

مقدمه

روند تجدید ساختار در صنایعی چون راه آهن، هواپیمایی، مخابرات و گاز و نتایج مثبت حاصله از آن، تحلیلگران و سیاستگذاران عرصه صنعت برق را به اندیشه استفاده از تجارب به دست آمده ترغیب نمود. گرچه تفاوت‌های ذاتی چون عدم امکان ذخیره سازی انرژی در ابعاد زیاد، لزوم برقراری تعادل بین عرضه و تقاضا، عدم پاسخگویی تقاضا به قیمت (کشش دار نبودن تقاضا)، وابستگی و یکپارچگی سیستم و گسترش خطا از یک محل به سایر نقاط شبکه، صنعت برق را از دیگر صنایع متمایز می نمود، لیکن بررسی فعالیتهای انجام شده در زمینه افزایش رقابت و بهره وری در صنعت برق، نشان داد که تجدید ساختار در این صنعت نیز امکان پذیر می باشد.

در دو دهه گذشته به ویژه در طول دهه ۱۹۹۰ در سراسر جهان، تلاشهای فراوانی در جهت اصلاح ساختار قوانین حاکم بر صنعت برق به ویژه در بخش تولید انجام گرفت. کشورهای که ساختار بازار انرژی الکتریکی آنها بصورت تک قطبی اداره می شد و یا مسئولیت تامین انرژی برق بر عهده نهادی وابسته به دولت قرار داشت درصدد برآمدند تا با ایجاد بازار رقابتی، مشارکت شرکتهای مختلف را در تولید این نوع انرژی به حداکثر ممکن برسانند. با ایجاد بازارهای رقابتی جهت بهره برداری ایمن و عاری از هرگونه تبعیض از این سیستم، تاسیس نهادی مستقل به عنوان بهره بردار شبکه ضروری دیده می شد. به این ترتیب ISO یا بهره بردار مستقل شبکه عهده دار چنین مسئولیت مهمی گردید، که البته این نهاد از وظایف دیگری نیز برخوردار است.

دلایل عمده برای تجدید ساختار در صنعت برق

بطور کلی دلایل و محرکهای جهانی برای ایجاد روند تجدید ساختار را می توان به صورت زیر برشمرد:

ضرورت پیشرفت در فناوری تولید، افزایش بازده و بهبود اقتصادی

انحصار شکنی در صنعت برق با هدف ایجاد رقابت در تولید، انتقال و توزیع

عملکرد خوب بخش خصوصی در عرصه های مختلف

کمبود منابع مالی دولتها

افزایش توجه به مسائل زیست محیطی

کاهش قیمت‌ها و شفاف سازی آنها

افزایش قابلیت اطمینان

بهبود کیفیت

یکی از اهداف تجدید ساختار رقابت در صنعت برق در دو سطح کلان و خرد می باشد. در نمونه های مختلف صنعت برق تجدید ساختار شده، هدف اصلی ایجاد رقابت در سطح کلان بوده است که پایه و اساس آن اجازه دادن به شرکتهای مختلف برای در اختیار گرفتن تولید و رقابت کردن با دیگر تولید کنندگان برای فروش برق در سطح عمده می باشد.

رقابت باعث پرورش نوآوری و ابداع، افزایش بازده و کاهش هزینه ها می شود. نظرات مختلفی در رابطه با کاهش هزینه ها یا افزایش آن تحت تاثیر تجدید ساختار ارائه شده است. در تعدادی از کشورها هزینه ها کاهش و در بعضی دیگر افزایش پیدا کرده است، ولیکن آنچه قطعا به چشم می خورد این است که ارزش مشتری بهبود پیدا خواهد کرد. بسیاری از پیشرفتهای تکنولوژیکی که تحت فرآیند تجدید ساختار ایجاد خواهند شد، به بهبود سرویس دهی به مشتری خواهند انجامید (مانند بهبود قابلیت اطمینان)

از دیدگاهی دیگر، تغییر ساختار به افزایش انتخاب مشتری خواهد انجامید. در ساختار سنتی تعهد تغذیه باعث می شود تا شرکت در صورت درخواست مشتری به او پاسخ دهد، ولیکن در یک محیط رقابتی سرویس دهی شرکت به پیش بینی نیازها قبل از آنکه بیان شوند پاسخ می دهد. به این معنی که شرکت برای جلب مشتری باید سرویسهای مورد نیاز را بررسی و ارائه کرده باشد.

دلایل دیگری نیز بعنوان محرکهای روند تجدید ساختار در کشورهای مختلف بیان شده است که از آن جمله می توان به مواردی چون بحران نفتی دهه ۷۰، افزایش بهره وری و کارآیی، کاهش بار مالی دولتها، افزایش توجه به مسایل زیست محیطی و افزایش رشد اقتصادی اشاره نمود.

در روند تجدید ساختار و خصوصی سازی شرکتهای زیر تشکیل گردیدند:

شرکت تولید (Genco)، شرکتی است که بهره‌برداری و نگهداری از واحدهای تولید را برعهده دارد. این شرکت، می‌تواند خود از مالکیت نیروگاه‌ها برخوردار باشد و یا تنها از واحدهای تولید بهره‌برداری کند.

شرکت انتقال (TRANSCO): وظیفه یک شرکت انتقال، جابه‌جایی انرژی الکتریکی از شرکت‌های تولید به شرکت‌های توزیع برای عرضه به مصرف‌کنندگان، در ولتاژهای بالاست.

شرکت توزیع (DISCO): شرکت‌های توزیع با بهره‌گیری از تجهیزات و امکانات خویش، انرژی الکتریکی را در یک محدوده جغرافیایی خاص، پخش می‌کنند. ایجاد، نگهداری و علاوه‌براین بهره‌برداری و حفظ قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع به عنوان راه پیوند مصرف‌کننده نهایی با سیستم انتقال، برعهده شرکت توزیع است.

بازار برق در ایران

صنعت برق به عنوان یک صنعت زیر بنایی در دو دهه اخیر دستخوش تغییرات بنیادی گردیده است، که از آن به عنوان مختلفی چون تجدید ساختار، مقررات زدایی و ... یاد می‌شود. در ساختار جدید بر خلاف ساختار سنتی قدیم که در آن مالک سیستم تولید، انتقال و توزیع یکی بوده و تحت مالکیت واحد بهره‌برداری می‌گردید، سیستم‌های تولید، انتقال و توزیع از یکدیگر مجزا می‌گردند و به صورت مستقل اداره می‌شوند.

در حال حاضر در اکثر کشورهای دنیا بازار برق راه‌اندازی شده و یا اینکه در حال مطالعه و راه‌اندازی می‌باشد. در کشور ما در راستای این تجدید ساختار، از اول آبان ماه سال ۱۳۸۲ بازار برق رسماً راه‌اندازی گردید. همزمان با شروع کار بازار برق، در تاریخ ۸۲/۸/۳ پیشنهاد تشکیل شرکت مدیریت شبکه برق ایران، توسط وزارت نیرو به سازمان مدیریت و برنامه ریزی ارسال شد. سازمان مدیریت و برنامه ریزی در آذرماه ۸۲ پیشنهاد وزارت نیرو را به مجلس ارسال داشت.

در اسفندماه سال ۸۲، در تصویب بودجه سال ۸۳ کشور، بند "ی"، در تبصره ۱۲ پیش‌بینی شد که شرکت مدیریت شبکه برق ایران تشکیل گردد. این بند مورد اشکال شورای نگهبان قرار گرفت و به مجلس عودت داده شد. با اصرار مجلس بر مصوبه، در مجمع تشخیص مصلحت نظام مورد تصویب واقع شد.

در سال ۱۳۸۳ به شرکت سهامی تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر) اجازه داده می‌شود از منابع بودجه ای شرکت، کل سهام یکی از شرکت های زیر مجموعه خود را خریداری و مدیریت شبکه سراسری، خرید و فروش، ایجاد بازار برق و ترانزیت برق را به این شرکت واگذار نماید.

در اردیبهشت ماه ۸۳، اساسنامه شرکت به پیشنهاد وزارت نیرو به تایید وزراء محترم نیرو، امور اقتصاد و دارائی و رئیس سازمان مدیریت و برنامه ریزی رسید و برای تصویب هیأت دولت به صورت پیشنهاد دو فوریتی ارسال شد. در هیأت محترم وزیران اساسنامه مورد تصویب قرار گرفت. و در خرداد ماه همان سال برای تایید شورای نگهبان ارسال شد.

با اشکال شورای محترم نگهبان و عودت به هیأت وزیران در تیرماه آن سال، اصلاح اساسنامه انجام و در مردادماه مجدداً ارسال شد.

در شهریورماه ۸۳، اساسنامه به تایید شورای نگهبان رسید و در تاریخ ۸۳/۶/۳۰ از طرف هیأت محترم دولت به وزارت نیرو ابلاغ گردید.

با ابلاغ وزارت نیرو در تاریخ ۸۳/۶/۳۱، در جلسه (۸۳/۷/۱۹) هیأت مدیره شرکت مادر تخصصی برق - توانیر (مجمع عمومی شرکت) اعضای هیأت مدیره مشخص گردیدند و بانجام مقدمات امر و صدور حکم مدیر عامل در (۸۳/۸/۳۰) از اول آذرماه ۸۳ شرکت مدیریت شبکه برق ایران رسماً کار خود را آغاز نمود.

از بازرترین مشخصات بازار برق ایران می توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱- مدل بازار برق ایران، مدل آژانس خرید می باشد که در آن حضور در بازار برق برای کلیه خریداران و فروشندگان الزامی میباشد. لازم به ذکر است ساختارهای لازم بمنظور راه اندازی قراردادهای دوجانبه در آیین نامه تعیین روش، نرخ و شرایط خرید و فروش برق در شبکه برق کشور و همچنین در آیین نامه اجرایی بند ب ماده ۲۵ قانون برنامه چهارم توسعه اندیشیده شده است.

۲- از نظر بازه زمانی اجرا، بازار برق ایران، بازار روز بعد بوده و یک روز قبل از روز واقعه (روز بازار)، برندگان بازار تعیین و آرایش تولید واحدها مشخص میگردد.

۳- مکانیسم پرداخت به فروشندگان بر مبنای روش پرداخت تمایزی (پرداخت بر مبنای پیشنهاد « Pay Az Bid») می باشد. در این حالت نرخ پرداختی به فروشندگان پذیرفته شده در بازار برق، براساس نرخ پیشنهادی خود فروشنده می باشد.

۴- مکانیسم دریافت از خریداران براساس روش یکسان می باشد. در این حالت، نرخ دریافتی از کلیه خریداران ثابت بوده و مقدار آن با توجه به مجموع مبالغ پرداختی بازار برق بابت تامین توان (هزینه تولید توان به اضافه هزینه انتقال)، محاسبه میشود.

۵- مدل بازار برق ایران با توجه به حجم مبادلات خرید و فروش انرژی، مدل عمده فروشی می باشد و تاکنون رقابت در سطح خرده فروشی فعال نشده است.

۶- مبلغ پرداختی به فروشندگان در بازار برق از دو جزء تشکیل شده است که عبارتند از: الف- مبلغ پرداختی بابت انرژی تولیدی و ب- مبلغ پرداختی بابت ظرفیت آماده تولید ابراز شده توسط واحد تولیدی

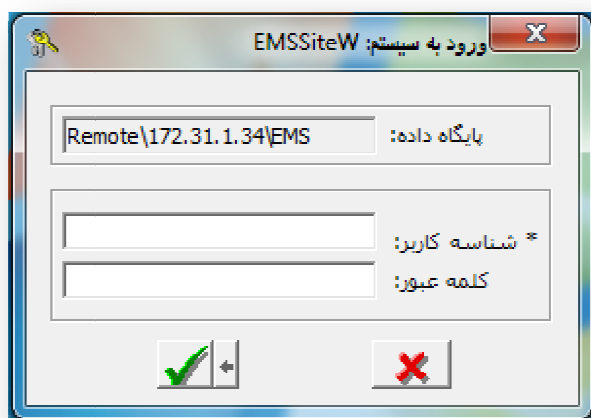
۷- نرخ پرداختی بابت ظرفیت (آمادگی) ثابت می باشد. در بازار برق ایران براساس ظرفیت آماده تولید که از طرف واحدهای نیروگاهی ابراز می شود. مبلغی بابت آمادگی به ازاء هر مگاوات ساعت ظرفیت آماده تولید پرداخت میگردد. این مبلغ صرفنظر از اینکه از ظرفیت ابراز شده توسط واحد تولیدی در فرآیند تامین بار استفاده شود یا نشود. به مالک واحد تولیدی پرداخت می گردد.

۸- نرخ انرژی در بازار برق دارای یک کف قیمت و یک سقف قیمت می باشد و فروشندگان برق در این بازار تنها مجاز خواهند بود تا پیشنهاد قیمت خود را در هر ساعت در محدوده بین کف و سقف قیمت بازار ارائه نمایند. در حال حاضر (سال ۱۳۸۹) کف قیمت بازار صفر ریال به ازای هر مگاوات ساعت و سقف قیمت برابر با ۱۱۰۰۰۰ ریال به ازای هر مگاوات ساعت می باشد. لازم به ذکر است که مبلغ پرداختی بابت انرژی تنها به میزان انرژی که واقعاً توسط واحد نیروگاهی تولید و به شبکه تزریق شده است. تعلق می گیرد.

۹- پرداخت بابت خدمات انتقال (هزینه ترانزیت (جابجا نمودن) برق بر روی شبکه انتقال) در حال حاضر بر مبنای ظرفیت آماده (آمادگی) خطوط و ترانسها می باشد. زیرا بدلیل عدم نصب وسایل اندازه گیری با دقت کافی بر روی کلیه خطوط و ترانسهای موجود شبکه، امکان اندازه گیری انرژی عبوری از این تجهیزات در هر ساعت در حال حاضر وجود ندارد و به همین دلیل مبالغ پرداختی به ارائه دهندگان خدمات انتقال در شرایط فعلی براساس ظرفیت آماده بکار می باشد. البته در آینده و پس از کامل شدن سیستم اندازه گیری، مبالغ پرداختی بابت خدمات انتقال و براساس ترکیبی از میزان آمادگی و انرژی عبوری از خطوط و ترانسهای موجود شبکه خواهد بود.

آشنائی با سیستم اطلاعات و روند عملیاتی بازار برق ایران

کلیه عملیات خرید و فروش در بازار برق ایران بصورت الکترونیکی و از طریق اینترنت یا اینترنت داخلی وزارت نیرو انجام میشود و خریداران و فروشندگان برق می توانند با مراجعه به سایت شرکت مدیریت شبکه برق ایران به آدرس www.igmc.ir و انتخاب دکمه بازار برق ایران و بعد از آن انتخاب دکمه های مربوط به نصب نرم افزار جدید (اینترنت یا اینترنت) بر روی کامپیوتر خود و سپس اخذ شناسه کاربر و کلمه عبور از شرکت مدیریت شبکه به سیستم اطلاعات بازار برق ایران وارد شوند.



خریداران برق

نحوه حضور خریداران در بازار برق نیز در رویه عملیاتی و الگوریتم محاسباتی در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی مشخص گردیده است. براساس این رویه، بازار برق موظف است ۴ روز قبل از روز بازار پیش بینی بار ۹۶ ساعت آینده که توسط مرکز تهیه میشود را در اختیار خریداران برق قرار دهد. بنابراین بازار برق در هر روز این اطلاعات را به همراه حداقل و حداکثر قیمت پیشنهادی فروشندگان و همچنین حداقل و حداکثر قیمت پذیرفته شده بازار و متوسط موزون قیمت پذیرفته شده بازار در هر ساعت را که برای روز بازار تهیه شده است را تا ساعت ۹ صبح از طریق سایت در اختیار خریداران برق قرار میدهد.

خریداران می بایست اطلاعات مربوط به پیش بینی نیاز مصرف هر ساعت خود را تا ساعت ۹ صبح سه روز قبل از روز بازار از طریق سیستم اطلاعات بازار برق ایران- در قسمت خریداران، به بازار برق ارسال نمایند. خریداران همچنین می توانند پیش بینی نیاز مصرف خود را تا ساعت ۱۰ صبح روز قبل از روز بازار اصلاح نمایند. کلیه ویرایشها و اصلاحات خریداران با ثبت زمان اعلام اصلاحات، در بخش اطلاعات پیش بینی نیاز مصرف خریداران نگهداری می شود.



بیش بینی نیاز مصرف

Hour	Demand	Peak
1	1788....	1788....
2	1578....	1578....
3	1448....	1448....
4	1382....	1382....
5	1355....	1355....
6	1356....	1356....
7	1308....	1308....
8	1328....	1328....
9	1472....	1472....
10	1681....	1681....
11	1873....	1873....
12	1982....	1982....
13	2010....	2010....
14	1987....	1987....
15	1937....	1937....
16	1908....	1908....
17	1935....	1935....
18	2021....	2021....
19	2281....	2281....
20	2378....	2378....
21	2368	2368

روز بازار: جمعه 1389/12/20

* خریدار: توزیع برق تهران بزرگ-EDC34


ویرایش: 2

* مقدار در پیک همزمان (MW): 2378.0

* لحظه پیک همزمان: 20:00

* مقدار در پیک غیر همزمان (MW): 2378.0

* لحظه پیک غیر همزمان: 20:00



نحوه صدور صورتحسابها

مطابق بند ۵-۲ آیین نامه تعیین روش، نرخ و شرایط خرید و فروش برق در شبکه برق کشور، انجام مبادلات مالی و تهیه صورتحسابهای بازیگران بازار برق بر عهده مدیر بازار برق می باشد. در این بخش سعی خواهد شد تا اصول کلی حاکم بر تهیه صورتحسابها ارائه گردد. از یک نگاه می توان صورتحسابها را به سه دسته روزانه، ماهانه و قطعی فصلی تقسیم بندی نمود، که در ادامه هر یک از آنها شرح داده خواهند شد.

۱- صورت حساب روزانه

بمنظور صدور صورتحسابهای روزانه (d)، بازار موظف می باشد حداکثر تا پایان وقت اداری دو روز بعد (d+۲) صورتحسابهای مربوط به روز مورد نظر (d) کلیه ی مالکان نیروگاه، خریداران و شرکتهای ارائه کننده خدمات انتقال در بازار برق را بر مبنای اطلاعات دریافت شده از مرکز و شرکتهای مربوطه تهیه و بر روی سیستم اطلاعات بازار برق ایران قرار دهد.

۲- صورت حساب ماهانه

بمنظور صدور صورتحسابهای مربوط به ماه (m) مرکز و کلیه ی شرکتهای ذیربط موظف هستند فایل های اطلاعاتی ماه مورد نظر (m) را حداکثر تا پایان وقت اداری روز پنجم ماه بعد (m+۱) به بازار برق ارسال نمایند. بازار موظف است حداکثر تا پایان وقت اداری روز پانزدهم ماه بعد (m+۱)، صورتحسابهای مربوط به ماه مورد نظر (m) کلیه ی مالکان نیروگاه، خریداران و شرکتهای ارائه کننده خدمات انتقال را براساس اطلاعات دریافتی از مرکز و بازیگران بازار برق صادر و بر روی سیستم اطلاعات بازار برق قرار دهد.

شرکت سهامی مدیریت شبکه برق ایران

صورتحساب فروش برق

	شرکت: توزیع برق تهران بزرگ		نوع: ماهانه
	از: ۱۳۸۹/۰۹/۰۱	تا: ۱۳۸۹/۰۹/۳۰	تاریخ صدور: ۱۳۸۹/۱۰/۲۲
شماره	شرح	عطف به مواد آیین نامه	مقدار
	قدرت درخواستی (مگا وات)	ماده ۴-۷ و بند ۲-۱ الحاقیه	مبلغ (ریال)
	انرژی مصرفی با نرخ بازار (مگا وات ساعت)	۴-۷ ، ۱۷-۴	۱۸۵,۲۹۳,۵۲۷,۳۹۰
	مصرف برق با نرخ پذیرفته شده (باتوجه به اعلام نیازمصرف برق با نرخ پیشنهادی)	۴-۷ ، ۱۹-۴	۱,۴۲۳,۹۴۱
	مصرف برق با نرخ پذیرفته شده تعدیل شده	تبصره ۱ ماده ۲-۷	۱۵۵,۲۸۹,۴۳۸,۸۰۳
	بهای مصرف توان راکتیو	رویه مدیریت خدمات توان راکتیو	۱,۷۰۳,۶۱۴,۰۱۳
جمع (۱)			۳۴۲,۲۸۶,۵۸۰,۲۰۶
	آزمون ناموفق مصرف	۲۲-۴، ۶-۷	۳۴,۰۰۶
جمع (۲)			۶۹۶,۷۹۹,۱۴۰
	تشویق در پیش بینی نیاز مصرف	بند ۵-۱۱ صورتجلسه ۱۳۲ هیات تنظیم	۱,۹۸۴,۲۶۸,۵۸۳
جمع (۳)			۱,۹۸۴,۲۶۸,۵۸۳
جمع (۱+۲+۳)			۳۴۰,۹۹۹,۱۱۰,۷۶۲

۳- صورتحساب قطعی فصلی

بمنظور صدور صورتحسابهای قطعی فصلی مربوط به هر فصل (n) شامل ماههای m، m+۱ و m+۲ مرکز و کلیه بازیگران ذیربط موظف هستند فایل‌های اطلاعاتی فصل مورد نظر را با اعمال تغییرات احتمالی ماهانه، حداکثر تا پایان وقت اداری روز پنجم ماه دوم فصل بعد (m+۴) به بازار برق ارسال نمایند. پس از دریافت اطلاعات، بازار موظف می باشد حداکثر تا پایان وقت اداری روز دهم ماه دوم فصل بعد (m+۴) صورتحسابهای مربوط به فصل مورد نظر (n) کلیه ی مالکان نیروگاه، خریداران و شرکتهای ارائه کننده خدمات انتقال در بازار برق را براساس اطلاعات دریافتی صادر نموده و بر روی سیستم اطلاعات بازار برق ایران قرار دهد.

لازم به ذکر است در صدور صورتحساب قطعی فصل چهارم سال (ماههای دی، بهمن، اسفند) به لحاظ کمبود زمان و اتمام سال مالی، مرکز و کلیه بازیگران ذیربط موظف هستند اطلاعات مربوط به این فصل را حداکثر تا پایان وقت اداری روز سی ام فروردین ماه سال بعد به بازار برق ارسال نمایند. در خصوص صدور صورتحساب قطعی فصل چهارم (ماههای دی، بهمن، اسفند) با توجه به دلایل ذکر شده در فوق، بازار موظف می باشد صورتحسابهای مربوطه را حداکثر تا پایان وقت اداری روز چهارم اردیبهشت ماه سال بعد صادر نموده و بر روی سیستم اطلاعات بازار برق ایران قرار دهد.

صورتحساب مصرف کنندگان (خریداران)

در حالت کلی مصرف کنندگان بازار برق ایران شامل شرکتهای برق منطقه ای، شرکتهای توزیع و توانیر (ارسال برون مرزی) می باشند. همانگونه که گفته شد مصرف کنندگان لازم است میزان انرژی مصرفی خود برای هر ساعت به همراه پیک لحظه ای همان ساعت را حداکثر تا ساعت ۹ صبح ۳ روز قبل از روز بازار، به بازار برق ارسال نمایند. مصرف کنندگان می توانند تا ساعت ۱۰ صبح روز قبل از روز بازار اطلاعات ارسالی خود را اصلاح نمایند. در حالت کلی مبالغ پرداختی خریداران به بازار برق شامل مولفه های زیر می باشد:

- مبلغ پرداختی بابت قدرت درخواستی
- مبلغ پرداختی بابت انرژی مصرفی
- مبلغ پرداختی بابت جریمه آزمون ناموفق مصرف

۱- مبلغ پرداختی بابت قدرت درخواستی

مبلغی است که خریدار در هر ساعت بابت هر مگاوات قدرت قابل تامین (اعم از اینکه از آن استفاده کند و یا استفاده نکند) و یا مصرف واقعی، هر کدام بزرگتر باشد. براساس آیین نامه خرید و فروش برق باید پرداخت نماید. این نرخ عمدتاً متأثر از هزینه های ثابت تولید، انتقال و مدیریت شبکه بوده و برای ساعات مختلف سال متفاوت است. این نرخ توسط مدیر بازار برای هر ساعت به نحوی محاسبه میشود که مجموع مبالغ پرداختی

توسط مدیر بازار بابت خرید خدمات انتقال و آمادگی نیروگاهها با جمع مبالغ دریافتی توسط مدیر بازار از خریدارها (بابت هزینه قدرت درخواستی) و از عرضه کننده ها (بابت هزینه ترانزیت) در هر ساعت برابر شود. به منظور محاسبه میزان قدرت درخواستی در هر ساعت از رابطه تعریف شده در بند اول مصوبه جلسه بیست و سوم هیئت تنظیم بازار برق مطابق رابطه (۱) استفاده می شود:

$$AD(k,i) = \text{Max}(FD(k,i) - LC(k,i), D(k,i)) \quad (1)$$

در رابطه فوق:

$AD(k,i)$: میزان قدرت درخواستی مصرف کننده k ام در ساعت i ام

$FD(k,i)$: پیش بینی نیاز مصرف کننده k ام در ساعت i ام

$LC(k,i)$: (خاموشی + معادل افت فرکانس) مصرف کننده k ام در ساعت i ام

$D(k,i)$: مصرف واقعی مصرف کننده k ام در ساعت i ام

در رابطه فوق پیش بینی نیاز مصرف توسط هر یک از خریداران به بازار برق ارسال می گردد. اطلاعات مربوط به خاموشی و افت فرکانس برای هر ساعت، ۱ روز پس از روز بازار توسط مرکز در اختیار بازار برق قرار می گیرد. مصرف واقعی نیز با استفاده از اطلاعات ثبت شده در کنتورها تعیین می گردد.

نرخ قدرت درخواستی در هر ساعت برای تمامی مصرف کنندگان ثابت بوده و با استفاده از رابطه (۲) محاسبه میگردد:

$$(2) \quad \text{مجموع مبلغ دریافتی بازار بابت آمادگی} - \text{مجموع مبلغ پرداختی بازار بابت آمادگی}$$

= نرخ قدرت درخواستی کل کشور

مجموع قدرت درخواستی کلیه مصرف کنندگان

مبلغ پرداختی بازار بابت آمادگی شامل مولفه های مبلغ پرداختی بابت آمادگی نیروگاههای کشور، مبلغ پرداختی بابت آمادگی دریافت برون مرزی و مبلغ پرداختی بابت خدمات انتقال می باشد مبلغ دریافتی بازار بابت آمادگی شامل مبلغ دریافتی بابت جریمه آزمون ظرفیت می باشد.

مبلغ قدرت درخواستی هر یک از مصرف کنندگان در هر ساعت از حاصلضرب میزان قدرت درخواستی مصرف کننده در نرخ قدرت درخواستی کل کشور و با استفاده از رابطه (۳) محاسبه می گردد.

(3)

$$DC(k,i)=AD(k,i)\times DR(i)$$

در رابطه فوق $DR(i)$ نرخ قدرت درخواستی کل کشور در ساعت k ام و $DC(k,i)$ مبلغ قدرت درخواستی مصرف کننده k ام در ساعت k ام می باشد.

۲- مبلغ پرداختی بابت انرژی مصرفی

مبلغی است که خریدار در هر ساعت برای خرید هر مگاوات ساعت انرژی مصرفی پرداخت خواهد کرد. این مبلغ توسط مدیر بازار و عمدتاً براساس متوسط وزنی نرخ پذیرفته شده انرژی تولیدی واحدهای نیروگاهی که در تامین نیاز مصرف مشارکت داشته اند. برای هر ساعت محاسبه و به خریدارها ابلاغ می شود. نرخ انرژی مصرفی در کل کشور و برای تمام خریداران ثابت بوده و با استفاده از رابطه (۴) محاسبه می گردد:

$$\text{(مجموع مبلغ دریافتی بازار بابت-مجموع مبلغ پرداختی بازار بابت انرژی)}$$

تخریح انرژی مصرفی کل کشور

میزان انرژی مصرفی کل مصرف کنندگان

مبلغ پرداختی بازار شامل مولفه های: مبلغ پرداختی بابت انرژی تولیدی نیروگاههای کشور، مبلغ پرداختی بابت انرژی دریافتی برون مرزی و مبلغ پرداختی بابت سلب فرصت (خسارت) می باشد. مبلغ دریافتی بازار، شامل مولفه های مبلغ دریافتی بابت جریمه عدم همکاری و مبلغ دریافتی بابت جریمه آزمون ناموفق مصرف می باشد.

مبلغ انرژی مصرفی هر یک از مصرف کنندگان از حاصلضرب میزان انرژی مصرفی هر مصرف کننده در نرخ انرژی مصرفی کل کشور محاسبه می شود.

۳- مبلغ پرداختی بابت جریمه آزمون ناموفق مصرف

۱-۳ تعریف آزمون ناموفق مصرف

آزمون ناموفق مصرف عبارت است از احراز عدم توانایی خریدار برای مصرف به میزان نیاز مصرف کل اعلام شده توسط مرکز در صورتی که خریدار قادر نباشد مصرف خود را تا سقف نیاز مصرف کل و با منظور نمودن محدودیت های خارج از کنترل خریدار (مانند محدودیت انتقال و حوادث غیرمترقبه) به حد درخواست شده از سوی مرکز برساند، آزمون ناموفق مصرف تلقی می شود.

عدم دقت کافی خریداران در تعیین میزان نیاز مصرف می تواند سبب تحمیل برخی هزینه های اضافی و خروج بازار از شرایط بهینه اقتصادی شود، لذا ضروری است خریداران نیاز مصرف هر ساعت خود را با بیشترین دقت ممکن پیش بینی و تا موعد مقرر درنظام نامه بازار برق ایران در اختیار مدیر بازار قرار دهند.

درصد انحراف پیش بینی نیاز مصرف یک خریدار برای هر ساعت از فرمول زیر محاسبه می شود:

$$E_{idh} = \frac{W_{idh}^a - W_{idh}^e}{W_{idh}^a}$$

E_{idh} : درصد انحراف پیش بینی نیاز مصرف توسط خریدار A_m (بدون واحد) در ساعت h ام روز d ام

W_{idh}^a : مقدار مصرف واقعی خریدار A_m (مگاوات ساعت) در ساعت h ام روز d ام

W_{idh}^e : مقدار پیش بینی نیاز مصرف توسط خریدار A_m (مگاوات ساعت) در ساعت h ام روز d ام

در صورتی که بنا به عللی نظیر کمبود تولید یا حوادث ناشی از شبکه قبل از نقطه تحویل و یا حوادث غیرمترقبه در شبکه، خاموشی یا تغییرات فرکانس رخ دهد، در محاسبه E_{idh} از میزان مصرف تعدیل شده به منزله مصرف واقعی خریدار در هر ساعت به شرح زیر استفاده می شود:

$$W_{idh} = W_{1idh} + W_{2idh} + W_{3idh}$$

W_{idh} = میزان مصرف تعدیل شده خریدار آم در ساعت h ام روز id ام

W_{1idh} = میزان مصرف واقعی خریدار آم در ساعت h ام روز id ام

W_{2idh} = میزان خاموشی خریدار آم در ساعت h ام روز id ام

W_{3idh} = برآورد محاسباتی میزان تغییرات مصرف آم ناشی از تغییرات فرکانس براساس مدل مورد استفاده توسط مدیر بازار (یا مدل ارائه شده توسط خریدار حسب انتخاب قبلی او)

با توجه به تاثیر افزایشی بارهای کشاورزی و صنعتی در انحراف پیش بینی، درصد انحراف خریدار در هر ساعت پیش از مقایسه با آستانه انحراف مجاز، به شرح زیر با ضریب R تعدیل میگردد:

$$e_{idh}^M = e_{idh} \cdot (1 + R)$$

که در آن

e_{idh} : درصد انحراف پیش بینی نیاز مصرف پیش از تعدیل در ساعت h ام روز id ام

e_{idh}^M : درصد انحراف پیش بینی نیاز مصرف تعدیل یافته در ساعت h ام روز id ام

می باشد و ضریب R (سهم سالیانه انرژی مصرفی بار کشاورزی و صنعتی خریدار) به شرح زیر محاسبه می شود:

$$E_{idh} = \frac{E_{idh} + E_{agr}}{E_{total}}$$

$E_{ind} + E_{agr}$: مجموع بار کشاورزی و صنعتی خریدار

E_{total} : کل بار خریدار

مقادیر بار صنعتی و کشاورزی خریداران توسط بخش آمار و اطلاعات معاونت منابع انسانی و معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر محاسبه و اعلام می گردد:

خریدارانی که درصد انحراف پیش بینی نیاز مصرف آنها بیشتر از آستانه انحراف مجاز باشد مشمول پرداخت هزینه انحراف می شوند. آستانه انحراف مجاز به شرح ذیل محاسبه می گردد:

آستانه انحراف مجاز برای هر خریدار در هر ساعت برابر با ۵۰ درصد قدر مطلق درصد متوسط موزون انحرافات برای کل خریداران در همان ساعت می باشد: با این قید که حداقل آستانه انحراف مجاز ۲٪ و حداکثر آن ۵٪ می باشد.

$$\text{Threshold}_{dh} = \max[\min(1/2 |\text{error}_{\text{ave.d.h}}\%|, 5\%), 2\%]$$

هزینه انحراف پیش بینی نیاز مصرف از واقعی (اعم از مثبت یا منفی) به شرح زیر محاسبه می شود:
در صورتی که پیش بینی نیاز مصرف خریدار آم کمتر از مصرف واقعی او باشد هزینه انحراف مثبت متناظر در هر ساعت از رابطه زیر به دست می آید:

$$\text{Penalty}_{1idh} = D_{dhi} \times (\text{bid}_{\text{max,d,h}} - P_{\text{average,d,h}})$$

که در آن:

Penalty_{1idh} : هزینه انحراف مثبت در ساعت hام روز dام

$D_{idh} = W_{idh}^a - W_{idh}^e$ | قدر مطلق انحراف پیش بینی نیاز مصرف خریدار آم از مصرف واقعی در ساعت hام روز dام

$\text{bid}_{\text{max,d,h}}$: حداکثر قیمت پذیرفته شده در بازار در ساعت hام روز dام

$P_{\text{average,d,h}}$: متوسط موزون قیمت پذیرفته شده در بازار در ساعت hام روز dام

در صورتی که پیش بینی نیاز مصرف خریدار آم بیشتر از مصرف واقعی او باشد هزینه انحراف منفی متناظر از رابطه زیر بدست می آید:

$$\text{Penalty}_{2idh} = D_{idh} \times (\text{bid}_{\text{max,d,h}} - \text{AVC}_{\text{average,d,h}})$$

که در آن

Penalty_{2idh} : هزینه انحرافی منفی در ساعت hام روز dام

$D_{idh} = W_{idh}^a - W_{idh}^e$: قدر مطلق انحراف پیش بینی نیاز مصرف خریدار از مصرف واقعی در ساعت

$Bid_{max,d,h}$ = حداکثر قیمت پذیرفته شده در بازار در ساعت h روز d ام

$AVC_{average,d,h}$ = متوسط AVC واحدهای پذیرفته شده در بازار در ساعت h روز d ام

نرخ هزینه انحراف برای همه خریداران در هر ساعت با متوسط گیری از هزینه کلیه انحرافهای منفی و مثبت به شرح ذیل محاسبه می شود:

$$Penalty_{dh} = \text{نرخ هزینه انحراف در ساعت } h \text{ روز } d \text{ ام} = \frac{A_{dh} + B_{dh}}{C_{dh}}$$

که در آن

A_{dh} : مجموع هزینه انحرافات مثبت در ساعت h روز d ام

B_{dh} : مجموع هزینه انحرافات مثبت در ساعت h روز d ام

C_{dh} : مجموع قدر مطلق همه انحرافات در شبکه در ساعت h روز d ام $C_{dh} = \sum D_{idh} = \sum W_{idh}^a - W_{idh}^e$

W_{idh}^a : مقدار مصرف واقعی در خریدار i ام در ساعت h روز d ام

W_{idh}^e : مقدار پیش بینی نیاز مصرف خریدار در ساعت h روز d ام

هزینه انحراف دریافتی از خریدارانی که انحراف پیش بینی نیاز مصرف آنها پس از انجام تعدیلات موضوع

$D_{idh} \times penalty_{dh}$

$D_{idh} = W_{idh}^a - W_{idh}^e$: انحراف پیش بینی نیاز مصرف خریدار i ام از مصرف واقعی در ساعت h روز d ام

$penalty_{dh}$: نرخ هزینه انحراف در ساعت h روز d ام محاسبه شده به شرح مندرج

مبلغ معادل کل هزینه انحراف های دریافتی در هر ساعت به عنوان پاداش روی خریدارانی که در محدوده مجاز پیش بینی کرده اند به شرح زیر سرشکن می شود.

کل هزینه انحراف های دریافتی در ساعت h ام روز d برابر است با:

$$P_{total,d,h} = \text{penalty}_{dh} \times \sum D_{idh}$$

که در penalty_{dh} و D_{idh} به شرح مندرج در بند ۵-۱۰ تعریف شده اند.

پاداش خریدار لازم (خریداری که انحراف پیش بینی آن بین صفر تا آستانه انحراف مجاز می باشد) در هر ساعت برابر است با:

$$\frac{P_{total,d,h}}{\sum_{j=1}^m (k_{jdh} \times W_{jdh}^a)} \times W_{jdh}^a \times K_{jdh}$$

که در آن:

$P_{total,d,h}$: کل هزینه انحراف های دریافتی در ساعت h ام روز d

W_{jdh}^a : مقدار مصرف واقعی خریدار لازم در ساعت h ام روز d

K_{jdh} : برابر است با

$$K_{jdh} = \frac{1}{\text{Threshd}_{dh}} \times (|e_{jdh}| - \text{Threshd}_{dh})^2 \times [1 - \text{sign}(|e_{jdh}| - \text{Threshd}_{dh})]$$

که در آن

$|e_{jdh}|$: قدر مطلق درصد انحراف پیش بینی نیاز مصرف خریدار لازم در ساعت h ام روز d می باشد.

M : تعداد خریدارانی که مشمول پاداش می باشند.