

مروری بر جایگاه خدمات جانبی کنترل فرکانس اولیه

در بازار برق ایران

سید حمید طبایی – نسبیبه فروزان

دفتر مدیریت توسعه بازار برق و هماهنگی با بورس انرژی

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

تهران، ایران

Tabaei @igmc.ir

بهره‌برداری مطمئن سیستم انتقال، ضروری است [1]. بخش مشترک تمام این تعاریف را می‌توان اینگونه مطرح کرد که خدمات جانبی، خدماتی است که از کالای انرژی تفکیک شده و مرتبط با حفظ امنیت و بهره‌برداری مطمئن از سیستم قدرت است. با توجه به اینکه امنیت یک مفهوم سیستمی است و باید به صورت مرکزی مدیریت شود، بنابراین بهره‌بردار سیستم مسئول خرید خدمات از طرف کاربران سیستم می‌باشد [2]. در بازارهای برق کشورهای مختلف، انواع متفاوتی از خدمات جانبی تعریف شده است که می‌توان عمده‌ترین این خدمات را به صورت زیر برشمرد [3] و [4]:

کنترل فرکانس^۲، کنترل ولتاژ^۳، رزرو چرخان^۴، خودراه‌اندازی^۵، کنترل AGC^۶، جبران‌سازی تلفات شبکه^۷ و کنترل اضطراری^۸ از جمله موارد دیگری که در تأمین خدمات جانبی مطرح می‌باشد، روش‌های تجاری تأمین این خدمات است. این خدمات در سایر کشورها در قالب قراردادهای بلندمدت و یا بر اساس مناقصه تأمین می‌گردند. در مواردی نیز، ارائه این خدمات توسط بازیگران امری اجباری است. در شکل (۱) روش تأمین خدمات جانبی کنترل فرکانس در برخی کشورها نمایش داده شده است [4]. همانطور که مشخص شده است در برخی کشورها از جمله

چکیده — در میان انواع خدمات جانبی، ارائه مشوق‌های خوب و محرک برای بازیگران بازار برق جهت ارائه بهتر خدمات جانبی کنترل فرکانس از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. کنترل فرکانس اولیه به عنوان یکی از عوامل پایدارسازی شبکه‌های برق، همواره به عنوان یک شاخص تعیین کننده در شبکه مورد توجه قرار داشته است و قابل دستیابی بودن سریع میزان مگاوات ذخیره کنترل فرکانس اولیه واحدهای نیروگاهی و توانایی استفاده مناسب از این عامل مهم، بدون فراهم نمودن مشوق‌های مالی مناسب برای ارائه دهندگان این خدمات امکان پذیر نمی‌باشد. در این مقاله به رویکرد تشویقی صنعت برق ایران در زمینه ارائه خدمات جانبی کنترل فرکانس اولیه پرداخته خواهد شد و مقررات مربوط به این موضوع در بازار برق ایران تشریح و روند تغییرات آن مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در انتها نیز تمرینش بودن نتایج در بازار برق ایران ارزیابی خواهد شد.

واژه‌های کلیدی — خدمات جانبی؛ کنترل فرکانس؛ بازار برق؛

۱. مقدمه

برای خدمات جانبی در بازارهای برق کشورهای مختلف تعاریف متفاوتی ارائه شده است. به طور نمونه کمیسیون مقررات انرژی آمریکا^۱، خدمات جانبی را آن دسته از خدمات می‌داند که برای پشتیبانی انتقال توان الکتریکی بین خریدار و فروشنده با توجه به تعهدات شرکت‌های انتقال برای

² Frequency Control

³ Voltage Control

⁴ Spinning Reserve

⁵ Black Start

⁶ Automatic Generation Control

⁷ Network loss compensation

⁸ Emergency Control

¹ FERC

توان مرتبط با اهمیت این خدمت و سابقه پیشامدهای شبکه دانست. در این خصوص می‌توان به آخرین خاموشی سراسری^{۱۱} کشور در سال ۱۳۸۰ اشاره نمود که شاید نقطه‌ی شروعی برای توجه بیشتر به موضوع خدمات جانبی و ایجاد ساختاری برای بکارگیری موثرتر مشارکت واحدهای نیروگاهی در کنترل فرکانس شبکه سراسری و حفظ ثبات فرکانس شبکه باشد. پیش از تصویب «رویه مدیریت خدمات جانبی کنترل فرکانس» در جلسه ۸۵ هیات^{۱۲} در سال ۸۶، مقرراتی به طور خاص برای پرداخت بابت مشارکت نیروگاه‌ها در کنترل فرکانس وجود نداشت اما به تدریج ارائه مشوق‌های مناسب‌تر از سوی صنعت برق برای بازیگران بازار خدمات جانبی موجب شد که از سال ۱۳۸۵ به بعد، علاوه بر نیروگاه‌های آبی دز و شهید عباسپور که تا آن زمان به تنهایی بخش اعظم بار سنگین کنترل فرکانس کشور را بر دوش می‌کشیدند، نیروگاه‌های دیگر نیز وارد این عرصه شوند و به مشارکت در ارائه خدمات جانبی کنترل فرکانس اولیه بپردازند تا جایی‌که از سال ۱۳۸۹ به بعد، تنظیمات رله های فرکانسی در کشور از ۴۹٫۲ هرتز به ۴۹٫۴ هرتز افزایش پیدا کرد [7] و ضریب امنیت فرکانس شبکه برق ایران ارتقاء یافت. در ادامه، رویکرد صنعت برق در بکارگیری هر چه بیشتر مشارکت نیروگاه‌ها در ارائه خدمات کنترل فرکانس با ارائه مشوق‌های مناسب، با تشریح رویه‌ها و دستورالعمل‌های مرتبط با این موضوع در بازار برق ایران مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۳. بررسی و تحلیل رویه‌های مرتبط با خدمات

جانبی کنترل فرکانس اولیه در بازار برق ایران

۳.۱. تحلیل و آسیب شناسی رویه مدیریت خدمات

جانبی کنترل اولیه فرکانس مصوب جلسه ۸۵ هیات تنظیم

این رویه اولین گام موثر در جهت تشویق بازیگران در ارائه خدمات جانبی کنترل فرکانس اولیه و مشارکت بیشتر آنها برای حفظ ثبات فرکانسی شبکه سراسری است که در اوایل سال ۱۳۸۶ مورد تصویب هیات قرار گرفت. براساس این رویه [5] به تمام واحدهای نیروگاهی که سیستم کنترل دور مولد (گاورنر) فعال داشته باشند و عملکرد صحیح آنها در هنگام انحراف فرکانس از طرف مرکز^{۱۳} مورد تایید باشد (این موضوع بر اساس آزمون‌های دوره‌ای واحدها توسط مرکز تعیین می‌گردد)، بهایی بابت ارائه خدمات کنترل

اتریش، هلند، ایرلند و اسپانیا، بابت ارائه خدمات کنترل فرکانس اولیه پرداخت انجام نمی‌شود و ارائه این خدمات اجباری است. در دانمارک، نروژ و سوئد پرداخت برپایه قراردادهای مذاکره‌ای است.

AT	CZ	DK	FI	FR	HU	IE	IR	NL	NO	PL	PT	ES	SE	SK	UK
FC	O	M	N	N	N	T	N	O	O	N	N	O	O	N	R
O = اچاره به ارائه خدمات، بدون پرداخت R = پرداخت براساس لیستهای تعیین شده و کوآپراتور بازار T = پرداخت براساس تعرفه M = ارائه و پرداخت در بازار															
FC	Frequency control														
AT	ارنیش	HU	مجارستان	PL	لهستان	UK	بریتانیا								
CZ	جمهوری چک	IE	ایرلند	PT	پرتغال										
DK	دانمارک	IR	ایرلند	ES	اسپانیا										
FI	فنلاند	NL	هلند	SE	سوئد										
FR	فرانسه	NO	نروژ	SK	اسلواکی										

شکل ۱: نحوه تأمین خدمات جانبی کنترل فرکانس اولیه در ۱۶ کشور

کنترل فرکانس اولیه، به معنی توانمندی واحدهای تولیدی در پاسخ سریع و خودکار به تغییرات فرکانس به منظور کنترل و تصحیح انحراف فرکانس شبکه و حفظ تعادل بار و تولید در ناحیه سنکرون، با استفاده از تجهیز سیستم کنترل دور مولد (گاورنر) می‌باشد [5]. کنترل اولیه فرکانس با مشارکت تمامی عوامل مرتبط (بهره‌بردارهای سیستم) می‌کوشد تا پایایی سیستم قدرت را فراهم نموده و در ظرف مدت چند ثانیه پس از وقوع یک پیشامد و یا اغتشاش، فرکانس سیستم را در مقادیر ثابت از پیش تعیین شده حفظ نماید [4] و [6].

۲. خدمات جانبی کنترل فرکانس اولیه در بازار

برق ایران^۹

دیدگاه افزایش مشوق‌های پرداختی به ارائه دهندگان خدمات جانبی سبب ارائه موثرتر این خدمات، افزایش بیش از پیش پایداری شبکه برق و تثبیت فرکانس و ولتاژ در نقاط مختلف شبکه برق کشور می‌گردد. در حال حاضر خدمات جانبی در بازار برق ایران به صورت زیر دسته بندی می‌شود:

- کنترل فرکانس اولیه
- ذخیره بهره برداری^{۱۰}
- توان راکتیب
- خودراه اندازی

در مقررات بازار برق ایران، اولین موضوعی که به عنوان خدمات جانبی به آن پرداخته شده‌است، خدمات کنترل فرکانس می‌باشد که دلیل آن را می

^{۱۱} Blackout

^{۱۲} هیات تنظیم بازار برق، وزارت نیرو

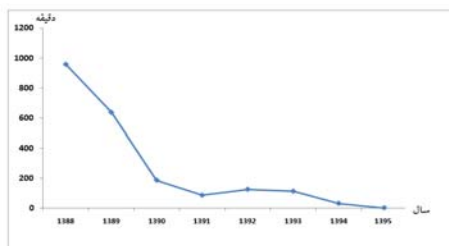
^{۱۳} مرکز ملی راهبری و پایش شبکه سراسری برق کشور

^۹ بازار عمده فروشی برق ایران: محلی برای خرید و فروش برق مورد نیاز شبکه برق کشور

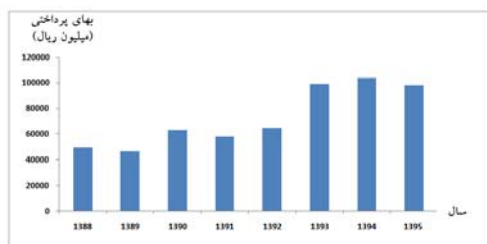
با استفاده از سازوکار رقابتی توسط شرکت مدیریت شبکه برق ایران

^{۱۰} این رویه که مصوب جلسه ۱۹۱ هیات تنظیم می‌باشد در بازار برق اجرایی نشده است

کنترل فرکانس علاوه بر بهای آمادگی بابت کل ظرفیت ابراز شده به بازار برق و مبلغ انرژی برای تولید انجام شده، مبلغی نیز براساس رابطه (۱) به صورت مشوق، جهت مشارکت در ارائه خدمات کنترل فرکانس دریافت می‌نمایند. چنانچه مشارکت در ارائه خدمات کنترل فرکانس موجب شود تولید پذیرفته شده واحد در آرایش تولید بازار برق، محدود گردد، هزینه فرصت از دست رفته، به میزان محدودیت ایجاد شده، به واحد پرداخت می‌گردد. همچنین واحد در صورت تولید بیش از مقدار پذیرفته شده در آرایش فنی - اقتصادی در بازار برق به دلیل مشارکت در ارائه خدمات کنترل فرکانس، علاوه بر دریافت بهای این خدمات، مشمول دریافت بهای انرژی برای تولید مازاد مطابق منحنی قیمت پیشنهادی خود خواهد شد. در این رویه اگرچه کسر درآمد ناشی از عدم اجرای تعهدات دیده شده است ولی به دلیل عدم تعیین مصادیق عملکرد ناصحیح واحد در ارائه این خدمات و نیز به دلیل رویکرد تشویقی، این بخش از رویه برای نیروگاه‌ها اعمال نگردیده است. با وجود کاستی‌های موجود در رویه ۸۵، آمار مربوط به ۸ سال اخیر (شکل‌های (3) و (4))، مبین مشارکت بیشتر واحدهای نیروگاهی در کنترل فرکانس نسبت به سال‌های قبل می‌باشد. که این امر اثرگذار بودن برنامه‌ها و مشوق‌های ارائه شده جهت ایجاد انگیزه برای نیروگاه‌ها را در راستای حفظ و ثبات فرکانس شبکه سراسری نشان می‌دهد.



شکل 3: مدت زمان قرارگیری فرکانس شبکه در خارج از محدوده 50 ± 0.2 هرتز از سال ۱۳۸۸ تا سال ۱۳۹۵

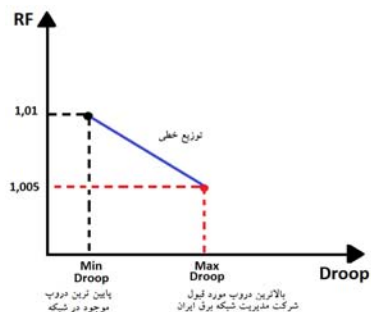


شکل 4: روند صعودی مشارکت و بهای پرداختی نیروگاه‌ها بابت ارائه خدمات جانبی کنترل فرکانس اولیه از سال ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۵

اولیه فرکانس پرداخت می‌شود. در سال ۱۳۸۷ [9]، با تصویب هیات و به جهت افزایش درآمد نیروگاه‌های مشارکت کننده در کنترل فرکانس و ایجاد رغبت بیشتر جهت همکاری آنها، در فرمول بهای پرداختی به بازیگران در رویه مصوب جلسه شماره ۸۵، ضریب ۵ اعمال گردید که این فرمول به صورت رابطه (۱) تغییر یافت:

$$Payment(Frequency) = PS \times (RF - 1) \times 5 \times BA \quad (1)$$

در این رابطه، PS بهای باند عملکردی^{۱۴} واحد شرایط کنترل فرکانس مورد تایید مرکز، BA نرخ پایه آمادگی و RF ضریبی براساس دروپ^{۱۵} واحد است که بر بهای پرداختی به واحد موثر است. مقدار این ضریب از رابطه خطی شکل (2) تبعیت می‌کند:



شکل 2: منحنی تعیین مقدار ضریب RF بر اساس دروپ واحد

آنچه باید در اینجا مورد توجه قرار گیرد، نحوه تاثیر دروپ واحد بر بهای پرداختی بابت مشارکت در کنترل فرکانس از طریق ضریب RF و نمودار مربوطه است، که دارای اشکالاتی است. استفاده از توزیع خطی برای این موضوع سبب می‌شود در پرداخت بهای کنترل فرکانس به واحد هایی که مشارکت خوبی دارند و دروپ آنها پایین است، تمایز زیادی وجود داشته باشد که این امر چندان عادلانه نیست. همچنین با توجه به شیب این نمودار، میزان کاهش درآمد برای واحدهای با دروپ پایین در شبکه با واحدهای با دروپ بالا یکسان در نظر گرفته شده است. علاوه بر این، پارامتر دیگری که می‌تواند برای سنجش کیفیت ارائه این خدمات استفاده شود و در این رویه مغفول مانده است، باند مرده^{۱۶} (راکد) فرکانسی می‌باشد. لازم به ذکر است، در این رویه صرفاً به باند عملکردی که واحد در صورت قرار گرفتن تولید در آن بازه می‌تواند در کنترل فرکانس مشارکت نماید، توجه شده است و میزان توانایی مشارکت واحد در تصحیح فرکانس به عنوان یک پارامتر مجزا و موثر در پرداخت دیده نشده است. براساس این رویه، واحدهای ارائه‌کننده خدمات

^{۱۴} بازه عملکرد واحد به صورت مگاواتی، جهت ارائه خدمات کنترل فرکانس اولیه

^{۱۵} که برابر نسبت تغییرات فرکانس شبکه به صورت پریونیت شده به تغییرات توان واحد به صورت پریونیت شده است.

^{۱۶} DeadBand

۳،۲. رویه مدیریت خدمات جانبی کنترل فرکانس مصوب جلسه ۲۸۳ هیات تنظیم

در جلسه ۱۹۱ هیات تنظیم در مهرماه سال ۱۳۹۰، ویرایش دیگری از رویه خدمات جانبی کنترل فرکانس مورد تصویب قرار گرفت که با توجه به وجود محدودیت‌هایی در اجرا و نیز عدم تعیین و ابلاغ نرخ‌های مربوطه، این رویه اجرایی نگردید و پرداخت به نیروگاه‌ها بابت ارائه خدمات کنترل فرکانس در بازار عمده‌فروشی برق، همچنان بر مبنای رویه مصوب جلسه ۸۵ هیات تنظیم انجام می‌شد. با توجه به مشکلات بیان شده در مورد رویه ۸۵، ضرورت بروزرسانی رویه بر اساس الزامات مورد نظر مرکز و نیز مطرح شدن مواردی همچون عدم تناسب مبالغ پرداختی برای ارائه خدمات کنترل فرکانس با هزینه‌های نیروگاه‌ها، سبب شد تا این رویه مورد بازنگری قرار گیرد.

در سال ۱۳۹۵ سهم خدمات جانبی کنترل فرکانس از کل بهای آمادگی پرداخت شده در بازار عمده‌فروشی برق ۰،۲ درصد بوده است که نشانگر سهم اندک بهای پرداختی به این خدمات در بازار عمده‌فروشی برق می‌باشد. به‌طور کلی طی سالهای اخیر سهم خدمات جانبی از کل پرداخت‌های بازار عمده‌فروشی برق مقادیر بسیار اندکی بوده که این موضوع برای سال ۱۳۹۵ در شکل (۵) نشان داده شده است که بیانگر آن است که باید برنامه‌ریزی و هدف‌گذاری مناسب انجام شود تا مبالغی که در حال حاضر به کلیه نیروگاه‌ها بابت ظرفیت آماده پرداخت می‌شود، به ارائه خدمات مشخص (انواع خدمات جانبی) اختصاص یابد.

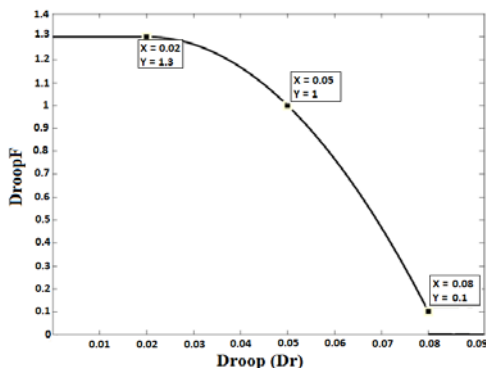
با توجه به موارد بیان شده، تدوین رویه‌ای جدید برای خدمات کنترل فرکانس در دستور کار شرکت مدیریت شبکه برق ایران قرار گرفت و رویه پیشنهادی در جلسه ۲۸۳ هیات تنظیم مورد تصویب قرار گرفت [10].



شکل ۵: سهم خدمات جانبی از کل پرداختهای بازار برق در سال ۱۳۹۵

براساس این رویه، مشارکت کلیه واحدهای نیروگاهی با ظرفیت نامی بیش از ۵۰ مگاوات در ارائه خدمات کنترل فرکانس اجباری است. واحدهای نیروگاهی با ظرفیت کمتر نیز در صورت اعلام آمادگی و تایید مرکز می‌توانند

در ارائه خدمات کنترل فرکانس مشارکت نمایند. تمامی واحدهای مذکور موظفند به محض اتصال به شبکه سراسری و قرار گرفتن تولید آنها (نقطه کار آنها) در محدوده باند فعالیت مورد انتظار^{۱۷} برای ارائه خدمات کنترل فرکانس، با دستور مرکز، سیستم کنترل فرکانس خود را فعال نمایند. بر همین اساس پرداخت به واحدها، با توجه به کمیت و کیفیت ارائه این خدمات صورت می‌پذیرد. در رویه خدمات جانبی کنترل فرکانس مصوب جلسه ۲۸۳ هیات، حداقل الزاماتی برای ارائه این خدمات توسط مرکز تعیین شده است که در صورت برآورده‌شدن، واحد مشمول پرداخت می‌گردد. واحدهایی که دروپ گاورنر آنها در محدوده صفر تا ۸ درصد باشد و باند مرده فرکانسی واحد بین صفر تا ± 0.05 هرتز باشد، در صورت عملکرد صحیح سیستم کنترل فرکانس واحد، مشمول پرداخت بهای خدمات کنترل فرکانس در بازار برق خواهند بود. از نکات قابل توجه در رویه ۲۸۳ نسبت به رویه ۸۵ تمایز مناسب بین واحدها بر اساس دروپ و تاثیر قابل توجه آن، در مبلغ پرداختی به نیروگاه بابت ارائه این خدمات است به نحوی که بطور مثال، ضریب موثر در پرداخت بابت کنترل فرکانس بر اساس دروپ (DroopF)، برای واحد با دروپ ۲ درصد (و پایین‌تر)، ۱۳ برابر واحدی با دروپ ۸ درصد است. این امر سبب می‌شود که نیروگاه‌های شبکه نسبت به بهبود وضعیت عملکرد گاورنر واحدهای خود حساسیت بیشتری داشته باشند. در شکل (۶) ضریب موثر در پرداخت بهای کنترل فرکانس بر اساس دروپ واحد نمایش داده شده است.



شکل ۶: منحنی ضریب موثر دروپ براساس تغییرات دروپ

براساس رویه مصوب جلسه ۲۸۳ هیات، قیود مرتبط با کنترل فرکانس در برنامه تعیین آرایش تولید واحدها موثر خواهد بود، به همین دلیل مرکز فهرست واحدهای توانا در ارائه خدمات کنترل فرکانس (دسته بندی شده بر حسب کیفیت ارائه خدمات به سه دسته خوب، متوسط و ضعیف)، حداقل

^{۱۷}فاصله بین ۹۵ درصد قدرت عملی واحد به عنوان باند بالا و حداقل ظرفیت تولیدی واحد به علاوه ۵ درصد قدرت عملی واحد به عنوان باند پایین

π_{FC_Fix} : بیانگر نرخ پرداخت ثابت^{۱۸} است. (ریال بر مگاوات‌ساعت)

(۳)

$$Payment_FC_{Var,reg,pp,ppg,h} = \text{Max}[(P_FC_Up_{Max,reg,pp,ppg,h} + P_FC_Down_{Max,reg,pp,ppg,h}) \times \text{DeadBandF}_{reg,pp,ppg} \times \text{DroopF}_{reg,pp,ppg} \times \pi_{FC_Fix} \times FC_Active_{reg,pp,ppg,h} \times FC_correct_{reg,pp,ppg} \times \pi_{FC_Var}], 0)$$

که در آن:

$Payment_FC_{Var,reg,pp,ppg,h}$: بهای متغیر پرداختی در زمان فعال شدن سیستم کنترل فرکانس به واحد ppg ام نیروگاه pp ام ناحیه reg ام در ساعت h ام است. (ریال)

$P_FC_Up_{Max,reg,pp,ppg,h}$: حداکثر ظرفیت قابل تخصیص به واحد ppg ام نیروگاه pp ام ناحیه reg ام در ساعت h ام در جهت افزایشی است که بر اساس جدول (۲) تعیین می‌شود. (مگاوات)

$P_FC_Down_{Max,reg,pp,ppg,h}$: حداکثر ظرفیت قابل تخصیص به واحد ppg ام نیروگاه pp ام ناحیه reg ام در ساعت h ام در جهت کاهشی است که بر اساس جدول (۲) تعیین می‌شود. (مگاوات)

جدول ۲: جدول مربوط به حداکثر ظرفیت قابل تخصیص (افزایشی یا کاهش)

نوع واحد	$P_FC_{Max,reg,pp,ppg}$
آبی	۰٫۱ قدرت عملی واحد
گازی و واحد بخار سیکل ترکیبی	۰٫۰۸ قدرت عملی واحد
بخار	۰٫۰۵ قدرت عملی واحد

$DeadBandF_{reg,pp,ppg}$: ضریب نمایانگر وضعیت باند مرده سیستم گاورنر واحد ppg ام نیروگاه pp ام ناحیه reg ام در آخرین دوره تست توسط مرکز است که بر اساس جدول (۳) تعیین می‌شود.

جدول ۳: جدول مربوط به ضرایب باند مرده

باند مرده	$DeadBandF_{reg,pp,ppg}$
کمتر یا مساوی ± 0.03 هرتز	۱
± 0.03 تا ± 0.05 هرتز	۰٫۵
بزرگتر از ± 0.05 هرتز	۰

^{۱۸} ضریب پرداخت ثابت است که توسط هیات تنظیم بازار برق تعیین می‌گردد. براساس صورتجلسه ۲۸۳ هیات، این ضریب ۰٫۲۱ برابر نرخ پایه آمادگی تعیین شده است

ظرفیت ذخیره کنترل فرکانس مورد نیاز برای هر ناحیه در جهت افزایشی و کاهش (برای هر ساعت از روز بعد) و حداکثر ظرفیت قابل تخصیص به واحد بابت ارائه این خدمات را در اختیار بازار برق قرار می‌دهد و بازار برق، آرایش تولید واحدها را بر اساس این قیود تعیین می‌نماید. بر مبنای این رویه [10] پرداخت به واحدها بابت ارائه خدمات کنترل فرکانس به دو بخش تقسیم می‌شود: ۱- پرداخت بابت توانایی در ارائه خدمات کنترل فرکانس (پرداخت ثابت) ۲- پرداخت بابت فعال شدن گاورنر واحد و بر اساس کیفیت ارائه خدمات (پرداخت متغیر).

دلیل دسته‌بندی پرداختها به این دو بخش، اهمیت تاثیر هر یک در تصحیح فرکانس است. در پرداخت ثابت که بر اساس رابطه (۲) می باشد، به وجود قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس شبکه و باندی که واحد در صورت قرار گرفتن تولید در آن بازه، توانایی ارائه این خدمات را دارد، توجه شده است. اما آنچه در پرداخت متغیر موثر است (رابطه (۳))، پارامترهای سنجش کیفیت ارائه این خدمات (دروپ و باند مرده) و نیز میزان توانایی افزایش و یا کاهش تولید به منظور تصحیح فرکانس است. همانطور که در بخش ۳٫۱ نیز اشاره شد، این مورد در رویه ۸۵ در نظر گرفته نشده بود.

$$Payment_FC_{Fix,reg,pp,ppg,h} = \text{Max}(BW_FC_{reg,pp,ppg} \times FC_correct_{reg,pp,ppg} \times \pi_{FC_Fix}, 0) \quad (2)$$

که در آن:

$Payment_FC_{Fix,reg,pp,ppg,h}$: بهای ثابت پرداختی بابت توانایی در ارائه خدمات کنترل فرکانس به واحد ppg ام نیروگاه pp ام ناحیه reg ام در ساعت h ام است. (ریال)

$BW_FC_{reg,pp,ppg}$: باند فعالیت اعلام شده توسط مرکز برای واحد ppg ام نیروگاه pp ام ناحیه reg ام در آخرین دوره تست است. (مگاوات)
 $FC_correct_{reg,pp,ppg}$: متغیری است که نمایانگر صحت یا عدم صحت عملکرد سیستم کنترل فرکانس واحد ppg ام نیروگاه pp ام ناحیه reg ام در آخرین دوره تست توسط مرکز می‌باشد که بر اساس جدول (۱) تعیین می گردد:

جدول ۱: جدول ضرایب مربوط به عملکرد واحد

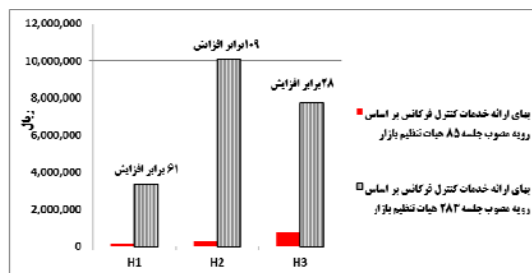
عملکرد سیستم کنترل فرکانس واحد	$FC_correct_{reg,pp,ppg}$
به تغییرات فرکانس حساس است و عملکرد صحیح دارد	۱
معاف از ارائه خدمات کنترل فرکانس	۰
به تغییرات فرکانس حساس نیست یا عملکرد صحیح ندارد	-۱

۴. مقایسه بهای پرداختی بابت ارائه خدمات کنترل فرکانس به چند واحد نمونه بر اساس رویه مصوب جلسه ۸۵ و ۲۸۳ هیات تنظیم

در شکل‌های (۷)، (۸) و (۹) مقایسه بهای پرداختی به سه واحد نیروگاه آبی، سه واحد نیروگاه بخار و سه واحد نیروگاه گازی نمونه با توجه به اطلاعات جدول (۴) برای بازه یک ساعت، براساس رویه ۸۵ و رویه ۲۸۳ هیات تنظیم نمایش داده شده است. این محاسبات براساس اطلاعات ارائه شده توسط مرکز، برای این واحدها در بهار ۱۳۹۶، با فرض فعال بودن گاورنر و صحت عملکرد آنها انجام شده است که بیانگر افزایش مبالغ پرداختی بابت ارائه خدمات کنترل فرکانس با توجه به مشخصات واحدها و کیفیت ارائه خدمات آنها است.

جدول ۴: جدول مشخصات واحدهای نمونه

ردیف	نام نیروگاه	نوع واحد	قدرت فصلی (MW)	باند فعالیت (MW)	دروپ اعلام شده (%)	باند مرده اعلام شده (Hz)
1	H1	آبی	65	6	0.04	0.02
2	H2	آبی	180	10	0.02	0
3	H3	آبی	250	30	0.03	0.05
4	S1	بخار	430	150	0.05	0.05
5	S2	بخار	60	10	0.04	0.03
6	S3	بخار	250	25	0.04	0.08
7	G1	گاز	214	20	0.03	0.03
8	G2	گاز	128	40	0.05	0.05
9	G3	گاز	۹۷	40	0.0۴	۰



شکل ۷: مقایسه مقادیر پرداختی به واحدهای آبی نمونه در رویه ۸۵ و ۲۸۳

$FC_Active_{reg, pp, ppg, h}$: متغیری است که نمایانگر وضعیت گاورنر واحد در آخرین دوره تست توسط مرکز می‌باشد که در صورت فعال بودن گاورنر برابر یک و در غیر اینصورت برابر صفر است.

π_{FCVar} : بیانگر نرخ پرداخت متغیر^{۱۹} است. (ریال بر مگاواتساعت)

همانطور که در جدول (۲) نشان داده شده است، حداکثر ظرفیتی که واحدها در کنترل فرکانس می‌توانند مشارکت کنند، بر حسب نوع واحد به صورت ثابت مشخص شده است حال آنکه این مقادیر می‌تواند به طور مثال حتی برای نیروگاه‌های آبی مختلف، متفاوت باشد از این رو در دستورالعمل اجرایی مربوط به این رویه، این امکان دیده شده است که این مقادیر توسط مرکز به تفکیک واحد برای کنترل فرکانس افزایشی و کاهشی به بازار برق اعلام شود.

از تمایزهای دیگر رویه مصوب جلسه ۲۸۳ هیات تنظیم نسبت به رویه ۸۵، تعیین مصادیق عملکرد ناصحیح در ارائه خدمات کنترل فرکانس است که جدول (۱) بر همین اساس تنظیم شده است. بر اساس این جدول اگر واحد به تغییرات فرکانس حساس نباشد و یا اینکه حساس باشد ولی عملکرد صحیحی نداشته باشد، نه تنها مشمول پرداختی بابت خدمات کنترل فرکانس نخواهد شد بلکه به ازای ساعتی که عملکرد ناصحیح در ارائه خدمات کنترل فرکانس داشته است مشمول کسر درآمد خواهد شد که این موضوع نیز می‌تواند از عوامل محرک جهت بهبود عملکرد واحدها در ارائه خدمات کنترل فرکانس باشد.

(۴)

$$Penalty_{reg, pp, ppg, h} =$$

$$\min[(P_{FC_Up}^{Max, reg, pp, ppg, h} + P_{FC_Down}^{Max, reg, pp, ppg, h}) \times$$

$$FC_correct_{reg, pp, ppg} \times \pi_{FC} Penalty, 0]$$

که در آن:

$Penalty_{reg, pp, ppg, h}$: کسر درآمد واحد در صورت عملکرد ناصحیح

است. (ریال)

$\pi_{FC} Penalty$: نرخ^{۲۰} کسر درآمد می‌باشد.

^{۱۹} ضریب پرداخت متغیر توسط هیات تنظیم بازار برق تعیین می‌گردد. براساس صورتجلسه

۲۸۳ هیات، این ضریب ۱،۱۲ برابر نرخ پایه آمادگی تعیین شده است

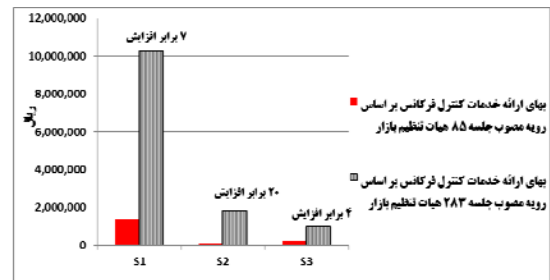
^{۲۰} ضریب کسر درآمد نیز توسط هیات تنظیم بازار برق تعیین می‌گردد. براساس صورتجلسه

۲۸۳ هیات، این ضریب ۰،۶۶ برابر نرخ پایه آمادگی تعیین شده است

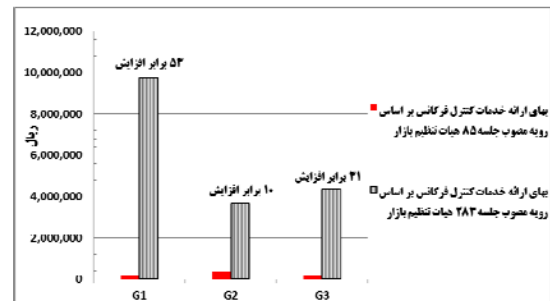
رحمتی مدیر دفتر نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق بابت رهنمودهای ارزشمندشان تشکر می‌نمایم.

منابع

- [1] Nikola Svirig, Igor Kuzle, Darjan Bosnjak, "Ancillary Services Management in an Open Market Environment", WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS. Vol ۳, Issue 7, pp 537–546, July 2008.
- [2] Daniel S. Kirschen, Goran Strbac, "Fundamentals of Power System Economics", University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST), UK, 2004 by Joh Wiley & Sons.
- [3] E. Act, A. Services, and A. Services, "Explanatory Memorandum: Introduction of Ancillary Services in Indian Electricity Market", pp. 1–19, 2003.
- [4] EURELECTRIC, "Ancillary Services Unbundling Electricity Products – an Emerging Market", no. February, p. 84, 2004.
- [۵] صورتجلسه شماره ۸۵ (رویه مدیریت خدمات جانبی کنترل اولیه فرکانس)، ۱۳۸۶، دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق ایران، وزارت نیرو، تهران، ایران
- [6] A. M. Pirbazari, "Ancillary services definitions, markets and practices in the world", 2010 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. T D-LA 2010, pp. 32–36, 2011.
- [۷] گزارشات مربوط به نتایج سیاستها و برنامه های پیاده سازی شده مرکز ملی دیسپاچینگ ایران در جهت افزایش امنیت شبکه برق ایران، ۱۳۸۰ تا کنون، شرکت مدیریت شبکه برق ایران (IGMC)، تهران، ایران
- [8] آدرس سایت دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق ایران (<http://regulatory.moe.gov.ir>)
- [۹] بند ۳ صورتجلسه شماره ۱۲۱، دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق ایران، وزارت نیرو، تهران، ایران
- [۱۰] صورتجلسه شماره ۲۸۳، ۱۳۹۵، دبیرخانه هیات تنظیم بازار برق ایران، وزارت نیرو، تهران، ایران



شکل ۸: مقایسه مقادیر پرداختی به واحدهای بخار نمونه در رویه ۸۵ و ۲۸۳



شکل ۹: مقایسه مقادیر پرداختی به واحدهای گازی نمونه در رویه ۸۵ و ۲۸۳

۵. نتیجه گیری

در این مقاله رویکرد صنعت برق ایران با توجه به رویه‌های مصوب هیات تنظیم بازار برق ایران در مورد خدمات جانبی کنترل فرکانس اولیه مورد بررسی قرار گرفته است. در این تحلیل، تفاوت رویه‌های مربوطه و علل اعمال این تغییرات تشریح شده است. بررسی روند این مصوبات حاکی از آن است که در بازار برق ایران، رویکرد تشویقی و جلب مشارکت نیروگاه‌ها در کنترل فرکانس اولیه با افزایش بهای پرداختی بابت ارائه این خدمت مورد توجه بوده است و از سوی دیگر در آخرین مصوبه هیات تنظیم در مورد کنترل فرکانس، ضمن اصلاح کاستی‌های رویه‌های مصوب پیشین، معیارهای ارزیابی نیروگاه‌ها برای ارائه این خدمت نیز ارتقاء یافته است که این امر موجب تمایز بین نیروگاه‌های ارائه‌کننده این خدمت و تشویق نیروگاه‌ها به اصلاح و بهبود وضعیت ارائه این خدمت می‌شود. بر اساس این موارد می‌توان بهبود بیش از پیش وضعیت مشارکت و ارائه خدمات کنترل فرکانس اولیه توسط نیروگاه‌ها را پیش‌بینی نمود.

قدردانی

از جناب آقای دکتر قراگوزلو، معاون بازار برق ایران، مهندس باقری، مدیر دفتر توسعه بازار برق و هماهنگی با بورس انرژی و آقای مهندس