درقیمت لحظه

ای یا استفاده ازقیمت لحظه ای مانند یک اصل برای محاسبه قیمت قراردادی مورد استفاده قرار می گیرد. وجود بازارلحظه ای ایجاد قراردادها را نتیجه می دهد – اگر منابع قرارداد یا تقاضا اجازه ندهد، آن به سادگی از طریق بازار لحظه ای تصحیح می گردد. بنابراین حتی اگر اکثریت برق از طریق بازارقرارداد مورد معامله قرارگیرد، بازار لحظه ای مانند یک حامی مهم برای وجود بازار قراردادی عمل می نماید.

این مقاله مدل بازار برق برای توضیح بیشتردرفصل ۴ معرفی خواهد کرد.

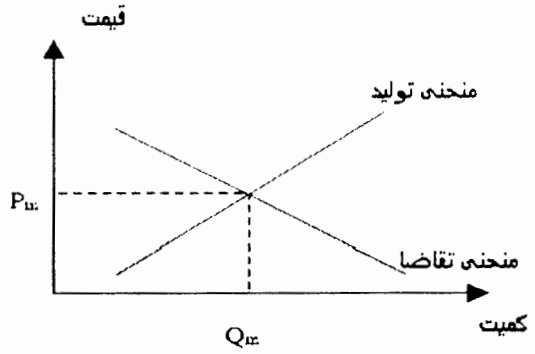
فصل دو

بازار برق

۲-۱ بازارچیست ؟

اقتصاد بیشتر بر بهینه سازی و تعادل متمرکز می شود. اقتصادها به دنبال رفتار بهینه مصرف کننده ها و تهیه کننده ها می باشند و درجستجوی اینکه کمیتها و قیمت های تعادل مشاهده شده درهر بازار از نظر اقتصادی سودمند می باشند[۷]. این فصل در مورد اقتصاد دربازار برق بحث می کند.

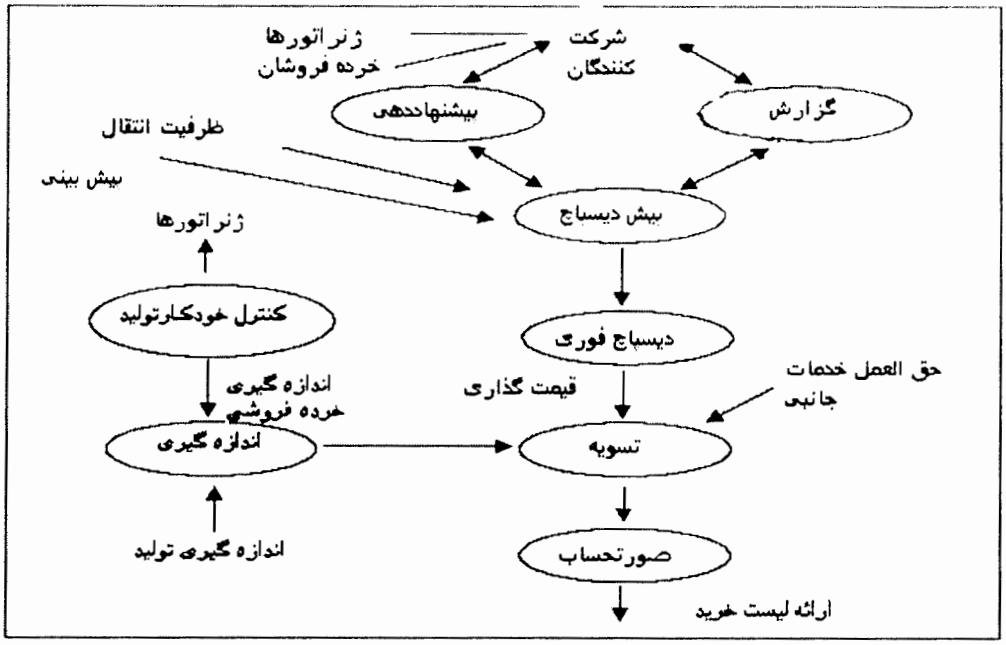
بر طبق اقتصادهای بازار - آزاد، راندمان و کارآئی بازار بوسیله نیروهای بازارحرکت می کند. نیروهای بازار در منحنی های تقاضا و تولید نمایش داده شده است. برای مثال منحنی های نشان داده شده درشکل ۶ را در نظر بگیرید، که برای بیان بازار برق بکار رفته و محور عمودی قیمت بر مگاوات - ساعت (MWh) و محورافقی مقدار MWh رابیان می نماید. منحنی تولید صعودی، این مفهوم را می رساند که تولیدکنندگان معقول، هنگام افزایش تولیدبا هزینه های بیشتری روبرو می شوند ودر نتیجه قیمت افزایش می یابد، البته منظور از افزایش تولید، توسعه تولید نمی باشد. بلکه منظور تاسیس امکانات جدید برای تولید می باشد. منحنی تقاضای نزولی نشان می دهد که چگونه مصرف کننده ها مایل به کاهش خرید با افزایش در قیمت می باشند. نقطه تقاطع دو منحنی، قیمت تسویه بازار P_m، و مقدار تسویه بازار Q_m را ارائه می دهد. بهره برداری از بازار بوسیله تقاضا و منابع بالانس کننده انجام می گیردکه برپایه ظرفیت تولید قابل دسترس برای پاسخ گویی تقاضای کلی بازار می باشد. تعادل کوتاه مدت تقاضا و منابع برق از طریق یک فرآیند دیسپاچ هماهنگ شده مرکزی انجام می گیرد، که مولفه اصلی پول (POOL) برق می باشد.



شکل ۶ تقاضا و تولید برق

۲-۲ بازار برق رقابتی

در سراسردنیا، تجدیدساختار و مقررات زدایی درصنعت برق معرفی شده است. سازمان های قراردادی برپایه شرکت های ادغام شده عمودی (تولید، انتقال به همراه توزیع، وخرده فروشی)، تحت مالکیت خصوصی یا عمومی، درحال حرکت به سوی یک ساختارجدید ازشرکت های تولید خدمات مجزاسازی شده می باشند: شرکت های تولید از شرکت های انتقال و توزیع جدا شده اند. در بازارکلی فروشی، چندین شرکت تولید با یکدیگر برای فروش انرژی رقابت می نمایند. رقابت همچنین برای فروش خرده فروشی نیز معرفی شده است، تا مشتری ها بتوانند از بین شرکت های خرده فروشی گوناگون یکی را انتخاب نمایند و خرده فروشان می توانند برای شرکت دربازار بوسیله پیشنهاد قیمت های رقابتی و خدمات جدیدتر شرکت نمایند. اما انتقال و توزیع هنوز بصورت انحصاری می باشد و باید قانونمند باشد.



شکل ۷ ساختار بازار برق NSW ومولفه های اصلی آن

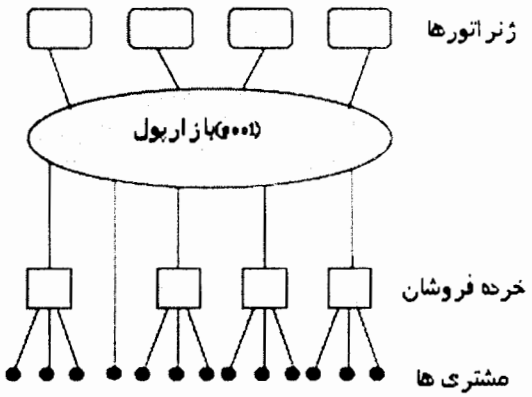
۲-۳ بازار برق کلی فروشی

بازار برق ملی (NEM) در استرالیا به عنوان یک بازار کلی فروشی برای معامله برق بین ژنراتورها و خرده فروشان برق عمل می کند. این بدان معنی است که تمام برق خروجی از ژنراتورها وارد پول (pool) می شود و سپس برای پاسخ گوئی به تقاضا برنامه ریزی می شود. پول، یک مکان فیزیکی نمی باشد بلکه مجموعه ای از قوانین و فرآیندها می باشد که برای تعامل بین ژنراتورها، خرده فروشان و ارائه دهندگان خدمات شبکه (NSPs) بوسیله NEMMCO مدیریت می گردد.

این سیستم پول برای انعکاس دو مفهوم اصلی تولید و مصرف برق بکارمی رود. اولاً برق نمی تواند برای استفاده درآینده ذخیره گردد، بنابراین تولید باید همیشه پاسخ گوی تغییرات تقاضا باشد. ثانیاً امکان تشخیص اینکه کدام ژنراتور، برق مصرفی کدام مشتری را جواب می دهد، وجود ندارد[۸]. در پردازش دیسپاچ هماهنگ شده مرکزی، شرکت مدیریت بازار برق ملی (NEMMCO) بطور دائم عرضه و تقاضا را متعادل می نماید که این کار بوسیله برنامه ریزی ژنراتورها برای تولید برق کافی برای رسیدن به تقاضای مشتری ها می باشد. ژنراتورها با ارائه پیشنهاداتشان برای عرضه انرژی به NEMMCO بایکدیگر رقابت می نمایند. این پیشنهادات شامل قیمتها و مقادیری است که آنها مایل به برنامه ریزی در پردازش دیسپاچ می باشند. NEMMCO دستورالعمل های تقاضا و برنامه ریزی ژنراتورها را بر پایه این پیشنهادات انجام می دهد.

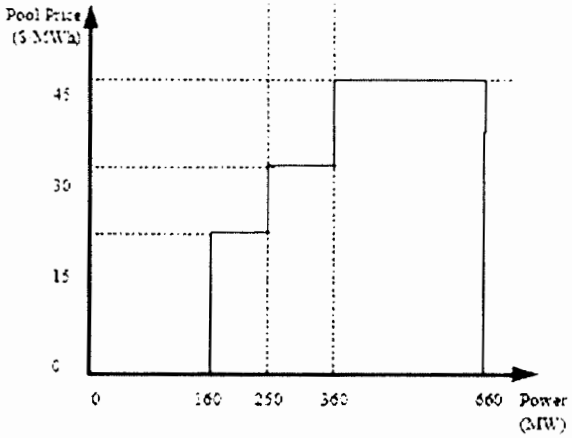
۲-۳-۱ بازار قیمت های لحظه ای بر پایه پول

در یک بازار برپایه پول، تمام ژنراتورها باید پیشنهاداتشان را به پول بفرستند، و تمام مشتری ها از پول (pool) خرید نمایند (به شکل ۸ توجه نمائید). قیمت لحظه ای بوسیله اپراتورهای سیستم تنظیم می گردد که این کار با استفاده از یک سری پیشنهادات کوتاه مدت (معمولاً تنها یک روز درپیش رو بوسیله ژنراتورها داده شده) در یک "supply stack" تنظیم می شود. بار یا تقاضای واقعی دیده شده بوسیله اپراتورهای سیستم سپس قیمت لحظه ای و دیسپاچ تولید را مشخص می نماید: تمام پیشنهاداتی که پائین تر از قیمت لحظه ای می باشد، قیمت لحظه ای برای تولیدشان را بدست آورده و انرژی را تولید می نمایند.



شکل ۸ ساختار بازار لحظه ای

شکل ۹ یک مثال از تقاطع عرضه و تقاضا را نشان می دهد که قیمت لحظه ای را تنظیم می کند. اپراتور سیستم ابتدا یک کمیت را با پائین ترین قیمت انتخاب نموده و مقداری از آن را که امکان داشته باشد، مورد استفاده قرارمی دهد. سپس اپراتور سیستم برای کمیت بعدی از نظر پائین ترین قیمت این کار را انجام می دهد والی آخر این کار را انجام می دهد تا تقاضا پوشش داده شود. معمولاً قیمت آخرین ژنراتور برنامه ریزی شده به عنوان قیمت پول سیستم پذیرفته می شود. این قیمت به عنوان قیمت تسویه بازار (MCP) شناخته می شود: این قیمتی است که تمام فروشندگان دریافت خواهندکرد و تمام خریداران خواهند پرداخت. معمولاً ارزانترین ژنراتور، اولویت در اولین دیسپاچ را خواهدداشت.



شکل ۹ نمونه ای ازساختارهای دیسپاچ

بازار لحظه ای برق یک پردارش کلی مطابق با قیمت های برق تنظیم شده ، انجام داده و سپس آنرا تسویه می نماید. قیمت لحظه ای برابر با قیمت تسویه برای هماهنگ کردن عرضه با تقاضا می باشد. ژنراتورها برای فروش برق به پول و استفاده کنندگان نهایی اعم از خرده فروشان و کلی فروشان برای استفاده از پول آن قیمت را می پردازند. معمولاً تمام برق باید از طریق بازار برق لحظه ای مورد معامله قرارگیرد. هنگامی که ظرفیت یا رزروهای منبع کاهش یافت، قیمت لحظه ای افزایش خواهد یافت و باعث جذب تولید جدید یا ظرفیت شبکه به بازار می شود. قیمت های لحظه ای بالا ممکن است همچنین باعث کاهش تقاضا در طی پریودهای کمبود تولید گردد.

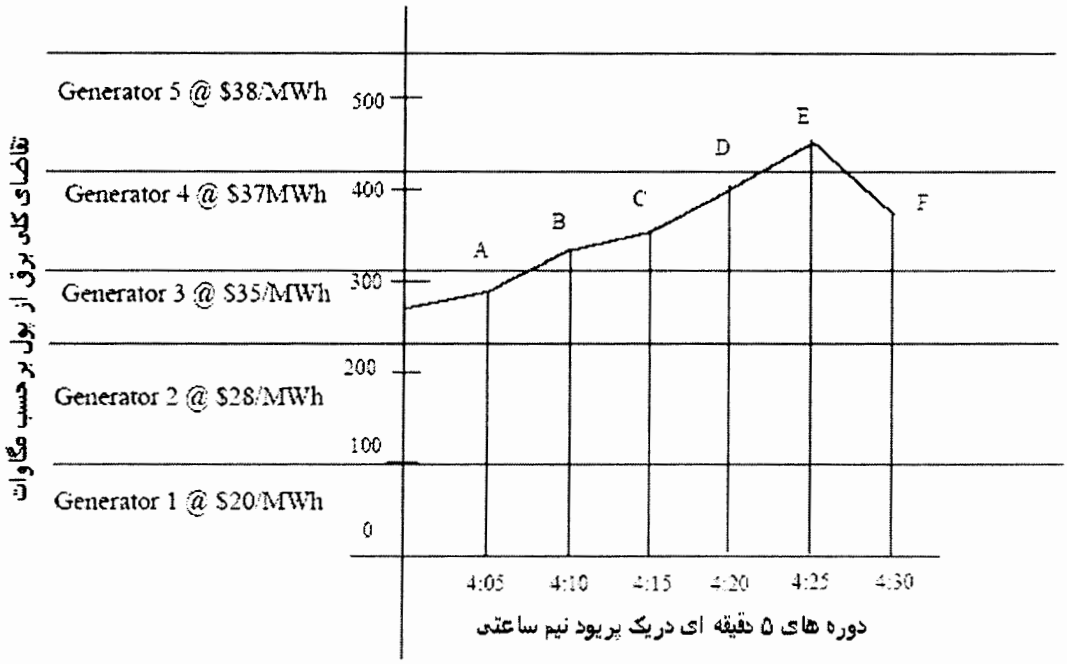
تنظیمات یک نمونه قرارداد لحظه ای به سه روش اتفاق می افتد[۹]:

• تولیدکنندگان خرده و استفاده کنندگان نهایی با بارهای بزرگترازآنچه ارائه شده است بوسیله قراردادهای ظرفیت به تقاضایشان در قیمت های لحظه ای پاسخ بدهند.

• تولیدکنندکان خرده و استفاده کنندگان نهایی با قراردادهای ظرفیت در بارهای اضافی، مقدار ظرفیت اضافی را به بازار تحت تنظیمات لحظه ای پیشنهاد بدهند.

• ژنراتورها با یک ظرفیت پوشش داده نشده بوسیله قراردادهای ظرفیت پیشنهاد بدهند که ظرفیت در قیمت های لحظه ای به بازار.

شکل ۱۰ برنامه ریزی واقعی NEMMCO استرالیا و دیسپاچ پردازش ژنراتورها را آشکارمی نماید[۸]. پیشنهادات تولید برق دریافت شده بوسیله NEMMCO برای هر پریود دیسپاچ بطور نزولی مرتب می شود. سپس آنها بطور پیشرفته ای برنامه ریزی می شوند تا تولید با شروع تقاضای مورد قبول آنرا در حداقل هزینه تولید پاسخ دهد.



شکل ۱۰ برنامه ریزی ژنراتورهای NEM

نقطه A . برای تقاضای تامین قدرت در ۴:۰۵ بعدازظهر، ژنراتور ۱ و ۲ با ظرفیت کامل دیسپاچ می شوند، و ژنراتور ۳ فقط قسمتی دیسپاچ می گردد. قیمت برابر با $ 35 بر MWh می باشد.

نقطه B . در ۴:۱۰ بعدازظهر تقاضا افزایش می یابد: ژنراتورهای ۱، ۲ و ۳ کامل دیسپاچ می شوند و ژنراتور ۴ قسمتی مورد استفاده قرار می گیرد. قیمت برابر با $ 37 MWh می باشد.

نقطه C . در نقطه c (۴:۱۵ بعدازظهر) تقاضا 30 MW دیگر افزایش یافته است. ژنراتورهای ۱،۲،۳،۴ به تولید در قیمت $ 37 MWh ادامه می دهند.

نقطه D . در ۴:۲۰ بعدازظهر که تقاضا به نقطه ای رسیده است که نیاز می باشد تا ژنراتور۵ هم در مدار قرارگیرد، قیمت به میزان $ 38 MWh افزایش یافته است.

نقطه E . در ۴:۲۵ بعدازظهر ژنراتورهای ۱،۲،۳،۴ بطورکامل و قسمتی از ژنراتور ۵ دیسپاچ شده اند . قیمت در $ 38 MWh باقی می ماند .

نقطه F . در ۴:۳۰ بعدازظهر، تقاضا افت کرده است. ژنراتور ۵ (گرانترین ژنراتور) مورد نیاز نمی باشد، و ژنراتور ۴ فقط قسمتی دیسپاچ شده است. قیمت به $ 37 MWh باز می گردد.

قیمت لحظه ای برای پریود مورد معامله از متوسط شش قیمت دیسپاچ شده محاسبه می شود. که آن برابر با $(35+37+37+38+38+37) بر MWh تقسیم بر شش، که جواب $ 37 MWh را نتیجه می دهد. این قیمت دریافتی تمام ژنراتورها برای تولید در این پریود، و قیمت پرداختی برق برای مشتری های بازار می باشد که آنها از pool در این پریود مصرف می نمایند.

۲-۳-۲ بازار قراردادهای دوجانبه

از آنجا که انرژی الکتریکی نمی تواند ذخیره شود، نا مشخصی واقعی در بازار می تواند یک تأثیر بزرگ بالقوه روی قیمت داشته باشد. به خاطر پیش گیری از نامشخصی دربازارلحظه ای، خریداران و فروشندگان ممکن است که قراردادهایشان را معمولاً بصورت بلندمدت منعقد نمایند. در بازار قراردادهای ظرفیت، انرژی برای قراردادهایی محسوب می شود که حقوقی را برای مقادیر مشخصی از انرژی و ظرفیت برای یک گروه به سایرین منتقل نماید.

خریداران و فروشندگان بصورت انفرادی با یکدیگر برای مقادیر مشخصی انرژی درباره قیمتها، بخشها، و شرایط مذاکره می نمایند. ژنراتورها می توانند بصورت مستقیم با خریداران قرارداد بسته و سرویس انتقال را از مالک آن و یا اپراتور سیستم خریداری نمایند. شرکت های تهیه کننده (بازاری ها) می توانند با گردآوری و یکی کردن و یا فروش انرژی الکتریکی از ژنراتورها به سیستم انتقال و یا مستقیماً به توزیع کننده ها موافقت نمایند. چنانچه رقابت در خرده فروشی اجازه دهد، ژنراتورها و بازاری ها نیز می توانند با مشتری ها قرارداد منعقد نمایند. تمام معاملات باید به ISO اعلام گردد، تا تمام قراردادها در هر پریود آنالیز و بدون بعضی از قوانین تسویه اولویت بندی مشخص شود، که بعضی از آنها به خاطر قیدهای امنیت شبکه قابلیت انعطاف بیشتری دارند.

۲-۴ حداکثرسازی سود تحت رقابت و انحصار

۲-۴-۱ انحصار

دربسیاری ازکشورها، صنایع تولید برق بصورت ادغام شده عمودی و انحصارهای مقرراتی (سنتی) ساخته می شود. این امر به خاطر دشواری های فنی ذاتی در کنترل و با هم هماهنگ کردن تولید و انتقال

می باشد که صنعت برق در خود دارد. همچنین مشاهده می شود که بالا بودن دارایی صنعت، باعث انحصار آنها می باشد و از هر کاربرد دوباره منابع جلوگیری می شود. ادغام عمودی صنایع تولیدبرق یک مسئولیت فوری برای ایجاد حداقل استانداردهای خدمات را دارد که معمولاً به کیفیت تولید (یعنی بخش های ولتاژ و فرکانس) مانند قابلیت اطمینان تولید (یعنی مرجعی برای فرکانس وقفه های تولیدتوان) اشاره می کند. صنایع تولیدبرق درحالت ادغام شده عمودی یک تجارت نسبتاً منحصر بفردی را با سه مشخصه ویژه به وجود می آورد که مطابق ذیل می باشند:

• تولید آن نمی تواند بطور موثری ذخیره شود؛ یعنی تولید وتقاضا باید باهم برابر باشند و جائی برای تولید اضافی باقی نمی ماند تا در آینده مورد استفاده قرارگیرد.

• امنیت کلی تقاضای سیستم قدرت با هماهنگی و کنترل تولید متمرکز شده است. یعنی تولید بایدبصورت هماهنگ با تقاضا تغییر نماید تاتعادل بین آنها برقرار باشد.

• قابلیت اطمینان و وجود تولیدکافی برق، به عنوان یک موردمهم برای اقتصاد یک کشور دیده می شود.

این ویژگی ها نیاز به هماهنگی مرکزی برای بهره برداری از سیستم های قدرت را آشکار می نماید. کنترل مرکزی، کاربردهای دوباره منابع را برای این صنعت به حداقل خواهد رساند. با این دید، انحصارهای بازار برق قراردادی و سنتی، قادرمی باشند تا قابلیت اطمینان و خدمات موثر را برای مصرف کنندگان ناحیه را ارائه نماید. زمانی که فعالیت های فوق یکی شدند، صنعت برق می تواند قیمت فوق را درمورد هزینه تولید شارژ نماید.

همچنین اغلب بحث می شودکه بازار انحصاری باعث کمترین مقدار تخصیص منابع نسبت به بازار رقابتی می شود. یک خطای پیش بینی بار یا سرمایه گذاری بد بوسیله صنعت برق انحصاری، هزینه اضافی به مصرف کنندگان تحمیل می نماید. از اینرو کاربرد بخش های سنتی و قراردادی با مشخصات هزینه های

گران، خدمات دوره ای کم یا بطور ساده استانداردهای مرتبط با کیفیت بالا رایج نمی باشدکه مصرف کنندگان مایل باشند تا در یک بازار باز بپردازند.

۲-۴-۲ رقابت

نظریه رقابت کامل یک شکل شدید از کاپیتالیسم را نمایش می دهد. در زمان تشکیل، بطورکامل روی نیروهای بازار کار می شود. آنها قدرت آنچنانی ندارند تا روی قیمت محصول تأثیر بگذارند. قیمتی که آنها با آن روبرو می شوند، همان قیمتی است که بوسیله تعامل عرضه و تقاضا در بازارکلی مشخص شده است. تحت رقابت، شرکت های برقی با یک تنازع برای بقا روبرو می شود. اگرآن از سایر شرکتها کارآیی کمتری داشته باشد، باعث سود کمتری از حد طبیعی خواهد شد و ازگردونه تجارت خارج می شود. اگر آن مؤثر باشد، سود بدست خواهد آورد. اما آنها برای مدت طولانی سود نخواهند کرد. به محض اینکه سایر شرکتها به خاطر بقای خودشان مجبور به الگوبرداری از روش های با راندمان بالاتر از شرکت های جدید شوند. تحت رقابت کامل و تعامل چندین فروشنده و خریدار، باعث یک قیمت معادل با هزینه تولید آخرین واحد فروخته شده می شود. این یک پاسخ با کارآیی اقتصادی می باشد.

۲-۴-۲-۱ سودهای حاصل از یک بازار برق رقابتی

ایده رقابت در بخش برق، یک ابزار مهم برای بهبود راندمان تولید برق می باشد و از این طریق به مصرف کننده ها سود می رسد. شرکت های ادغام شده عمودی، هزینه هایشان را با توجه به اینکه بهره برداری آنها اقتصادی می باشد یا نه، تجدید نظر می کنند. با این وجود، با معرفی رقابت، یک جابجایی مهم از این

روش وجود دارد. تولیدکنندگان متوقف خواهند شد تا بوسیله حقوق انحصاری خودشان برای تولید و تهیه برق محافظت شوند. بازارهای رقابتی یک نیروی محرکه برای تولیدکننده ها ارائه می دهد تا در بیشترین راندمان یک حالت اقتصادی وارد مذاکره شده و کارکنند که این به جهت باقی ماندن در تجارت و پایین آمدن هزینه هایشان می باشد. بنا براین باعث جلوگیری از آخرین روش تولید یا تولیدکننده می گردد که هزینه بهره برداری کلی را مینیمم می کند.

بازار برق رقابتی از این طریق به مصرف کننده ها و بازیگران صنعتی یک حدودی از سود را پیشنهاد می دهد. سودهای ذیل نتیجه معرفی یک بازار برق رقابتی هستند:

- برق ارزانتر
- طراحی توسعه ظرفیت مؤثر
- قیمت گذاری انعکاس هزینه می باشد ،که بر یک مجموعه تعرفه ارجحیت دارد .
- مینیمم سازی هزینه
- انتخاب بیشتر
- خدمات بهتر

۲-۴-۲-۲ مشکلات اضطراری در یک بازار برق رقابتی

درمقررات زدائی وتجدیدساختار، چنانچه درباره تکنولوژی های جدید، درزمان تشخیص مسائل مربوطه مبالغه شود. ممکن است قابلیت اطمینان و هزینه خدمات انرژی الکتریکی تحت تاثیر قرار گیرد. این ملاحظات به نظرمی رسد که پس از مسائل جدی در خاموش سراسری سال ۲۰۰۰ کالیفرنیا رضایتمندی را برآورده نماید. مقاله های بسیاری درباره تضادهای بالقوه قابلیت اطمینان تجدیدساختار نوشته شده اند.

رقابت، ولی نیازهایی برای پاسخ های فنی برای مسائل نواحی بهره برداری سیستم و طراحی سیستم ارائه نمی دهد.

۲-۴-۲-۲-۱ مسئله امنیت سیستم

در یک بازار رقابتی، مسائل بسیاری مانند کاهش پرسنل برای مینیمم کردن هزینه آشکار می شود که معمولاً باعث کاهش،کمبود شغل به اضافه موقعیت های شغلی آینده و غیره ..... می شود. اما مهمترین موضوع، مسئله امنیت سیستم با شروع بازار رقابتی می باشد.

یک مسئله امنیتی سیستم ممکن است به سادگی به خاطرخطا یا اغتشاش رخ دهد که دراین هنگام سؤال درباره مسئولیت دربرابر این مسئله را مطرح می نماید. در بازار تجدیدساختار شده، انتظار اینست که تمام تسهیلات شامل شبکه انتقال تا حد ممکن نزدیک به محدودیت هایشان بهره برداری شود که ممکن است پایداری سیستم شامل پایداری گذرا، پایداری ولتاژ و پایداری دینامیکی را کاهش دهد. هرچند مسئله اصلی اینستکه چه قسمتی مسئولیت این نوع مسئله ها را بر عهده دارد؟ علاوه بر این اگر به بعضی از اصلاحیه های سیستم به خاطر مسئله پایداری نیاز می باشد، کدام قسمت باید به آن بپردازد؟ امنیت سیتم قدرت در فصل آینده بحث خواهد شد.

۲-۴-۲-۲-۲ مسئله هزینه های به جامانده

هزینه های به جامانده، هزینه هایی هستند که یک تهیه کننده هنگام تهیه پیش بینی نیازهای آینده برای یک ناحیه یا یک منطقه متحمل آن می شود که احتمال آن می تواند در یک بازار برق ملی رقابتی و مقررات زدایی شده، وجود داشته یا نداشته باشد.

برای تهیه کنندگان برق یک حالت وجوددارد که اجبار منظم برای سرویس دهی به هرکسی در ناحیه جغرافی مورد نظر را بپذیرد که حق سرویس دهی به آن ناحیه می باشد. این چنین اجبارهای منظم به این معنی می باشد که مسئولیت شرکت های برق برای نواحی مورد نظر باید طراحی، پیش بینی و تخصیص منابع متفاوت (یعنی مکان، پرسنل، ماشینها و غیره....) برای جمع آوری نیازهای آینده نواحی و مناطق طراحی شده می باشد.

این امرمعمولاً بوسیله سرمایه گذاری اولیه به شکل ساختار تسهیلات تولید برق ادامه می یابد؛ طراحی و استخدام پرسنل تا این چنین نیازهای پیش بینی را برآورده نماید.

با این دید، انحصارهای سنتی و قراردادی قادر می شوند تا قابلیت اطمینان و خدمات مؤثر برای مصرف کنندگان ناحیه ارائه نمایند و دوره بازگشت قابل پیش بینی است.

هزینه های متحمل شده از طریق ساخت نیروگاه و استخدام پرسنل (یعنی با نتیجه از پیش بینی های آماری) بوسیله مصرف کنندگانی که تا مرز این چنین خدماتی وجود دارد، تقسیم می شود. این چنین تقسیمات که بوسیله تهیه کنندگان سنتی تعهد می شود بر پایه فرضیات بسیار دقیق و قابل اطمینان درباره تعداد مصرف کنندگانی می باشد که آنها در یک ناحیه در آینده نزدیک سرویس دهی خواهند کرد. با این وجود، این نمونه فروشنده در یک بازار برق ملی ساختارزدایی شده وجود ندارد.

تجدیدساختارصنعت برق، در بخش انرژی اقتصاد یک کشور، معمولاً مسائل عمده ای درارتباط با بازگشت هزینه های stranded بوجود آورد.

فصل سه

امنیت تامین

۳-۱ ویژگی ها

امنیت تامین، مشخصه های ویژه ای برای تهیه کننده ها و تنظیم کننده های برق دارند. چهارمفهوم عمده یک مشتری به ترتیب زیر است [۱۰]:

کیفیت: منبع باید برای استفاده، استانداردهای یفیت را دارا باشد. مهمترین پارامترها، ولتاژ و فرکانس می باشد که نیاز است تا در یک محدوده خطای قابل قبول باشد. درغیر اینصورت، خطر این که بهره برداری بطور مناسب انجام نشود یا در موارد شدیدتر، بهره برداری یا تولید از بین برود، وجود دارد، یا حتی اینکه خطر ایمنی افزایش یابد.

قابلیت اطمینان: مشتری نیاز دارد تا بداند که منبع هرروز در هنگام نیاز در دسترس می باشد: احتمال این که منبع بطور ناگهانی قطع شود، باید خیلی کم باشد، منبع باید مطابق با بندهای قرارداد باشد.

استمرار: مشتری های بزرگتر نیاز دارند تا مطئمن شوندکه منبع، قابلیت دسترسی دریک قیمت قابل قبول را ادامه خواهد داد، فراتر از بخش های هر توافق جاری یا تنظیم منبع، هرچند رشد تقاضای برق مانند حالت کلی یا در افزایش انفرادی، و اینکه هیچ قید خارجی بر قابلیت مشتری برای استفاده از تجهیزات برق نخواهد بود، بیشتر از استانداردهای ایمنی و فنی نمی باشد.

هزینه: یک معامله باید همیشه بین مشخصه های لیست شده فوق و هزینه ارائه آنها ایجاد شود. برای بیشتر مشتری ها، امنیت با درجه ۱۰۰٪ گران و غیرضروری می باشد.

۳-۲ امنیت سیستم قدرت

امنیت سیستم قدرت، قابلیت برپایی جریان برق از ژنراتورها به سمت مشتری ها، مخصوصاً تحت شرایط توزیع شده می باشد. زمانی که اغتشاشات می تواند کوچک یا بزرگ، محلی یا گسترده باشد، طراحی سیستم باید یک سطح مشخص از امنیت را کسب نماید .[۱۱]

با مقررات زدایی صنعت برق، توجه به برنامه ریزی دیسپاچ اقتصادی معطوف گردیدکه بارسیستم با بیشترین حالت اقتصادی تغذیه شود. سیاست های طراحی جدیدی دردنیا بوجود آمد، اما برای سطح امنیت کافی درصنعت برق با شکست مواجه شدند. بدترازهمه نتایج مصیبت باربرای پیش آمدهای " خاموشی کامل " سیستم بوجود آمد و به این علت مشتری هزینه این وقفه را تحمل می کرد.

روشن است که یکی از راه های مقاومت در برابر این وقفه ها داشتن تجهیزات اضافی (افزونگی) می باشد. ارائه این افزونگی برای ژنراتورها یک موضوع گران می باشد. داشتن شرکت های مجاور برای پشتیبانی در موارد وقفه ژنراتور ارزانتر می باشد و این امر باعث گسترش بهم پیوستگی سیستم های انتقال می گردد.

تولیدکافی باید در تمام زمانها قابل حصول باشد تا تقاضای بار را جواب بدهد. بنابراین، واحدهای تولید باید به روشی اداره شوند که وقفه های واحد ها مانند وقفه های اجباری باعث کمبود تولید نشود. ظرفیت تولید نصب شده باید بطور آشکاری بزرگتر از ماکزیمم تقاضا باشد.

اگر یک ژنراتور مجبور به خروج گردید، ژنراتورهای باقیمانده باید ظرفیت اضافی کافی برای کمبود را جبران نمایند. این ظرفیت اضافی رزرو چرخان (spinning reserve) نامیده می شود. علاوه بر این، باید مقداری ظرفیت تولید وجود داشته باشد که بطور سریع در عرض ۱۰ تا ۱۵ دقیقه وارد شود. این با نام رزرو تکمیلی (supplement reserve) شناخته می شود.

هنوز، اطمینان از قابلیت دسترسی به تولید که بالاتر از تقاضای بار باشد کافی نمی باشد. این توان باید به سمت بارها بدون اضافه بار در خطوط انتقال و رعایت ولتاژ در یک سطح مشخص منتقل گردد.

در نتیجه، داشتن امنیت سیستم قدرت به برنامه ریزی کافی و فرآیند بهره برداری مناسب نیاز دارد. این روش ها همچنان که در بالا توضیح داده شد، برای شرکت های برق ادغام شده عمودی مناسب می باشد که آنها مسئولیت تولید، انتقال و توزیع را برای مشتری ها بر عهده دارند. همچنان که صنعت برق دردنیا در حال تغییر و ترویج رقابت بیشتر می باشد، اما این امر باید بدون مصالحه در امنیت منبع (تامین) انجام شود. بنابراین سه مفهوم امنیت منبع، برجسته تر از بقیه می باشند [۱۲]:

- امنیت کوتاه – مدت تبادل به معنی قابلیت اطمینان سیستم؛
- امنیت بلند - مدت تبادل به معنی سرمایه گذاری کافی در ظرفیت؛
- امنیت انرژی ورودی منبع به معنی تنوع سوخت؛

۳-۲-۱ امنیت کوتاه – مدت تبادل

امنیت کوتاه مدت تبادل یا قابلیت اطمینان سیستم به ظرفیت کوتاه مدت صنعت برق برای پوشش تقاضا در تمام زمانها اشاره می نماید. مفهوم دیگر قابلیت اطمینان، ارائه خدمات جانبی مورد نیاز برای نگهداری ولتاژ و فرکانس در سیستم، و راه اندازی مجدد سیستم پس از یک خاموشی می باشد.

۳-۲-۲ امنیت بلند - مدت تبادل

این مقوله به قسمت ظرفیت برای تولید برق اشاره می نماید. مفهوم بلند مدت این است که آیا سرمایه گذاری کافی در ظرفیت تولید برای پوشش افزایش در تقاضا وجود دارد.

۳-۲-۳ امنیت انرژی ورودی منبع

مفهوم این امر به جدایی سوخت های ورودی به تولید برای دلایل سیاسی یا غیره می باشد. اگر نیاز باشد، دولت شکل های دیگری از انرژی ورودی مانند انرژی هسته ای و انرژی های قابل تجدید را در نظر می کیرد.

۳-۳ قیدهای انتقال و تراکم شبکه

در گذشته، درمحیط ادغام شده عمودی، هر شرکت برق مالکیت فرانشیز ناحیه ای را برعهده داشت که پاسخ گوی آن بود. شرکت های برق، واحدهایشان را ازیک لیست اولویت دیسپاچ می کردند که ناحیه بار فرانشیزشان را اصولاً برای شرایط اضطراری، و زمانی که نیاز به کمک بود از طریق سایر واحدها سرویس دهی می کردند.

همیشه این بهم پیوستگی ضعیف بود. در یک سناریوی رقابتی، مالکان تولید، مسئولیت سرویس دهی بارها را فقط در یک ناحیه جغرافیایی مشخص بر عهده ندارند.

واحدهای تولید، ممکن است برای سرویس دهی بارهای پراکنده جغرافیایی که بوسیله بازار و اقتصاد مشخص شده است، بکار گرفته شوند. یک سطح افزایش یافته انرژی مورد معامله از این طریق روی شبکه انتقال بسیار تأثیر می گذارد.

۳-۴ مسئولیت نظارت بر امنیت سیستم

اپراتورهای سیستم مستقل (ISO) مسئولیت نگهداری امنیت سیستم را بر عهده دارند. اصلی ترین مسئولیت یک ISO اطمینان از بهره برداری سیستم در یک حالت پایدار (در فصل آینده، در مورد نقش ISO در یک بازار رقابتی بحث خواهیم کرد) می باشد.

پایداری سیستم قدرت به عنوان تعادل ورودی مکانیکی از واحدهای تولید به خروجی الکتریکی تولید شده بوسیله سیستم تعریف می شود.

معمولاً عواملی که در پایداری سیستم تأثیرگذارند به دو گروه تقسیم می شوند.

- خطاهای یک خط با خط دیگر، هر سه خط، سه فاز وغیره.
- افت تولید (به خاطر عیب در سیستم الکتریکی یا مکانیکی)

اگر یک سیستم قادر باشد در مقابل پیش آمدها مقاومت نماید، یک سیستم با امنیت در نظرگرفته می شود. پیش آمدها در اثر افت یک واحد تولید یا افت انتقال به وجود آید. رزروها می تواند بر پایه دو عامل متفاوت در نظر گرفته شوند.

- رزروها بر پایه مقدار درصدی از بار سیستم
- رزروها بر پایه بزرگترین پیش آمدها

هردو روش بالا بطور عمده درصنعت برق مورد استفاده قرار می گیرد. در کنار مسئولیت اصلی نگهداری امنیت سیستم ،ISO همچنین مسئولیت دیسپاچ اقتصادی سیستم را برعهده دارد.

پنج مرحله رایج برای حالت های امنیت سیستم [۱۳] به قرار زیرند.

حالت طبیعی :

در مد بهره برداری طبیعی، بارها بوسیله ترکیبی از تولید و منابع تامین خریداری شده تغذیه می شوند. همچنین تمام تجهیزات (ژنراتورها ، خطوط انتقال) در مقادیر نامی طبیعی بهره برداری می شوند.

حالت هشدار (alert) :

حالت هشدار حالتی از سیستم است که تنها یک افت ژنراتور یا خط انتقال، باعث حالت اضطراری سیستم شده است.

حالت اضطراری :

در حالت اضطراری، سیستم امنیت زیادی ندارد. بارها تامین می شوند اما بعضی از تجهیزات سیستم زیر فشار می باشند یعنی در خارج از مقادیر نامی خود بهره برداری می شوند.

در حالت شدید :

در این حالت سیستم امنیت ندارد و همچنین

- بارها تامین نمی شوند.
- سیستم دو تکه / بهره برداری سنکرون ، ممکن است از بین رفته باشد.
- فرکانس سیستم در مقدار نامی و طبیعی نمی باشد.

حالت بازیابی :

در این حالت، سیستم دوباره سنکرون می شود که سرانجام باعث بهره برداری سیستم درمد طبیعی می گردد .

فصل چهار

بهره برداری سیستم قدرت در محیط رقابتی

۴-۱ نقش اپراتور مستقل سیستم (ISO)

اپراتور مستقل سیستم (ISO) یک ماهیت مرکزی در تمام بازارهای مقررات زدایی شده می باشد که اموری مانند مسئولیت تضمین قابلیت اطمینان سیستم و امنیت، تعرفه های انتقال منصفانه و عادلانه، و ارائه برای سایر خدمات سیستم را برعهده دارد. ISO خود خرید و فروش برق را انجام نمی دهد؛ ولی بازار انرژی کلی فروشی را مدیریت می نماید. ISO برپایه پیشنهادات فرستاده شده از مشتری ها و تولید کنندگان، مقدار انرژی که باید هر شرکت تولید یا مصرف نماید، و همین طور قیمت آن انرژی را مشخص می نماید. برای تعمیم، اپراتورهای سیستم، مستقل از مالکان تولید و انتقال می باشند، آنها مالک تولید و شاید سهام انتقال نمی باشند. بنا براین، آن بطور فیزیکی قادر نخواهد بود خدمات جانبی را ارائه دهد . آن دارای حق انتشار اطلاعات و بازیگران بازار ، صدور صورتحساب و تشکیل معاملات تسویه مالی برای بازار می باشد.

ISO سه وظیفه اصلی را بر عهده دارد، نگهداری قابلیت اطمینان و امنیت سیستم، تضمین کیفیت و ارتقاء انصاف و راندمان اقتصادی. برای نیل به این اهداف، ISO می تواند قوانینی را برای معاملات بین مشتری ها و مصرف کننده ها، برنامه ریزی و دیسپاچ ژنراتورها، بارها و خدمات شبکه و بازارهای انرژی تنظیم نماید [۱۴].

نقش اپراتور سیستم حساس می باشد و نیاز است تا ارائه بسیاری از خدمات جانبی را کنترل نماید. برای رعایت خدمات سیستم، اپراتور سیستم تمام تنظیمات مورد نیاز برای کنترل ناحیه را ثانیه به ثانیه می داند. اپراتورهای سیستم فقط بر پایه دانش خود درباره پخش توان و امکان پیش آمدها می توانند برنامه ریزی ولتاژ و رزروهای توان راکتیو را از طریق شبکه انتقال تنظیم نمایند. در شرایط اضطراری، فقط اپراتور سیستم می تواند ولتاژهای مناسب را از طریق شبکه مشخص نماید وبنابراین تنها ماهیتی می باشد که می توانند بصورت مستقیم بهره برداری از توان راکتیو ژنراتور را هدایت نماید.

بنابراین، برنامه ریزی ولتاژ و در نتیجه تزریق و جذب توان راکتیو باید تحت کنترل اپراتور سیستم باشد. موقعیت های مشابه برای خدمات رزرو بهره برداری، عدم تعادل انرژی، ظرفیت راه اندازی پس از خاموشی، و خدمات پایداری شبکه کاربرد دارد. درتمام این خدمات، ISO تنها ماهیت مفید برای تصمیم درباره مقدار هر سرویس مورد نیازمی باشد.

اپراتور مستقل سیستم همچنین نیاز دارد که ارائه فوری کمبود را کنترل نماید زیرا فقط او از مقدار کمبود در آن لحظه آگاه می باشد. در عمل، واحدهای تولید که این خدمات را ارائه می نمایند باید به حد کافی به ناحیه کنترل نزدیک باشند تا تلفات انتقال از نظر هزینه خیلی زیاد نشود. علاوه بر این، ژنراتورها باید برای برآوردن قیدهای انتقال جایابی گردند. برای مثال اگر یک ژنراتور که رزرو چرخان را ارائه می نماید، از نظر مکانی خیلی دور باشد از نظر خط انتقال با محدودیت های ظرفیت انتقال برای سیستم مواجه می شویم، که در نتیجه خروجی آن ژنراتور ممکن است به ناحیه کنترل برای ارائه سرویس تحویل نگردد. ISO درنهایت مشخص می کند که آیا یک ژنراتور در موقعیتی است که برای تحویل یک سرویس مورد نظر قابلیت اطمینان داشته باشد. با داشتن چنین مشخصاتی ، اپراتور سیستم پیش آمدها (یعنی عیب های بالقوه ژنراتورهای متفاوت و عناصر انتقال) را مانند شرایط بهره برداری نرمال در نظر می گیرد.

۲-۴ بازارهای برق در صنعت برق ساختارزدائی شده

بازاریابیهای برق یک نوع جدیدی از شرکتها در صنعت برق می باشد. این بازاریابی به معاملات خرده فروشی و کلی فروشی برق بوسیله شرکت های برق که جدا از شرکتهای قدیمی وسنتی می باشد، انجام می گیرد که مالکیت خطوط توزیع را بر عهده دارند. بازاریاب های برق خرید وفروش را فقط با یک شرکت برقی انجام می دهند. بر خلاف یک شرکت برق، بازاریابها معمولاً مالکیت تولید، انتقال، یا تسهیلات توزیع را برعهده ندارند اما با تکیه بر دیگران تولیدات فروخته شده را تحویل می نماید. بازاریابها همچنین یک گستره بسیار وسیعی از سایر خدمات مانند مدیریت ریسک و خدمات سهامی، و فعالیت هایی مانند دلالان برای هر دوی خریداران و فروشندگان را انجام می دهند. بازاریابها ممکن است از یک شرکت برق و یا سایر بازاریابها خریداری نمایند، و بصورت کلی فروشی ممکن است به شرکت های عمومی و خصوصی، سایر بازاریابها، و فروشندگان دست چندم بفروشند. در سطح خرده فروشی، آنها ممکن است به صنعت، تجارت و استفاده کنندگان دولتی بفروشند.

هدف آنها بدست آوردن سود در سیستم های تامین برق از طریق خرید پائین، فروش بالا، و سود حاصل از مرز بین قیمتهای خرید و فروش می باشد. بنا براین آنها قیمت و ریسک بازار را قبول می نمایند.

فصل پنج

خدمات جانبی

خدماتی که به نگهداری امنیت و کیفیت نیازهای تامین سیستم قدرت کمک مینماید بصورت کلی خدمات جانبی (Ancillary service) نامیده می شود. خدمات جانبی بوسیله تجهیزات و پرسنلی انجام می شود که با تولید، کنترل و انتقال برق در پشتیبانی از سرویسهای اصلی ظرفیت تولید، تامین انرژی، و تحویل توان انجام می شود [۱۵]. مدیریت خدمات جانبی بنا به هر دو دلیل اقتصادی و مهندسی بسیار مهم می باشد.

این خدمات برای بهره برداری مطمئن از سیستم قدرت بسیار ضروری می باشد. به تنهایی برای این دلیل واجب است که آنها در ساختار بازار برای اطمینان از امنیت سیستم ادغام گردند. درباره طبقه بندی خدمات جانبی، دسته بندی های گوناگونی انجام گرفته است.اما مهمترین طبقه بندی درباره خدمات جانبی بوسیله شورای قابلیت اطمینان انرژی الکتریکی آمریکای شمالی (NERC) انجام گرفته است. دراستاندارد قدیمی NERC خدمات جانبی به ۶ دسته اصلی تقسیم شده است. که علاوه برآنها یک سری خدمات جانبی دیگر هم به رسمیت شناخته شده است(جدول ۲ در همین فصل). اما در استانداردجدیدتر این گونه امور با نام خدمات بهره برداری شبکه های بهم پیوسته (Intercinnected operation service) نام گذاری شده است. در این دسته بندی، تمام خدمات جانبی به ۱۲ کلاس تقسیم شده اند. عناوین این خدمات به همراه شرح مختصری ازآنها در ادامه آمده است. ابتدا شرح مختصری درباره دسته بندی از دید (NERC) [۱۶]:

۱) برنامه ریزی، کنترل سیستم و سرویس دیسپاچ

۲) تامین راکتیو و کنترل ولتاژ از سرویس منبع تولید

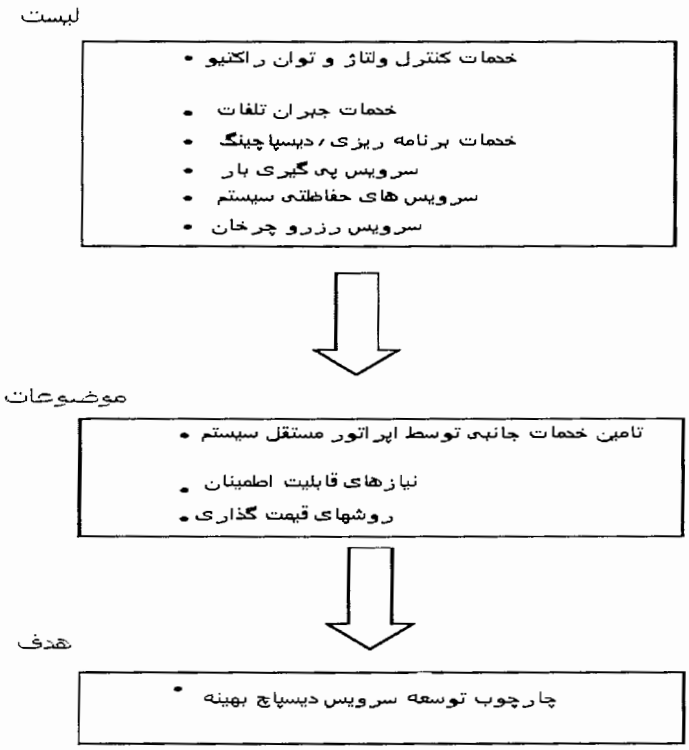
۳) سرویس تنظیم و پاسخ فرکانس

۴) سرویس تعادل انرژی

۵) بهره برداری از رزرو - سرویس رزرو چرخان

۶) بهره برداری از رزرو - سرویس رزرو تکمیلی

در این دسته بندی ۶ سرویس فوق جزء سرویس های اصلی می باشد که برای آنها احتمال وجود بازار کاربردی بیشتر از بقیه سرویسها می باشد. به همین دلیل روی آنها تمرکز بیشتری می شود. از دید NERC انواع دیگری ازخدمات جانبی وجودارد که معرفی می گردد ولی نیازی به توضیح بیشتر برای آنها وجود ندارد (مانند موارد موجود در جدول ۲ و شکل ۱۱).



شکل ۱۱ خدمات جانبی در بازار برق مقررات زدایی شده

این مقاله تحقیق درباره سرویس رزرو چرخان می باشد. سایر خدمات جانبی نیز مهم می باشند. تخصیص مقادیر رزرو چرخان ارزشیابی شده بر پایه تعداد متغیرهای است که بر روی هرینه تأثیر می گذارد. این امر در فصل ۶ بحث خواهد شد.

۵-۱ تشریح سرویس ها

۵-۱-۱ برنامه ریزی، کنترل سیستم و سرویس دیسپاچ

کنترل سیستم از توابع اپراتور ناحیه کنترل تشکیل شده است که (۱) برنامه ریزی واحدهای تولید، منابع انتقال، و معاملات را قبل از نهایی شدن و با سایر نواحی کنترل انجام می دهد و (۲) نظارت و کنترل منابع انتقال و بعضی از واحدهای تولید را بصورت فوری (real time) برای داشتن قابلیت اطمینان. هنگامی که بازیگران بازار بصورت انفرادی بسیاری از توابع دیسپاچ وبرنامه ریزی را حتی با یک ناحیه کنترل دیگر یا یک ماهیت دیگردرناحیه کنترل به کارمی برند، اپراتورناحیه کنترل محلی هنوز یک نقش عمده درتشکیل و پیاده سازی مبادلات بازار دارد. این سرویس همچنین شامل بعدازمحاسبات حقیقی و صورتحساب می شود.

پس بطور خلاصه این سرویس به سه منظور بکارمی رود: a) برنامه ریزی b) تشکیل وپیاده سازی یک فرآیند مبادله باسایر نواحی کنترل c) اطمینان از امنیت بهره برداری درطی معاملات

۵-۱-۲ سرویس کنترل ولتاژ و تامین راکتیو

کنترل ولتاژ، استفاده از تجهیزات سیستم تولید و انتقال برای تزریق یا جذب توان راکتیو برای نگهداری ولتاژ در سیستم انتقال در حوزه مورد نیاز می باشد. دو نوع مختلف از سرویس های تامین راکتیو وجود دارد که بر پایه منبع مورد نیاز برای آن سرویس می باشند.

- تامین راکتیو که نیاز دارد تا ولتاژ سیستم انتقال را پشتیبانی نماید و
- تامین راکتیو که نیاز دارد تا بخش راکتیو بار مشتری را در نقطه تحویل اصلاح نماید.

۵-۱-۳ سرویس تنظیم و پاسخ فرکانس

استفاده از تولیدی که با گاورنرها و تولیدخودکار مجهز شده است تا نگهداری فرکانس برنامه ریزی شده سیستم و تعادل تولید/بار را بصورت لحظه به لحظه در ناحیه کنترل انجام دهد. در هر ناحیه کنترل، یکپارچه سازی بارها باعث نوسان گشتاورها می گردد. پی گیری تغییرات بارها برای نگهداری فرکانس بهم پیوسته برنامه ریزی شده در پنجاه / شصت سیکل در ثانیه (50/60) ضروری می باشد.

۵-۱-۴ سرویس تعادل انرژی

سرویس تعادل انرژی، استفاده از تجهیزات تولید و سوخت برای اصلاح و تنظیم کردن هر اختلافی بین منبع انرژی مشتری و باری که در یک ناحیه کنترل باید تامین گردد، می باشد. عدم تعادل انرژی معمولاً در ساعت های بحرانی، اندازه گیری می شود. این سرویس هر تنظیم اشتباه شبکه در یک پریود از زمان (بطور طبیعی یک ساعت) بین تحویل برنامه ریزی شده انرژی و بار واقعی را اصلاح می کند. درمقابل،

سرویس تنظیم و پاسخ فرکانسی برای تغییرات لحظه ای و آنی در نظر گرفته می شود. این سرویس می تواند بوسیله هر ژنراتوری که به شبکه متصل و از نظر الکتریکی به حد کافی نزدیک به ناحیه کنترل محلی باشد، ارائه گردد. علت نزدیکی ژنراتور هم دراین است که محدودیت های انتقال ازصدوراین توان جلوگیری ننماید.

۵-۱-۵ سرویس رزرو چرخان – رزرو بهره برداری

رزرو چرخان، استفاده از تجهیزات تولید که بصورت online و با شبکه سنکرونیزه هستند، می باشد که باید در کمتر از ماکزیمم خروجی، بارگذاری شده باشند. ومی تواند بصورت فوری در پاسخ به تغییرات فرکانس بهم پیوسته، خروجی را افزایش دهد و همچنین برای اصلاح عدم تعادل تولید/بار که بوسیله وقفه های تولید و انتقال بوجود آمده است، در دسترس قرار گیرد. در اصل، بارهای تحت کنترل اپراتور سیستم به ارائه این سرویس کمک می نماید. این سرویس می تواند بوسیله هر ژنراتور که به شبکه متصل شده است، ارائه گردد که این ژنراتورها از نظر الکتریکی باید به حد کافی نزدیک به ناحیه کنترل محلی باشند تا محدودیت های انتقال از صدور توان جلوگیری نکند.

۵-۱-۶ سرویس رزرو تکمیلی – رزرو بهره برداری

رزرو تکمیلی، استفاده ازتجهیزات تولید و بار قابل قطع می باشدکه می تواند در عرض ۱۰ دقیقه بصورت کامل در دسترس قرار گیرد تا اصلاح عدم تعادل تولید/بار حاصل از وقفه های تولید یا انتقال انجام گیرد. رزرو تکمیلی از رزرو چرخان متفاوت می باشد تنها به این دلیل که به رزرو تکمیلی برای پاسخ فوری در مقابل یک وقفه نیازی نیست.

این سرویس می تواند بوسیله هر ژنراتور که از نظر الکتریکی به حد کافی نزدیک به ناحیه کنترل باشد، ارائه شود تا محدودیت های انتقال از صدور توان جلوگیری نکند. این سرویس همچنین ممکن است شامل ارائه ظرفیت تولید اضافی شود که باید در عرض ۳۰ یا ۶۰ دقیقه بطور کامل در دسترس قرار گیرد و بتواند تا تنظیمات تجاری آنرا نگهداری نماید تا پشتیبانی برای تامین طبیعی برای بار (مثلاً برای دو ساعت) فراهم گردد.

نوع سرویس	توضیح
پی گیری بار	استفاده ازتولید برای جبران تغییرات ساعت به ساعت و روزانه بار سیستم
تامین پشتیبان	ظرفیتی از تولید که می تواند بصورت کامل در عرض یک ساعت در دسترس قرار گیرد ؛ برای پشتیبانی از رزروها و مقاصد تجاری
جایابی تلفات توان اکتیو	استفاده از تولید برای جبران تلفات انتقال از سمت ژنراتورها به بارها
ظرفیت راه اندازی از حالت خاموش سیستم	قابلیت یک واحد تولید برای گذر از حالت خاموشی به حالت بهره برداری بدون کمک از شبکه وسپس برقدار کردن شبکه برای کمک به راه اندازی سایر واحدها پس از یک خاموشی کامل
سرویس های پایداری شبکه	نگهداری واستفاده از تجهیزات ویژه (مانند پایدارسازهای سیستم قدرت و مقاومت های دینامیکی) برای نگهداری امنیت سیستم انتقال

جدول ۲ سایر خدمات جانبی و تعاریف آنها

حال به بررسی طبقه بندی عمومی تر می پردازیم.

دراین دسته بندی خدمات جانبی با نام خدمات بهره برداری شبکه بهم پیوسته (IOS) شناخته و به ۱۲ گروه تقسیم می شوند. که شامل موارد زیر می باشند:

- سرویس تنظیم
- سرویس پی گیری بار (Load following)
- سرویس تعادل انرژی
- سرویس رزرو چرخان
- سرویس رزرو تکمیلی
- سرویس منبع پشتیبان (یدک یا اضافی)
- سرویس کنترل سیستم
- سرویس برنامه ریزی دینامیکی
- سرویس کنترل ولتاژ و توان راکتیو ازمنابع تولید
- سرویس تلفات انتقال توان حقیقی
- سرویس پایداری شبکه از منابع تولید
- سرویس ظرفیت راه اندازی از حالت خاموش سیستم

• تنظیم

ارائه قابلیت تولیدکافی بوسیله تجهیزات AGC (کنترل خودکارتولید) به منظور استمرار تعادل منابع تامین یک ناحیه کنترل با تغییرات لحظه به لحظه بار، برای رعایت استانداردهای کنترلی NERC (شورای قابلیت اطمینان انرژی الکتریکی آمریکای شمالی)

• پی گیری بار

ارائه ظرفیت تولید ومبادله مورد نیاز که تغییرات بار روزانه و ساعت به ساعت را که سرویس تنظیم تحت پوشش قرار نداده است را برآورده نماید.

• تعادل انرژی

این سرویس به عدم تعادل بین انرژی برنامه ریزی شده و انرژی اندازه گیری شده واقعی در نقطه تحویل یا دریافت در مرزهای ناحیه کنترل در یک دوره زمانی اشاره می نماید. هدف از این سرویس، تولیدکمبود انرژی و یا جذب انرژی اضافه درهنگام عدم تعادل، هم برای بار وهم برای تولید می باشد.

• رزروچرخان

ارائه ظرفیت تولیدکه با سیستم سنکرون بوده وبارگذاری نشده است ومی تواند بطورفوری بار را تامین نموده ودرعرض ۱۰ دقیقه کاملاً دردسترس قرارگیرد. این رزرو معمولاً بوسیله یک ناحیه کنترل اداره می گردد.

• رزروتکمیلی

این سرویس به دو منظوربه کار می رود.

۱- ظرفیت تولیدی که نیازی به سنکرون بودن آن باسیستم نمی باشدولی قابلیت سرویس دهی به تقاضا را دارد.

۲- بارقابل قطع که می تواندازسیستم برداشته شود. هردومورد می تواند در ۱۰ دقیقه انجام شود.

• **منبع پشتیبان**

این سرویس، ظرفیت تولیدی می باشد که به دومنظور بکارمی رود.

۱ - جایگزین کردن آن هنگام یک وقفه تولیدیا ایراد درتحویل توان به خاطروقفه درمنابع انتقال

۲- تحت پوشش قراردادن مقداری ازبارمشتری که ازتولیدبیشتراست.

رزروهای (طراحی) ظرفیت، الزام های (قیدهای) ظرفیت نصب شده یا توافقات مشارکت رزروهای (طراحی) ظرفیت، عمده مکانیسم های ارائه سرویس منبع پشتیبان می باشد.

• **کنترل سیستم**

شامل فعالیت های جمعی موردنیاز برای اطمینان از قابلیت اطمینان بهم پیوستگی یک منطقه (مانندآمریکای شمالی)، تا قیدهای انتقال به حداقل برسد وفعالیت های بازیابی درهنگام پیش آمد یااغتشاش هماهنگ شوند.

• **برنامه ریزی دینامیکی**

این سرویس برای اموری مانند اندازه گیری لحظه ای- تله مترینگ – نرم افزار وسخت افزار مهندسی – ارتباطات – مهندسی - ..... وبطورکلی امور الکترونیکی یک ناحیه کنترل انجام می گیرد که هنگام ارتباط فیزیکی یک ناحیه بایک ناحیه دیگر هم انجام می شود.این سرویس برای متناسب یا متعادل کردن تولید و بار در یک ناحیه انجام نمی شود.بلکه بیشتر منظور خدمات پرسنلی و الکترونیکی شبکه می باشد.

• **کنترل ولتاژ وتوان راکتیو ازمنابع تولید**

ارائه توان راکتیو از منابع تولید که بهره برداری سیستم انتقال راپشتیبانی می نمایدوشامل قابلیت تنظیم مستمرولتاژ سیستم انتقال در پاسخ به تغییرات سیستم می باشد.

• **تلفات انتقال توان حقیقی**

جایگزینی تلفات انرژی وظرفیتی که این تلفات را درسیستم انتقال تامین می نماید به همراه سرویس انتقال.

• **پایداری شبکه ازمنابع تولید**

تامین، بهره برداری و نگهداری تجهیزات ویژه، وسائل، نرم افزاریا سیستم هایی که برای نیروگاه ها موردنیاز می باشدتاآنها قادرباشندکه ارائه دهنده انتقال یاناحیه کنترل، قابلیت اطمینان منطقه ای یا زیرمنطقه ای یا NERC را برآورده سازند.

• **ظرفیت راه اندازی ازحالت خاموش سیستم**

این سرویس تشکیل شده است ازتجهیزات تولید فیزیکی که هنگام خاموشی کامل، سیستم می تواند بدون کمک گرفتن ازمنابع خارجی راه اندازی شده و برقدارگردد.

۵-۲ مجزاسازی خدمات جانبی

در گذشته، با شرکت های سنتی و ادغام شده عمودی، دانش هزینه های explicit ارائه این چنین سرویس هایی از هزینه های خدمات جانبی که باید در نقش هزینه های انرژی ظاهر می شدند، کمتر مهم بود. در محیط یک شرکت تجدید ساختار شده، ارائه خدمات جانبی ممکن است از ارائه سرویس اصلی انرژی جدا گردد. در چنین موقعیتی، یک مکانیسم برای قیمت گذاری خدمات جانبی مورد نیاز است. یک مکانیسم منصفانه قیمت گذاری باید ایجاد گردد و سیگنال های قیمت بازار مناسب ارائه نماید تا مشوق ها برای کم کردن هزینه اضافی در مکان وزمان مورد نیاز را تحریک نماید. خدمات جانبی انفرادی در ویژگی هایشان، رقابتشان، ارائه و قیمت گذاریشان باهم تفاوت دارند. بهره برداری از رزروها مانند انرژی بصورت رقابتی از بازار بدست می آید. این امر با یک هزینه ظرفیت و هزینه سوخت در زمانی که سرویس های کنترل ولتاژ/توان راکتیو فراخوانی می شود، مواجه می گردد که این سرویس ها بصورت محلی ارائه می شوند و به یک تعمیم بدست آمده از سیستم قدرت انبوه. زمانی که ژنراتورها در نزدیک خروجی توان حقیقی کامل بهره برداری می شوند و خواسته می شود تا خروجی توان راکتیو را افزایش دهند، هزینه های موقعیت بالا می رود.

این چنین موقعیتی یک کاهش در خروجی توان حقیقی را نیاز دارد. فکر اضافه کردن هزینه های کمبود درآمد از تولید MW به سایر هزینه های بهره برداری و مالکیت مرتبط با VAr هزینه نهایی تامین VAr را نتیجه می دهد.

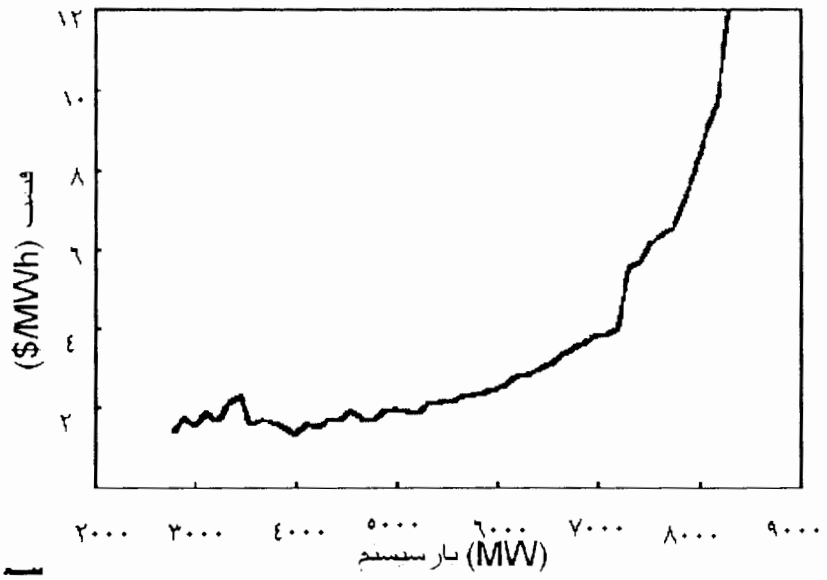
۳-۵ ارزش سرویس جانبی

امروزه، صنعت برق توجه ویژه ای را به این سرویس ها معطوف کرده است. هرچند درصنعت پیشرفت اساسی در شناسایی و تعریف خدمات کلیدی حاصل شده است، امور زیادی برای انجام شدن، باقی مانده است:

- مشخص کردن روش هایی برای اندازه گیری، تحویل، و مصرف این سرویس ها
- شناسایی هزینه ها و فاکتورهای علت – هزینه برای این سرویس ها؛ وتوسعه بازار و کاربردی کردن قوانین برای ارائه و قیمت گذاری آنها.

توسعه متریکی دقیق، اساس مشخص کردن هزینه ها و قیمت گذاری تنظیمات می باشد. این هدف یک وظیفه ساده نمی باشد زیرا بیشتر این خدمات جانبی بوسیله بخشها وتجهیزاتی تولید شده که کالای اصلی برق را تولید می نمایند. بنا براین تولید انرژی و خدمات جانبی با هم بسیار دارای تعامل، گاهی اوقات تکمیل کننده و گاهی اوقات با هم در رقابت می باشند.

همچنان که قبلاً در چکیده ذکر گردید، هدف این مقاله ها پیشنهاد یک متدولوژی می باشدکه قادر باشند تا مسائل متریک مرتبط با بعضی از سرویسها، به خصوص رزرو چرخان را آدرس نماید. تخصیص دقیق مقدار رزرو چرخان در فصل آینده توسعه و تشریح خواهد شد. در مقابل، تغییرات زمانی نمونه روزانه، قیمت های هزینه های جاسازی شده یا هزینه های درون زا (Embedded cost prices)، قیمت های رقابتی برای خدمات جانبی با بارهای سیستم و قیمت های لحظه ای برای انرژی تغییر می نماید.



هزینه مشتری ها از هشت نوع سرویس جانبی به عنوان یک تابع بار سیستم برای یک سیستم شرکت برق فرضی

شکل ۱۲ یک نمونه از هزینه خدمات جانبی آمریکا بر حسب بار

خدمات جانبی انفرادی بطور اساسی در ویژگی هایشان، رقابتشان، ارائه، و قیمت گذاری باهم تفاوت دارند. خدمات جانبی انفرادی برخلاف خدمات جانبی اجتماعی، بیشتر به منظور دسترسی آزاد، انصاف و کاربردی کردن بازار بکار می رود. بهره برداری از رزروها به عنوان مثال می تواند شبیه بازارهای رقابتی ارائه شود. هزینه تامین کننده اصلی برای این سرویس، هزینه موقعیت با فروش های انرژی می باشد؛ هزینه های سوخت کافی تنها زمانی دیده می شود که این رزروها برای پاسخ به افت یک تولیدکننده بزرگ یا وقفه در انتقال فراخوانده شوند.

تزریق و یا جذب توان راکتیو، به عبارت دیگر باید نزدیک به مکانی ارائه گرددکه درآنجا کنترل ولتاژ مورد نیاز است. بنابراین ممکن است که انعطاف پذیری برای خلق بازارهای رقابتی برای این سرویس ها بوجود نیاید. بلکه قیمت گذاری و ارائه کنترل ولتاژ ممکن است که بصورت سنتی تداوم یابد.

۴-۵ مسئله رزرو تولید

در آمریکا قبل از مقررات زدایی، شرکت های برق برای ظرفیت تولید جدید تحت قوانینی برق را ارائه می دادند که به آنها اجازه پوشش قیمت ها با حداقل یا بدون ریسک را داده بود. بعد از مقررات زدایی، شرکت های برق مسئولیتی برای اضافه کردن ظرفیت تولید خود را ندارند. تهیه کنندگان مستقل، پروژه های تولید را بر پایه اطلاعات بازار طراحی می نمایند. نیروگاه های برق سیکل ترکیبی دارای راندمان بیشتر و تمیزتر از نیروگاه های حرارتی سوخت فسیلی قدیمی می باشند. نیروگاه های رایج امروزی، یک رقابت زمانی سخت با نیروگاه های جدید دارند؛ علاوه براین، بیشتر نیروگاه های قدیمی تقریباً هزینه ثابتشان کاهش یافته است.

در یک سیستم قدرت درحال بهره برداری، تمام ژنراتورها واقعاً یکدیگررابرای انجام وظیفه تولید پشتیبانی می نمایند. به عنوان مثال، واحد اصلی معمولاً در بیست وچهار ساعت روز و در طی سال در یک ارزش ثابت تولید می نماید. بعضی دیگر از واحدها در زمان پیک بهره برداری می شوند ودر زمان غیر پیک از مدار خارج می شوند؛ حتی در بین آنها باید تولیدشان را بطور دقیقه به دقیقه برای پی گیری بار تغییر دهند. واحد اصلی معمولاً رزرو را انجام نمی دهد. سایر واحدها باید ظرفیت برای رزرو سیستم را ارائه نمایند. علاوه براین، هزینه ثابت بین انواع مختلف نیروگاه ها ممکن است از یک فاکتور تا ده فاکتور تغییر

نماید. هزینه نگهداری و تعمیرات هر واحد همچنین در یک محدوده وسیع تغییر می نماید. شرکت های برق نمونه فقط درباره هزینه نهایی تولید و مقدار کلی تولید اعتراض دارند. واقعاً آنها حتی درباره آن اعتراضی ندارند زیرا تحت یک سیستم سنتی، شرکت ها هزینه و تنظیمات را از کمیسیون های عمومی دریافت می نمایند. تحت مقررات زدایی مهمترین چیز، تحریک رقابت بین تمام ژنراتورها در سیستم می باشد. هزینه هر واحد در زمان واقعی ، اساس مقررات زدایی سیستم های برق می باشد.

فصل شش

رزروهای اضطراری

۶-۱ هدف رزرو

رزروهای زمان حادثه (اضطراری)، خطوط دفاعی سیستم ها در مقابل کمبود تولید می باشد که در اکثر موارد علت آن وقفه در انتقال یا تولید می باشد. آنها بوسیله واحدهای تولید ارائه می شوند که می توانند خیلی سریع خروجیشان را افزایش دهند.

رزروهای زمان حادثه شامل دو مولفه رزرو چرخان و رزرو تکمیلی می باشند. منابع رزرو چرخان باید بصورت online و با شبکه سنکرون باشند، در کمتر از خروجی ماکزیمم بارگذاری شده باشند، به تغییرات فرکانس سیستم پاسخ داده و قابلیت پاسخ به یک وقفه را بصورت فوری با یک پاسخ کامل در ۱۰ دقیقه دارا باشند[۱۹].

رزرو تکمیلی (گاهی اوقات رزرو غیر چرخان نیزنامیده می شود) همان رزرو چرخان می باشد فقط با این تفاوت که نیازی به پاسخ فوری در آنها نمی باشد. به عبارت دیگر در منابع رزرو تکمیلی نیازی به online یا سنکرون با شبکه، یا تولید انرژی در زمان فوری نمی باشد. رزرو تکمیلی می تواند از سوی مشتریها نیزارائه گردد. که آنها با قطع مصرف خود، موجب بهبود پایداری شبکه می شوند.

۶-۲ رزرو چرخان

رزرو چرخان مقدار تولید قابل دسترس به منظور بازیابی سریع سیستم پس از یک وقفه می باشد. رزرو چرخان همیشه در بین چندین واحد تقسیم می گردد، هم به دلایل قابلیت اطمینان و هم برای ارائه

سرعت کافی در رزرو چرخان تا به جلوگیری سیستم ها از بارهای برنامه ریزی شده در وقفه های تولید و خطای بار پیش بینی شده کمک نماید. بنا براین برنامه ریزی دیسپاچ بهینه افزایش می یابد، اما در انتها مشتریها باید قیمت بالاتری را برای برق با امنیت بیشتر بپردازند. در زمینه رزرو چرخان، هزینه ارائه رزرو چرخان کافی می تواند در مقابل هزینه یک بار برنامه ریزی شده یک مشتری مقایسه گردد.

هرچند محاسبه تلفات سیستم های برق برای مشتری های متفاوت مشکل است، بیان قیمت جریمه قانونی بوسیله دولت، ساده تر می باشد. یک قیمت جریمه، برای جبران سازی کمبود توان در سیستم مورد نیاز می باشد. با در نظرگرفتن جریمه مالی، ISO آنرا با رعایت ریسک و هزینه بارهای برنامه ریزی شده، مقایسه دیسپاچ های گوناگون برای برآوردن امنیت سیستم با ملحوظ کردن هزینه بهره برداری، ارزیابی می نماید. بنا براین درجه مشخصی از امنیت سیستم، تضمین می گردد. همیشه یک افزایش در هزینه بهره برداری برای افزایش در سطح امنیت بوجود می آید.

ظرفیت رزرو چرخان، هزینه بهره برداری را به این علت که برق در زمان عدم نیاز برای مشتری قابل ذخیره سازی نمی باشد، افزایش می دهد. ظرفیت رزرو چرخان، تنها در زمان وقوع حادثه و یا هنگامی که سیستم قادربه بازیابی پایداری یا خطای پیش بینی بار عمده نمی باشد، مورد استفاده قرار می گیرد.

اخیراً بیشتر شرکتها خودرا با یک روش انطباق داده اند که بر مبنای آن درصد مشخصی از رزرو چرخان بر پایه وقفه بزرگترین واحد تولید در نظر گرفته می شود. به خاطر این حقیقت که بهره برداری سیستم برق دارای یک طبیعت تصادفی می باشد، مانند پیش بینی بار و میزان وقفه ژنراتور، بنا براین تکنیک احتمالات[۲۰] برای محاسبه رزرو چرخان به کار گرفته می شود. از این تکنیک، شاخص ریسک یا در مدارقرارگرفتن واحدها (Unit commitment) بدست می آید و از بوجود آمدن تعرفه های زیادی و غیر ضروری برای مشتری جلوگیری می شود.

پیش بینی بار دقیق و میزان وقفه ژنراتور یک واحد در مدار قرار گرفته، تکنیک احتمالات را برای بدست آوردن یک شاخص ریسک بیان می نماید. یک شاخص ریسک بهینه برای دیسپاچ برنامه ریزی قابل فهم می باشدو از رزرو چرخان بیشتر از حد لازم جلوگیری می نمایدکه معنی آن هزینه های بهره برداری بیشتر می باشد. اگر برای هر مورد، رزرو بزرگ باشد مسئله de_committe یک ژنراتور بهتر قابل برآوردن می باشد. بنابراین ISO زمان افزایش قیمت را پیش بینی می نماید، و از آن به عنوان یک عامل مهم در حراج برای شناسائی ملزومات رزرو استفاده می شود.

۶-۳ رزرو چرخان برای صنعت برق قانونمند شده (Regulated)

قبل از مقررات زدائی، مقدار استاندارد برای این منبع معمولاً بر پایه بزرگترین حادثه انتخاب می گردید (همیشه بزرگترین واحد در مدار). در مورد سیستم قانونمند، بیشترین کارهای مشترک رزرو چرخان شامل موارد زیر می باشد [۴]:

• توربین گاز، واحدهای آبی برای تامین رزرو چرخان به خاطر قابلیت تنظیم خیلی سریعشان طراحی می گردد.

• ژنراتورها برای ارائه رزرو چرخان باید بصورت on_line به تولید برق بپردازند.

• مقدار رزرو چرخان که یک ژنراتور می تواند ارائه نماید ظرفیت تولیدی می باشدکه کمتر ازخروجی واقعی است.

در یک محیط قانونمند، تمام مشتری ها برای کمبود رزرو چرخان که قسمتی از ظرفیت تولید سیستم می باشد، پول پرداخت می نمایند که آن می توانددرحال اجرا یا در حالت « رزرو » باشد اما تولید توان ندارد

که می تواند برای پوشاندن هزینه بهره برداری تجهیزات فروخته شود. در هنگام وقوع یک خطا یا تقاضای زیاد، این ظرفیت بیکار می تواند بوسیله گرفتن سوخت بیشتر به کارگرفته شود. قابلیت آنی برای تبدیل رزرو چرخان به تولید خود به انجام پایداری سیستم کمک می نماید و یک عامل مهم برای پیش بینی قابلیت اطمینان تامین سیستم می باشد. تنها در سی سال پیش، رزروهای چرخان در حدود ۲۵٪ تا ۳۰٪ رایج نبود.

۶-۴رزرو چرخان برای صنایع برق مقررات زدائی شده

در یک محیط مقررات زدائی شده، رزروهای چرخانی که تولید توان ندارندبه عنوان کمکی و جبران کمبود در نظر گرفته می شوند. و همچنین رزروهائی که درحال بهره برداری می باشند، ظرفیت تولید درحالت آماده (standby) را دارا می باشند که می توانند در عرض ۱۵ دقیقه در مدار قرار گیرند. اگر قوانین دولتی یک درصد مینیمم از رزرو را معین نماید، اپراتورها تشویق می شوند که سیستم را در نزدیک ظرفیت ماکزیمم ممکن بدون رزرو یا با رزرو بهره برداری کنترل نمایند.

امکان داردکه تعداد ارائه دهندگانی که درزمان قیمت بالا، فروش می نمایند، افزایش یابد، و ارائه دهندگان رزرو از اجباردرحالت رزرو چشم پوشی نموده و ازحالت « ظرفیت رزرو » به حالت « تولید توان » در آیند. برای پرهیز از این گونه پیش آمدها تمام معاملات رزرو در حال بهره برداری باید به اپراتور مستقل سیستم گزارش شود و ISO نیاز دارد تا شرایط بهره برداری از واحدهای رزرو را نظارت نماید.

برای مثال، اگر یک ژنراتور با ظرفیت 600 MW طراحی شده است تا 100 MW رزرو را ارائه نماید و آن واحد در بعضی از لحظات 550 MW تولید نماید، در این حالت ISO می تواند تجاوز آن را اعلام نماید. یک پیشنهاد در این گونه امور (تجاوز از حد) جریمه قیمت بازار لحظه ای برای کمبود رزرو می

باشند. برای انجام کامل چنین نوعی از فرآیندهای اثبات، اطلاعات ژنراتور و تله متری خوب بسیار مهم می باشند.

۶-۵ سهم مقالات در تخصیص رزرو چرخان

برای جلوگیری تذکر قاطع در بخش فوق ، تشویق برای ارائه دهندگان رزرو چرخان در نظر گرفته می شود. قیمت گذاری رزرو چرخان باید در ساختار بازار ادغام گردد. بنابراین مولف این مقاله یک الگوریتم ریاضی را توسعه داده است که هزینه رزرو چرخان را برای بار معادل در یک پریود ۲۴ ساعتی مشخص می نماید. این مقاله همچنین یک متدولوژی برای بهینه سازی دیسپاچ رزرو چرخان با قیدهای سیستم قدرت را توسعه داده است. بخش آینده مدل ریاضی بازار را با جزئیاتش توضیح می دهد.

۶-۶ طراحی یک مدل ریاضی بازار

این مقاله طراحی یک مدل بازار از انرژی و تامین خدمات جانبی ادغام یافته با تاکید عمده بر روی دیسپاچ هماهنگ شده قدرت و سرویس رزرو چرخان را ارائه می نماید. یک الگوریتم جدید تسویه بازار توسعه داده شده است تا پرداخت کلی اپراتور سیستم را با نگهداری امنیت سیستم، مینیمم نماید. امنیت بوسیله در نظرگرفتن پرداختی انرژی و هزینه، همراه احتمالات پیش آمدها، رزرو چرخان و تلفات بار برای یک لیست از پیش آمدهای قابل اعتبار، انجام می گردد.

برای رزرو اضطراری (رزرو چرخان)، ما روی تعداد و سایز وقفه های اجباری، بار سیستم به اضافه خطوط انتقال عمده متمرکز می شویم. ما ازاین داده ها که باتابع هدف همراه شده بود برای بهینه سازی

تخصیص رزرو چرخان و توسعه هزینه های رزرو چرخان استفاده کردیم. فرمولاسیون تابع هدف در یک ساختار بازار در بخش آینده بحث خواهد گردید.

بااین وجود مشتریهای خرده، درانتها تمام هزینه های تولید، انتقال، وتوزیع را پرداخت می نمایند وبهره موثر واقعی ممکن است در شارژ رزرو چرخان بدست آید. شارژ رزروهای چرخان، سرمایه گذاران و مالکان تولید را تشویق می نماید تامعامله بین صورت حسابهای برق بالاتررابا وقفه های اجباری کمتربهینه نمایند. بنا براین یک مدل ریاضی بازار پیشنهاد شده است تا این هزینه ها را برپایه تعداد وقفه های اجباری، هزینه انرژی موردانتظار تامین نشده (EENS) و مقداربارازدست رفته (VOLL) تعیین نماید. مطالعه چند مورد انجام شده است تا کارآیی و مفید بودن روش پیشنهادی در بخش آینده را نشان دهد.

۶-۷ بازار دیسپاچ رزرو چرخان – انرژی

بازار پیشنهادی رزرو چرخان، ادامه یک ساختاربازار پول، مانند بازارلحظه ای برق دراسترالیا می باشد. انرژی و خدمات رزرو چرخان هر دو بوسیله ISO از روش متمرکزتامین می گردد که حراج یکنواخت یا معکوس (uniform or reverse auction)، با نامهای شرکت کنندگان مشتری در نظرگرفته نشده است. در چنین بازاری، تولیدکننده ها اجازه دارند تا پیشنهادات و قیمت های انرژی و خدمات رزرو چرخان را جداگانه بفرستند. ISO در شارژ درمدار قرارگرفتن نمی باشد، وتولیدکنندگان مسئولیت معامله بین قیمت و کمیت انرژی و تامین رزرو چرخان را بر عهده خواهندگرفت. ISO بازار را بر پایه یک فرایند بهینه سازی با قید امنیت تسویه می کند تا پرداخت انرژی و رزرو چرخان. و هزینه انرژی مورد انتظار مصرف نشده (EENS) را حداقل نماید.

درهرمرحله ازپیشنهاددهی، ISO قیمتها و پیشنهادات، مقادیر ramping و ماکزیمم ظرفیت قابل دسترس تولیدکنندگان را دریافت می نماید. تقاضای سیستم برای یک پریود پیشنهادی نیز شناخته می گردد. یک لیست از K پیش آمد معتبر و احتمالات آنها ارزیابی می گردد. این احتمالات ممکن است شامل افزایش ناگهانی در تقاضای سیستم، یک وقفه تصادفی یا اجباری ژنراتور و یک وقفه درخط انتقال باشد.

تابع هدف (۶-۱)، مینیمم سازی هزینه نهایی را همراه درنظرگرفتن قیدهای مربوطه درحال بهره برداری سیستم را بیان می نماید. تسویه بازار بر پایه تابع هدف ذیل انجام می شود.

$$\underset{P,S}{MIN}\{\beta^T P_g + v^T (P_{d\max} - P_d) + c^T * S\} \qquad (۱-۶)$$

در اینجا P_g و S به ترتیب مقادیر توان های ژنراتورها و رزرو چرخان آنها، P_d توان بارها، β, v, c به ترتیب هزینه های تولید توان ژنراتورها، هزینه خاموشی، هزینه رزرو چرخان می باشد. هزینه انرژی مصرف نشده در پیش آمدها، شامل بهینه سازی می شودکه به عنوان تولید انرژی مورد انتظار مصرف نشده EENS(k) و یا در اینجا به عنوان کاهش بار (load reduction) شناخته می شود. از طراحی سیستم قدرت، EENS در مطالعه ما به عنوان مقدار بارزدایی مورد نیازی معرفی می شود که پایداری سیستم را در یک پیش آمد محافظت نماید. EENS(k) مشخصاً به سطح رزرو سیستم و ظرفیت وقفه درهر مورد ارتباط دارد. در روش ما، EENS به صورت ساده به عنوان ظرفیت وقفه بدترین مورد (وقفه بدون رزرو چرخان) کمتر از رزرو چرخان کلی ارائه شده در هر پیش آمد مدل گردیده است. ارزش بار از دست رفته (VOLL) برای محاسبه در هزینه تلفات بار در واحد زمان برابر با هزینه خاموشی معرفی می شود.

یک تعداد از قیدها در فرآیند بهینه سازی برای اطمینان از توزیع عدم تجاوز سیستم در نظر گرفته می شود.

قیدهای پخش توان

$$0 = P_i - V_i \sum_j V_j (G_{ij} \cos\delta_{ij} + B_{ij} \sin\delta_{ij}), i = 1,2,.....N_B - 1 \qquad (۲-۶)$$

$$0 = Q_i - V_i \sum_j V_j (G_{ij} \sin\delta_{ij} - B_{ij} \cos\delta_{ij}), i = 1,2,....N_B - 1 \qquad (۳-۶)$$

محدودیت های ظرفیت انتقال

$$|S_l| \le S_l^{\max} \qquad (۴-۶)$$

محدودیت های ظرفیت تولید

$$P_i^{\min} \le P_i \le P_i^{\max} \qquad (۵-۶)$$

$$Q_i^{\min} \le Q_i \le Q_i^{\max} \qquad (۶-۶)$$

محدودیت های رزرو چرخان

$$0 \le SR_i \le SR_i^{\max} \qquad (۷-۶)$$

محدودیت های ظرفیت واحد

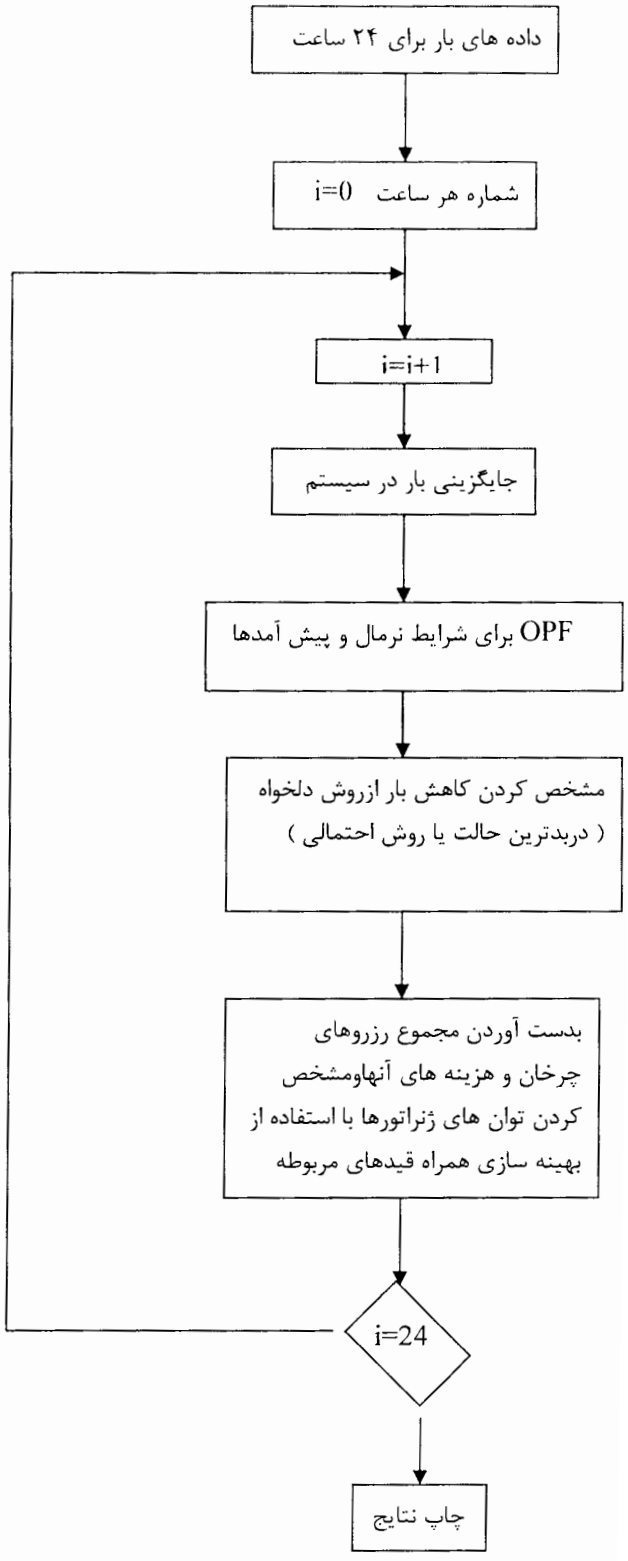
$$P_{ik} + SR_i \le P_i^{\max} \qquad (۸-۶)$$

باید ذکر شود که بعضی از این قیدها ازپیشنهادات تولید کننده بدست می آیدکه ازروی قصدکنار گذاشته شده است، به عنوان مثال $P_i^{\max}$ و $SR_i^{\max}$. علاوه براین قید (۷) برای جلوگیری از دیسپاچ بیش از حد رزرو چرخان اضافه می گردد.

$$\sum_i^I SR_i \le Max(P_i) \qquad (۹-۶)$$

۶-۸ شبیه سازی

تابه این قسمت بیشتر درباره مفاهیم اصلی امنیت سیستم قدرت صحبت کردیم. همچنین درباره خدمات جانبی وانواع آن بحث گردید. ازآنجاکه خدمات جانبی در ساختار بازار برق وارد شده است ارائه مکانیزم هایی برای کاربردی کردن آنها در بازار انرژی بسیارضروری به نظر می رسد. که عمده تحقیقات در این زمینه دنبال می شود. از بین انواع خدمات جانبی، برای سرویس رزروچرخان یک بازار مستقل به وجودآمده است. برای توان راکتیو تاحدودی بازار خرید وفروش تشکیل شده است. ولی برای سایر خدمات جانبی تقریباً هیچ بازار یا بورسی وجود ندارد وهنوز به صورت نظری پیگیری می شود. به همین دلیل دراینجا شبیه سازی برای امنیت سیستم قدرت بادرنظرگرفتن رزروچرخان انجام شده است. برای شبیه سازی یک شبکه ۹ باس و ۳ ژنراتور به همراه ۳ بار در نظرگرفته شده است. با استفاده از داده های شبکه برنامه پخش بار به روش پخش بار dc نوشته می شود. برای ساعتهای متفاوت، مقادیر بارها تغییر می نماید. درهرساعت پخش توان بهینه را برای شرایط طبیعی و پیش آمدها انجام می دهیم. درنتیجه مقدار انرژی تامین نشده تحت شرایط اضطراری بدست می آید. مقدار انرژی مورد نظر برای رزروها می تواند بیشترین کاهش بار (انرژی تامین نشده) برای هرساعت ویا معدل گیری از آنها (معمولاً به روش احتمالات) باشد. حال بااستفاده از کاهش بار، مقادیر رزروها وتوان های ژنراتورها را بااستفاده از بهینه سازی بدست می آوریم. فلوچارت مراحل شبیه سازی به ترتیب زیر می باشد.

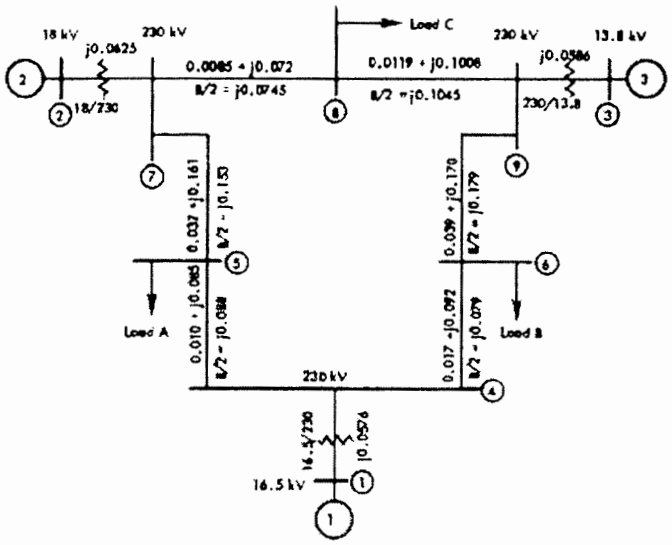

داده های بار برای ۲۴ ساعت
شماره هر ساعت i=0
i=i+1
جایگزینی بار در سیستم
OPF برای شرایط نرمال و پیش آمدها
مشخص کردن کاهش بار ازروش دلخواه
(دربدترین حالت یا روش احتمالی)
بدست آوردن مجموع رزروهای
چرخان و هزینه های آنهاومشخص
کردن توان های ژنراتورها با استفاده از
بهینه سازی همراه قیدهای مربوطه
i=24
چاپ نتایج

درشبیه سازی سیستم ۹ باس، سه پیش آمد احتمالی که از بقیه مهمتر می باشد، مورد مطالعه قرار گرفته است. که عبارتند از:

۱- وقفه تولید مربوط به ژنراتور اول

۲- وقفه تولیدمربوط به ژنراتور دوم

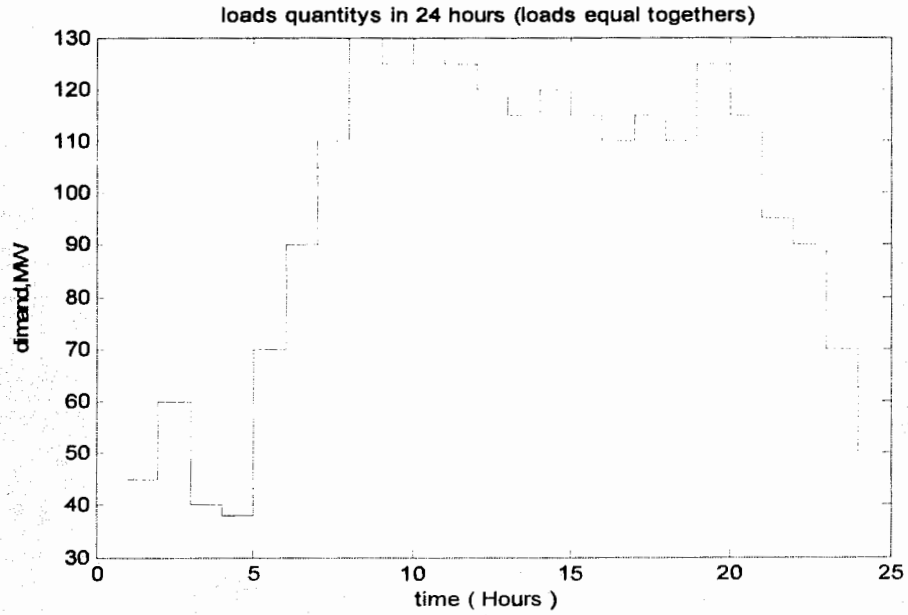
۳- وقفه تولید مربوط به ژنراتور سوم



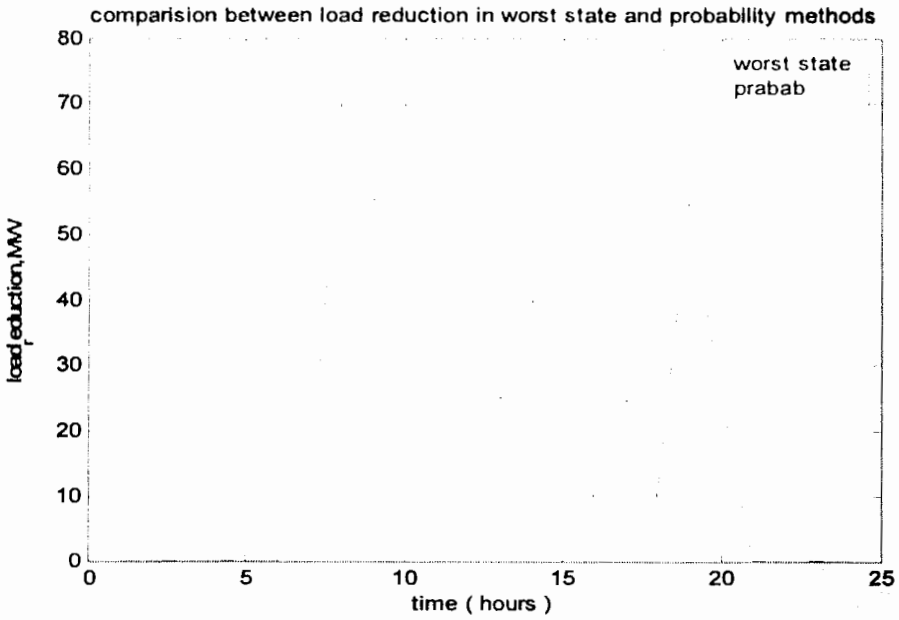
شکل ۱۳ سیستم ۳ ژنراتور و ۹ باس

نتایج

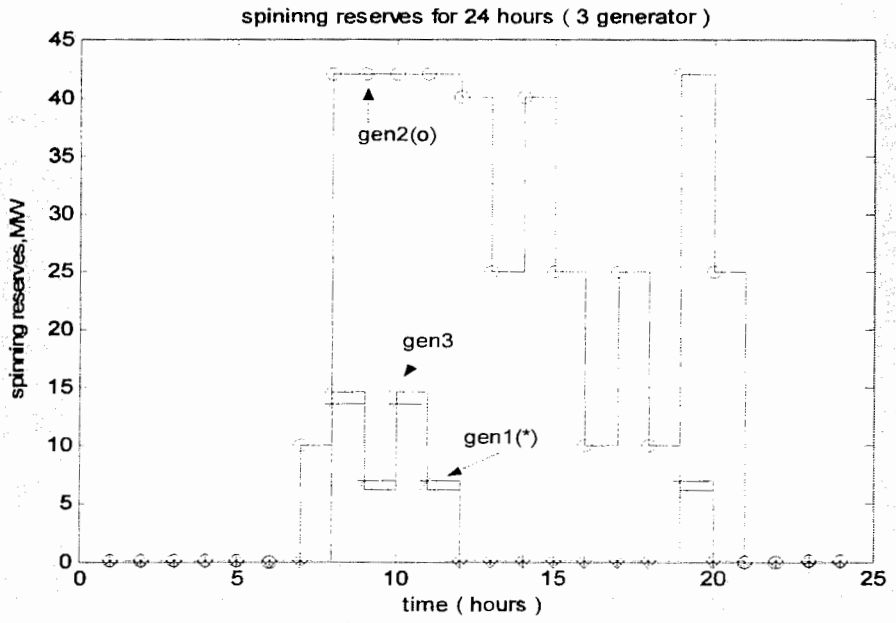
با توجه به نمودارهایی که در ادامه می آید، مشاهده می شود که هنگام به وجودآمدن پیش آمدهای فوق تمام بارهاتغذیه شده وپایداری شبکه حفظ می شود. نتیجه مهمتر این که قیمت رزرو چرخان با توجه به تغییرات بار ومتعاقب آن تولید شبکه، تغییر می نماید. ازنظرمنطقی نیز طبیعی به نظرمی رسدکه درهنگام افزایش بار ودرنتیجه کاهش دسترسی به تولید، قیمت رزروچرخان افزایش یابد و بالعکس. که در نمودارهای بدست آمده نیزبه روشنی قابل مشاهده می باشد.



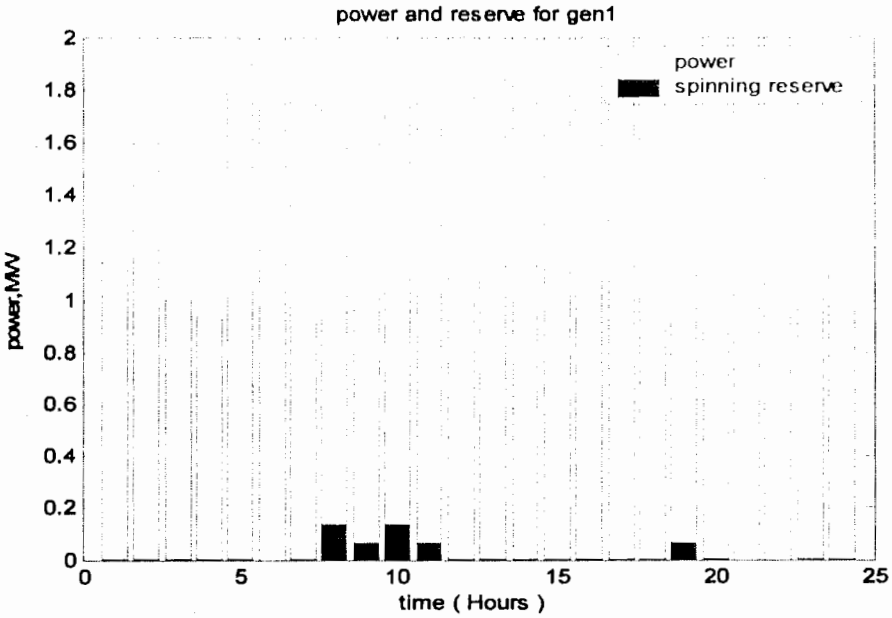
شکل ۱۴ مقادیر بار برای ۲۴ ساعت (بارها با یکدیگر برابرند)



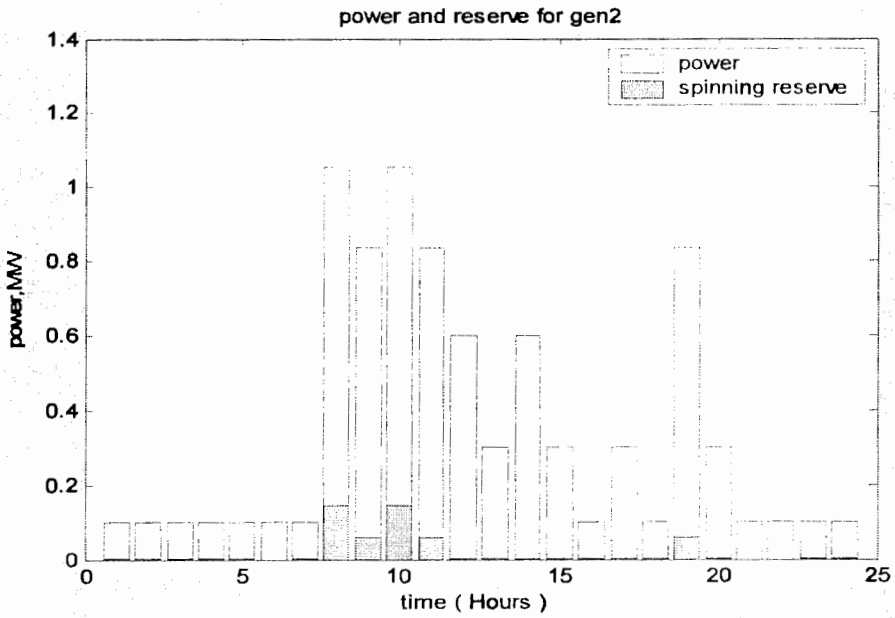
شکل ۱۵ مقدار بار کاهش یافته (انرژی تامین نشده) بااستفاده از دو روش



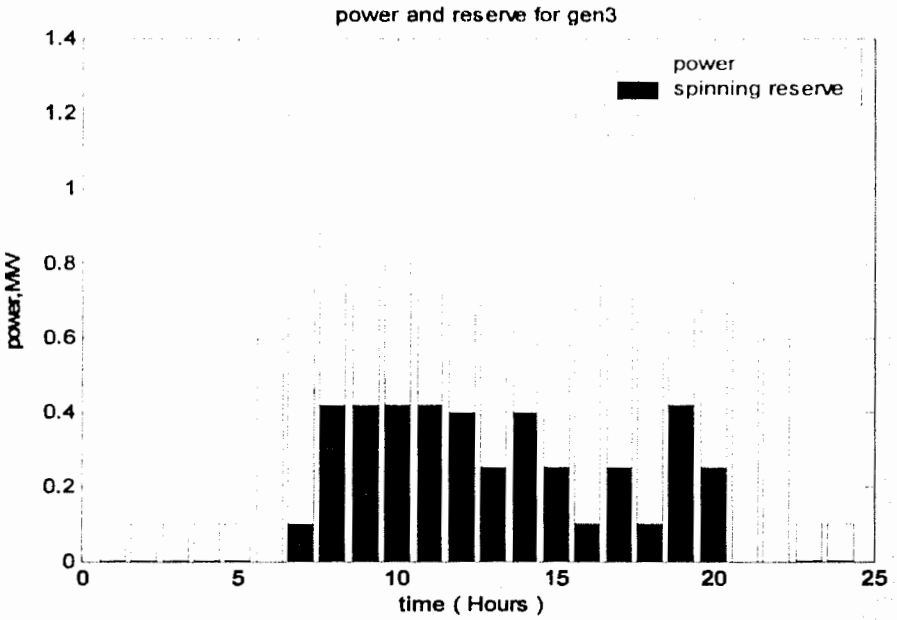
شکل ۱۶ مقادیر رزروهای ژنراتورهابرای ۲۴ ساعت



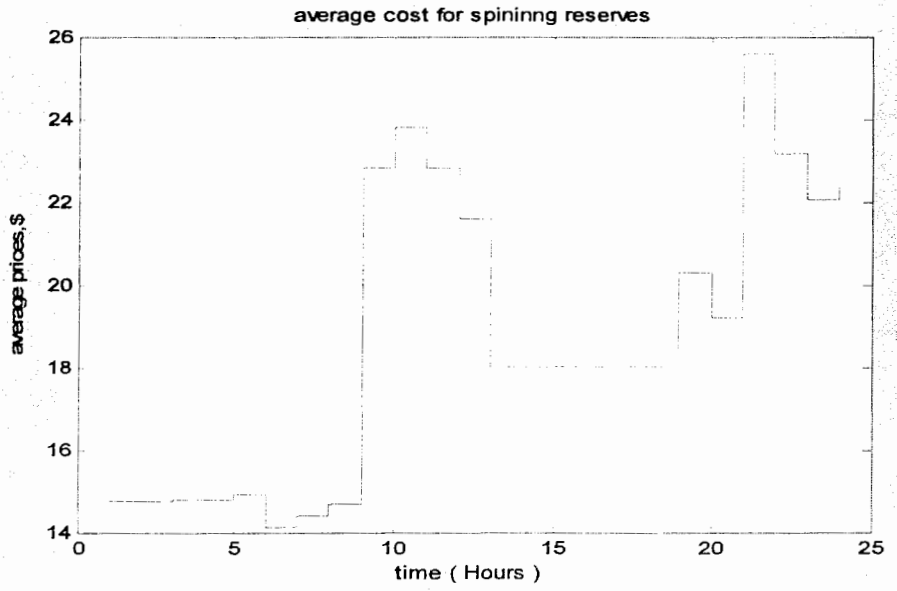
شکل ۱۷ توان تولید شده و رزرو مورد نیاز برای ژنراتور اول



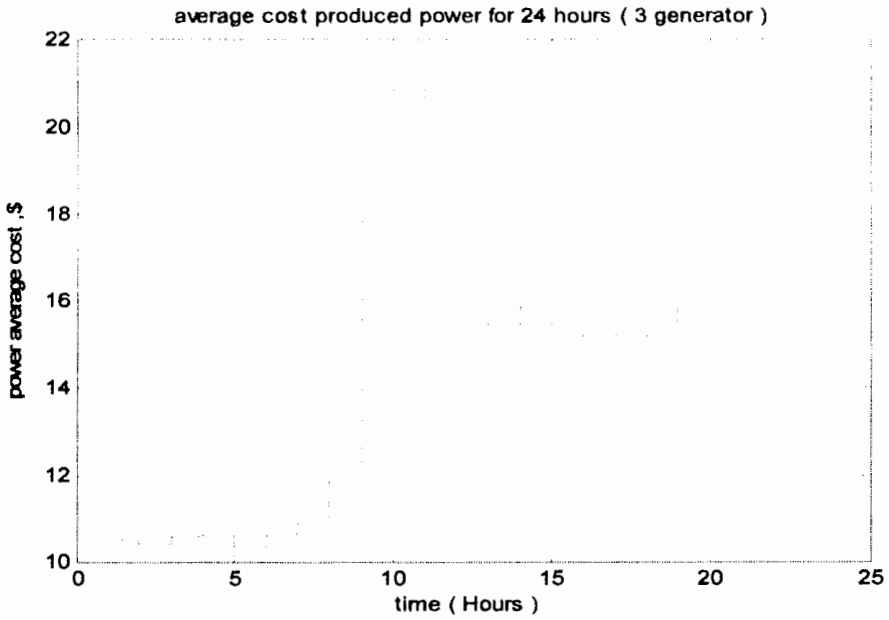
شکل ۱۸ توان تولید شده و رزرو مورد نیاز برای ژنراتور دوم



شکل ۱۹ مقدار انرژی تولید شده و رزرو مورد نیاز بوسیله ژنراتور سوم



شکل ۲۰ هزینه متوسط رزرو چرخان در یک شبانه روز



شکل ۲۱ هزینه متوسط تولید توان در یک شبانه روز

برنامه مربوط به این روش با نام OPFDC در ادامه ودرضمیمه۱موجودمی باشد. البته در روش پخش بار dc برای بهتر نشان داده شدن نتایج ضرایب توان ژنراتورها و بارها کمی تغییر داده شده است. هم چنین برای روابط هزینه ژنراتورها که بصورت چند جمله ای درنظر گرفته می شود (a*P^2+b*P+c) . در این روش با تقریب، بصورت خطی وبصورت (b*P) انجام شده است. درنمودارهای بدست آمده، مشاهده می شودکه مقادیر رزروهای چرخان و تکمیلی با مقادیر بار رابطه مستقیم دارد. آنجائی که مقدار بار زیاد است، مقدار رزرو چرخان در نظر گرفته شده هم زیاد است و بالعکس. دربرنامه پخش توان به روش dc روش کار بدین صورت است که ابتدا برای هر ساعت با مقدار بار داده شده پخش توان بهینه را بدست می آوریم.

پس از آن سه وقفه ژنراتورها را اعمال می نماییم ودر هر مرحله مقدار بار کاهش یافته (load reduction) را به عنوان مجموع رزروهای چرخان وتکمیلی در نظر می گیریم. که البته مقادیر رزروها با استفاده از قیمت های آنها به روش بهینه سازی بدست می آید. از بین این چهار حالت (در هر ساعت پخش توان بهینه بدون وقفه و باوجود سه وقفه) بدترین حالت به عنوان حالتی که برای رزرو چرخان درنظرگرفته می شود، بدست می آید. البته می توان از روش احتمالات نیز برای این منظور استفاده کرد. هر ژنراتور می تواند حداکثر تا ۳۰٪ ظرفیت خودرابه رزرو چرخان اختصاص دهد. بیشترازآن مجاز نمی باشد.

Reference

1. Buono, D. and M. A, *The Deregulation of Electricity Markets: Promise Made, Challenges Faced.* 2000.

2. Spancake, L.R., *The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update.* Energy Information Administration, December 1996(DOE/EIA-0562(96)).

3. Budhraja, V.S., *Competitive Electricity Markets Electricity Markets -Customer Needs and Power Technology Customer Needs and Power Technology.* February 2001.

4. Raul, R.A., *Ancillary and Balancing Services under Deregulation.* 2002.

5. Wood, A.J. and B.F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control.* 1996: John Wiley & Sons.

6. Bhattacharya, K., *Operation of Restructured Power Systems.* 2001: Kluwer Academic Publisher.

7. Rothwell, G., *Electricity Economics : Regulation and Deregulation.* 2002: Wiley Interscience.

8. *National Electricity Market Management Company, NEMMCO.* http://www.nemmco.com.au.

9. Schweppe, F.C., et al., *Spot Pricing of Electricity.* 1988: Klumer Academic Publishers.

10. Control, A.S., *Operational Planning Seminar Notes.* ABB System Control, (March 12-14 1996).

11. Bose, A., *Power System Security.* 1998(WA 99164-2752).

12. *Electricity market reform : an IEA handbook / International Energy Agency.* 1999: Paris : OECD/IEA.

13. Lateef, M.S., *Cost calculation of ancillary services inculding system security, automatic generation control and reactive power.* 1997.

14. Varaiya, P. and F. Wu, *A Minimal Independent System Operator.* Proceedings of the Thirtieth Hawaii International Conference, 1997(5 , 7-10): p. 602 -607 vol.5.
15. Dario, B.S., *Accurate Calculation of Power Systems Ancillary Services.* 2000.
16. *Glossary of Terms.* North America Electric Reliability Council, August 1996.
17. Hirst, E. and B. Kirby, *Ancillary Services: The Forgotten Issue.* Electric Perspectives, July-August 1998: p. 22-32.
18. Hirst, E., *Electric-Industry Restructuring.* http://www.ehirst.com/ancillaryservices.htm, 2000.
19. HIRST, E., *Allocating Costs of Ancillart Services:Contingency Reserves and Regulation.* June 2003.
20. Billinton, R. and R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems.* Plenum Press, 2nd Edition, 1996.
21. Somuah, C.B. and N. Khunaizi, *Application of linear programming re-dispach technique to dynamic generation allocation.* IEEE Transactions on Power System, Feb 90: p. pp. 20-26
22. Lee, F.N. and A.M. Breipohl, *Reserve constrained economic dispatch with prohibited operating zones.* IEEE Transactions on Power Systems, Feb 93: p. pp. 246-254.
23. Chowdhury, N.A. and R. Billinton, *Risk constrained economic load dispatch interconnected generating system.* IEEE Transactions on Power Systems, Nov 90: p. pp. 1239-1247.
24. Sheble, G.B., *Real-time economic dispatch and reserve allocation using merit order loading and linear programming rules.* IEEE Transactions on Power Systems, Nov 89: p. pp. 1414-1420.
25. Nanda, J., L. Hari, and M.L. Kothari, *Economic emission load dispatch with line flow constraints using a classical technique.* IEE Proceedings, Jan.'94, pp.1-10.: p. pp.1-10.
26. Alvey, T., et al., *A review of security-constrained bid clearing system for the New Zealand wholesale electricity market.* May 1998. **13**(2): p. 340 -346.
27. Madrigal, M. and Q.V. H, *A security-constrained energy and spinning reserve*

markets clearing system using an interior-point method. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 15, Issue 4, Nov 2000,Page(s): 1410 -1416.

28. Zhong, J. and K. Bhattacharya, *Design of competitive markets for spinning reserve services.* IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002, Volume: 3, 2002, Page(s): 1627 -1632., July 2002.

29. Gooi, H.B., et al., *Optimal scheduling of spinning reserve.* IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 14 Issue: 4, Nov 1999, Page(s): 1485 -1492., Nov. 1999.

30. Billinton, R. and N.A. Chowdhury, *Operating reserve assessment in interconnected generating systems.* IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 3 Issue: 4, Nov 1988, Page(s): 1479 -1487.

تعاریف و لغات کلیدی :

کنترل خودکارتولید Automatic generation control (AGC)

تجهیزاتی که بطورخودکار، تولیدناحیه کنترل را برای نگهداری برنامه مبادله آن به علاوه سهم آن ازتنظیم فرکانس انجام می دهد.

سیستم قدرت (انبوه) Bulk electric system

یکپارچه سازی نیروگاه های تولید، خطوط انتقال و تجهیزات مربوطه. هم چنین ممکن است اشاره به تسهیلاتی شود که در یک شرکت برقی، یا یک گروه از شرکت های برق، خطوط انتقال آنها بهم پیوسته باشند.

خدمات بهره برداری شبکه بهم پیوسته اجتماعی Community IOS

از دید گروه کاری IOS این گونه فعالیتها به دو دسته تقسیم می شوند: خدمات بهره برداری بهم پیوسته اجتماعی و خدمات بهره برداری بهم پیوسته انفرادی. خدمات بهره برداری اجتماعی آن دسته ازخدماتی می باشد که وظیفه اصلی آنهاحفظ قابلیت اطمینان شبکه می باشد. آنهابه یک ماهیت مرکزی برای هماهنگ کردن فعالیتهایشان نیاز دارند. نمونه هائی از این نوع خدمات عبارتند از رزروهای بهره برداری و تنظیم.

پیش آمد Contingency

ایراد یا وقفه ناخواسته در اجزای شبکه قدرت، مانندیک ژنراتور، بخشی از خط انتقال، کلید قدرت، سوئیچ یاسایر اجزای الکترونیکی.

خدمات بهره برداری شبکه بهم پیوسته انفرادی Individual IOS

این گونه خدمات بیشتر به منظور دسترسی آزاد، برپائی انصاف و عدالت یا کاربردی کردن بازار بکار می رود. نمونه هائی از این کونه خدمات عبارتند ازتلفات انتقال توان حقیقی و منبع پشتیبان.

اپراتور سیستم مستقل (ISO)

یک ماهیتی در بازار که از تمام بازیگران بازار مستقل بوده ویک قسمتی از شبکه قدرت را بهره برداری می نماید. وظیفه اصلی ISO تمرکز برروی امنیت انتقال می باشد.

خدمات بهره برداری شبکه بهم پیوسته قدرت (IOS)

منابع وتسهیلات کنترلی (شامل انرژی/ ظرفیت تولید وظرفیت انتقال) وفعالیت های مورد نیاز برای اطمینان از بهره برداری مناسب، قابلیت اطمینان، دسترسی آزاد و رقابتی کردن ساختار بازارسیستم های برقی (که در اینجا منظورشبکه های بهم پیوسته آمریکای شمالی) .

سیستم های برق بهم پیوسته Interconnected

یک سیستم برق که ازدو ویا چندین شرکت برقی منفرد تشکیل شده است که آنهامعمولاً برای داشتن خطوط ارتباطی متصل بصورت سنکرونیزه بهره برداری می شوند.

پول انرژی Power pool

دو یا چند سیستم برق بهم پیوسته که طراحی و بهره برداری می شوند تا تامین توان را برای بارهای ترکیب شده خودشان انجام دهند.

قابلیت اطمینان Reliability

درجه انجام وظیفه اجزای یک سیستم که نتیجه آن تحویل توان به مشتری ها در استانداردهای قابل قبول و در مقادیر دلخواه می باشد. قابلیت اطمینان ممکن است بوسیله فرکانس، دوره و دامنه تاثیرات در منبع الکتریکی اندازه گیری شود. دومؤلفه اصلی قابلیت اطمینان عبارتند ازامنیت وکفایت(Adequacy) .

امنیت Security

قابلیت یک سیستم برای مقاومت دربرابر اغتشاشات ناگهانی مانند اتصال کوتاه..

تله مترینگ Telemetering

فرآیندی که مقادیر الکتریکی اندازه گیری شده از پست ها و نیروگاه های برق بصورت لحظه ای با استفاده از روش های telecommunication منتقل می گردد.

اقتصادی بود مقیاس Economies of scale

گاهی تولید برای کمتر از یک مقدار، جنبه اقتصادی نداردوموجب زیان می گردد. مثلاً ممکن است که ساخت نیروگاه کمتر ازیک توان مشخص (مثلاً ۶۰۰ مگاوات) باعث افزایش زیادی در هزینه های تولیدگرددکه ازدید مشتری قابل قبول نباشد.زیرا هزینه های راه اندازی ، تجهیزات، پرسنل، تاسیس...برای یک ناحیه بامصرف کم زیادبه نظر برسد. ولی همین هزینه ها در یک ناحیه بامصرف بیشترچندان غیرمتعارف نباشد.

تلفات برنامه ریزی شده Scheduled losses

انتقال توان برنامه ریزی شده به ارائه دهنده انتقال به منظورجبران سازی تلفات سیستم ارائه دهنده انتقال در بین خریدار و فروشنده.

ضمیمه ۱

File name = OPFDC

```
clear;
clc;

nb=9;  %number of bus
ng=3;  %number of generator
nd=3;  %number of load(dimand)
nl=9;  %number of line

xx=[200,0,200,200];  %first generator Pgmax (normal intrupt normal normal)
yy=[180,180,0,180];  %second geneator Pgmax (normal normal  intrupt normal)
zz=[140,140,140,0];  %third generator Pgmax (normal normal normal intrupt)

min1=[10,0,10,10];   %first generator Pgmin (normal intrupt normal normal)
min2=[10,10,0,10];   %second geneator Pgmin (normal normal  intrupt normal)
min3=[10,10,10,0];   %third generator Pgmin (normal normal normal intrupt)

SR_Pr(1)=15;              %price of first generator reserve
SR_Pr(2)=20;              %price of second generator reserve
SR_Pr(3)=17;              %price of third generator reserve

%load quantities in 24 hour
aa=[45,60,40,38,70,90,110,130,125,130,125,120,115,120,115,110,115,110,125,115,95,90,7
0,50]/100;
bb=[45,60,40,38,70,90,110,130,125,130,125,120,115,120,115,110,115,110,125,115,95,90,
70,50]/100;
```

```
cc=[45,60,40,38,70,90,110,130,125,130,125,120,115,120,115,110,115,110,125,115,95,90,7
0,50]/100;

%produced cost  for generators in 24 hours
PR=[10 10 10 10 10 10 10 10 20 20 20 20 15 15 15 15 15 15 18 18 18 18 18 18;
      15 15 15 15 15 15 15 15 25 25 25 25 20 20 20 20 20 20 22 22 22 22 22 22;
       12 12 12 12 12 12 12 12 18 18 18 18 15 15 15 15 15 15 16 16 16 16 16 16];

for k=1:1:24;
   hour=k
          for m=1:1:4     %refer to intruppts

Pgmin=[min1(m) min2(m) min3(m)]/100;
Pgmax=[xx(m) yy(m) zz(m)]/100;
Pdmin=[0 0 0];
Pdmax=[aa(k) bb(k) cc(k)];
Pijmax=[200 200 200 200 200 200 200 200 200]/100;  %max wheeling power in lines

%cost parameters in polynaminal(alfa+beta*P+gama*P^2)
alfa=[150 600 335];
beta=[15 20 18];
gama=[0.11 0.085 0.1225];
nu=[35 32 30];       %blackout parameter

x=ones(nb,nb);
 x(7,5)=0.161;   x(5,7)=x(7,5);
 x(7,2)=0.062;   x(2,7)=x(7,2);
 x(3,9)=0.058;   x(9,3)=x(3,9);
 x(4,1)=0.057;   x(1,4)=x(4,1);
 x(5,4)=0.085;  x(4,5)=x(5,4);
```

```
x(6,4)=0.092;   x(4,6)=x(6,4);
x(7,8)=0.072;  x(8,7)=x(7,8);
x(8,9)=0.1;   x(9,8)=x(8,9);
x(9,6)=0.17;  x(6,9)=x(9,6);

H=zeros(nl,nb);

H(1,1)=-1/x(1,4);   H(1,4)=-H(1,1);
H(2,2)=-1/x(2,7);   H(2,7)=-H(2,2);
H(3,3)=-1/x(3,9);   H(3,9)=-H(3,3);
H(4,4)=-1/x(4,5);   H(4,5)=-H(4,4);
H(5,4)=-1/x(4,6);   H(5,6)=-H(5,4);
H(6,5)=-1/x(5,7);   H(6,7)=-H(6,5);
H(7,6)=-1/x(6,9);   H(7,9)=-H(7,6);
H(8,7)=-1/x(7,8);   H(8,8)=-H(8,7);
H(9,8)=-1/x(8,9);   H(9,9)=-H(9,8);

B=zeros(9,9);
for i=1:nb;
   for j=1:nb;

      if i~=j;
         B(i,j)=-1/x(i,j);
         B(i,i)=B(i,i)-B(i,j);
      end
   end
end

 F=[beta -nu zeros(1,nb) zeros(1,nl)];     %objective function
 A1=[


A1
```

```
    -1   0    0;0   -1   0;0    0   -1;0    0   0;0    0   0;
     0   0   0;0    0   0;0    0   0;0    0   0;
   ];

   A2=[
        0  0  0;0  0  0;0  0  0;0  0  0;1  0  0;
        0  1  0;0  0  0;0  0  1;0  0  0;
      ];

Aeq=[A1 A2 B zeros(nb,nl);
    zeros(nl,ng) zeros(nl,nd) H -eye(nl,nl)];

 Beq=zeros(nb+nl,1);

 LB=[Pgmin'; Pdmin'; -pi/2*ones(nb,1); -Pijmax'];
 UB=[Pgmax'; Pdmax'; pi/2*ones(nb,1);  Pijmax'];

 [X1,FVAL1,EXITFLAG1]=linprog(F,[],[],Aeq,Beq,LB,UB);

X=X1';
Pg=X(1:3);   %Pg equal whit genarator power(Pg1 Pg2 Pg3)
Pd=X(4:6);   %Pd equal whit load power (Pd1 Pd2 Pd3)
delta=X(7:15);

P14=X(1,16);  %Pij equal whit power from bus i to bus j
P27=X(1,17);
P39=X(1,18);
P45=X(1,19);
P46=X(1,20);
P57=X(1,21);
```

```
P69=X(1,22);
P78=X(1,23);
P89=X(1,24);

value=FVAL1+Pdmax*nu';    %optimom price for this hour

 LR=sum(Pdmax-Pd);            %LR refer to load reduction
    load_reduction(m)=LR;

 end

LR_prob(k,:)=0.8*load_reduction(1,1)+0.1*load_reduction(1,2)+0.05*load_reduction(1,3)
+0.05*load_reduction(1,4);
 LR_in_hour(k,:)=max(load_reduction);

Pgmin=[min1(1) min2(1) min3(1)]/100;
Pgmax=[xx(1) yy(1) zz(1)]/100;
Pdmin=[0 0 0];
Pdmax=[aa(k) bb(k) cc(k)];
Pijmax=[200 200 200 200 200 200 200 200 200]/100;  %max wheeling power in lines


 F2=[beta -nu zeros(1,nb) zeros(1,nl) SR_Pr(1) SR_Pr(2) SR_Pr(3)];  %objective function
A1=[
      -1   0    0;0   -1   0;0    0  -1;0    0   0;0    0   0;
       0    0   0;0    0   0;0    0   0;0    0   0;];
   A2=[
         0   0  0;0   0   0;0   0   0;0   0   0;1   0   0;
         0   1  0;0   0   0;0   0   1;0   0   0;];
   A3=zeros(3,3);
```

```
    A4=[1 1 1];

 Aeq=[A1 A2 B zeros(nb,nl) zeros(9,3);
      zeros(nl,ng) zeros(nl,nd) H -eye(nl,nl) zeros(9,3);
      zeros(1,24) A4];

  Beq=[zeros(nb+nl,1);
      LR_in_hour(k,:)];

   a=[zeros(16,27);
       eye(3,3) zeros(3,21) eye(3,3)];
   b=[zeros(16,1);
    Pgmax'];

  LB=[Pgmin'; Pdmin'; -pi/2*ones(nb,1); -Pijmax'; 0;0;0];
  UB=[Pgmax'; Pdmax'; pi/2*ones(nb,1);  Pijmax'; 0.3*Pgmax'];

  [X2,FVAL2,EXITFLAG1]=linprog(F2,a,b,Aeq,Beq,LB,UB);
  pp(k,:)=X2(1:3)';
  pd(k,:)=X2(4:6)';
  dd(k,:)=FVAL2+nu*Pdmax';
    reser(k,:)=X2(25:27)';
    totrese=sum(reser(k,:));

end
reserves_prices=reser*[15 20 17]';          %refer to cost of spininng reserves
xx=reser;                          % reserves in 24 hours (sp1 sp2 sp3)
 tt=pp;                           % produced power in 24 hour (Pg1 Pg2 Pg3)
 rr=pd;                         % loads power in 24 hours (Pd1 Pd2 Pd3)
 ddd=dd;                       % total cost for powers & reserves in 24 hours
```

```
yy=LR_prob;              % load reduction in every hour calculated from probability method
yyy=LR_in_hour;          % load reduction in every hour calculated from worst state
method
ww=[1:1:24];

for u=1:1:24
AVE_COSTP(u)=[pp(u,1)*PR(1,u)+pp(u,2)*PR(2,u)+pp(u,3)*PR(3,u)]/[pp(u,1)+pp(u,2)+
pp(u,3)];
AVE_COSTSR(u)=[xx(u,1)*1.2*PR(1,u)+xx(u,2)*1.2*PR(2,u)+xx(u,3)*1.2*PR(3,u)]/[xx(
u,1)+xx(u,2)+xx(u,3)];
end



 figure(1)
     stairs(ww,rr*100);
     xlabel('time ( Hours ) ');
     ylabel('dimand,MW');
     title('loads quantitys in 24 hours (loads equal togethers) ')

 figure(2)
     plot(ww,yyy*100,'b-',ww,yy*100,'r--');
     xlabel('time ( hours )');
    ylabel('load_reduction,MW')
     title('comparision between load reduction in worst state and probability methods')
     legend('worst state','prabab')

 figure(3)
     stairs(ww,xx*100);
```

```
    hold on
    plot(ww,xx(:,1)*100,'*',ww,xx(:,2)*100,'d',ww,xx(:,3)*100,'o')
    hold off
    xlabel('time ( hours )');
    ylabel('spinning reserves,MW');
    title('spininng reserves for 24 hours ( 3 generator )')
   % legend('gen1','gen2','gen3')

figure(4)
   stairs(ww,AVE_COSTSR);
   xlabel('time ( Hours ) ');
   ylabel('average prices,$');
   title('average cost for spininng reserves')

figure(5)
    bar(ww,pp(:,1),'w');
    xlabel('time ( Hours ) ');
    ylabel('power,MW');
    hold on
    bar(ww,xx(:,1),'m')
    hold off
    title('power and reserve for gen1')
    legend('power','spinning reserve')

figure(6)
    bar(ww,pp(:,2),'w');
    xlabel('time ( Hours ) ');
    ylabel('power,MW');
    hold on
    bar(ww,xx(:,2),'c')
```

```
hold off
title('power and reserve for gen2')
legend('power','spinning reserve')

figure(7)
bar(ww,pp(:,3),'w');
xlabel('time ( Hours ) ');
ylabel('power,MW');
hold on
bar(ww,xx(:,3),'r')
hold off
title('power and reserve for gen3')
legend('power','spinning reserve')

figure(8)
stairs(ww,AVE_COSTP);
xlabel('time ( Hours ) ');
ylabel('power average cost ,$')
title('average cost produced power for 24 hours ( 3 generator )')
```

ضمیمه ۲

پخش توان

آن چیزی که باعث می شود تا بازار برق از سایر بازارها متفاوت گردد، وجود شبکه انتقال می باشد. این شبکه بوسیله یک سری روابط که معادلات پخش توان نامیده می شود، کار می کند – این روابط، غیر خطی و در مورد سیستم های بزرگ، بسیارزیاد می باشد (یک یا دو در هر باس). این امر به خودی خود حل یک مسئله پخش توان را مشکل می نماید. (مانند مدل پخش توان شرق آمریکا که تقریباً دارای ۲۰۰۰۰ باس می باشد و در نتیجه برای حل به حدود ۴۰۰۰۰ معادله همزمان نیاز دارد.)

یک الگوریتم پخش توان، دامنه ولتاژ و زاویه فاز را در هر باس یک سیستم تحت شرایط سه فاز متقارن و حالت پایدار (steady state) محاسبه می نماید. هم چنین مقادیر توان های حقیقی و راکتیو را برای تمام خطوط انتقال و ترانسفورماتورها ، و نیز مقدار تلفات را در مولفه های متفاوت سیستم محاسبه می نماید.

پخش توان، یک سیستم از معادلات غیرخطی همزمان را حل نموده و متغیرهای حالت سیستم را پیدا می نماید (این متغیرها برای یک پخش بار AC زاویه فاز و ولتاژ درهرباس و برای پخش بار DC زوایای فاز می باشد). مولفه های سیستم از قبیل خطوط انتقال، ژنراتورها، بارها، ترانسفورمرها، فازشیفتر، و بخش های تامین shunt reactive ...می باشد.

دربخش آینده خلاصه ای ازفرمولاسیون پخش توان آمده است[۵]. جزئیات فرمولاسیون در[۵] در دسترس می باشد.

۲-۱ فرمولاسیون پخش توان

نقطه شروع در فرمولاسیون پخش توان به کاربردن اصل پایستار بودن (conservation) انرژی در تمام گره ها می باشد (قانون گره کیرشهف). درهرلحظه اززمان، مجموع انرژی ورودی به گره برابر با انرژی خروجی دراَن گره می باشد. مانندذیل می توان نوشت:

$$S_k = \sum_i^n S_{ki} \qquad (۱-۲)$$

دراینجا S_k مقدار مختلط $P_k + jQ_k$ و S_{ki} مقدار جریان توان از باس i به باس k می باشد.

با استفاده از قانون اهم، مسئله پخش توان می تواند به شکل مختلط مانند زیرنوشته شود:

$$S_k = V_k I_k^* = V_k V_k \sum_i^n I_{ki}^* = \sum_{i \neq k}^n (Y_{ki} - V_i)^* \qquad (۲-۲)$$

در اینجا :

Y_{ki} عنصر i-k ماتریس Y ، و V ولتاژ مختلط و I جریان مختلط می باشدکه

$$V = |V| \angle \delta \qquad (۳-۲)$$

ماتریس Y ادمیتانس بین باس ها می باشد. قوانین تشکیل ماتریس Y بصورت زیر می باشد:

اگرخط موجود از i به j باشد :

$$Y_{ij} = -y_{ij} \qquad (۴-۲)$$

و

$$Y_{ii} = \sum_j y_{ij} + y_{ig} \qquad (۵-۲)$$

j تمام خطوط متصل شده به i می باشد. در اینجا $-y_{ij}$ ادمیتانس بین باس های i وj ، و y_{ig} ادمیتانس بین باس i و مرجع زمین می باشد.

لزوماً می توانیم مسئله پخش توان را مانند حل یک مجموعه غیرخطی از معادلات مانند ذیل بنویسیم

$$F(x)=y \qquad (۶-۲)$$

دراینجا x بردار متغیرحالت مجهول (زاویه ها، دامنه ولتاژها، تپ ترانس ها) و y دامنه های مجهول (حقیقی و راکتیو تزریقی به باس شبکه) می باشد.

نه تنها فرمولاسیون پخش توان بلکه چندین مسئله دیگر که به ویژگی مدل بستگی دارد، باید حل شود. چندین کنترل و قید می تواند به پخش توان اضافه گردد مانند ناحیه ممکن حل که با هر پیاده سازی تغییر می نماید. ساده ترین روش تقریب در نظرگرفتن تمام دامنه ها و زوایای ولتاژ باس های pq به عنوان متغیرحالت می باشد. دراین مورد، دامنه ولتاژ تمام باس های متصل شده به ژنراتور ثابت باقی خواهد ماند، بنابراین، این دامنه ولتاژها جزئی از بردار متغیر حالت نمی باشد. تپ های ترانسفورماتور ثابت در نظر گرفته می شود و هم چنین به مجموعه متغیرهای حالت تعلق ندارند.

حل این چنینی یک مدل شبیه اضافه بار (overloading) ظرفیت راکتیو تولید و یا تحت اضافه ولتاژ (over voltages) می باشد. جزئیات بیشتر مدل پخش توان می تواند شامل موارد زیرگردد، محدودیت های راکتیو ژنراتور و کنترل های ترانسفورماتور، توالی، ظرفیت ژنراتور راکتیو و مقدارتپ که ممکن است باعث تغییر متغیرهای حالت شود.

برای یک توصیف کلی از حل پخش توان فرض می کنیم که بردار متغیرحالت بوسیله دامنه و زاویه ولتاژها تشکیل شده است. برای جزئیات بیشتر درباره حل های پخش توان و فرمولاسیون به [۵] توجه نمایید.

۲-۲ روش های پخش توان

برای حل مسئله پخش بار روش های حل متفاوتی به کار برده می شود. تعدادی از این تکنیک ها موارد زیرمی باشند: گوس - سایدل، نیوتن - رافسن، پخش توان decoupled ، پخش توان DC و پخش توان

continuation . برای حل دقیق، بیشتر روش پخش توان نیوتن - رافسن مورد استفاده قرارمی گیرد. متدولوژی نیوتن - رافسون در زیربخش های آینده تشریح خواهدشد.

۲-۲-۱ روش نیوتن- رافسن

همانطورکه قبلاذکرگردید، مسئله پخش بار می تواند مانند یک مجموعه از معادلات جبری غیرخطی فرموله گردد که ماتریس داده شده بصورت زیرتشکیل می گردد:

$$F(x)=y \qquad (۲-۷)$$

با y و F(x) داده شده، یک جواب برای x می تواند پیدا شود. با بسط F(x) بوسیله سری تیلور:

$$y = F(x_0) + \frac{\partial F}{\partial x}|_{x=x_0}\ (x - x_0) + \ldots \qquad (۲-۸)$$

که در اینجا x_0 مقدار اولیه می باشد.

با چشم پوشی از بخش های مراتب بالاتر و با حل آن، مقدار x

$$x = x_0 + \left[\frac{\partial F}{\partial x}|_{x=x_0}\right]^{-1} (y - F(x_0)) \qquad (۲-۹)$$

تارسیدن به جواب، روش نیوتن – رافسن مقدار x_0 را بوسیله x جایگزین کرده و سپس دوباره معادله (۲-۷) را تکرار می نماید تا مقدار y-F(x) کوچک شود. این امر می تواند مانند جایگزینی مقدار قدیمی x(i) بوسیله مقدار جدید x(i+1) در معادله (۲-۷) نوشته شود.

بنابراین

$$x(i+1) = x(i) + J^{-1}(i)(y - F(x(i))) \qquad (۲-۱۰)$$

که در اینجا

$$J(i)=\frac{\partial F}{\partial x}\Big|_{x=x_n}=\begin{bmatrix}\frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n}\\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n}\\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots\\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n}\end{bmatrix} \qquad (۱۱-۲)$$

ماتریس J(i) از مرتبه $n \cdot n$ که عناصر آن مشتقات نسبی نشان داده شده در معادله (۹,۲) می باشد، ماتریس ژاکوبین نامیده می شود.

با کاربرد روش نیوتن - رافسن در حل پخش توان، معادلات می تواند مانند زیر نوشته شود،

$$x=\begin{bmatrix}\delta\\ V\end{bmatrix};\qquad y=\begin{bmatrix}P\\ Q\end{bmatrix};\qquad F(x)=\begin{bmatrix}p\begin{bmatrix}\delta\\ V\end{bmatrix}\\ Q\begin{bmatrix}\delta\\ V\end{bmatrix}\end{bmatrix} \qquad (۱۲-۲)$$

دراینجا تمام بخش های V,P,Q بردارهای پریونیت می باشند و δ بردارهایی برحسب رادیان می باشند. بنابر این

$$P_i+jQ_i=V_k\sum_{k=1}^{N}Y_{ik}^{*}V_k^{*} \qquad (۱۳-۲)$$

عبارت فوق می تواند مانند زیر بسط داده شود:

$$P_i+jQ_i=\sum_{k=1}^{N}|V_i||V_k|(G_{ik}-jB_{ik})e^{j(\theta_i-\theta_k)} \qquad (۱۴-۲)$$

$$\begin{aligned}P_i+jQ_i=&\sum_{k=1}^{N}\{|V_i||V_k|[(G_{ik}\cos((\theta_i-\theta_k)+jB_{ik})\sin(\theta_i-\theta_k)]\\&+j|V_i||V_k|[(G_{ik}\cos((\theta_i-\theta_k)-jB_{ik})\sin(\theta_i-\theta_k)]\}\end{aligned} \qquad (۱۵-۲)$$

که θ_i,θ_k زاویه فاز به ترتیب در باس های i و k می باشد.

$|V_i|,|V_k|$ به ترتیب دامنه ولتاژهای باس می باشد.

$G_{ik} - jB_{ik} = Y_{ik}$ المان i-k در ماتریس Y سیستم توان و $\Delta|V_i|/|V_i|$ در عمل به جای $\Delta|V_i|$ برای ساده سازی معادلات مورد استفاده قرار می گیرد. مشتقات بصورت زیر می باشند:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = |V_i||V_k|[G_{ik}\sin(\theta_i - \theta_k) - jB_{ik}\cos(\theta_i - \theta_k)] \qquad (۱۶-۲)$$

$$\frac{\partial P_i}{\left[\frac{\partial |V_k|}{|V_k|}\right]} = |V_i||V_k|[G_{ik}\cos(\theta_i - \theta_k) + jB_{ik}\sin(\theta_i - \theta_k) \qquad (۱۷-۲)$$

$$\frac{\partial q_i}{\partial \theta_k} = -|V_i||V_k|[G_{ik}\sin(\theta_i - \theta_k) + jB_{ik}\cos(\theta_i - \theta_k)] \qquad (۱۸-۲)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\left[\frac{\partial |V_k|}{|V_k|}\right]} = |V_i||V_k|[G_{ik}\sin(\theta_i - \theta_k) - jB_{ik}\cos(\theta_i - \theta_k)] \qquad (۱۹-۲)$$

برای i=k داریم :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = -Q_i - B_{ii}V_i^2 \qquad (۲۰-۲)$$

$$\frac{\partial P_i}{\left[\frac{\partial |V_i|}{V_i}\right]} = -P - G_{ii}V_i^2 \qquad (۲۱-۲)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = -P_i - G_{ii}V_i^2 \qquad (۲۲-۲)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |V_i|}{|V_i|}\right)} = Q_i - B_{ii}V_i^2 \qquad (۲۳-۲)$$

برای جزئیات بیشتر به [۵] توجه نمائید.

ضمیمه ۳

بهره برداری اقتصادی سیستم قدرت

۳-۱دیدکلی

این فصل به مفاهیم اساسی بهره برداری اقتصادی یک سیستم قدرت از دید کلاسیک می نگرد که تولید، انتقال و توزیع قدرت همه تحت مالکیت یک ماهیت تنها بهره برداری می شود . هدف اپراتور سیستم ، برآورده نمودن بار سیستم به بهترین راه ممکن می باشد که همراه آن بیشترین قابلیت اطمینان، امنیت و حالت اقتصادی رعایت گردد.

در این محیط، فعالیت های اپراتورسیستم می تواند به سه پریود زمانی تقسیم گردد[۶]:

a – فعالیت های طراحی – پیش دیسپاچ (Pre-dispatch-planning)

مرحله پیش دیسپاچ ممکن است شامل یک پریود حدود چهار هفته آینده (درپیش رو) بهره برداری واقعی تا یک روز بعد باشد.

b – برنامه ریزی کوتاه مدت دیسپاچ

مرحله دیسپاچ ازحدود ۳۰ دقیقه قبل ازبهره برداری واقعی شروع می شود و دراین مرحله اپراتور سیستم فعالیت های planning کوتاه مدت نظیر پخش بار سیستم و برنامه ریزی اقتصادی را انجام می دهد.

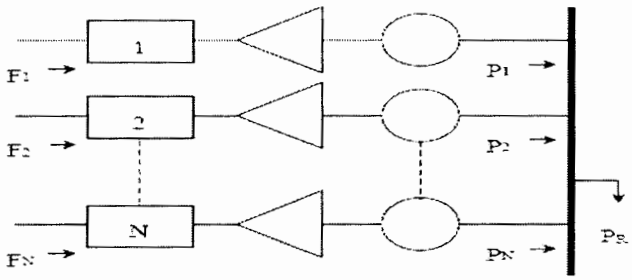
c – فعالیت های real time (فوری) – دیسپاچ لحظه ای

این مرحله حدود ۵ دقیقه قبل از زمان واقعی بهره برداری را شامل می شود. دراین مرحله، اپراتور نقشه های مراحل دیسپاچ و پیش دیسپاچ را پیاده می کند.

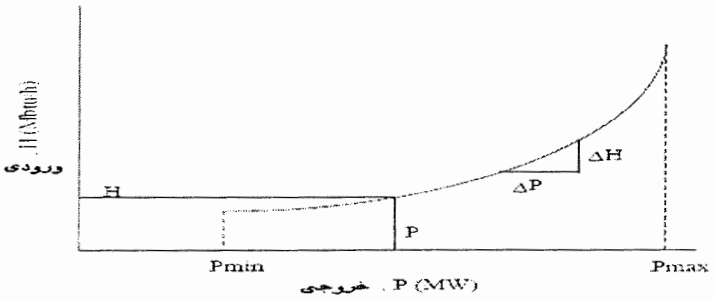
دربخش های قبلی، فعالیت های دیسپاچ و planning اپراتورسیستم بحث خواهدگردید. و نقش اپراتور سیستم با جزئیات بیشتر در فصل ۴ توضیح داده شد.

۳-۲ دیسپاچ اقتصادی

دیسپاچ اقتصادی به عنوان فرآیندی تعریف می شود که درآن اختصاص سطوح تولید به واحدهای درمدار (on_line) انجام می شود با این قید که بارهای سیستم ممکن است همگی و با اقتصادی ترین روش تغذیه گردد. روش دیسپاچ مورد استفاده درصنعت، قبل از مقررات زدائی و بازارهای برپایه رقابت، تئوری دیسپاچ اقتصادی سنتی بود. قبلاً شرکت های مالک تمام سیستم های تولید، انتقال وتوزیع، تمام فعالیتهای planning و بهره برداری و کنترل را متمرکز نموده و فقط بوسیله کنترل کننده سیستم انجام می گرفت. ژنراتورها منحنی هزینه هایشان را به کنترل کننده سیستم ارسال می نمودند، وکنترل کننده سیستم یک فرآیند مینیمم سازی را برای دیسپاچ مورد استفاده قرار می داد تا ابتدا ارزانترین نیروگاه در مدار قرارگیرد. (جزئیات چگونگی دیسپاچ انرژی در فصل ۲ بحث می شود : بازار برق)



شکل ۳۰ N باس سیستم قدرت برای تشریح دیسپاچ اقتصادی



شکل۳۱ یک نمونه منحنی ورودی-خروجی ژنراتور

میزان هزینه ورودی ژنراتور F_i برحسب \$/MW اندازه گیری می شود و با قدرت خروجی P_i تغییر می نماید. روابط بین هزینه و قدرت خروجی "منحنی هزینه" نامیده می شود. منحنی هزینه بوسیله ضرب هزینه های افزایشی سوخت ژنراتور با منحنی ورودی -- خروجی ژنراتور بدست می آید، که انرژی ورودی منبع سوخت به قدرت خروجی بستگی دارد. یک نمونه منحنی ورودی - خروجی درشکل۲۱ نشان داده شده است.

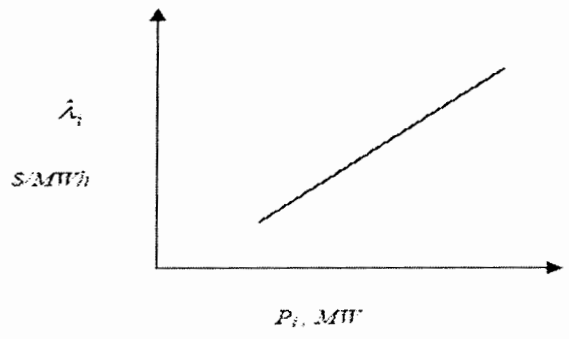
معمولاً ارتباط بین ورودی سوخت (F) و خروجی قدرت (P) می تواند بوسیله یک معادله به شکل زیر بیان شود:

$$F_i = aP_i^2 + bP_i + c \qquad (۱-۳)$$

با مشتق گرفتن از منحنی هزینه - سوخت ورودی نسبت به توان حقیقی، می توان منحنی هزینه - سوخت افزایشی در شکل ۲۲ نشان داده شود.

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = 2aP_i + b = \lambda \qquad (۲-۳)$$

منحنی هزینه - سوخت افزایشی یک اندازه گیری از چگونگی هزینه برای تولید در افزایش بعدی توان می باشد.



شکل۳۲ یک نمونه منحنی های هزینه - سوخت افزایشی

پردازش دیسپاچ اقتصادی در [۵۱] خلاصه شده است:

هزینه کلی سیستم مانندشکل (۳،۳) بیان شد.

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + ... + F_N = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) \qquad (۳-۳)$$

هدف ازدیسپاچ اقتصادی، مینیمم کردن این هزینه، به طوری که قید مهم بهره برداری که منابع تولید با مقدار بارها برابر باشد، بود.

$$\min \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) \qquad (۴-۳)$$

به طوری که:

$$\phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i \qquad (۵-۳)$$

اکنون با این فرم بیان شده، مسئله به یک مسئله بهینه سازی غیرخطی کاهش می یابد، و روش های لاگرانژ می تواند بکار رود.

$$L = F_T + \lambda\phi \qquad (۶-۳)$$

مینیمم کردن این تابع بوسیله گرفتن مشتقات نسبی و تنظیم آنها در مقدار صفر همراه می شود:

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \Rightarrow \phi = 0 \qquad (۷-۳)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \Rightarrow \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \qquad i=1,2,\ldots,N$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \qquad i=1,2,\ldots,N$$

با چشم پوشی از تلفات انتقال، دیسپاچ اقتصادی زمانی که هزینه های افزایشی تمام واحدها برابر باشد، بدست می آید، یعنی تمام واحدها در یک مقدار یکسان از ($/MW) λ بهره برداری می شود.

در اینجا:

F_i - هزینه بهره برداری ژنراتور واحد i ام می باشد. i=1,2, ,N

P_i - توان حقیقی تولیدشده بوسیله ژنراتور واحد i ام می باشد. i=1,2, ,N

N - تعداد ژنراتورها

P_R - بار

۳-۳ پخش توان بهینه

دیسپاچ اقتصادی کلاسیک به بهینه سازی توان حقیقی بدون در نظرگرفتن قیدهای امنیت محدود می شود. این قیدهای اضافی مانند موارد زیر می باشند:

- سطوح مینیمم و ماکزیمم تولید
- قیدهای انتقال
- محدودیت های پخش توان
- محدودیت های ولتاژ باس
- محدودیت های تامین توان راکتیو

زمانی که دیسپاچ قیدهای امنیت سیستم را تامین نمود، به آن دیسپاچ اقتصادی با قیدهای امنیت اطلاق می شود.

در یک سیستم به هم پیوسته، هدف پیدا کردن توان حقیقی و راکتیو برنامه ریزی شده هر نیروگاه می باشد به طریقی که هزینه بهره برداری مینیمم گردد. این بدان معنی می باشد که توان حقیقی و راکتیو هر ژنراتور اجازه داشته باشد تا با مینیمم هزینه سوخت در یک محدوده مشخصی برای تامین بار متقاضی تغییرنماید. این امر اصطلاحاً پخش توان بهینه (OPF) نامیده می شود. پخش توان بهینه جزئی از مسئله

دیسپاچ اقتصادی رایج برای تعیین تنظیمات بهینه متغیرهای کنترل بود تا قیدهای گوناگون برآورده گردد . این امر بوسیله مینیمم کردن توابع هدف انتخاب شده انجام می گیرد تا نگهداری سیستم مورد قبول در بخش های محدودیت های ظرفیت ژنراتور و خروجی وسائل جبران سازی انجام شود. تابع هدف که همچنین به عنوان توابع هزینه نیزشناخته می شود، ممکن است که هزینه های اقتصادی، امنیت سیستم، یا سایر هدفها (مینیمم سازی هزینه، مینیمم سازی تلفات و غیره) را ارائه نماید. پخش توان بهینه دارای یک مزیت دیگرنیز می باشد و آن اینکه توان راکتیو را به عنوان یک متغیر درنظر می گیرد. درنتیجه مقدارآن رامی توان درهرنقطه ازسیستم بدست آورد. طراحی (planning) توان راکتیو مناسب، بهره برداری اقتصادی را مانند امنیت سیستم افزایش می دهد.

مثال زیر را در نظربگیرید[۶]، تا تفاوت هزینه بین دیسپاچ اقتصادی کلاسیک و دیسپاچ اقتصادی همراه قید امنیت را آشکار نماید .

مثال

یک سیستم را در نظر بگیرید که دو واحد تولید، بارکلی سیستم برابر با 700 MW را تامین می نمایند. مشخصات هزینه ژنراتور و محدودیت های بهره برداری مطابق با ذیل داده شده است.

	واحد۲	واحد۱
P^{max}	100 MW	50 MW
P^{min}	500 MW	250 MW
مشخصات هزینه $F_i = aP_i^2 + bP_i + c$		
a	1.0 $/MW h	3.4 $/MW h
b	8.5 $/MWh	25.5 $/MWh
c	5 $/h	9 $/h

جواب دیسپاچ اقتصادی کلاسیک

$$P_1 = 542.841MW$$

$$P_2 = 157.159MW$$

$$\lambda = 1094.182\$/MWh$$

$$\cos t = \$387,288.489 = \$0.387million$$

از آنجائیکه قید دیگری را درنظر نگرفتیم ، پاسخ واحد۱ ازمقدار محدوده اش تجاوز نموده است. این پاسخ بهینه کلی می باشد و به این مفهوم است که هزینه سیستم در حداقل قابل حصول بدست آمده است.

اکنون دیسپاچ اقتصادی همراه قید امنیت را در نظرمی گیریم:

پاسخ دیسپاچ اقتصادی همراه با قید امنیت:

$$P_1 = 500MW$$

$$P_2 = 200MW$$

$$\lambda = 1385.5\$/MWh$$

$$\cos t = \$395,364.0 = 0.395million = an - increase - of \$8076$$

λ به خاطر اجبار حاصل از یک قید اضافی، بطور مشهودی افزایش یافته است. این افزایش به خاطر جابجائی 42.841 MW از تولید واحد ۱ به واحد ۲ به دلیل اجبار در محدودیت بالائی واحد۱ حاصل گردید.

در عمل، یک نیروگاه بزرگ با هزینه پائین درکمتر از ظرفیت کامل کار می کند (برای رزرو اضطراری مانند رزرو چرخان) ، بالاجبار واحدهای گرانتر در مدار هستند زیرا درصورت عدم بهره برداری ازاین

واحدها ، این تفاوت پوشش داده نمی شود. قیمت بازار باید افزایش یابد تا هزینه مارژینال واحدهای گرانتر را تحت پوشش قرار دهد.

۳-۴ ویژگی های مشخصه پخش توان بهینه

ویژگی اصلی پخش توان بهینه قابلیت آن می باشدکه شامل جزئیات بافت و ترکیب شبکه وتعادل تقاضا هم برای توان حقیقی وهم توان راکتیو درهنگام بهینه سازی می گردد تا ازاین طریق قادر باشدتا یک ارائه دقیق از افزایش تلفات را نشان دهد. پخش توان بهینه می تواند شامل بسیاری از قیدها باشد ونیزسایر مسائل را مدل نماید. مخصوصاً ازمحدودیت های تولید توان راکتیو به اضافه تولید توان حقیقی، محدودیت های پخش توان (هم MW و یا MVA) در خطوط انتقال و محدودیت های ولتاژ باس ها اطمینان پیدا می کند تا سیستم در یک حالت ایمن مورد بهره برداری واقع شود .

۳-۵ کاربردهای پخش توان بهینه

توابع هدف که عمدتاً برای مطالعات بهره برداری و طراحی (planning) مورد استفاده قرار می گیرد موارد زیر می باشند:

- مینیمم کردن هزینه بهره برداری
- مینیمم کردن انحراف یا مینیمم کردن شیفت (جابجائی) کنترل
- مینیمم کردن تلفات
- مینیمم کردن هزینه کاهش بار
- منیمم سازی هزینه تأسیس راکتورها و کاپاسیتورهای جدید و/یا هزینه MVAr تغذیه شده (درهنگام نیاز به تاسیسات راکتیو با جایابی دقیق آنها هزینه ها مینیمم می شود.)