دستورالعمل اجرایی بازار روز فروش در نقطه مرجع شبکه

دریافت کنندگان سند:

پایش دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق..... ☐

شرکت مدیریت شبکه برق ایران..... ☐

کلیه تولید کنندگان بازار برق..... ☐

کلیه خریداران بازار برق..... ☐

تهیه کننده: مدیریت نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق تاریخ: ۱۳۹۶/۱۲/۱۶

تائید کننده: معاون بازار برق تاریخ: ۱۳۹۶/۱۲/۲۰

ابلاغ کننده: مدیرعامل شرکت مدیریت شبکه برق ایران تاریخ: ۱۳۹۶/۱۲/۲۳

محل مهر کنترل

واحد پیاده سازی مقررات بازار برق
تایید جهت اجرا
تاریخ:
شرکت مدیریت شبکه برق ایران

دستورالعمل اجرایی بند ۲ مصوبه صورت جلسه ۲۳۱
هیات تنظیم بازار برق

فهرست

صفحه

جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو	**دستورالعمل اجرایی**	شماره سند: **MI21 – 8** تاریخ ابلاغ : ۱۳۹۶/۱۲/۲۳ شماره تجدید نظر:۸ تاریخ تجدید نظر: ۱۳۹۶/۱۲/۱۶
دستورالعمل اجرایی بازار روز فروش در نقطه مرجع شبکه		

فهرست صفحه

۱ هدف ۲
۲ محدوده و دامنه کاربرد ۲
۳ مسوولیت ۲
۴ تعاریف ۲
۵ اصول عمومی ٤
۶ محاسبه پرداخت بهای انرژی به فروشندگان ٦
۷ محاسبه پرداخت بهای آمادگی ظرفیت به فروشندگان ۷
۸ محاسبه هزینه برگشت آمادگی فروشندگان ۸
۹ محاسبه کسر درآمد در آزمون ناموفق برای فروشندگان ۱۰
۱۰ محاسبه پرداخت بهای سلب فرصت تولید فروشندگان ۱۷
۱۱ جریمه عدم همکاری ۲٤
۱۲ خدمات جانبی ۲٤
۱۳ هزینه انرژی دریافتی از شبکه ۲٤
۱۴ محاسبه هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال برای فروشندگان ۲٦
۱۵ محاسبه بهای انرژی مصرفی خریداران ۲۷
۱۶ محاسبه هزینه انحراف پیشبینی نیاز مصرف خریداران ۳۰
۱۷ محاسبه هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال برای خریداران ۳۰
۱۸ محاسبه هزینه استفاده از خدمات جانبی برای خریداران ۳۱

۱ هدف

این دستورالعمل اجرایی در راستای اجرای "دستورالعمل بازار روز فروش در نقطه مرجع شبکه" مصوب بند ۲ صورتجلسه ۲۳۱ هیأت محترم تنظیم بازار برق، در شرکت مدیریت شبکه برق ایران تدوین شده است.

۲ محدوده و دامنه کاربرد

مواد و بندهای این دستورالعمل برای شرکت مدیریت شبکه برق ایران، مالکان واحدهای نیروگاهی و خریداران بازار برق لازم الاجراست.

۳ مسوولیت

مسوولیت نظارت بر حسن اجرای این دستورالعمل بر عهدهٔ معاون بازار برق شرکت مدیریت شبکهٔ برق ایران می‌باشد.

۴ تعاریف

۴ـ۱ نقطه مرجع شبکه (HUB) : نقطه‌ای انتزاعی در شبکه برق است که در آن فارغ از بحث ترانزیت و تلفات شبکه، تنها انرژی مبادله می‌شود. به این معنا که کلیه معاملات تجاری برق در آن نقطه انجام می‌شود و در آن هزینه ترانزیت و تلفات انتقال انرژی برابر صفر می‌باشد.

۴ـ۲ فروشندگان: تمامی کسانی که طرف فروش معاملات تجاری انرژی الکتریکی و خدمات جانبی شامل مالکان نیروگاه، شرکت توانیر، شرکت‌های برق منطقه‌ای، شرکت‌های توزیع نیروی برق و غیره هستند که فروش خود را در قالب معاملات روزفروش، قراردادهای دوجانبه و معاملات بورس انرژی انجام می‌دهند.

۳ـ۴ خریداران: تمامی کسانی که طرف خرید معاملات تجاری انرژی الکتریکی و خدمات جانبی شامل مالکان نیروگاه، شرکت توانیر، شرکت‌های برق منطقه‌ای، شرکت‌های توزیع نیروی برق و غیره هستند که خرید خود را در قالب معاملات روزفروش، قراردادهای دوجانبه و معاملات بورس انرژی انجام می‌دهند.

۴ـ۴ انرژی فروخته شده در هر ساعت: سرجمع انرژی فروخته شده توسط نیروگاه در تمامی انواع معاملات تجاری اعم از معاملات روزفروش، قراردادهای دوجانبه و معاملات بورس انرژی.

۵ـ۴ انرژی خریداری شده در هر ساعت: سرجمع انرژی خریداری شده از نیروگاه در تمامی انواع معاملات تجاری اعم از معاملات روزفروش، قراردادهای دوجانبه و معاملات بورس انرژی.

۶ـ۴ هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال برای فروشندگان ($Cost_TCG_{pp,h}$) : هزینه‌ای است که مالک نیروگاه برای انتقال انرژی فروخته شده در ساعت h ام از محل اتصال به شبکه نیروگاه pp ام تا نقطه مرجع شبکه، به شرکت مدیریت شبکه برق ایران پرداخت می‌نماید.

۷ـ۴ هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال برای خریداران ($Cost_TCBu_{b,h}$): هزینه‌ای است که خریدار b ام در ساعت h ام برای انتقال انرژی خریداری شده از نقطه مرجع شبکه تا محل مصرف، به شرکت مدیریت شبکه برق ایران پرداخت می‌نماید.

۸ـ۴ نرخ انرژی مصرفی خریداران در هر ساعت: نرخ انرژی که هزینه دریافتی بابت انرژی مصرفی کلیه خریداران در هر ساعت، بر اساس آن بدست می‌آید.

۹ـ۴ واژگان خاص که تعریف نشده‌اند دارای همان تعاریفی هستند که در «آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور» می‌باشند.

۵ اصول عمومی

۵ـ۱ تمامی معاملات خرید و فروش برق اعم از بازار روزفروش، معاملات دوجانبه و بورس انرژی در نقطه مرجع شبکه انجام می‌گردد.

۵ـ۲ مدیر بازار باید ضرایب مربوط به تلفات انتقال انرژی تولیدی متناظر با هر نیروگاه را از نقطه اتصال به شبکه تا نقطه مرجع شبکه، محاسبه کرده و در ابتدای تیر هر سال حداقل برای ۱۲ ماه آینده منتشر کند.

۵ـ۳ مدیر بازار باید نرخ هزینه استفاده از تاسیسات شبکه برای انتقال انرژی تولیدی هر نیروگاه را از نقطه اتصال به شبکه تا نقطه مرجع شبکه، محاسبه کرده و در ابتدای تیر هر سال حداقل برای ۱۲ ماه آینده منتشر کند.

۵ـ۴ مدیر بازار باید ضرایب مربوط به تلفات انتقال انرژی مصرفی متناظر با هر خریدار را از نقطه مرجع شبکه تا محل مصرف، محاسبه کرده و در ابتدای تیر هر سال حداقل برای ۱۲ ماه آینده منتشر کند.

۵ـ۵ مدیر بازار باید نرخ هزینه استفاده از تاسیسات شبکه برای انتقال انرژی خریداری شده هر خریدار را از نقطه مرجع شبکه تا محل مصرف، محاسبه کرده و در ابتدای تیر هر سال حداقل برای ۱۲ ماه آینده منتشر کند.

۵ـ۶ قیمت و انرژی پیشنهادی توسط مالک نیروگاه که روزانه برای مدیر بازار ارسال می‌شود، به ازای انرژی قابل تحویل در نقطه مرجع شبکه، تلقی می‌شود.

۵ـ۷ مالک نیروگاه موظف است در مهلت تعیین شده همزمان با پیشنهاد قیمت، سرجمع تعهدات خارج از بازارِ روزفروش خود را به نحو تعیین‌شده توسط شرکت مدیریت شبکه برق ایران به واحدهای آمادهٔ نیروگاه تخصیص دهد.

۵ـ۸ مدیر بازار موظف است در روز بازار، قبل از محاسبه میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام ($E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$) که در "دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید" به آن اشاره شده است و بعد از مهلت تصحیح قابلیت تولید ابراز شده، ظرفیت اختصاص یافته به واحدهای نیروگاهی جهت انجام تعهدات خارج از بازار را تعیین نماید

۵ـ۹ مادامی که برای نیروگاه ppام در ساعت hام میزان پشتیبانی از معاملات خارج از بازار ($E_Support_{Fin,pp,h}$) گزارش گردد، مطابق " دستورالعمل نحوه تسویه مالی تعهدات خارج از بازار در بازار روز فروش"، هزینه پشتیبانی از معاملات خارج از بازار ($Cost_Support_{Fin,pp,h}$) محاسبه می‌گردد.

۵ـ۱۰ خریداران باید پیش‌بینی نیاز خرید خود را در بازار با توجه به مصرف پیش‌بینی شده در محل مصرف ابراز نمایند.

۵ـ۱۱ مدیر بازار باید بهای انرژی تولیدی تحویل شده در نقطه مرجع شبکه را به مالکان نیروگاه پرداخت نماید.

۵ـ۱۲ مدیر بازار باید بهای انرژی مصرفی در نقطه مرجع شبکه را از خریداران دریافت نماید.

۵ـ۱۳ فروشندگان باید هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال را بر اساس نرخ‌های از پیش اعلام‌شده موضوع بند ۵-۳ و حجم انرژی تولید شده در محل نیروگاه، به شرکت مدیریت شبکه برق ایران پرداخت نمایند.

۵ـ۱۴ خریداران باید هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال را بر اساس نرخ‌های از پیش اعلام شده موضوع بند ۵-۵ و حجم انرژی مصرفی، به شرکت مدیریت شبکه برق ایران پرداخت نمایند.

۵ـ۱۵ حجم خرید هر خریدار در بازار عمده فروشی بر مبنای انرژی مصرفی در نقطه مرجع شبکه محاسبه می‌شود. حجم اضافه خرید هر خریدار در در بازار روز فروش بر اساس خرید واقعی شبکه محاسبه می‌گردد.

۵ـ۱۶ این دستورالعمل به همراه محاسبات آن برای حالت کلی نگارش شده است و موضوعاتی از قبیل سلب فرصت واحدهای نیروگاهی، کسر درآمد واحدهای نیروگاهی، ***UL*** شدن واحدهای نیروگاهی، انرژی مازاد پذیرفته شده در بازار و غیره مطابق رویه‌های موضوعه اعمال می‌گردد.

۶ محاسبه پرداخت بهای انرژی به فروشندگان

۶ـ۱ بهای پرداختی به تولیدکنندگان بابت تولید انرژی برای هر واحد نیروگاهی در هر ساعت، در محل نقطه مرجع شبکه محاسبه می‌شود. در "دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید" ، "دستورالعمل پرداخت بهای انرژی در شرایط محدودیت سوخت" و "دستورالعمل پرداخت بهای انرژی و سلب فرصت تولید در شرایط محدودیت سوخت" نحوه محاسبه بهای پرداختی به تولیدکنندگان بابت انرژی تولید شده توسط واحد در نقطه مرجع شبکه در شرایط

معمولی، در حالت بروز محدودیت فنی (UL) و در حالت تولید به مقدار مازاد بر میزان پذیرفته شده در بازار محاسبه شده است.

۷ محاسبه پرداخت بهای آمادگی ظرفیت به فروشندگان

۷ـ۱ بهای پرداختی به فروشندگان بابت آمادگی ظرفیت ابراز شده، در محل درب نیروگاه و با کسر مصرف داخلی واحد محاسبه و پرداخت می‌شود. بهای پرداختی به فروشندگان بابت خالص آمادگی هر واحد در هر ساعت (برای نیروگاه‌های انرژی نامحدود) از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

(۱)

$$Payment_AV_{pp,ppg,h} = A_{pp,ppg,h} + B_{pp,ppg,h} - C_{pp,ppg,h}$$

$$A_{pp,ppg,h} = max\left\{\left[\left(P_Dec_{pp,ppg,h} - \frac{E_Co_{pp,ppg,h}}{1 - \%L_G_{pp,h}}\right) \times CPF_h \times BAR\right], 0\right\}$$

$$B_{pp,ppg,h} = X_FOG_{pp,ppg,h} \times max\left\{\left[\left(E_TGU_{pp,ppg,h} - \left(P_S_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right)\right) \times CPF_h \times BAR \times 1.2\right], 0\right\}$$

$$C_{pp,ppg,h} = X_FOG_{pp,ppg,h} \times max\left\{\left[\left(min\left(E_TGU_{pp,ppg,h}, P_Dec_{pp,ppg,h}, Avcap_Max_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right) - \left(P_S_{pp,ppg,h} \times (1 - \rho_IC_{pp,ppg})\right)\right) \times CPF_h \times BAR\right], 0\right\}$$

$$X_FOG_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & \text{اگر واحد دارای سیستم خنک کنندگی باشد و همچنین تاریخ از ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور باشد} \\ 0 & \text{بقیه موارد} \end{cases}$$

که در آن:

$Payment_AV_{pp,ppg,h}$ **: بهای پرداختی بابت خالص آمادگی واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام در ساعت** h **ام (در نقطه درب نیروگاه)** $[Rial]$.

$P_Dec_{pp,ppg,h}$ **: میزان خالص ظرفیت ابراز شده واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام در ساعت** h **ام (خالص) (درب نیروگاه)** $[MWh]$.

$E_Co_{pp,ppg,h}$ **: میزان ظرفیت تخصیص داده شده به واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام در ساعت** h **ام بابت تعهدات خارج از بازار روز فروش (خالص) (در نقطه مرجع شبکه)** $[MWh]$.

$E_TGU_{pp,ppg,h}$ **: میزان انرژی خالص تولید شده واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام در کل ساعت** h **ام (خالص) (درب نیروگاه)** $[MWh]$.

$P_S_{pp,ppg,h}$ **: قدرت عملی پردازش شده نهایی ناخالص ساعتی واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام در ساعت** h **ام (ناخالص) (درب نیروگاه)** $[MWh]$.

$Avcap_Max_{pp,ppg,h}$ **: میزان سقف مجاز ابراز آمادگی برای واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام در ساعت** h **ام که در بند ۸-۱ محاسبه گردیده است (ناخالص) (درب نیروگاه)** $[MWh]$.

$\%L_G_{pp,h}$ **: درصد تلفات انتقال انرژی از نیروگاه** pp **ام تا نقطه مرجع شبکه در ساعت** h **ام که برای هر نیروگاه توسط مدیر بازار اعلام می‌شود.**

$\rho_IC_{pp,ppg}$ **: درصد مصرف داخلی واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام که مورد تأیید کارشناس منتخب هیأت تنظیم بازار برق می‌باشد.**

CPF_h **: ضریب بهای آمادگی ظرفیت در ساعت** h **ام .**

BAR **: نرخ پایه بهای آمادگی ظرفیت که در هر سال توسط هیأت تنظیم بازار برق تعیین می‌شود** $[Rial/MW]$.

۸ محاسبه هزینه برگشت آمادگی فروشندگان

۸ـ۱ میزان ظرفیتی از هر واحد که مشمول برگشت آمادگی می‌شود (آمادگی ظرفیت به آن تعلق نمی‌گیرد)، برابر است با:

$$P_AV_{Ret,pp,ppg,h} = Max\begin{Bmatrix} P_Dec_{pp,ppg,h} - \left(P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} \right. \\ \left. + DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h}\right), \\ \left[P_Dec_{pp,ppg,h} - \left(1 - \rho_IC_{pp}\right) \times Avcap_Max_{pp,ppg,h}\right], 0 \end{Bmatrix} \quad (۲)$$

که در آن:

$P_AV_{Ret,pp,ppg,h}$: میزان ظرفیتی که واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام مشمول برگشت آمادگی می‌شود (خالص) (درب نیروگاه) $[MW]$.

$P_Act_{pp,ppg,h}$: قابلیت تولید واقعی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول کسر درآمد نبوده اما مشمول سلب فرصت و دریافت بهای آمادگی می‌باشد و از رویه کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد مشمول کسر درآمد و مشمول سلب فرصت نبوده ولی بهای آمادگی دریافت می نماید و و از رویه کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$Avcap_Max_{pp,ppg,h}$: میزان سقف مجاز ابراز آمادگی برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام جهت حضور در بازار، که مطابق رابطه ذیل محاسبه می‌شود (ناخالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$:

$$Avcap_Max_{pp,ppg,h} = \begin{cases} P_S_MF_{pp,ppg,h} + Min\{6\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 6MWh\} & \text{از ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور} \\ P_S_MF_{pp,ppg,h} + Min\{3\% \times P_S_MF_{pp,ppg,h}, 3MWh\} & \text{بقیه روزها} \end{cases}$$		(۳)

$P_S_MF_{pp,ppg,h}$: برابر با قدرت عملی پردازش شده نهایی فقط با در نظر گرفتن سوخت اصلی نیروگاه (ناخالص) (درب نیروگاه)$[MWh]$.

۸ـ۲ هزینه برگشت آمادگی واحدهای نیروگاه از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$Cost_AV_{Ret,pp,ppg,h} = P_AV_{Ret,pp,ppg,h} \times CPF_h \times BAR$$	(٤)

که در آن:

$Cost_AV_{Ret,pp,ppg,h}$: هزینه برگشت آمادگی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (درب نیروگاه) $[Rial]$.

۹ محاسبه کسر درآمد در آزمون ناموفق برای فروشندگان

۹ـ۱ مطابق با «رویه تعیین جریمه آزمون ظرفیت تولید» پیوست صورتجلسه ۹۲ هیأت تنظیم بازار برق ایران، بسته به نحوه عملکرد واحد در آزمون ظرفیت، یکی از کسر درآمدهای آزمون ناموفق ظرفیت شامل $Penalty_GCT_{pp,ppg}$ و $Penalty_GSD_{pp,ppg}$ یا هر دو آنها ممکن است به عنوان کسر درآمد به واحد مربوطه در آن ساعت اعمال گردد.

۹ـ۲ چنانچه واحد نتواند میزان تولید خود را در زمان مقرر (مطابق با بند ۲-۷ دستورالعمل انجام آزمون ظرفیت تولید) به میزان درخواست شده برساند، از لحظه انحراف تا زمان اعلام رفع محدودیت از طرف مالک نیروگاه، مشمول کسر درآمد ناشی از محدودیت توان تولیدی خواهد شد. این کسر درآمد بر اساس رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$Penalty_GCT_{pp,ppg,h} = \propto_h \times \left(DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h} + 0.5 \times DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h} + \left(1 - X_Main_{pp,ppg,h}\right) \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + 0.3 \times DEV_GCT_{Type8,pp,ppg,h}\right) \times (1 + K_1) \times (1 + K_2)^{Min(C_{pp,ppg,h}-1,24)} \times CPF_h \times BAR \quad (۵)$$

که در آن:

$Penalty_GCT_{pp,ppg,h}$ **: کسر درآمد ناموفق در آزمون ظرفیت تولید (کسر درآمد ناشی از محدویت توان تولیدی) واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام در ساعت** h **ام (درب نیروگاه)** $[Rial]$**.**

K_1 **: ضریب وزن‌دهی کسر درآمد که معادل ۰/۲۵ در نظر گرفته می‌شود.**

K_2 **: ضریب انگیزشی سرعت عمل در رفع محدودیت که برابر با ۰/۰۵ در نظر گرفته می‌شود.**

$C_{pp,ppg,h}$ **: شمارنده ساعت از لحظه شروع انحراف میزان آمادگی واقعی از معیار آزمون ظرفیت تا ساعت اعلام رفع محدودیت در آزمون ظرفیت برای واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام.**

$X_Main_{pp,ppg,h}$: متغیر باینری برای واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام در دوره تعمیرات می‌باشد که به شرح ذیل محاسبه می‌گردد:

(٦)	اگر (روز بهره‌برداری، روز اول تعمیرات باشد) یا (روز بهره‌برداری، روز دوم تعمیرات باشد و خروج واحد در روز اول تعمیرات پس از ساعت ۱۳:۰۰ انجام گرفته باشد)	$X_Main_{pp,ppg,h} = 1$
	در روزهای دیگر دوره تعمیرات	$X_Main_{pp,ppg,h} = 0$

$CAP_GCT_{pp,ppg,h}$: میزان انحراف عملی واحد ppg ام نیروگاه pp ام از معیار آزمون ظرفیت در ساعت h ام (خالص) (درب نیروگاه)$[MW]$ که از رابطه زیر بدست می‌آید:

(۷)	$$CAP_GCT_{pp,ppg,h} = DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h} + (1 - X_Main_{pp,ppg,h}) \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type8,pp,ppg,h}$$

که در آن:

$DEV_GCT_{Type2,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد، مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type3,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد، مشمول ۵۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره تعمیرات که واحد، مشمول ۱۰۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$DEV_GCT_{Type8,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد، مشمول ۳۰٪ کسر درآمد اول می‌باشد و از دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

همچنین مقدار $\propto_h$ در ساعت h ام در رابطه (٤) ، طبق رابطه زیر برابر با یک یا صفر است:

$$\propto_h = \begin{cases} 1 & If \quad CAP_GCT_{pp,ppg,h} > CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \qquad (۸)$$

که در آن:

$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h}$: حداکثر انحراف مجاز واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در آزمون ظرفیت است. با توجه به خطای تجهیزات اندازه‌گیری و تجهیزات کنترل تولید واحدها، حداکثر انحراف مجاز از معیار آزمون ظرفیت در هر ساعت، مطابق رابطه زیر تعیین می‌شود:

$$CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, 5\% \times E_TGU_{pp,ppg,h}\} \qquad (۹)$$

که در آن:

$E_TGU_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی خالص تولید شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

تبصره ۲: در محاسبه $CAP_GCT_{Max,pp,ppg,h}$، در صورتی که مقدار $E_TGU_{pp,ppg,h}$، موجود نباشد، به

جای $E_TGU_{pp,ppg,h}$ از $\frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})}$ استفاده می‌شود.

که در آن:

$E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحد ppg ام نیروگاه ppام در ساعت h ام می‌باشد که از رویه کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (خالص) (در نقطه مرجع شبکه) [MWh].

۹ـ۳ چنانچه تولید واحد از میزان پذیرفته شده در بازار کمتر باشد، علاوه بر کسر درآمد تعیین شده فوق، کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید به واحد اعمال می‌شود و به صورت زیر در دوره بدون محدودیت سوخت و در دوره محدودیت سوخت محاسبه می‌گردد.

۹ـ۳ـ۱در دوره بدون محدودیت سوخت:

$$Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h} = \left[\beta_h \times \left\{\left(Min\left[Max(B-A,0), CAP_GCT_{pp,ppg,h}\right] \times \pi_ACC_{Max,h}\right) - Max\left(\int_{A}^{Min(B,A+CAP_GCT_{pp,ppg,h})} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)dE, 0\right)\right\}\right] \quad (۱۰)$$

$$A = (1-\%L_G_{pp,h}) \times (P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} + (X_Main_{pp,ppg,h}) \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h})$$

$$B = Max\{(1-\%L_G_{pp,h}) \times (E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h}), E_Co_{pp,ppg,h}\}$$

که در آن:

$Penalty_GSD_NF_{pp,ppg,h}$: کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه‌ریزی تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره بدون محدودیت سوخت (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$\pi_Acc_{Max,h}$: حداکثر قیمت پذیرفته شده در بازار در ساعت h ام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial/MWh]$.

$\pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)$: تابع قیمت انرژی پیشنهادی مالک نیروگاه برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام پس از اصلاح مربوط به حجم انرژی تخصیص‌داده شده به معاملات دوجانبه و بورس انرژی (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial/MWh]$.

$DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که واحد نه مشمول کسر درآمد بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد و از رویه کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید بدست می‌آید (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی خالص پذیرفته شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h در آرایش فنی اقتصادی در دوره بدون محدودیت سوخت (خالص) (درب نیروگاه)$[MWh]$.

در این صورت، میزان انحراف تولید واحد از مقدار انرژی پذیرفته شده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$CAP_GSD_{pp,ppg,h} = Min\left[Max(B-A,0), CAP_GCT_{pp,ppg,h}\right] \quad (۱۱)$$

که در آن:

$CAP_GSD_{pp,ppg,h}$: میزان انحراف تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام از مقدار توان پذیرفته شده در ساعت h ام (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

همچنین مقدار β_h در ساعت h ام در رابطه (۱۲) ، طبق رابطه زیر برابر با یک یا صفر می‌باشد:

$$\beta_h = \begin{cases} 1 & If \quad CAP_GSD_{pp,ppg,h} > CAP_GSD_{Max,pp,ppg,h} \\ 0 & Else \end{cases} \qquad (۱۲)$$

که در آن:

$CAP_GSD_{Max,pp,ppg,h}$ **: حداکثر انحراف مجاز واحد** ppg **ام نیروگاه** pp **ام در ساعت** h **ام است. با توجه به خطای تجهیزات اندازه‌گیری و تجهیزات کنترل تولید واحدها، حداکثر انحراف مجاز تولید خالص هر واحد در هر ساعت، مطابق رابطه زیر تعیین می‌شود:**

$$CAP_GSD_{Max,pp,ppg,h} = Min\{2MW, 5\% \times E_TG_Bill_{pp,ppg,h}\} \qquad (۱۳)$$

۹ـ۳ـ۲ در دوره محدودیت سوخت در رابطه (۱۰) به جای $E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h}$ از $E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}$ استفاده می‌گردد.

$$Penalty_GSD_{pp,ppg,h} = \left[\beta_h \times \left\{\left(Min\left[Max(B-A,0), CAP_GCT_{pp,ppg,h}\right] \times \pi_ACC_{Max,h}\right) - Max\left(\int_A^{Min(B,A+CAP_GCT_{pp,ppg,h})} \pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)dE, 0\right)\right\}\right] \qquad (۱۴)$$

$$A = \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times \left(P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type4,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h} + \left(X_Main_{pp,ppg,h}\right) \times DEV_GCT_{Type6,pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type7,pp,ppg,h}\right)$$

$$B = Max\left\{\left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times \left(E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}\right), E_Co_{pp,ppg,h}\right\}$$

که در آن:

$Penalty_GSD_{pp,ppg,h}$: کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه ریزی تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره محدودیت سوخت (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$E_TAcc_{Fin,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی خالص پذیرفته شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در آرایش فنی اقتصادی در دوره محدودیت سوخت (خالص) (درب نیروگاه)$[MWh]$.

۱۰ محاسبه پرداخت بهای سلب فرصت تولید فروشندگان

۱۰ـ۱ پس از اجرای بازار روزانه (در دوره محدویت سوخت و غیر محدودیت سوخت) و تعیین «آرایش تولید فنی-اقتصادی» برای واحدهای موجود در بازار، یک مقدار «فرصت رقابتی در آرایش فنی-اقتصادی» برای واحد تعریف می‌شود که این مقدار برابر است با مجموع مقدار «انرژی خالص پذیرفته شده واحد در آرایش فنی اقتصادی» و مقدار «انرژی خالص سلب شده از واحد» منهای مقدار «انرژی خالص UL شده واحد». یعنی:

$$E_Com_{pp,ppg,h} = E_TAcc_NF_{Fin,pp,ppg,h} + E_TOC_{Acc,pp,ppg,h} - E_TUL_{Acc,pp,ppg,h} \quad (۱۵)$$

که در آن:

$E_Com_{pp,ppg,h}$: مقدار فرصت رقابتی واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در آرایش فنی اقتصادی بازار (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$E_TOC_{Acc,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی خالص سلب شده از واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت hام که با استفاده از آرایش تولید در بازار روز بعد محاسبه می‌شود (خالص) (درب نیروگاه)$[MWh]$.

$E_TUL_{Acc,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی خالص UL شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در کل ساعت h ام که با استفاده از آرایش تولید در بازار روز بعد محاسبه می‌شود (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

۱۰ـ۲ مقدار "انرژی پایه" در دو حالت محاسبه می‌شود:

۱۰-۲-۱ انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام برای محاسبه سلب فرصت تولید در دوره بدون محدودیت سوخت استفاده می‌شود $[MWh]$. این کمیت به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} = Min\left(Max\left[E_Com_{pp,ppg,h}, \frac{E_Co_{pp,ppg,h}}{1-\%L_G_{pp,h}}\right], (1-\rho_IC_{pp}) \times (Avcap_Max_{pp,ppg,h}), P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}\right) \quad (۱۶)$$

که در آن:

$E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (خالص) (درب نیروگاه)$[MWh]$.

۱۰-۲-۲ انرژی پایه در دوره با محدودیت سوخت برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام برای محاسبه سلب فرصت تولید در دوره با محدودیت سوخت استفاده می‌شود $[MWh]$. این کمیت به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$E_X_{Fin,pp,ppg,h} = Min\left(Max\left[E_Com_{pp,ppg,h}, \frac{E_Co_{pp,ppg,h}}{1-\%L_G_{pp,h}}\right], (1-\rho_IC_{pp}) \times (Avcap_Max_{pp,ppg,h}), P_Act_{pp,ppg,h} + DEV_GCT_{Type5,pp,ppg,h}\right) \quad (۱۷)$$

که در آن:

$E_X_{Fin,pp,ppg,h}$: مقدار انرژی پایه در دوره محدودیت سوخت برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$

۱۰ـ۳ سلب فرصت در دوره با و بدون محدودیت سوخت به شرح ذیل محاسبه می‌گردد.

۱۰-۳-۱ در دوره بدون محدودیت سوخت:

چنانچه «مقدار انرژی خالص تخصیص داده شده به واحد در نقطه مرجع $E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$» از مقدار «انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت در نقطه مرجع $\times \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right)$ $E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h}$» کمتر باشد، مقدار کل انرژی مشمول سلب فرصت ناشی از اختلاف انرژی تولیدی با مقدار انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت از رابطه زیر محاسبه می‌گردد:

$$E_TOC_NF_{Bill,pp,ppg,h} = Max\left\{\left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} - E_TG_Bill_{pp,ppg,h}\ , 0\right\} \quad (۱۸)$$

که در آن:

$E_TOC_NF_{Bill,pp,ppg,h}$: مقدار کل انرژی سلب شده از واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام ناشی از اختلاف انرژی خالص تخصیص داده شده به واحد در نقطه مرجع شبکه با مقدار انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت (خالص) (در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

و بهای سلب فرصت در دوره بدون محدودیت سوخت و قابل پرداخت به هر واحد از نیروگاه در هر ساعت، مطابق با مصوب بند ۱ صورتجلسه ۲۰۷ ، از رابطه زیر محاسبه می‌شود (اختلاف سود مورد انتظار و سود حاصل شده):

$$Payment_E_OC_NF_{pp,ppg,h} = \propto_{pp,ppg,h} \times \left(\int_{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}^{E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h})} \pi_revenue_{pp,ppg,h}(E) \times dE - \left[\left(AVC_MF_{pp,ppg}(E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h}) + 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h} \right) \times E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} \right] + \left[\left(AVC_MF_{pp,ppg} \left(\frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \right) + 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h} \right) \times \frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \right] + K_{pp,ppg,h} \right) \quad (۱۹)$$

$$\propto_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & IF \quad E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} \geq \dfrac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \\ 0 & IF \quad E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h} < \dfrac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \end{cases} \quad (۲۰)$$

$$K_{pp,ppg,h} = E_TOC_NF_{Bill,pp,ppg,h} \times \left(\frac{1}{\eta_{Ave,h}} - \frac{1}{\eta_{pp,ppg}} \right) \times \frac{FFP_Gas_h - FSP_Gas_h}{FHV_Gas_{pp}} \quad (۲۱)$$

که در آن:

$Payment_E_OC_NF_{pp,ppg,h}$: پرداخت بابت سلب فرصت ناشی از کاهش مقدار انرژی خالص تخصیص داده شده تولید شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دروه بدون محدودیت سوخت (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$AVC_MF_{pp,ppg}()$: تابع « متوسط هزینه متغیر تولید سوخت اصلی» واحدهای نیروگاه است که این هزینه به ازای هر یک از مقادیر «انرژی خالص تخصیص داده شده» و یا «انرژی پایه در دوره بدون محدودیت سوخت»، دارای مقدار معینی است $[Rial/MWh]$.

$\pi_Tr_G_{pp,h}$: نرخ ترانزیت (هزینه دسترسی به تاسیسات شبکه انتقال) برای نیروگاه pp ام در ساعت h ام برای انتقال انرژی از درب نیروگاه تا نقطه مرجع شبکه که این نرخ برای هر نیروگاه توسط مدیر بازار اعلام می‌شود $[Rial/kWh]$.

$\eta_{pp,ppg}$: بازده واحد حرارتی ppg ام نیروگاه pp ام که مطابق با دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید محاسبه می‌شود.

η_{Ave}: بازده متوسط واحدهای حرارتی شبکه که مطابق با دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید محاسبه می‌شود.

FFP_Gas_h: قیمت آزاد سوخت گاز طبیعی در ساعت h ام که از شرکت توانیر استعلام می‌شود $[Rial/m^3]$.

FSP_Gas_h: قیمت نیروگاهی سوخت گاز طبیعی در ساعت h ام که از شرکت توانیر استعلام می‌شود $[Rial/m^3]$.

FHV_Gas_{pp}: ارزش حرارتی سوخت گاز نیروگاه pp ام که توسط شرکت توانیر اعلام می‌شود $[MWh/m^3]$.

۱۰-۳-۲ در دوره محدودیت سوخت:

چنانچه «مقدار انرژی خالص تخصیص داده شده به واحد در نقطه مرجع $E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$» از مقدار «انرژی پایه در دوره محدودیت سوخت در نقطه مرجع $\times \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right)$ $E_X_{Fin,pp,ppg,h}$» کمتر باشد، مقدار کل انرژی مشمول سلب فرصت ناشی از اختلاف انرژی تولیدی با مقدار انرژی پایه در دوره محدودیت سوخت از رابطه زیر محاسبه می‌گردد:

$E_TOC_{Bill,pp,ppg,h} = Max\{\left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \times E_X_{Fin,pp,ppg,h} - E_TG_Bill_{pp,ppg,h}, 0\}$	(۲۲)

که در آن:

$E_TOC_{Bill,pp,ppg,h}$: مقدار کل انرژی سلب شده از واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام ناشی از اختلاف انرژی تولید شده واحد با مقدار انرژی پایه در دوره محدودیت سوخت (خالص) (در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

بهای سلب فرصت در دوره محدودیت سوخت و قابل پرداخت به هر واحد از نیروگاه در هر ساعت، مطابق با مصوب بند ۱ صورتجلسه ۲۰۷، از رابطه زیر محاسبه می‌شود (اختلاف سود مورد انتظار و سود حاصل شده):

$$Payment_E_OC_{pp,ppg,h} = \propto_{pp,ppg,h} \times \left(\int_{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}^{E_X_{Fin,pp,ppg,h} \times (1 - \%L_G_{pp,h})} \pi_revenue_{pp,ppg,h}(E) \times dE - \left[\left(AVC_MF_{pp,ppg}\left(E_X_{Fin,pp,ppg,h}\right) + 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h} \right) \times E_X_{Fin,pp,ppg,h} \right] + \left[\left(AVC_MF_{pp,ppg}\left(\frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \right) + 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h} \right) \times \frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \right] + K_{pp,ppg,h} \right) \quad (۲۳)$$

$$\propto_{pp,ppg,h} = \begin{cases} 1 & IF \quad E_X_{Fin,pp,ppg,h} \geq \dfrac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \\ 0 & IF \quad E_X_{Fin,pp,ppg,h} < \dfrac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1 - \%L_G_{pp,h})} \end{cases} \quad (۲۴)$$

$$K_{pp,ppg,h} = E_TOC_{Bill,pp,ppg,h} \times \left(\frac{1}{\eta_{Ave,h}} - \frac{1}{\eta_{pp,ppg}} \right) \times \frac{FFP_Gas_h - FSP_Gas_h}{FHV_Gas_{pp}} \quad (۲۵)$$

که در آن:

$Payment_E_OC_{pp,ppg,h}$: **پرداخت بابت سلب فرصت ناشی از کاهش مقدار انرژی خالص تخصیص داده شده تولید شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام در دوره محدودیت سوخت (در نقطه مرجع شبکه)** $[Rial]$.

(تبصره: منظور از $\int_{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}^{E_X_NF_{Fin,pp,ppg,h}\times(1-\%L_G_{pp,h})} \pi_revenue_{pp,ppg,h}(E) \times dE$ در محاسبات سلب فرصت ، اختلاف درآمد مورد انتظار و درآمد حاصل شده می‌باشد. در صورتی که دوره غیرمحدودیت سوخت و دوره محدودیت سوخت مطابق با صورتجلسه ۲۳۸ هیات تنظیم بازار برق، واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام در بخشی از درآمد، مشمول پرداخت با نرخ القایی ($\pi_IP_{pp,ppg,h}$) یا نرخ UL ($\pi_UL_{pp,ppg,h}$) گردد، در تابع درآمد مالک نیروگاه برای واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام مقادیر ($\pi_IP_{pp,ppg,h}$) و ($\pi_UL_{pp,ppg,h}$) و ($\pi_offer_mod_{pp,ppg,h}(E)$) استفاده می‌گردند).

۱۱ جریمه عدم همکاری

۱۱ـ۱ جریمه عدم همکاری مطابق بند ۲ صورتجلسه ۲۲٤ و بند ۲ صورتجلسه ۲۸۸ هیأت تنظیم بازار برق محاسبه می‌شود و متاثر از اجرای بازار روز فروش در نقطه مرجع نمی‌باشد.

۱۲ خدمات جانبی

۱۲ـ۱ پرداخت بابت خدمات جانبی از بازار عمده فروشی برق، از اجرای بازار روز فروش در نقطه مرجع متاثر نمی‌باشد.

۱۳ هزینه انرژی دریافتی از شبکه

۱۳ـ۱ هزینه انرژی دریافتی از شبکه مطابق بند ۲ صورتجلسه ۲۷۰ هیأت تنظیم بازار برق به صورت زیر محاسبه می‌شود:

۱) در گام اول، ابتدا کل انرژی خالص تولید شده نیروگاه pp ام در ساعت h ام ($E_TG_{pp,h}$) با توجه به "دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید" محاسبه می‌گردد.

۲) در گام دوم، مطابق با مقادیر اعلامی از سوی "مدیریت سنجش و پایش انرژی"، میزان انرژی دریافتی از شبکه برای نیروگاه pp ام در ساعت h ام به شرح ذیل محاسبه می‌گردد:

$$E_Reverse_{pp,h} = \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_Reverse_{pp,ppg,h} \qquad (۲۶)$$

۳) در گام سوم، با توجه به مقایسه اعداد بدست آمده در گام‌های اول و دوم شرایط ذیل ایجاد می‌گردد:

- در صورتی که $E_TG_{pp,h} \geq E_Reverse_{pp,h}$ باشد آنگاه:

$$\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_TG_Bill_{pp,ppg,h} = \left(E_TG_{pp,h} - E_Reverse_{pp,h}\right) \times \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right)$$

$$Cost_Reverse_{pp,h} = 0 \qquad (۲۷)$$

- در صورتی که $E_TG_{pp,h} < E_Reverse_{pp,h}$ باشد آنگاه:

$$\sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} E_TG_Bill_{pp,ppg,h} = 0$$

$$Cost_Reverse_{pp,h} = \left(E_Reverse_{pp,h} - E_TG_{pp,h}\right) \times \pi_Max \times \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right) \qquad (۲۸)$$

که در آن:

$E_TG_{pp,h}$: کل انرژی خالص تولید شده نیروگاه pp ام در ساعت h ام که مطابق با "دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید" محاسبه می‌گردد (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$E_Reverse_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی دریافتی از شبکه برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$E_Reverse_{pp,h}$: میزان انرژی دریافتی از شبکه برای نیروگاه pp ام در ساعت h ام (خالص) (درب نیروگاه) $[MWh]$.

$E_TG_Bill_{pp,ppg,h}$: میزان انرژی تولید تخصیص داده شده خالص به واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که مطابق با "دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورتحساب تولید" محاسبه می‌گردد (خالص) (در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$Cost_Reverse_{pp,h}$: هزینه نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت انرژی دریافتی از شبکه (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

π_Max : قیمت سقف انرژی در نقطه مرجع شبکه $[Rial/MWh]$.

$\%L_G_{pp,h}$: درصد تلفات انتقال انرژی از نیروگاه pp ام تا نقطه مرجع شبکه در ساعت h ام.

$Nppg_{pp}$: تعداد واحدهای نیروگاه pp ام.

در نهایت، مقادیر $E_Reverse_{pp,h}$ و $Cost_Reverse_{pp,h}$ در صورتحساب نیروگاه pp ام در آیتم‌های میزان و هزینه انرژی دریافتی از شبکه مربوط به اولین واحد آن نیروگاه درج می‌شود.

۱۴ محاسبه هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال برای فروشندگان

۱۴ـ۱ هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال برای فروشندگان از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$Cost_TC_G_{pp,h} = 1000 \times \pi_Tr_G_{pp,h} \times \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{\left(1 - \%L_G_{pp,h}\right)}$$	(۲۹)

که در آن:

$Cost_TC_G_{pp,h}$: هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال نیروگاه pp ام در ساعت h ام برای انتقال انرژی از درب نیروگاه تا نقطه مرجع شبکه $[Rial]$.

$Nppg_{pp}$: تعداد واحدهای نیروگاه pp ام.

۱۵ محاسبه بهای انرژی مصرفی خریداران

۱۵ـ۱ بهای دریافتی از خریداران بابت انرژی مصرفی در نقطه مرجع شبکه از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$\mathbf{Cost_E_Bu_{b,h}} = E_Bu_{b,h} \times \pi_E_Bu_h$$ $$E_Bu_{b,h} = \left[\frac{\sum_{pp=1}^{N_{pp}}\left(E_TG_{pp,h} \times \left(1 - \%L_G_{pp,h}\right)\right)}{\sum_{b=1}^{N_b}\left(E_Act_Bu_{b,h} \times \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right)\right)} \times E_Act_Bu_{b,h} \times \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right)\right] - E_Co_Bu_{b,h}$$	(۳۰)

که در آن:

$Cost_E_Bu_{b,h}$: هزینه دریافتی از خریدار b ام در ساعت h ام بابت انرژی مصرفی در نقطه مرجع شبکه $[Rial]$.

$\pi_E_Bu_h$: نرخ انرژی مصرفی خریداران در ساعت h ام که مطابق با بند ۱۵ـ۲ محاسبه می‌شود $[Rial/MWh]$.

$E_Bu_{b,h}$: کل مصرف خالص خریدار b ام در ساعت h ام که از مدیر بازار در نقطه مرجع شبکه خریداری کرده است (خالص) (در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

$\%L_Bu_{b,h}$: درصد تلفات انتقال انرژی از نقطه مرجع شبکه تا نقطه مصرف خریدار b ام در ساعت h ام که برای هر خریدار از طرف مدیر بازار اعلام می‌شود.

$E_Act_Bu_{b,h}$: کل مصرف واقعی خریدار b ام اندازه‌گیری‌شده در محل مصرف در ساعت h ام (خالص) (درب مصرف) $[MWh]$.

$E_Co_Bu_{b,h}$: مقدار کل انرژی خریداری شده خریدار b ام در ساعت h ام از طریق قرادادهای دوجانبه و بورس انرژی (خالص) (در نقطه مرجع شبکه) $[MWh]$.

۱۵ـ۲ نرخ انرژی مصرفی خریداران در هر ساعت از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$\pi_E_Bu_h = \frac{M_h}{N_h}$	(۳۱)

که در آن:

$M_h = \sum_{pp=1}^{N_{pp}} \sum_{ppg=1}^{N_{ppg_{pp}}} \Big[Payment_E_TGU_{pp,ppg,h} + Payment_E_OC_Prc_{pp,ppg,h} - Penalty_GSD_Prc_{pp,ppg,h} - Penalty_E_NoCop_{pp,ppg,h} - Penalty_license_{pp,ppg,h} + Cost_Start_{pp,ppg,h} + max\left(\left[\left(min\left(P_Dec_{pp,ppg,h}, \frac{E_TG_Bill_{pp,ppg,h}}{(1-\%L_G_{pp,h})}\right) - \frac{E_Co_{pp,ppg,h}}{1-\%L_G_{pp,h}}\right) \times CPF_h \times BAR\right], 0\right)\Big] - \sum_{pp=1}^{N_{pp}} Cost_Support_{Fin,pp,h} - \sum_{pp=1}^{N_{pp}} Cost_Reverse_{pp,h}$	(۳۲)

همچنین:

$N_h = \sum_{b=1}^{N_b} [E_Bu_{b,h}]$	(۳۳)

که در آن:

$\pi_E_Bu_h$: نرخ انرژی مصرفی خریداران در ساعت h ام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Payment_E_TGU_{pp,ppg,h}$: کل پرداخت بابت تولید انرژی به واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Payment_E_OC_Prc_{pp,ppg,h}$: پرداخت بابت سلب فرصت ناشی از کاهش مقدار انرژی خالص تخصیص داده شده تولید شده واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که در دروه محدودیت سوخت برابر با $Payment_E_OC_{pp,ppg,h}$ و در دروه غیر محدودیت سوخت برابر با $Payment_E_OC_NF_{pp,ppg,h}$ است (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Penalty_GSD_Prc_{pp,ppg,h}$: کسر درآمد ناشی از اختلال در برنامه ریزی تولید واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که در دروه محدودیت سوخت برابر با $Penalty_GSD_{pp,ppg,h}$ و در دروه غیر محدودیت سوخت برابر با $Penalty_GSD__NF_{pp,ppg,h}$ است (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Penalty_E_NoCop_{pp,ppg,h}$: مقدار جریمه عدم همکاری با مرکز برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Penalty_license_{pp,ppg,h}$: مقدار جریمه پروانه بهره‌برداری برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Cost_Start_{pp,ppg,h}$: جبران هزینه روشن-خاموش کردن واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام که از "رویه پرداخت هزینه روشن-خاموش شدن واحدهای نیروگاهی" محاسبه می‌گردد (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Cost_Support_{Fin,pp,h}$: هزینه پشتیبانی از معاملات خارج از بازار نیروگاه ppام در ساعت hام که از "دستورالعمل نحوه تسویه مالی تعهدات خارج از بازار در بازار روز فروش" بدست می‌آید. (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$Cost_Reverse_{pp,h}$: هزینه دریافتی از نیروگاه pp ام در ساعت h ام بابت انرژی دریافتی از شبکه (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

N_b : تعداد کل خریداران با لحاظ داشتن واردات از بازار عمده فروشی.

N_{pp} : تعداد نیروگاه‌ها با لحاظ شدن صادرات برق در بازار عمده فروشی.

$N_{ppg_{pp}}$: تعداد واحدهای نیروگاه pp ام.

۱۶ محاسبه هزینه انحراف پیش‌بینی نیاز مصرف خریداران

۱۶ـ۱ اضافه پرداخت و پاداش انحراف پیش‌بینی نیاز مصرف نسبت به مصرف واقعی (اعم از انحراف مثبت یا منفی) بدون تغییر و بر اساس «رویه محاسبه هزینه انحراف پیش‌بینی نیاز مصرف خریداران بازار برق» پیوست صورتجلسه ۱۳۳ هیأت تنظیم بازار برق ایران محاسبه می‌شود. این محاسبات با توجه به اطلاعات پیش‌بینی مصرف خریداران و انرژی مصرف شده در محل مصرف انجام می‌شود.

۱۷ محاسبه هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال برای خریداران

۱۷ـ۱ هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال برای خریداران از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$Cost_TC_Bu_{b,h} = k_h \times \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right) \times E_Act_Bu_{b,h} \times (1000 \times \pi_Tr_Bu_{b,h} + \pi_Tr_{Avg,h}) \quad (۳٤)$$

که در آن:

$Cost_TC_Bu_{b,h}$: هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال خریدار b ام در ساعت h ام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

$\pi_Tr_Bu_{b,h}$: نرخ ترانزیت (هزینه دسترسی به تاسیسات شبکه انتقال) برای خریدار b ام در ساعت h ام برای انتقال انرژی از نقطه مرجع شبکه تا محل مصرف که این نرخ برای هر خریدار توسط مدیر بازار اعلام می‌شود $[Rial/kWh]$.

$\pi_Tr_{AVg,h}$: نرخ متوسط ترانزیت (انتقال انرژی) در ساعت h ام که مطابق با رابطه زیر محاسبه می‌شود $[Rial/MWh]$:

$$\pi_Tr_{Avg,h} = \frac{Cost_TC_{Total,h} - \sum_{pp=1}^{\mathrm{Npp}} Cost_TC_G_{pp,h}}{\sum_{b=1}^{Nb}\left[E_Act_Bu_{b,h} \times \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right)\right]} \quad (۳۵)$$

که در آن:

$Cost_TC_{Total,h}$: کل هزینه استفاده از تاسیسات شبکه انتقال در ساعت h ام (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

k_h : ضریبی است که در ساعت h ام مطابق رابطه ذیل محاسبه می‌گردد:

$$k_h = \frac{\sum_{b=1}^{N_b}\left[E_Act_Bu_{b,h} \times \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right) \times \pi_Tr_Bu_{Avg,h}\right]}{\sum_{b=1}^{N_b}\left[E_Act_Bu_{b,h} \times \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right) \times (1000 \times \pi_Tr_Bu_{b,h} + \pi_Tr_Bu_{Avg,h})\right]} \quad (۳٦)$$

۱۸ محاسبه هزینه استفاده از خدمات جانبی برای خریداران

۱۸ـ۱ با اجرایی شدن مکانیزم اجرای بازار در نقطه مرجع شبکه، بهای توان راکتیو و نحوه دریافت آن از خریداران از بهای خدمات جانبی دیگر خارج شده و به صورت مستقل از مصرف‌کنندگان دریافت می‌شود. در این صورت نرخ خدمات جانبی انرژی راکتیو برای خریداران برابر است با:

$$\pi_RE_Bu_h = \frac{\sum_{pp=1}^{\mathrm{Npp}} \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} Payment_RE_{pp,ppg,h}}{\sum_{b=1}^{N_b} \left[E_Act_Bu_{b,h} \times \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right)\right]} \quad (۳۷)$$

که در آن:

$\pi_RE_Bu_h$: نرخ خرید خدمات جانبی انرژی راکتیو برای خریداران در ساعت h ام $[Rial/MWh]$

$Payment_RE_{pp,ppg,h}$: کل پرداخت (شامل آمادگی و انرژی) بابت انرژی راکتیو به واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[Rial]$.

۱۸ـ۲ با اجرایی شدن مکانیزم اجرای بازار در نقطه مرجع شبکه، خدمات جانبی از دیدگاه خریداران در نقطه مرجع شبکه، به صورت مجموع «بهای کنترل فرکانس، بهای خود راه‌انداز و سایر خدمات جانبی منهای توان راکتیو» و «بهای آمادگی ظرفیت ذخیره تولید» تعریف می‌شود. در این صورت هزینه خدمات جانبی (غیر راکتیو) برای خریداران، به صورت رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$X_h = \sum_{pp=1}^{\mathrm{Npp}} \sum_{ppg=1}^{Nppg_{pp}} \left(Payment_Total_{pp,ppg,h} + Cost_TC_G_{pp,h} - Payment_RE_{pp,ppg,h} + Payment_Def_{pp,ppg,h}\right) - \mathrm{M_h} + \sum_{b=1}^{\mathrm{N_b}} Payment_Def_Bu_{b,h} \quad (۳۸)$$

که در آن:

X_h : هزینه خدمات جانبی (غیر راکتیو) برای کلیه خریداران در ساعت h ام $[Rial]$.

$Payment_Total_{pp,ppg,h}$: کل پرداخت خالص به واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[Rial]$.

$Payment_Def_{pp,ppg,h}$: جمع جبری پرداخت بابت معوقات برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام در ساعت h ام $[Rial]$.

$Payment_Def_Bu_{b,h}$: جمع جبری پرداخت بابت معوقات برای خریدار b ام در ساعت h ام $[Rial]$.

M_h : مطابق آنچه در محاسبه نرخ انرژی مصرفی خریداران در ساعت h ام ($\pi_E_Bu_h$) بیان شده است محاسبه می‌گردد (در نقطه مرجع شبکه) $[Rial]$.

در این صورت، نرخ خدمات جانبی (به غیر از توان راکتیو) که برای خریداران در هر ساعت احتساب می‌گردد، از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$\pi_Anc_Bu_{NoRE,h} = \frac{X_h}{\sum_{b=1}^{N_b}\left[E_Act_Bu_{b,h} \times \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right)\right]} \qquad (۳۹)$$

که در آن:

$\pi_Anc_Bu_{NoRE,h}$: نرخ خرید خدمات جانبی (غیر راکتیو) برای خریداران در ساعت h ام $[Rial/MWh]$.

۱۸ـ۳ لذا بر این اساس، خریداران برای کل مصرف اندازه‌گیری شده در نقطه مرجع شبکه، باید هزینه سهم استفاده از خدمات جانبی شبکه را پرداخت نمایند. این آیتم هزینه، مستقل از نوع خرید

(خرید در بورس انرژی، قراردادهای دو جانبه و یا خرید در بازار برق) باید پرداخت شود.

هزینه سهم استفاده از خدمات جانبی شبکه، از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$Cost_Anc_Bu_{b,h} = \left(1 + \%L_Bu_{b,h}\right) \times E_Act_Bu_{b,h} \times \left(\pi_RE_Bu_{h} + \pi_Anc_Bu_{NoRE,h}\right)$$	(٤٠)

که در آن:

$Cost_Anc_Bu_{b,h}$ **: هزینه خرید خدمات جانبی برای خریدار** b **ام در ساعت** h **ام** $[Rial]$.

گردآورندگان سند (به ترتیب الفبا):

مظاهر حاجی باشی	کارشناس مسئول پایش و ارزیابی بازار برق
جعفر خیاط زاده	رئیس گروه پایش و بهبود بازار
ایمان رحمتی	مدیر مدیریت نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق
مریم طارمی	کارشناس رسیدگی به مغایرتها
رضا طهماسبی	کارشناس پایش و ارزیابی بازار
سید میثم عزتی	کارشناس مسئول کنترل رویه‌های بازار برق
حسن غریب‌پور	کارشناس تدوین مقررات بازار
حسین محمدی	کارشناس مسئول داده کاوی
مصطفی یوسفی رامندی	کارشناس مدل‌سازی بازار