وزارت نیرو

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

گزارش فصلی بازار برق ایران

تابستان ۱۳۹۸

معاونت بازار برق

گزارش فصلی بازار برق ایران

■ گردآورندگان (به ترتیب حروف الفبا): مظاهر حاجی‌باشی، بیتا حسین‌زاده، اشرف خسروی، جعفر خیاط‌زاده، نرجس دهقان، ایمان رحمتی، مریم طارمی، هاجر عبدالهی‌نیا، سیدمیثم عزتی، حسن غریب‌پور، حسین محمدی و مصطفی یوسفی‌رامندی.

فهرست مطالب

شماره صفحه

پیشگفتار

تولیدکنندگان بازار برق

تولید برق در تابستان ۹۸ ۱

متوسط نرخ خرید برق از فروشندگان به تفکیک وضعیت بار ٤

سهم آمادگی و مشارکت در تولید برق به تفکیک تکنولوژی و مالکیت ٤

ضریب اطمینان و درصد تولید از ظرفیت آماده به تفکیک تکنولوژی تولید برق ٦

متوسط نرخ خرید برق به تفکیک تکنولوژی و مالکیت نیروگاه ٨

متوسط نرخ انرژی قابل‌تولید و نرخ خرید برق به تفکیک تکنولوژی و مالکیت نیروگاه ٩

رتبه‌بندی نیروگاه‌ها بر اساس شاخصهای فنی و اقتصادی ١٠

رتبه‌بندی بر اساس شاخصهای فنی و اقتصادی به تفکیک نوع تکنولوژی ١٠

رتبه‌بندی بر اساس شاخصهای فنی و اقتصادی به تفکیک نوع مالکیت ١١

رتبه‌بندی نیروگاه‌ها بر اساس سایر شاخصهای فنی و اقتصادی ١٢

رتبه‌بندی نیروگاه های غیرآبی ١٤

رتبه‌بندی نیروگاه های آبی ١٤

سوخت

مصرف سوخت در نیروگاه‌ها ١٥

هزینه سوخت مصرفی نیروگاه‌ها ١٦

خدمات جانبی

میزان پرداختی به نیروگاه‌ها بابت ارائه خدمات جانبی ١٧

رتبه‌بندی نیروگاه‌ها در ارائه خدمات جانبی ١٧

رقابت‌پذیری در بازار برق

شاخص سنجش تمرکز بازار برق HHI ١٩

شاخص سنجش رقابت‌پذیری بازار برق ORMOR ٢٠

بررسی فراوانی قیمتهای پیشنهادی و پذیرفته‌شده در بازار برق ٢٢

خریداران بازار برق

مصرف برق در تابستان ۹۸ ۲۶

متوسط نرخ فروش برق به خریداران به تفکیک وضعیت بار ۲۸

بررسی وضعیت بار واقعی و پیش بینی شده خریداران ۲۸

شاخص موفقیت در پیش‌بینی نیاز مصرف خریداران ۳۰

شاخص درصد خرید خارج از بازار عمده فروشی برق ۳۱

درصد تولید و مصرف به تفکیک شرکتهای برق منطقه‌ای ۳۳

معاملات خارج از بازار عمده‌فروشی برق

معاملات خارج از بازار عمده‌فروشی برق ۳۴

سهم مشارکت نیروگاه‌های دولتی و خصوصی در معاملات بورس انرژی ۳۴

سهم مشارکت نیروگاه‌های دولتی و خصوصی در معاملات دوجانبه برق ۳۵

عملکرد بورس برق ۳۵

بازار معاملات سلف موازی استاندارد ۳۶

بازار معاملات فیزیکی برق در بورس انرژی ۳۷

خدمات انتقال بازار برق

ارائه‌دهندگان خدمات انتقال ۳۹

شاخص دسترس‌پذیری تجهیزات انتقال و فوق توزیع ۳۹

شاخص کفایت ارسال اطلاعات تجهیزات انتقال ۴۰

اعتراضهای بازیگران بازار برق

اعتراضهای ارسال شده به بازار برق ۴۲

اعتراضها به تفکیک موضوع اعتراض ۴۳

اعتراضها به تفکیک معترضین ۴۳

اطلاعیه‌های حوزه تجارت برق

دستورالعمل اجرایی و رویه‌های بازار برق ۴۵

صورتحسابهای بازار برق ۴۵

دانش در حوزه بازار برق

بازار برق میان روزی ۴۶

پیشگفتار

گزارشهای فصلی بازار برق ایران به همت همکاران دفتر نظارت و کنترل بر عملکرد بازار برق در معاونت بازار برق شرکت مدیریت شبکه برق ایران گردآوری می‌شود. مجموعه پیش‌رو گزارشی از عملکرد مجموعه بازار برق ایران در تابستان ۹۸ می‌باشد. امید است خوانندگان محترم با نظرات و پیشنهادات ارزنده خود ما را در هر چه بهتر شدن گزارشهای آتی یاری نمایند. به همین منظور می‌توانید با شماره تماس ۸۵۱۶۲۵۲۶-۰۲۱در ارتباط باشید.

تابستان ۹۸

تولید برق در تابستان ۹۸

عملکرد تولیدکنندگان بازار برق ایران در تابستان ۹۸ در مقایسه با مدت مشابه سال قبل به شرح ذیل است.

مقادیر برحسب میلیون کیلووات ساعت		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
مقدار انرژی تولیدی اندازه‌گیری شده (درب نیروگاه)	۱۰۰,۵۲۵	۹۸,۷۱۳
مقدار انرژی تولیدی تخصیص داده شده (نقطه مرجع شبکه)	۹۹,۲۱۱	۹۷,۳۶۵
مقدار انرژی خریداری شده مدیریت شبکه از نیروگاه‌ها (درب نیروگاه)	۹۵,۲۸۸	۹۲,۵۳۱
مقدار انرژی و سلب فرصت خریداری شده از نیروگاه‌ها (درب نیروگاه)	۱۰۷,۲۸۹	۱۰۱,۰۵۵
مقدار پشتیبانی از معاملات خارج از بازار عمده‌فروشی برق (نقطه مرجع شبکه)	۱۳	۱۳

مطابق آمار ذکر شده به دلیل افزایش تولید نیروگاه‌های آبی نسبت به تابستان سال گذشته، سلب فرصت واحدهای حرارتی افزایش یافته‌است. جدول ذیل شامل برخی از مبالغ پرداختی در این بازه زمانی به نیروگاه‌ها می‌باشد.

مقادیر برحسب میلیارد ریال		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
بهای آمادگی قابل پرداخت به نیروگاه‌ها	۳۲,۷۳۵	۲۹,۳۷۹
بهای انرژی قابل پرداخت به نیروگاه‌ها	۴۲,۱۶۱	۳۹,۹۶۲
بهای خدمات جانبی قابل پرداخت به نیروگاه‌ها	۱,۹۷۹	۱,۸۱۳
هزینه دسترسی به نقطه مرجع شبکه نیروگاه‌ها	۳۳۳	۴۱۲
معوقات قابل پرداخت به نیروگاه‌ها	۵۱۸	۲۶۵
خالص بهای خرید برق با سوخت قابل پرداخت به نیروگاه‌ها	۷۷,۰۶۱	۷۱,۰۰۷

بهای آمادگی پرداختی به نیروگاه‌ها در تابستان ۹۸ افزایش چشمگیری نسبت به تابستان ۹۷ داشت که از دلایل آن می‌توان به تغییر ضرایب بهای ساعتی، افزایش ظرفیت سیستمهای خنک‌کنندگی و آمادگی بالای نیروگاه‌های آبی اشاره کرد.

با توجه به اجرایی شدن صورتجلسه ۳۱۰ هیات تنظیم بازار برق که منجر به تغییر نرخهای پایه پرداختی به نیروگاه‌های غیررقابتی نسبت به صورتجلسه ۳۰۰ گردید، سرجمع بهای انرژی قابل پرداخت به نیروگاه‌ها در تابستان ۹۸ نسبت به مدت مشابه سال قبل افزایش یافت.

کاهش هزینه دسترسی به نقطه مرجع شبکه نیز بدلیل تولید بیشتر نیروگاه‌های آبی و کاهش تولید نیروگاه‌های بخار و گازی می‌باشد. در فصل تابستان در منطقه خوزستان، ضرایب هزینه دسترسی برای نیروگاه‌های آبی منفی است که منجر به کاهش هزینه دسترسی شده‌است.

در جدول ذیل متوسط نرخ خرید برق، سهم آمادگی و انرژی از نرخ خرید برق گزارش شده‌است. در جدول ذیل هریک از آیتمها از تقسیم بهای صرف‌شده در هر آیتم بر مقدار انرژی خریداری شده مدیریت شبکه در محل نیروگاه بدست می‌آید. در محاسبه نرخ خرید برق نیز مجموع بهای خرید برق به همراه سوخت محاسبه شده‌است.

برحسب ریال بر کیلووات ساعت و درب نیروگاه		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
متوسط سهم انرژی از نرخ خرید برق	۴۴۲/۵	۴۳۱/۹
متوسط سهم آمادگی[۱] از نرخ خرید برق	۳۶۴/۳	۳۳۷/۱
متوسط سهم هزینه ترانزیت از نرخ خرید برق	۳/۵	۴/۵
متوسط سهم معوقات از نرخ خرید برق	۵/۴	۲/۹
متوسط نرخ خرید برق[۲]	۸۰۸/۷	۷۶۷/۴

همانگونه که در توضیحات جدول قبل نیز بیان شد افزایش پرداخت بهای آمادگی و خدمات جانبی در تابستان ۹۸ باعث افزایش متوسط سهم آمادگی از نرخ خرید برق در مقایسه با تابستان ۹۷ شده‌است. در خصوص سهم ترانزیت نیز با توجه به دلایلی که در توضیحات جدول قبل ذکر گردید سهم آن از نرخ خرید برق کاهش یافته‌است.

مقادیر برحسب درصد		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
درصد تولید از ظرفیت آماده[۳] نیروگاه‌های حرارتی	۸۵/۸	۹۰/۶
درصد تولید از ظرفیت آماده کل نیروگاه‌ها	۸۶/۵	۹۰/۷
درصد آمادگی نیروگاه‌های حرارتی	۹۴/۸	۹۶/۸
درصد آمادگی کل نیروگاه‌ها	۸۵/۷	۸۶

با توجه به افزایش تولید واحدهای آبی، درصد تولید نیروگاه‌های حرارتی با کاهش همراه بود. کاهش درصد تولید از ظرفیت آماده کل نیروگاه‌ها در تابستان ۸۹ از کاهش تولید نیروگاه‌های حرارتی ناشی شده‌است. متوسط نرخ آمادگی به آمادگی قابل پرداخت در جدول زیر گزارش شده‌است. لازم به ذکر است نرخ پایه آمادگی[۴] از اول تیر هر سال تا انتهای خرداد سال بعد محاسبه می‌شود.

نرخ برحسب ریال بر کیلووات ساعت		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
متوسط نرخ آمادگی به آمادگی قابل پرداخت[۵]	۳۳۲/۳	۳۲۴/۹

۱- سهم آمادگی از نرخ خرید برق، شامل مجموع خالص پرداختی بابت آمادگی و خدمات جانبی می‌شود که بر مقدار انرژی خریداری شده مدیریت شبکه در محل نیروگاه تقسیم شده‌است.
۲- متوسط نرخ خرید برق از مجموع متوسط سهم انرژی، آمادگی و معوقات منهای متوسط سهم ترانزیت محاسبه می‌شود.
۳- از تقسیم مجموع تولید به مجموع میزان خالص آمادگی واقعی حاصل می‌شود.
۴- نرخ پایه آمادگی ۱۸۵ ریال بر کیلووات ساعت است.
۵- از تقسیم کل مبلغ پرداختی بابت آمادگی به میزان آمادگی تحقق یافته بدست می‌آید.

مقـدار کل سـلب فرصـت در نقطـه مرجع شـبکه و مقدار عدم همکاری نیروگاه‌ها به شـرح ذیل اسـت.

مقادیر برحسب میلیون کیلووات ساعت		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
مقدار کل سلب فرصت (نقطه مرجع شبکه)	۱۱,۹۸۸	۸,۵۹۴
مقدار عدم همکاری نیروگاه‌ها	۱۴۶	۶۴/۰

افزایـش عـدم همـکاری ناشـی از تولیـد مضاعـف نیروگاه‌هـای غیررقابتـی می‌باشـد، کـه دارای ظرفیـت بیـن ۲۵ تـا ۱۰۰ مـگاوات هسـتند و بـه شـبکه انتقـال متصل‌انـد. شـایان ذکـر اسـت مطابـق بـا مصوبـه ۳۱۰هیـات تنظیـم بـازار بـرق، نیروگاه‌هـای مذکـور در صـورت تخطـی از برنامـه آرایـش تولیـد ابـراز شـده در دوره گـرم مشـمول عـدم همـکاری (تولیـد بیش از ابـراز) و کسـردرآمد (تولیـد کمتـر از ابـراز) می‌گردنـد. از آنجاییکـه برخـی از مـوارد تخطـی از برنامـه آرایـش تولیـد بـا تاییـد دیسـپاچینگ ملـی و مناطـق صـورت گرفته‌اسـت، دبیرخانـه هیـات تنظیـم بـازار بـرق ایـران در حـال بازنگـری و بررسـی مصوبـه فـوق می‌باشـد.

مبلـغ سـلب فرصـت قابـل پرداخـت، مبلـغ عـدم همـکاری، مبلـغ کسـردرآمد اول آزمـون ظرفیـت تولیـد و مبلـغ کسـردرآمد دوم آزمـون ظرفیـت تولیـد در تابسـتان ۹۸ بـه شـرح ذیـل اسـت.

مبالغ برحسب میلیارد ریال		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
مبلغ سلب فرصت قابل پرداخت	۱,۹۷۲	۱,۳۰۸
مبلغ عدم همکاری	۲۲۱	۰/۵۳
مبلغ کسردرآمد اول آزمون ظرفیت تولید	۱,۴۰۷	۱,۱۳۴
مبلغ کسردرآمد دوم آزمون ظرفیت تولید	۲۹	۱۹

بهـای سـلب فرصـت در تابسـتان ۹۸ متناسـب بـا افزایـش حجـم سـلب فرصـت واحدهـای بخـار و گازی رونـدی افزایشـی داشته‌اسـت. مبلـغ عـدم همـکاری نیـز بدلیـل افزایـش مقـدار عـدم همـکاری واحدهـای غیررقابتـی کـه در بـالا ذکـر شـد بـا افزایـش همـراه بـود.

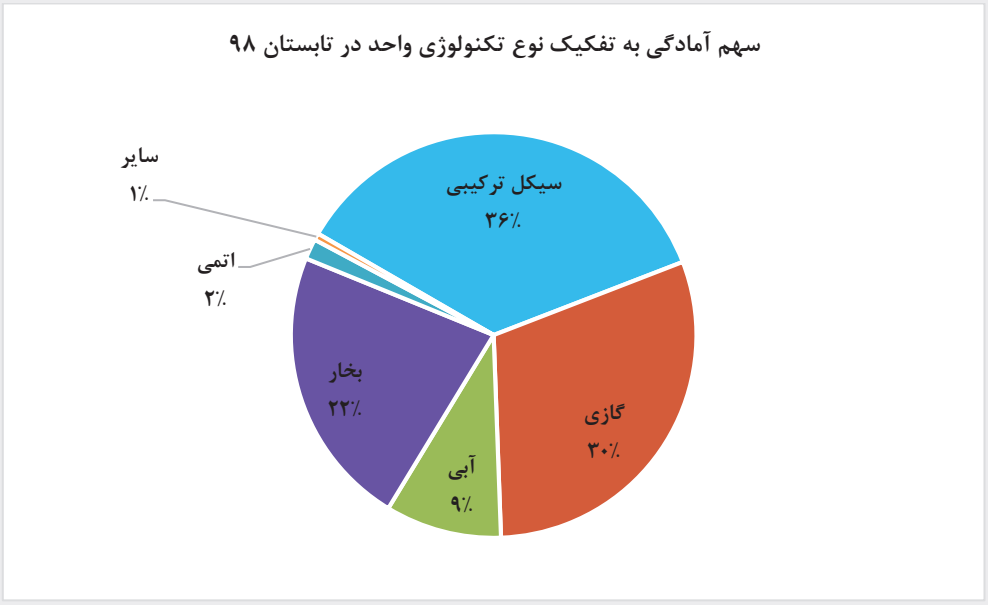
متوسط نرخ خرید برق از فروشندگان به تفکیک وضعیت بار

متوسط نرخ خرید برق از فروشندگان به تفکیک وضعیت بار به شرح زیر است، که بر اساس نرخ سوخت مبنای سقف بازار [1] محاسبه شده‌است.

نرخها بر حسب ریال بر کیلووات ساعت و درب نیروگاه		
متوسط نرخ خرید برق از فروشندگان به تفکیک وضعیت بار	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
کم‌باری	۶۷۶/۶	۶۳۹/۱
میان‌باری	۸۱۵/۹	۷۶۰/۳
پرباری	۹۲۲/۳	۸۹۱/۲
متوسط نرخ خرید برق	۸۰۸/۷	۷۶۷/۴

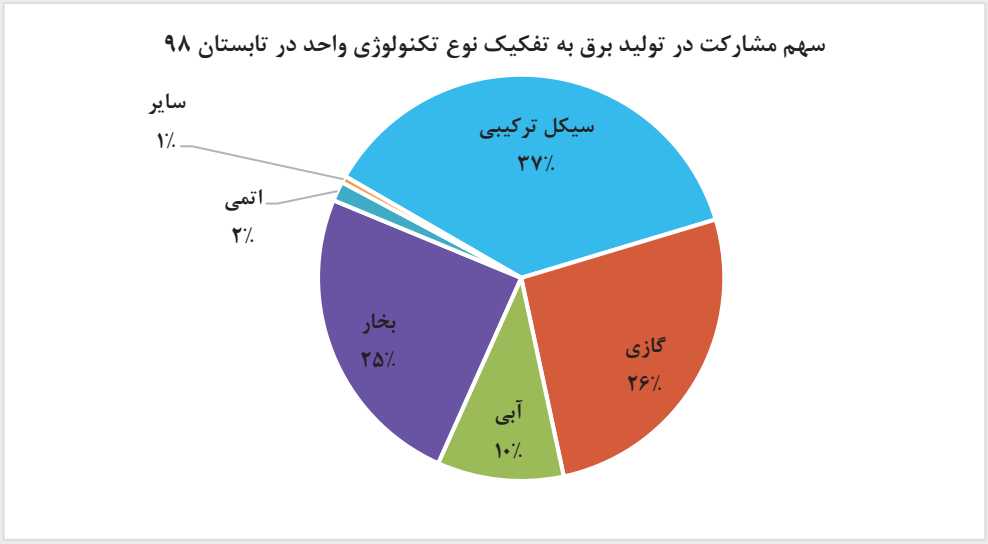
سهم آمادگی و مشارکت در تولید برق [2] به تفکیک نوع تکنولوژی و مالکیت

در تابستان ۹۸ واحدهای سیکل‌ترکیبی بیشترین سهم آمادگی و مشارکت در تولید برق را به خود اختصاص دادند. سهم آمادگی و مشارکت این گروه به ترتیب ۳۶ و ۳۷ درصد بود، که نسبت به مدت مشابه سال گذشته، ۵ درصد رشد داشت. سهم آمادگی و سهم مشارکت واحدهای آبی در تابستان سال جاری نسبت به مدت مشابه سال قبل به ترتیب رشد ۵ و ۶ درصدی داشت که ناشی از افزایش میزان بارشها در ابتدای سال ۹۸ بود. همچنین سهم آمادگی و مشارکت نیروگاه‌های بخار و گازی نسبت به سال قبل روند کاهشی داشت.

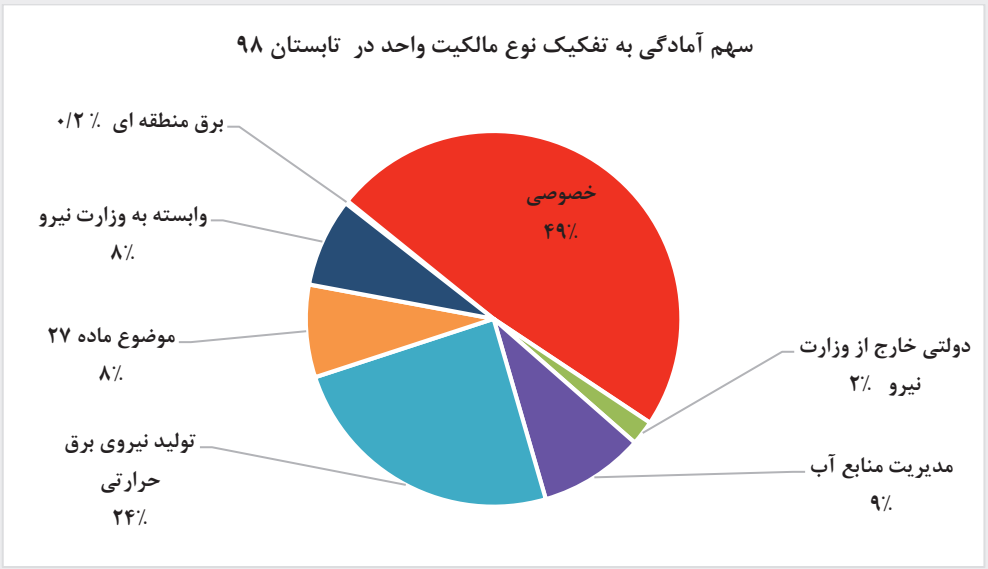


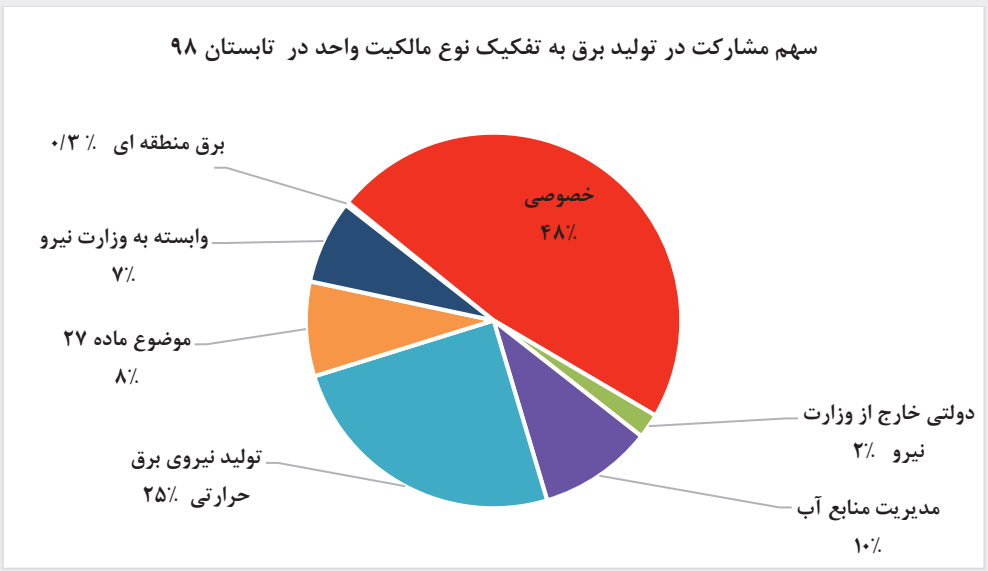
۱- ۶۰۷ ریال بر مترمکعب

۲- سهم آمادگی از تقسیم میزان آمادگی خالص با کسر برگشت و جریمه هر دسته به مقدار کل آمادگی و سهم مشارکت نیز از حاصل تقسیم تولید هر دسته به کل تولید به‌دست آمده‌است.



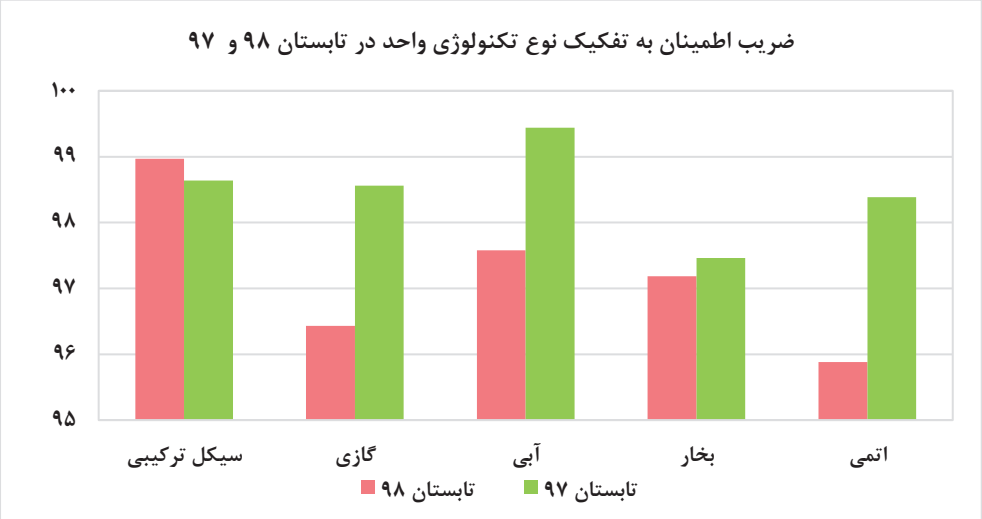
در دسته‌بندی به تفکیک مالکیت نیروگاه‌ها شرکتهای خصوصی همچون تابستان ۹۷، بیشترین سهم آمادگی و مشارکت در تولید برق را داشتند.



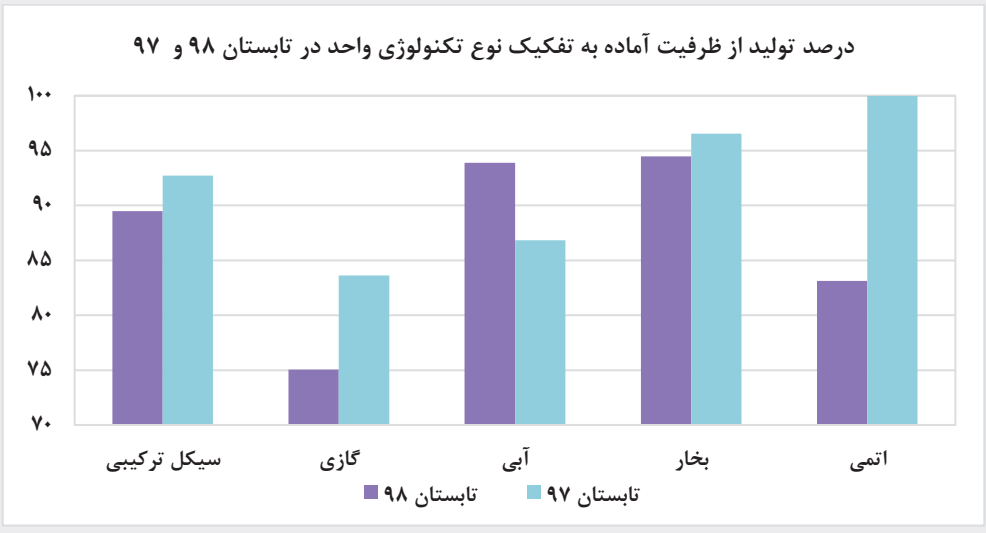


ضریب اطمینان و درصد تولید از ظرفیت آماده به تفکیک تکنولوژی تولید برق

در تابستان ۹۸ نوع سیکل ترکیبی و سپس آبی دارای بیشترین ضریب اطمینان [۱] بودند. در تمام گروه‌ها به جز سیکل ترکیبی، این شاخص نسبت به مدت مشابه سال قبل روند کاهشی داشت.



درصد تولید از ظرفیت آماده [۲] تنها برای واحدهای آبی، با رشد همراه بود. در این بین واحدهای گازی کمترین مقدار را نسبت به سایر تکنولوژیها داشتند، چرا که در این مدت کمتر در برنامه تولید فراخوانده شدند.

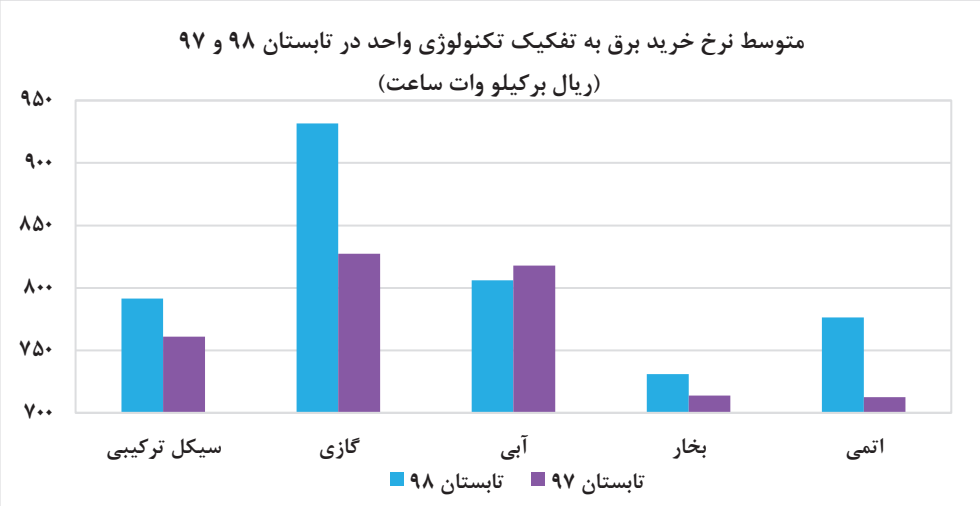


۱- ضریب اطمینان از حاصل تقسیم تفاضل قابلیت تولید ابراز شده و محدودیتهای نوع ۲، ۳ و ۸ بر قابلیت تولید ابراز شده به دست می‌آید.

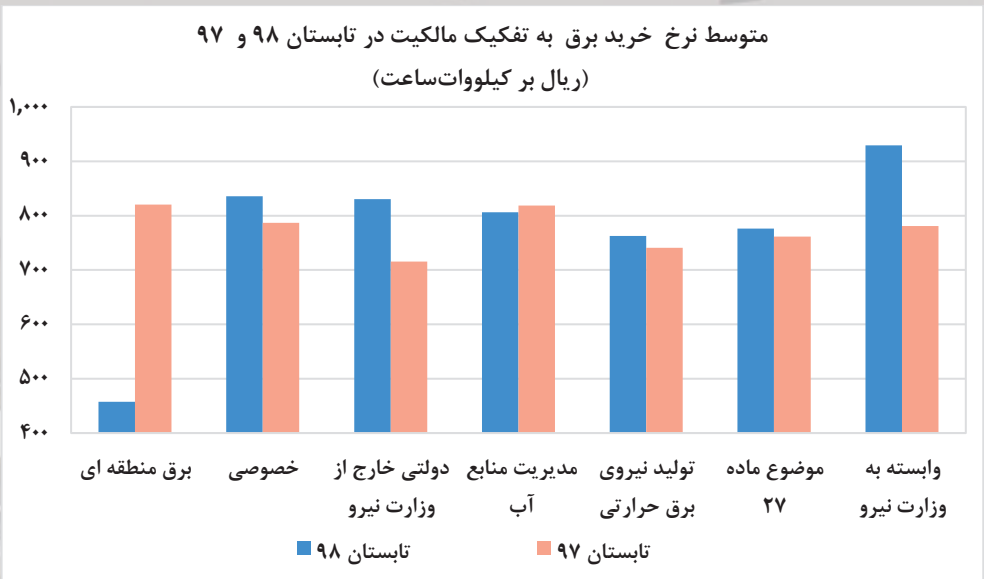
۲- درصد تولید از ظرفیت آماده از تقسیم میزان تولید برق نیروگاه به میزان آمادگی محقق شده، بدست می‌آید.

متوسط نرخ خرید برق به تفکیک تکنولوژی و مالکیت نیروگاه

در تابستان ۹۸ بالاترین نرخ خرید برق به تفکیک تکنولوژی واحد به ترتیب مربوط به نوع گازی، آبی، سیکل ترکیبی، اتمی و سپس بخار بود که این روند تقریبا در تابستان ۹۷ نیز دیده می‌شود.

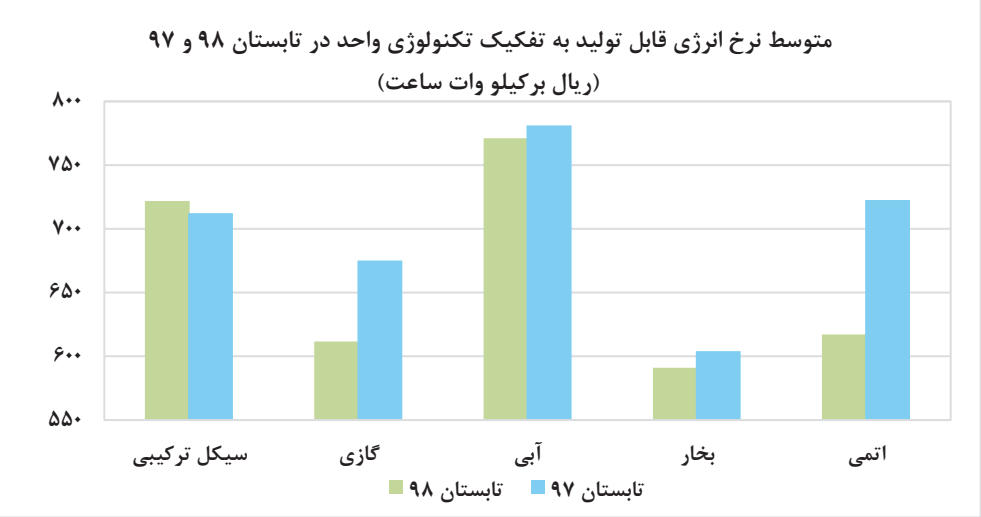


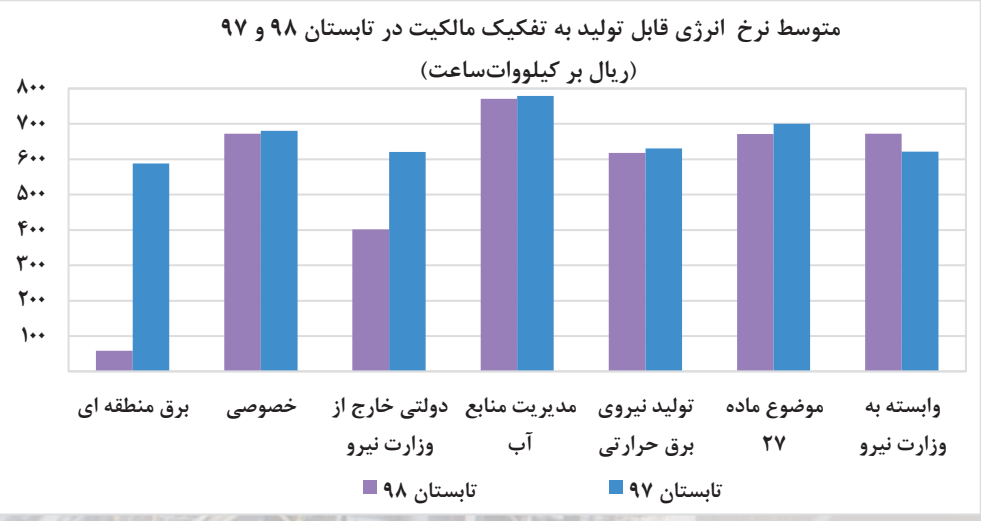
در تفکیک به مالکیت نیروگاه شرکتهای وابسته به وزارت نیرو، خصوصی و سپس دولتی خارج از وزارت نیرو بالاترین نرخ خرید برق را داشتند. نرخ خرید برق نیروگاه‌های متعلق به شرکتهای دولتی خارج از وزارت نیرو و نیز عرضه‌کنندگان وابسته به وزارت نیرو نسبت به مدت مشابه سال قبل با افزایش همراه بود. نرخ خرید برق از نیروگاه‌های متعلق به شرکتهای برق منطقه‌ای به دلیل اجرایی شدن مصوبه ۳۱۰ هیات تنظیم بازار برق در خصوص نیروگاه‌های تحت مالکیت شرکت‌های برق منطقه‌ای و توزیع نیروی برق که تحت مدیریت و نظارت مستقیم مرکز نمی‌باشند، کاهش یافته‌است.



متوسط نرخ انرژی قابل تولید به تفکیک تکنولوژی و مالکیت نیروگاه

بیشترین نرخ انرژی قابل تولید [۱] به ترتیب مربوط به نیروگاه‌های آبی [۲]، سیکل‌ترکیبی، اتمی است.





۱- نرخ انرژی قابل تولید از تقسیم «مجموع مبلغ پرداختی به نیروگاه‌ها بدون درنظرگرفتن میزان معوقات» بر «قدرت عملی خالص با کسر معاملات خارج از بازار درب نیروگاه‌ها» بدست می‌آید. برای محاسبه نرخ انرژی قابل تولید واحدهای آبی از همین رابطه استفاده شده‌است.

۲- مطابق با مصوبه ۳۱۴ هیات تنظیم بازار برق، مالکیت نیروگاه سیاه‌بیشه از ابتدای سال ۱۳۹۷ به شرکت برق منطقه‌ای تهران انتقال یافت.

رتبه‌بندی نیروگاه‌ها بر اساس شاخصهای فنی و اقتصادی

در این بخش برای رتبه‌بندی نیروگاه‌های شرکت‌کننده در بازار برق، چندین فاکتور کلیدی در میان آنها مورد بررسی قرارگرفته‌است. به منظور مقایسه بهتر، در انجام رتبه‌بندی هم تکنولوژی تولید و هم نوع مالکیت به طور جداگانه لحاظ شده‌است.

رتبه‌بندی بر اساس شاخصهای فنی و اقتصادی و به تفکیک تکنولوژی

		نرخ انرژی قابل‌تولید	ضریب بهره‌برداری	درصد آمادگی	ضریب اطمینان
تابستان ۹۸	گازی	جنوب اصفهان	بمپور	شهید کاوه	قدس
		زاگرس	کنگان	زاگرس	رودشور
		بمپور	چابهار	شیروان	جنوب اصفهان
		خرمشهر	خلیج فارس	جهرم	شهید کاوه
		شهید کاوه	جهرم	فردوسی	فردوسی
	سیکل ترکیبی	سرو	قم	سرو	سمنگان
		قم	سرو	شهدای پاکدشت	پره سر
		شهدای پاکدشت	جهرم	قم	نیشابور
		کرمان	شوباد	جهرم	قم
		شیرکوه	کرمان	شیروان	گیلان
	بخار	شهید مفتح	شهید منتظری	طوس	شهید مفتح
		شهید رجایی	مشهد	شهید مفتح	شهید رجایی
		شهید منتظری	بیستون	مشهد	شازند
		بیستون	شهید منتظرقائم	شهید رجایی	ایرانشهر
		شهید منتظرقائم	شازند	بیستون	شهید منتظری
	آبی	دز	دز	دز	کارون ۳
		گتوند	گتوند	گتوند	شهید عباسپور
		کرخه	کرخه	کرخه	رودبار لرستان
		شهید عباسپور	شهید عباسپور	شهید عباسپور	کارون ۴
		مسجد سلیمان	مسجد سلیمان	مسجد سلیمان	کرخه

رتبه‌بندی بر اساس شاخصهای فنی و اقتصادی و به تفکیک مالکیت

		نرخ انرژی قابل‌تولید	ضریب بهره‌برداری	درصد آمادگی	ضریب اطمینان
تابستان ۹۸	خصوصی	سرو	قم	زاگرس	قدس
		قم	سرو	سرو	رودشور
		زاگرس	جهرم	جهرم	فردوسی
		شهدای پاکدشت	فارس	شهدای پاکدشت	نیشابور
		خرمشهر	نیشابور	قم	قم
	مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی	بمپور	سیکل رجایی	شهید کاوه	شهید کاوه
		سیکل رجایی	شهید سلیمی	بمپور	شهید مفتح
		شهید کاوه	بمپور	سیکل رجایی	شهید رجایی
		کنگان	کنگان	ایسین	شازند
		سیکل یزد	سیکل یزد	شهید مفتح	سیکل یزد
	عرضه‌کنندگان وابسته به وزارت نیرو	جنوب اصفهان	شوباد	حافظ	جنوب اصفهان
		شوباد	تابان	جنوب اصفهان	سمنگان
		تابان	سمنگان	تابان	پره سر
		سمنگان	شهدای پیروز	شهدای پیروز	تابان
		پره سر	جنوب اصفهان	شوباد	شهدای پیروز

رتبه‌بندی نیروگاه‌ها بر اساس سایر شاخصهای فنی و اقتصادی

در ایـن بخـش شـاخصهای دیگـری ماننـد نـرخ انـرژی، سـلب فرصـت و درجـه توفیـق در ظرفیـت کـه به ترتیـب، نـرخ و حجـم فـروش انـرژی یـک نیـروگاه را مـورد مطالعـه قـرار می‌دهنـد و به‌طـور مسـتقیم از رفتارهـای فنـی و اقتصـادی نیـروگاه اثـر می‌پذیرنـد، نیـز به‌منظـور پایـش رفتـار نیروگاه‌هـا تعریـف شـده‌اند. شـاخص آمادگـی و خدمـات جانبـی شـاخصهای دیگری هسـتند کـه در ادامـه معرفی می‌شـوند.

۱- شـاخص نـرخ انـرژی قابل‌تولیـد به‌عنـوان معیـار اصلـی مقایسـه نیروگاه‌هاسـت کـه توفیـق نیـروگاه در کسـب درآمـد را نمایـش می‌دهـد و در محاسـبه آن تمامـی پرداختهـا و کسـر درآمدهـا لحـاظ می‌شـود.

$$\text{شاخص نرخ انرژی قابل‌تولید} = \frac{\text{خالص پرداختی بدون در نظر گرفتن معوقات}}{\text{حجم معامله‌شده در خارج از بازار} - \text{مقدار انرژی قابل‌تولید}}$$

و برای واحدهای آبی از رابطه ذیل محاسبه می‌گردد:

$$\text{شاخص نرخ حداکثر انرژی قابل‌تولید روزانه} = \frac{\text{خالص پرداختی بدون در نظر گرفتن معوقات}}{\text{مجموع حداکثر انرژی قابل‌تولید}}$$

واحدهـای آبـی بـه جهـت شـرایط ویـژه خـود عمومـاً بـه صـورت انـرژی محـدود در بـازار بـرق معاملـه می‌کننـد و ظرفیـت عملیاتـی واحدهـای آبـی بـا ظرفیـت اسـمی آنهـا در طـول شـبانه روز متفـاوت اسـت. لـذا در محاسـبات شـاخصهای واحدهـای آبـی از مجمـوع حداکثـر انـرژی قابـل تولیدشـان اسـتفاده می‌شـود.

۲- شـاخص آمادگـی بـه ظرفیـت قابل‌تولیـد کـه در بخشـهای قبـل نیز بـه تفکیـک تکنولـوژی و مالکیت بـه آن پرداختـه شـد میـزان آمـاده و در دسـترس بـودن واحدهـای نیـروگاه و سیاسـتهای ابـراز آمادگی آن را موردمطالعـه قـرار می‌دهـد. بـا ایـن تفـاوت کـه بـرای واحدهـای آبـی در مخـرج کسـر مجمـوع حداکثـر انـرژی قابل‌تولیـد روزانـه درج می‌شـود.

$$\text{شاخص آمادگی به ظرفیت قابل‌تولید} = \frac{\text{مقدار ظرفیت آماده واقعی}}{\text{مقدار انرژی قابل‌تولید}}$$

۳- شاخص نرخ انرژی و سلب فرصت که علاوه بر اثرپذیری از عملکرد نیروگاه از تصمیمات مرکز راهبری نیز تأثیر می‌پذیرد و رتبه بالای نیروگاه در این شاخص به مفهوم فروش با قیمت بالاتر است.

$$\text{شاخص نرخ انرژی و سلب فرصت} = \frac{\text{مبلغ پرداختی بابت تولید انرژی+ مبلغ پرداختی بابت سلب فرصت}}{\text{حجم معامله‌شده در خارج از بازار –حجم تولید+ حجم سلب فرصت}}$$

۴- شاخص درجه توفیق در ظرفیت از حاصل تقسیم مجموع کل تولید خالص نیروگاه و سلب فرصت آن بر مقدار قدرت عملی خالص نیروگاه به‌دست می‌آید و برای واحدهای آبی نیز در مخرج حداکثر انرژی قابل‌تولید واحدهای آبی درج می‌گردد.

$$\text{شاخص درجه توفیق در ظرفیت} = \frac{\dfrac{\text{حجم تولید انرژی نیروگاه + حجم سلب فرصت نیروگاه}}{\text{حجم تولید کل انرژی نیروگاه‌ها + حجم کل سلب فرصت نیروگاه‌ها}}}{\dfrac{\text{مقدار انرژی قابل‌تولید نیروگاه}}{\text{مقدار انرژی قابل‌تولید کل نیروگاه‌ها}}}$$

۵- شاخص سهم خدمات جانبی از تقسیم مبلغ دریافتی بابت ارائه خدمات جانبی بر قدرت عملی خالص نیروگاه به‌دست می‌آید که به توانایی نیروگاه در ارائه خدمات کنترل فرکانس، تولید و جذب توان راکتیو و خود راه‌انداز بستگی دارد. برای واحدهای آبی نیز در مخرج حداکثر انرژی قابل‌تولید روزانه واحدهای آبی درج می‌گردد.

$$\text{شاخص سهم از خدمات جانبی} = \frac{\dfrac{\text{مجموع مبلغ پرداختی به نیروگاه بابت خدمات جانبی}}{\text{مقدار انرژی قابل‌تولید نیروگاه}}}{\dfrac{\text{مجموع مبلغ پرداختی به کل نیروگاه‌ها بابت خدمات جانبی}}{\text{مقدار انرژی قابل‌تولید کل نیروگاه‌ها}}}$$

به‌منظور مقایسه بهتر، نیروگاه‌های آبی تفکیک‌شده و به‌صورت جداگانه بررسی شده‌اند و همچنین برای حفظ محرمانگی اطلاعات نیروگاه‌ها، هر یک از شاخصها به‌صورت استانداردشده، گزارش شده‌اند. در جدول ذیل نیروگاه‌های خصوصی با رنگ بنفش و نیروگاه‌های دولتی با رنگ زرد نمایش داده شده‌اند.

رتبه‌بندی نیروگاه‌های غیرآبی در تابستان ۹۸

رتبه	نام نیروگاه	نرخ انرژی قابل‌تولید	نام نیروگاه	آمادگی به ظرفیت قابل‌تولید	نام نیروگاه	نرخ انرژی و سلب فرصت	نام نیروگاه	درجه توفیق در ظرفیت	نام نیروگاه	سهم خدمات جانبی
۱	جنوب اصفهان	۱	شهید کاوه	۱	زاهدان	۱	قم	۱	رودشور	۱
۲	سرو	۰/۹۶۰	زاگرس	۰/۹۷۹	کنگان	۰/۹۲۱	شهید کاوه	۰/۹۹۶	جنوب اصفهان	۰/۹۴۳
۳	قم	۰/۹۳۶	سرو	۰/۹۷۹	ایرانشهر	۰/۸۷۹	سرو	۰/۹۹۴	سلطانیه	۰/۹۲۷
۴	زاگرس	۰/۹۲۲	شیروان	۰/۹۷۷	بمپور	۰/۸۶۱	جهرم	۰/۹۹۳	زاگرس	۰/۹۱۵
۵	پاکدشت	۰/۹۰۵	جهرم	۰/۹۷۵	شوباد	۰/۸۴۰	پاکدشت	۰/۹۸۸	س ت ارومیه	۰/۸۹۸
۶	کرمان	۰/۸۸۹	پاکدشت	۰/۹۷۳	رامین	۰/۸۳۹	زاگرس	۰/۹۸۲	شهید کاوه	۰/۸۲۹
۷	بمپور	۰/۸۸۹	قم	۰/۹۷۱	چابهار	۰/۸۳۹	جهرم	۰/۹۸۰	س ت منتظرقائم	۰/۸۱۶
۸	خرمشهر	۰/۸۸۸	جهرم	۰/۹۶۶	شازند	۰/۸۳۲	کرمان	۰/۹۶۶	گیلان	۰/۷۸۲
۹	شیرکوه	۰/۸۸۷	شیروان	۰/۹۶۴	منتظری	۰/۸۲۱	شیرکوه	۰/۹۵۵	فارس	۰/۷۸۱
۱۰	فارس	۰/۸۷۷	فردوسی	۰/۹۶۱	منتظرقائم	۰/۸۲۰	خرمشهر	۰/۹۴۴	عسلویه	۰/۷۶۱

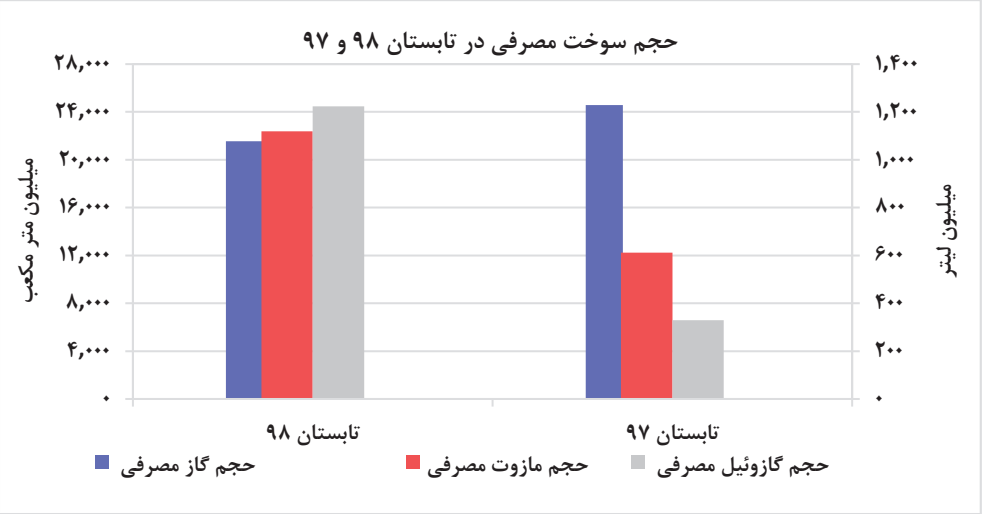
رتبه‌بندی نیروگاه‌های آبی در تابستان ۹۸

رتبه	نام نیروگاه	نرخ حداکثر انرژی قابل‌تولید روزانه	نام نیروگاه	آمادگی به ظرفیت قابل‌تولید	نام نیروگاه	درجه توفیق در ظرفیت	نام نیروگاه	سهم خدمات جانبی
۱	دز	۱	دز	۱	گتوند	۱	شهید عباسپور	۱
۲	گتوند	۰/۹۹۵	گتوند	۰/۹۷۴	دز	۰/۹۷۴	کارون ۳	۰/۵۵۵
۳	کرخه	۰/۷۸۲	کرخه	۰/۷۷۵	کرخه	۰/۸۷۰	سیمره	۰/۵۲۳
۴	شهید عباسپور	۰/۶۳۳	شهید عباسپور	۰/۵۳۰	شهید عباسپور	۰/۵۹۴	کارون ۴	۰/۴۶۵
۵	مسجد سلیمان	۰/۴۶۲	مسجد سلیمان	۰/۴۶۹	مسجد سلیمان	۰/۵۵۳	داریان	۰/۳۳۶

مصرف سوخت نیروگاه‌ها

مجموع حجم سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در تابستان ۹۸ در مقایسه با مدت مشابه سال گذشته در نمودار ذیل نمایش داده‌شده‌است. محور عمودی سمت چپ برحسب میلیون مترمکعب است و میزان حجم گاز مصرفی را نمایش می‌دهد. همچنین محور عمودی سمت راست نمودار برحسب میلیون لیتر بوده و حجم مازوت و گازوئیل مصرفی را نشان می‌دهد. حجم گاز مصرفی در تابستان ۹۸ نسبت به سال قبل روند کاهشی داشته و از حدود ۲۴/۶ میلیون مترمکعب در سال ۹۷، به ۲۱/۵ میلیون مترمکعب در تابستان ۹۸ رسیده‌است. حجم مازوت و گازوئیل مصرفی نیز در این مدت نسبت به سال قبل روند افزایشی داشته‌است و مازوت از ۶۱۱ به ۱,۱۱۸ میلیون لیتر و گازوئیل از ۳۲۹ به ۱,۲۲۳ میلیون لیتر افزایش یافت.

لازم به ذکر است کاهش سوخت مصرفی نیروگاه ها در تابستان ۹۸ بواسطه افزایش تولید نیروگاه‌های آبی می باشد.



هزینه سوخت مصرفی نیروگاه‌ها

هزینه سوخت معادل گاز، بر اساس رابطه‌ای از میزان ارزش حرارتی هریک از سوختهای مصرفی نیروگاه و نرخ آن به‌دست می‌آید و مبلغی است که نیروگاه برای سوخت مصرفی خود پرداخت می‌نماید. هزینه سوخت کل نیز مقدار واقعی و تمام‌شده ارزش سوخت مصرفی است که از مجموع حاصل‌ضرب حجم سوخت مصرفی در ارزش حرارتی سوخت به‌دست می‌آید و یا اینکه از مجموع هزینه سوخت معادل گاز با میزان هزینه مابه‌التفاوت سوخت و جبران هزینه سوخت گاز حاصل می‌شود. همچنین متوسط نرخ سوخت معادل گاز از تقسیم هزینه حجم معادل سوخت گاز بر مقدار خالص انرژی تحویلی به شبکه توسط نیروگاه‌های حرارتی در درب نیروگاه بدست‌آمده‌است. متوسط نرخ سوخت کل نیز به همین ترتیب محاسبه می‌گردد.

هزینه برحسب میلیارد ریال و نرخ برحسب ریال بر کیلووات ساعت				
بر اساس نرخ سوخت مبنای سقف بازار که برابر ۶۰۷ ریال بر مترمکعب است.			بر مبنای قیمت سوخت نیروگاهی که معادل ۵۰ ریال بر مترمکعب یا لیتر است.	
عنوان	هزینه سوخت حجم معادل گاز	متوسط نرخ سوخت معادل گاز به انرژی تولیدی حرارتی	هزینه سوخت کل	متوسط نرخ سوخت کل به انرژی تولیدی حرارتی
تابستان ۹۸	۱۴,۶۱۷	۱۷۲/۶	۱,۱۹۵	۱۴/۱
تابستان ۹۷	۱۵,۵۳۸	۱۷۶/۷	۱,۲۷۶	۱۴/۵

در تابستان ۹۸ با توجه کاهش حجم سوخت معادل گاز هزینه سوخت کاهش یافت که خود ناشی از کاهش مشارکت واحدهای حرارتی در این مدت نسبت به مدت مشابه سال ۹۷ بود.

نرخ برحسب ریال بر کیلووات ساعت			
عنوان	متوسط نرخ خرید انرژی از نیروگاه‌های حرارتی	متوسط نرخ خرید برق از نیروگاه‌های حرارتی	متوسط نرخ خرید برق بدون سوخت نیروگاه‌های حرارتی
تابستان ۹۸	۴۳۷/۵	۸۱۲/۸	۶۴۰/۲
تابستان ۹۷	۴۲۷/۷	۷۷۰/۱	۵۸۰/۶

متوسط نرخ خرید انرژی و برق از نیروگاه‌های حرارتی روند افزایشی داشته‌است. که ناشی از افزایش بهای انرژی با قیمت مازاد و UL، بهای سلب فرصت، بهای هزینه روشن و خاموش شدن واحدها و نیز کاهش عدم همکاری بوده‌است.

میزان پرداختی به نیروگاه‌ها بابت ارائه خدمات جانبی

در این بخش پرداختی به نیروگاه‌ها بابت خدمات راه‌اندازی، توان راکتیو و کنترل فرکانس در تابستان ۹۸ در مقایسه با تابستان سال قبل گزارش شده‌است. همانطور که ملاحظه می‌شود میزان پرداختی در هر آیتم با روند افزایشی همراه بوده‌است. از جمله علل افزایش درآمد کنترل فرکانس در تابستان ۹۸، می‌توان به افزایش پرداخت متغیر کنترل فرکانس اشاره نمود که به ساعات فعال بودن گاورنرها برمی‌گردد. میزان فعال بودن گاورنرها در تابستان ۹۸ نزدیک به ۱۷۰,۰۰۰ واحد- ساعت نسبت به مدت مشابه سال قبل رشد داشته‌است.

مبالغ بر حسب میلیارد ریال

مبلغ پرداختی برای ارائه خدمات جانبی	تابستان ۹۸			تابستان ۹۷				
	تیر	مرداد	شهریور	مجموع	تیر	مرداد	شهریور	مجموع
کنترل فرکانس	۵۷۴	۵۷۸	۴۸۸/۷	۱,۶۴۰/۷	۴۵۴/۹	۴۸۹/۶	۵۵۶/۸	۱,۵۰۱/۳
توان راکتیو	۸۷/۱	۸۴/۵	۶۷/۱	۲۳۸/۷	۸۱/۶	۸۱	۶۴/۸	۲۲۷/۴
خودراه‌انداز	۳۳/۸	۳۳/۶	۳۲/۸	۱۰۰/۲	۲۴/۷	۲۹	۳۰/۲	۸۳/۹
مجموع	۶۹۴/۹	۶۹۶/۱	۵۸۸/۶	۱,۹۷۹/۶	۵۶۱/۲	۵۹۹/۶	۶۵۱/۸	۱,۸۱۲/۶

رتبه‌بندی نیروگاه‌ها در ارائه خدمات جانبی

در ادامه وضعیت پنج نیروگاه برتر (تمام گروه‌ها) در این شاخص، در هریک از آیتمهای خدمات جانبی بررسی می‌گردد.

نام نیروگاه	تکنولوژی	رتبه خودراه‌انداز	رتبه کنترل فرکانس	رتبه توان راکتیو	رتبه کل در ارائه خدمات جانبی
شهیدعباسپور	آبی	۱۸	۱	۴۹	۱
رودشور	گازی	۲۵	۹	۲	۲
جنوب اصفهان	گازی	۲۵	۳	۱۲	۳
سلطانیه	گازی	۲۵	۵	۹	۴
زاگرس	گازی	۲۵	۲	۲۷	۵

نیروگاه آبی شهیدعباسپور با کسب رتبه اول در شاخص خدمات جانبی در کنترل فرکانس رتبه۱، خودراه‌اندازی رتبه ۱۸ و در توان راکتیو رتبه ۴۹ را به خود اختصاص داده‌است. نیروگاه‌های برتر در شاخص ارائه خدمات جانبی همگی در ارائه خدمت کنترل فرکانس جز نیروگاه‌های برتر بوده‌اند که با رنگ سبز در جدول بالا متمایز شده‌اند. حسب مقررات فعلی، پرداختی بابت کنترل فرکانس با سایر خدمات جانبی تفاوت چشمگیری دارد و همانطور که ملاحظه می‌شود به دلیل تفاوت زیاد پرداختی بابت کنترل فرکانس نیروگاه‌هایی که در خدمات جانبی حائز رتبه برتر شده‌اند، در کنترل فرکانس نیز رتبه بالایی داشته‌اند. همچنین در بحث توان راکتیو و خودراه‌اندازی به ترتیب نیروگاه‌های شهیدرجایی و سیمره در رتبه اول ارائه این خدمات قرار گرفته‌اند. با توجه به انعطاف‌پذیری بالای نیروگاه‌های آبی و گازی در بحث کنترل فرکانس، کسب رتبه‌های برتر از سوی این تکنولوژیها مورد انتظار است.

شاخص سنجش تمرکز بازار برق HHI [1]

شاخص تمرکز HHI یک از ابزارهای سنجش میزان قدرت بازار است که در ادامه فرمول محاسبه این شاخص آورده‌شده‌است.

$$HHI = \sum_{i=1}^{N} \left(\frac{P_i}{P_T}\right)^2$$

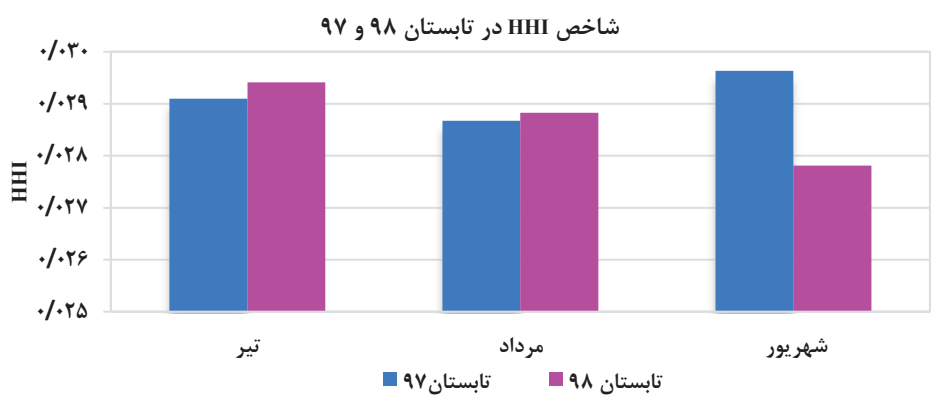
P_i: میزان تولید بنگاه iام

P_T: میزان تولید کل بنگاه

N: تعداد تولیدکنندگان

$HHI < 0.01$	رقابت بالا
$HHI < 0.1$	بازار نامتمرکز
$0.1 < HHI < 0.18$	بازار نسبتاً متمرکز
$HHI > 0.18$	بازار به‌شدت متمرکز

شاخص HHI در تابستان ۹۷ و ۹۸ در ادامه نمایش داده شده‌است که در ماه‌های تابستان ۹۸ به ترتیب دارای مقادیر ۰/۰۲۹۴، ۰/۰۲۸۸ و ۰/۰۲۷۸ می‌باشد. این شاخص در مقایسه با سال گذشته بصورت بسیار جزئی افزایش داشت و نشان‌دهنده نامتمرکز بودن بازار برق ایران است.



1- Herfindahl Hirschman Index

شاخص سنجش رقابت‌پذیری بازار برق ORMOR[1]

یکی از وظایف مهم واحدهای پایش در اکثر بازارهای برق مطرح دنیا بررسی رفتار پیشنهاد قیمت بازیگران بازار برق و میزان موفقیت آنها در برنامه آرایش تولید است. به همین منظور در مجموعه بازار برق ایران نیز از شاخص ORMOR استفاده شده‌است که میزان اشتیاق فروشندگان بازار به کسب درآمد بیشتر را نشان می‌دهد. هر چه این شاخص به عدد یک نزدیک باشد نشان‌دهنده نزدیکی قیمت پیشنهادی به سقف قیمت بازار است. رابطه ذیل نحوه محاسبه شاخص ORMOR را نشان می‌دهد.

$$ORMOR_i = \frac{\int_0^{Pdec} \pi_Offer(p)_i \, dp}{\pi_{CAP} * (Pdec_i - PCo_i)}$$

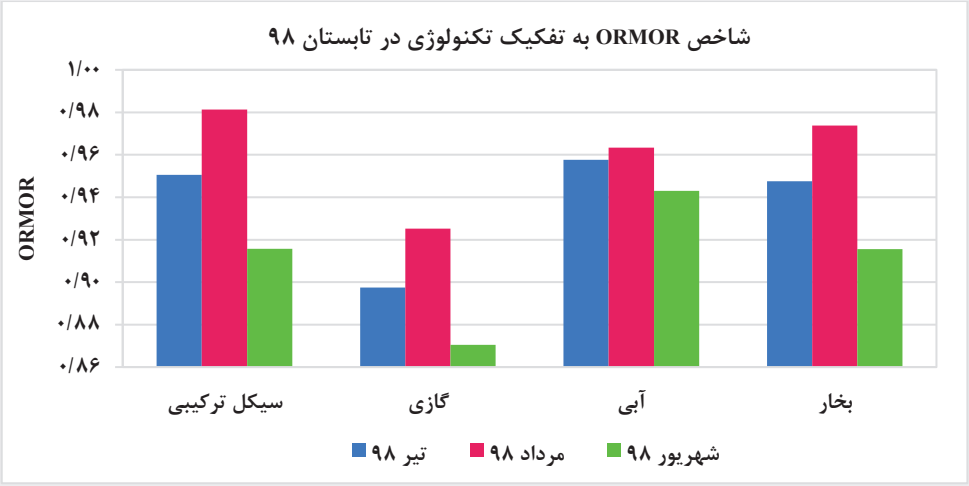
$\pi_Offer(p)_i$: تابع پیشنهاد قیمت مجموع واحدهای نیروگاهی مالک iام

$Pdec_i$: مجموع قابلیت تولید ابراز شده واحدهای نیروگاهی مالک iام

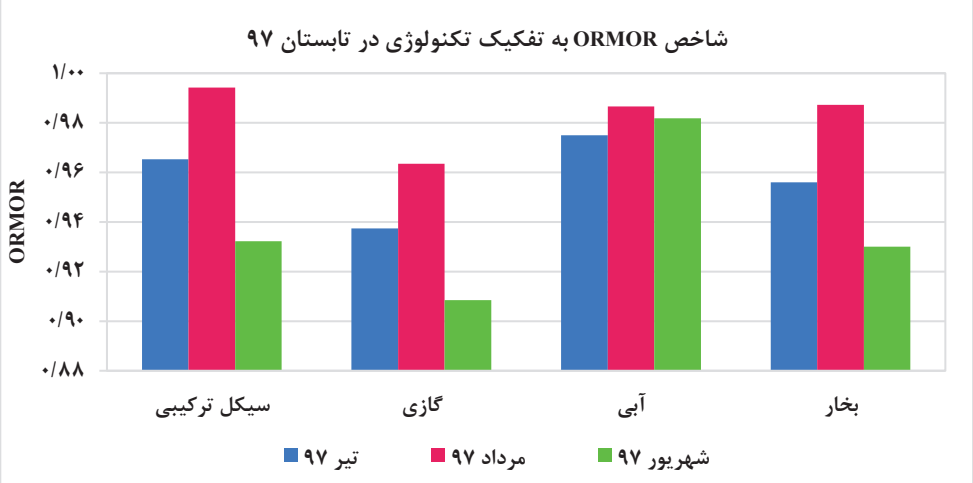
π_{CAP}: سقف قیمت بازار

PCo_i: مجموع حجم معاملات تخصیص داده‌شده خارج از بازار برق به واحدهای نیروگاهی مالک iام

در ادامه به‌منظور پایش رفتار فروشندگان و حفظ امانت در اطلاعات آنها صرفا با توجه به نوع تکنولوژی تولید برق و نوع مالکیت نیروگاه‌ها گزارشی از وضعیت این شاخص ارائه شده‌است.

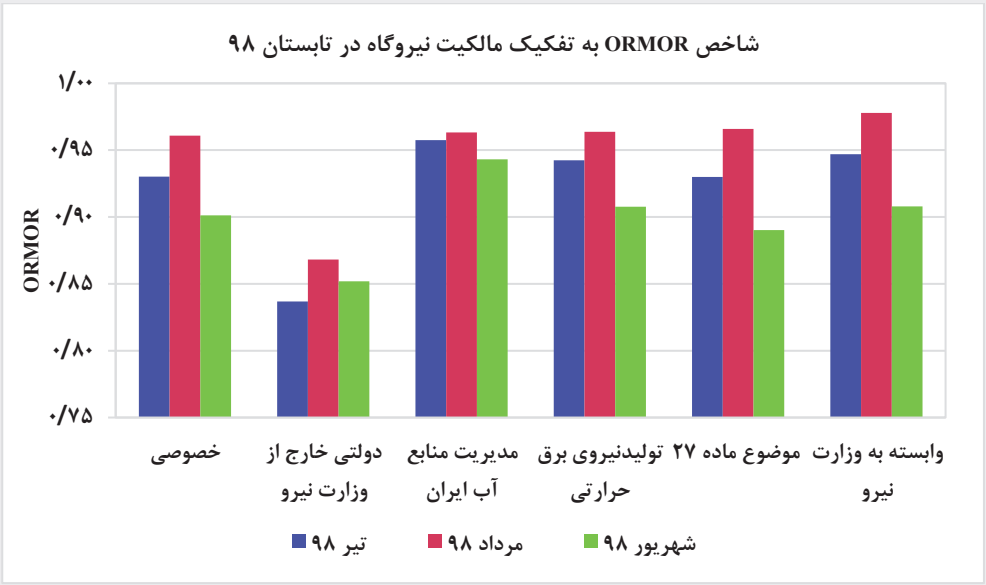


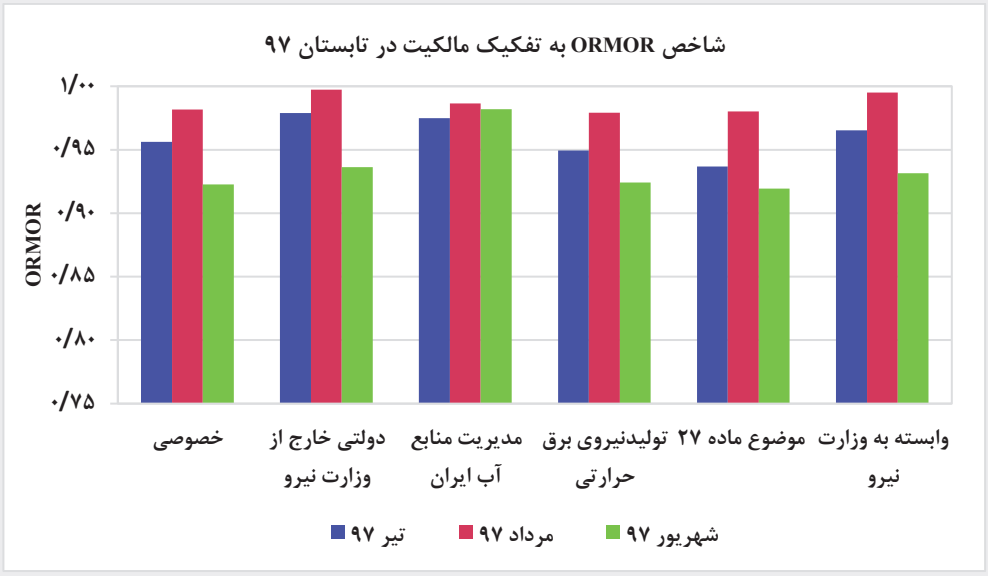
1- Offeredable Revenue to Maximum Offeredable Revenue



با توجه به نمودار فوق می‌توان به موارد ذیل اشاره نمود:

تکنولوژیهای مختلف نیروگاهی در تابستان ۹۸ نسبت به تابستان ۹۷ قیمتهای پایین‌تری پیشنهاد داده‌اند. بیشترین اختلاف در برآیند قیمت‌دهی در مورد نیروگاه‌های گازی است. سهم مشارکت این نیروگاه‌ها در بازه مورد مطالعه نسبت به قبل نیز روند کاهشی داشت. همچنین کاهش قیمت پیشنهادی در مورد نیروگاه‌های آبی نیز قابل مشاهده‌است. در ادامه این شاخص به تفکیک مالکیت نیروگاه‌ها ارائه و بررسی شده‌است.





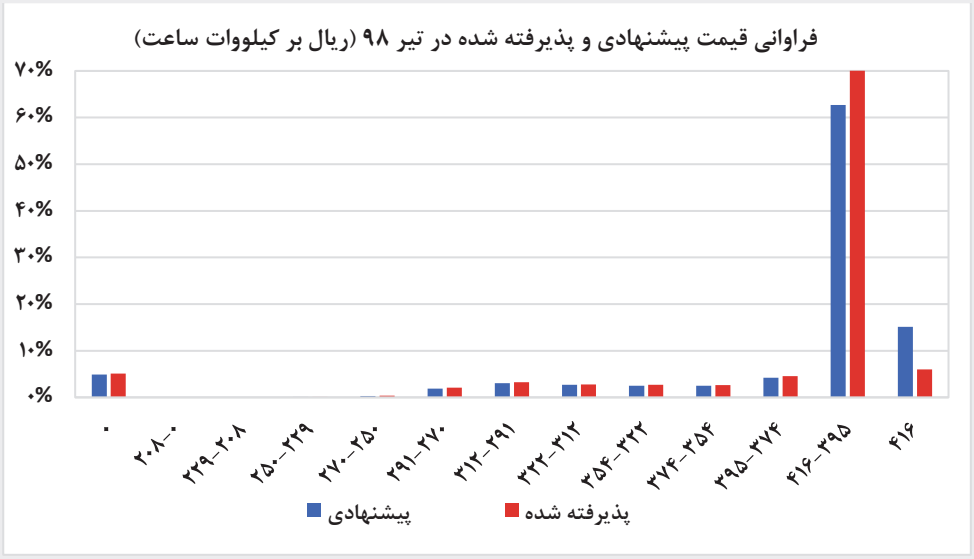
با توجه به نمودارهای بالا برآیند قیمتهای پیشنهاد شده در تابستان ۹۸ نسبت به ماه‌های مشابه سال قبل با کاهش همراه‌است. در این قسمت بیشترین اختلاف مرتبط با واحدهای نیروگاهی متعلق به شرکتهای دولتی خارج از وزارت نیرو می‌باشد.

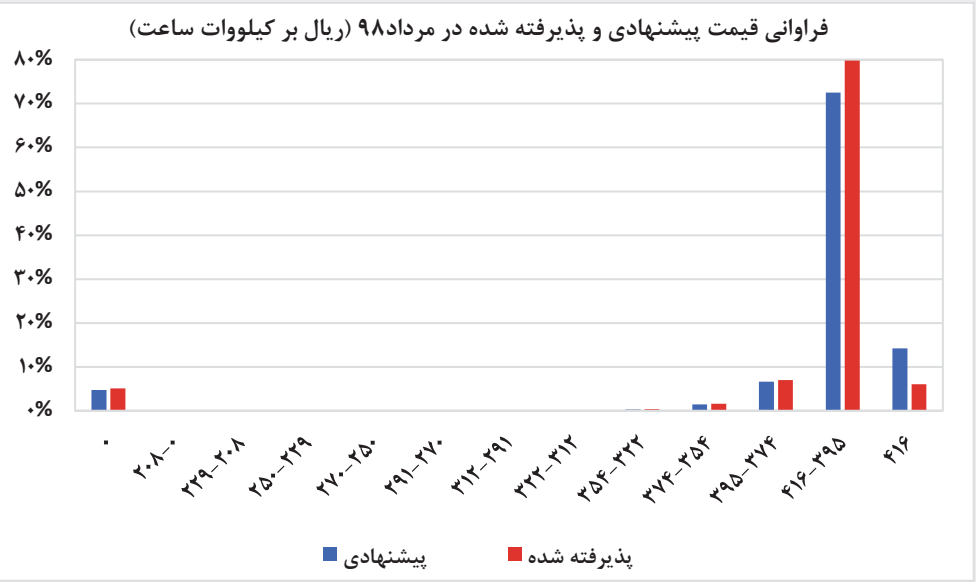
بررسی فراوانی قیمتهای پیشنهادی و پذیرفته‌شده انرژی در بازار برق

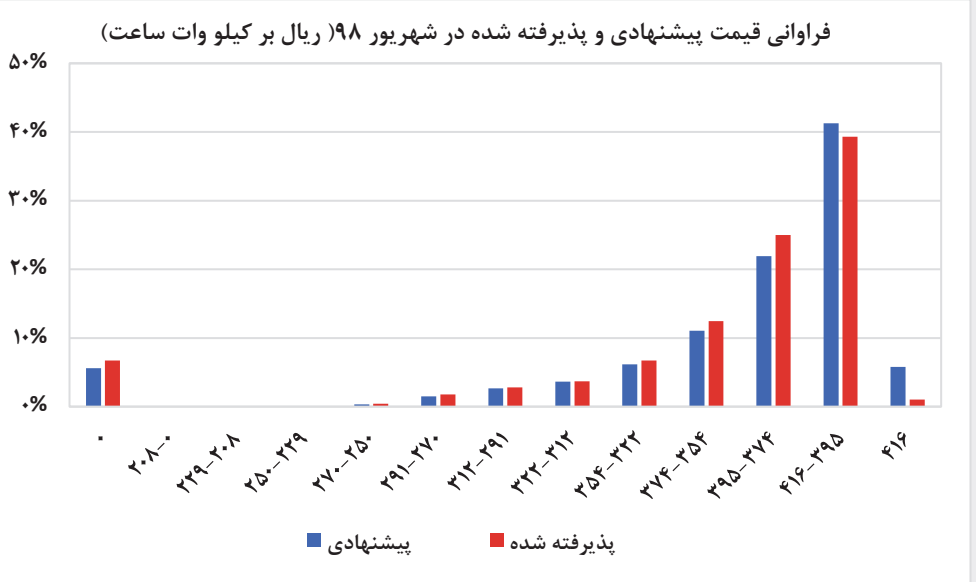
فراوانی قیمت پیشنهادی و قیمت پذیرفته‌شده[1] واحدهای نیروگاهی، بر اساس میزان انرژی پیشنهادی و پذیرفته‌شده در بازه‌های مختلف قیمتی در تابستان ۹۸ در نمودارهای ذیل نمایش داده‌شده‌است. محور عمودی بیانگر درصد انرژی است که در بازه قیمتی موردنظر پیشنهاد داده شده یا پذیرفته شده‌اند و محور افقی بیانگر بازه‌های قیمتی مختلف (بر حسب ریال بر کیلووات ساعت) است.

با بررسی نمودارها تاثیرگذارترین مسئله‌ای که در تغییرات رفتار کلی قیمتها در سال ۹۸ مشاهده می‌شود تغییرات میزان درخواست توان مصرف‌کنندگان می‌باشد. در این فصل با افزایش میزان تقاضا به بالاترین حد خود موجب گردیده تا درصد قیمتهای پیشنهادی به سمت بالاترین بازه‌های قیمتی سوق پیدا کنند. همچنین با توجه به نمودارهای قیمتهای پذیرفته‌شده مشاهده می‌گردد که رفتار مشابهی با قیمتهای پیشنهادی دارند و با افزایش میزان تقاضای مصرف‌کنندگان بازه‌های قیمتی بالاتر سهم بیشتری در قیمت پذیرفته‌شده به خود اختصاص داده‌اند. قیمتها از تیر به مرداد افزایشی و از مرداد به شهریور کاهشی بوده‌اند.

۱- قیمت پذیرفته‌شده در آرایش اقتصادی و آرایش فنی‌اقتصادی


فراوانی قیمت پیشنهادی و پذیرفته شده در تیر ۹۸ (ریال بر کیلووات ساعت)
۷۰%
۶۰%
۵۰%
۴۰%
۳۰%
۲۰%
۱۰%
۰%
۰
۰-۲۰۸
۲۰۸-۲۲۹
۲۲۹-۲۵۰
۲۵۰-۲۷۰
۲۷۰-۲۹۱
۲۹۱-۳۱۲
۳۱۲-۳۲۲
۳۲۲-۳۵۴
۳۵۴-۳۷۴
۳۷۴-۳۹۵
۳۹۵-۴۱۶
۴۱۶
پیشنهادی
پذیرفته شده


فراوانی قیمت پیشنهادی و پذیرفته شده در مرداد۹۸ (ریال بر کیلووات ساعت)
۸۰%
۷۰%
۶۰%
۵۰%
۴۰%
۳۰%
۲۰%
۱۰%
۰%
۰
۰-۲۰۸
۲۰۸-۲۲۹
۲۲۹-۲۵۰
۲۵۰-۲۷۰
۲۷۰-۲۹۱
۲۹۱-۳۱۲
۳۱۲-۳۲۲
۳۲۲-۳۵۴
۳۵۴-۳۷۴
۳۷۴-۳۹۵
۳۹۵-۴۱۶
۴۱۶
پیشنهادی
پذیرفته شده


فراوانی قیمت پیشنهادی و پذیرفته شده در شهریور ۹۸(ریال بر کیلو وات ساعت)
۵۰%
۴۰%
۳۰%
۲۰%
۱۰%
۰%
۰
۰-۲۰۸
۲۰۸-۲۲۹
۲۲۹-۲۵۰
۲۵۰-۲۷۰
۲۷۰-۲۹۱
۲۹۱-۳۱۲
۳۱۲-۳۲۲
۳۲۲-۳۵۴
۳۵۴-۳۷۴
۳۷۴-۳۹۵
۳۹۵-۴۱۶
۴۱۶
پیشنهادی
پذیرفته شده

در ادامه به منظور تحلیل بیشتر تغییر رفتار قیمتهای پیشنهادی و پذیرفته‌شده شاخصهای آماری میانگین و انحراف معیار در دو سال مورد نظر محاسبه و مورد بررسی قرارگرفته‌است که این شاخصهای آماری در جدول زیر نمایش داده‌شده‌است.

مقادیر برحسب ریال بر کیلووات ساعت						
عنوان	تابستان ۹۸			تابستان ۹۷		
	تیر	مرداد	شهریور	تیر	مرداد	شهریور
متوسط قیمت پیشنهادی	۳۹۷/۴	۴۰۳/۲	۳۸۰/۶	۳۹۹	۴۰۸/۸	۳۸۳/۵
انحراف معیار قیمت پیشنهادی	۱۱/۵	۴۴	۴۲/۹	۴۴/۳	۴۴/۴	۵۹/۹
متوسط قیمت پذیرفته‌شده	۳۹۶/۷	۴۰۲/۷	۳۷۸/۸	۳۹۵/۲	۴۰۸/۲	۳۸۳/۴
انحراف معیار قیمت پذیرفته‌شده	۱۱/۸	۴۳/۹	۴۲/۵	۶۱/۵	۴۴/۳	۵۹/۶

همانطور که از نتایج جدول مشخص است، غالباً متوسط قیمت پیشنهادی و پذیرفته‌شده کاهش پیدا کرده‌است. از جمله دلایل این روند می‌توان به افزایش تولید منابع آبی از حدود ۴ میلیون مگاوات ساعت در تابستان ۹۷ تا ۱۰ میلیون مگاوات ساعت در تابستان ۹۸ اشاره نمود. همچنین کاهش انحراف معیار در هر ماه نسبت به ماه متناظر بیانگر افزایش تمرکز قیمتهای پیشنهادی و پذیرفته‌شده پیرامون متوسط قیمت موردنظر می‌باشد.

مصرف برق در تابستان ۹۸

مجموع مقدار انرژی مصرفی تمامی شرکتهای خریدار به شرح ذیل است.

مقادیر برحسب میلیون کیلووات ساعت					
عنوان	انرژی مصرفی درنقطه مرجع شبکه	انرژی مصرفی در محل مصرف	معاملات خارج از بازار	آزمون مصرف خریداران	میزان ارسال برون مرزی
تابستان۹۸	۹۹,۹۳۸	۱۰۰,۵۷۰	۴,۱۹۹	۵,۸۱۷	۲,۸۸۴
تابستان۹۷	۹۷,۳۶۵	۹۷,۷۴۷	۵,۳۲۹	۴,۵۷۹	۹۱۵

مجموع بهای فروش برق در این فصل حدود ۸۹ هزار میلیارد ریال بوده که به تفکیک هزینه انرژی، خدمات جانبی، توان راکتیو و استفاده از شبکه انتقال در جدول ذیل آمده‌است.

هزینه برحسب میلیارد ریال		
عنوان	تابستان۹۸	تابستان ۹۷
هزینه تأمین انرژی خریداران	۷۱,۹۸۲	۶۷,۷۴۸
هزینه مصرف توان راکتیو	۲۳۸	۲۲۷
هزینه خدمات جانبی غیر راکتیو	۴,۳۵۹	۳,۱۲۹
هزینه استفاده از شبکه انتقال	۹,۹۹۱	۹,۱۵۳
هزینه اضافه پرداخت آزمون مصرف	۵۲۸	۲۷۰
هزینه تشویق آزمون مصرف	۵۲۸	۲۷۰
هزینه مبادلات برون مرزی	۲,۰۹۰	۳۸۴
معوقات پرداختی خریداران	۰	۰

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود هزینه مبادلات برون مرزی در تابستان ۹۸ نسبت به تابستان۹۷ افزایش یافته‌است که علت آن افزایش حجم و نرخ جبران مبادلات برون مرزی می‌باشد. در تابستان ۹۸ شاهد افزایش هزینه آزمون مصرف نیز بوده‌ایم که بخشی از آن با توجه به اطلاعیه ۱۴۰۶ و در پی خطا در ارسال پیش‌بینی نیاز مصرف رخ داده‌است.

میزان قطعیهای بالادست در تابستان ۹۸ نزدیک به ۵۰ میلیون کیلووات ساعت بود که این رقم در مدت مشابه سال گذشته ۶۰۵ میلیون کیلووات ساعت بود. همچنین نرخ انرژی مصرفی و متوسط نرخ فروش برق به خریداران در تابستان ۹۸ به شرح ذیل است.

نرخها بر حسب ریال بر کیلووات ساعت و در نقطه مرجع شبکه		
عنوان	تابستان۹۸	تابستان ۹۷
نرخ انرژی مصرفی[1] (قابل مقایسه با بورس)	۷۵۰/۲	۷۳۶/۰
متوسط نرخ فروش برق به خریداران	۹۴۲/۴	۸۸۸/۶

۱- نرخ انرژی مصرفی در نقطه مرجع شبکه شامل نرخ انرژی خریداران، نرخ سلب فرصت خریداران و نرخ آمادگی سهم تولید خریداران می‌باشد.

نرخ انرژی مصرفی در نقطه مرجع شبکه، به تفکیک آیتمهای مختلف به شرح جدول ذیل است.

نرخها برحسب ریال بر کیلووات ساعت و در نقطه مرجع شبکه		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
سهم انرژی[1] در نرخ انرژی مصرفی	۴۱۸/۹	۴۱۹/۹
سهم سلب فرصت در نرخ انرژی مصرفی	۲۰/۵	۱۴/۲
سهم آمادگی در نرخ انرژی مصرفی	۳۱۰/۸	۳۰۱/۹

۱- منظور از نرخ انرژی رابطه ۳۲ «دستورالعمل اجرایی بازار روز فروش در نقطه مرجع شبکه» بدون درنظرگرفتن هزینه سلب فرصت و هزینه آمادگی سهم تولید خریداران می‌باشد.

متوسط نرخ فروش برق به خریداران درب شرکت و به تفکیک وضعیت بار

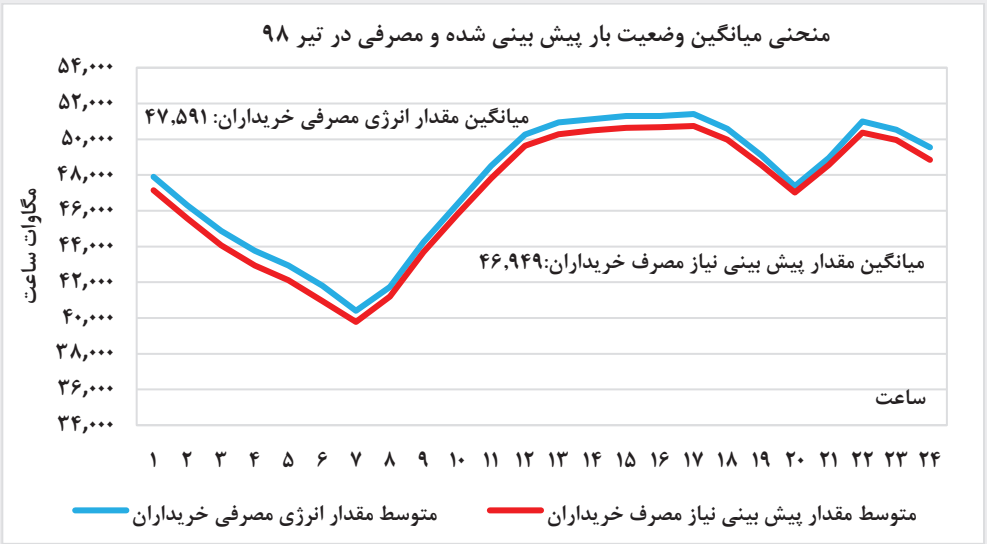
متوسط نرخ فروش برق درب شرکت و به تفکیک وضعیت بار در تابستان ۹۸ به شرح زیر می‌باشد.

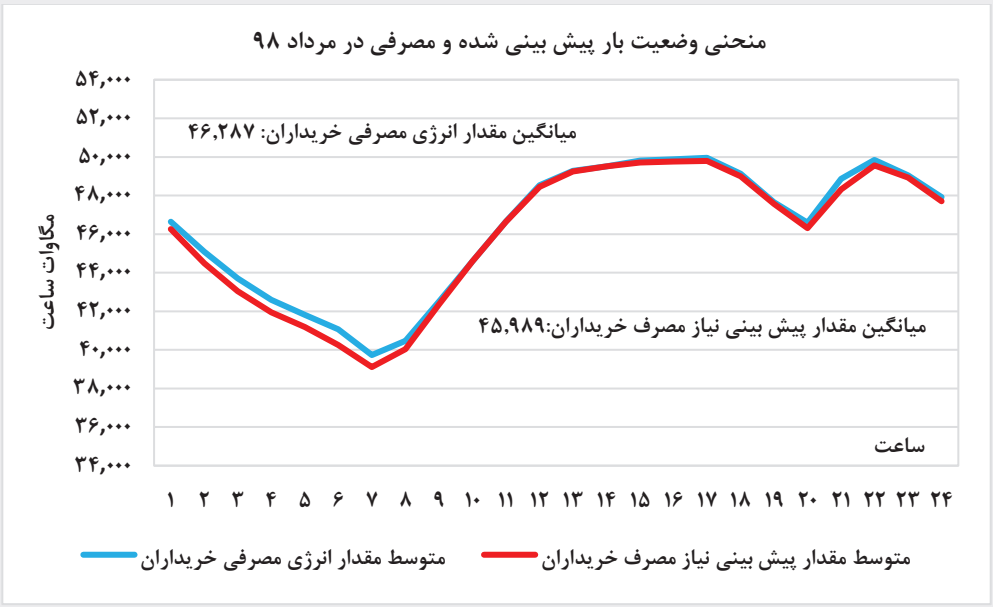
نرخها بر حسب ریال بر کیلووات ساعت و درب شرکت خریدار		
وضعیت بار	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
کم باری	۸۲۵/۰	۷۶۸/۲
میان باری	۹۴۷/۵	۸۸۰/۹
پر باری	۱,۰۴۶/۴	۱,۰۰۷
متوسط نرخ فروش برق	۹۴۲/۴	۸۸۸/۶

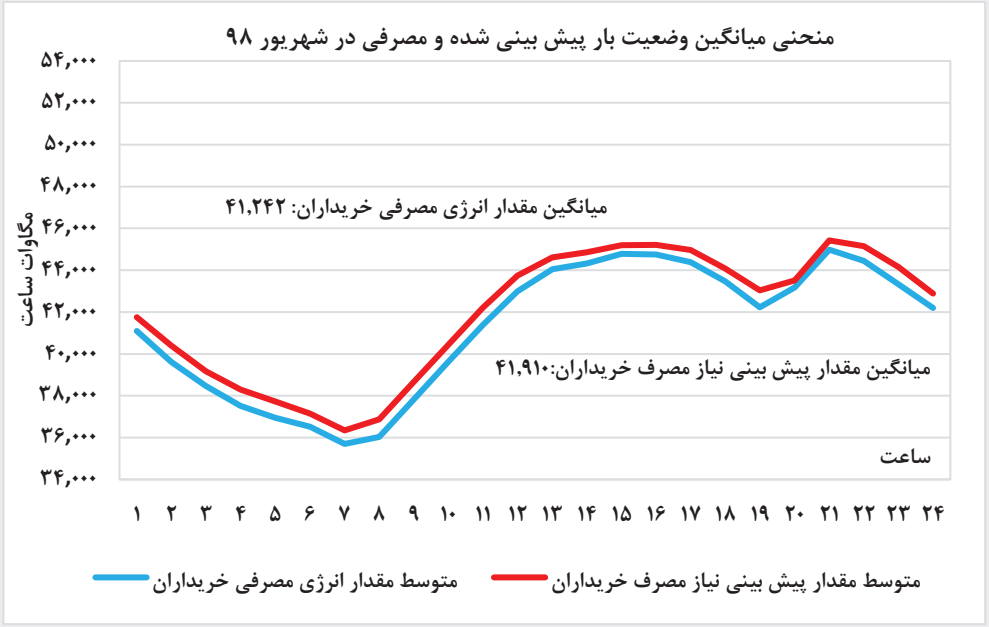
متوسط نرخ فروش برق به خریداران علاوه بر نرخ انرژی شامل نرخهایی همچون توان راکتیو، خدمات انتقال سمت خریداران، خدمات جانبی و معوقات می‌باشد.

بررسی وضعیت بار واقعی و پیش‌بینی شده خریداران

منحنی ذیل روند مقایسه‌ای بین میزان بار شبکه و میزان بار پیش‌بینی شده توسط خریداران (بدون اعمال خاموشیهای مورد تایید بالادست و تغییرات مصرف ناشی از تغییر فرکانس) را در ماههای مختلف تابستان ۹۸ نشان می‌دهد. همانطور که در نمودارها آمده‌است اختلاف بین بار مصرفی و بار پیش‌بینی‌شده شرکتهای خریدار نشان‌دهنده میزان دقت آنها در امر پیش‌بینی بار می‌باشد. به جهت سهولت در نمایش ساعتهای هر ماه، متوسط هر ساعت در روزهای مختلف درنظرگرفته شده و نمودار برای ۲۴ ساعت رسم شده‌است. انحراف از معیار این داده‌ها نشان‌دهنده میزان پراکندگی داده‌ها از میانگین می‌باشد.







در ماه تیر میانگین مقدار پیش بینی کمتر از مقدار مصرفی شد در حالیکه در شهریور عکس این حالت رخ داد و در مرداد نیز میزان میانگین پیش‌بینی و مصرفی در بیشتر ساعات به یکدیگر نزدیک بود.

شاخص موفقیت در پیش‌بینی نیاز مصرف خریداران

شاخص موفقیت در پیش‌بینی نیاز مصرف خریداران طبق رابطه ذیل تعریف می‌شود که معیاری برای سنجش عملکرد شرکتهای خریدار در زمینه پیش‌بینی نیاز مصرف است و در حقیقت نشان‌دهنده این است که چند درصد از هزینه‌های خریداران از محل مبلغ تشویق پیش‌بینی نیاز مصرف جبران شده‌است و یا به دلیل عدم موفقیت در پیش‌بینی نیاز مصرف هزینه‌های پرداختی آنها افزایش یافته‌است.

$$\text{شاخص موفقیت در پیش‌بینی نیاز مصرف} = \left(\frac{(\text{ریال})\text{جریمه} - (\text{ریال})\text{تشویق}}{(\text{ریال})\text{مجموع هزینه}}\right) \times ۱۰۰$$

در ادامه بر اساس این شاخص شرکتهای توزیع و سپس شرکتهای برق منطقه‌ای در تابستان۹۸ رتبه‌بندی شده‌اند.

۱- شرکتهای توزیع نیروی برق

ماه	رتبه	نام شرکت توزیع نیروی برق	شاخص موفقیت در پیش‌بینی نیاز مصرف
تیر ۹۸	۱	توزیع نیروی برق استان یزد	۰/۸۸
	۲	توزیع نیروی برق استان زنجان	۰/۷۹
	۳	توزیع نیروی برق استان مرکزی	۰/۷۲
	۴	توزیع نیروی برق استان قم	۰/۷۰۵
	۵	توزیع نیروی برق استان چهارمحال و بختیاری	۰/۶۰۹
مرداد ۹۸	۱	توزیع نیروی برق استان زنجان	۱/۰۷
	۲	توزیع نیروی برق استان مرکزی	۰/۹۱
	۳	توزیع نیروی برق استان فارس	۰/۸۸
	۴	توزیع نیروی برق استان قم	۰/۸۶
	۵	توزیع نیروی برق استان تهران	۰/۸۳
شهریور۹۸	۱	توزیع نیروی برق استان قم	۲/۸۶
	۲	توزیع نیروی برق استان زنجان	۲/۶
	۳	توزیع نیروی برق جنوب استان کرمان	۲/۳۷
	۴	توزیع نیروی برق استان قزوین	۲/۱
	۵	توزیع نیروی برق استان همدان	۱/۸۷

۲- شرکتهای برق منطقه‌ای

ماه	رتبه	نام شرکت برق منطقه‌ای	شاخص موفقیت در پیش‌بینی نیاز مصرف
تیر ۹۸	۱	برق منطقه‌ای باختر	۰/۲۹
	۲	برق منطقه‌ای یزد	-۰/۱۱
	۳	برق منطقه‌ای آذربایجان	-۰/۳۱
	۴	برق منطقه‌ای سمنان	-۰/۵۵
	۵	برق منطقه‌ای زنجان	-۰/۵۹
مرداد ۹۸	۱	برق منطقه‌ای یزد	۰/۱۵
	۲	برق منطقه‌ای غرب	-۰/۳۱
	۳	برق منطقه‌ای خراسان	-۰/۳۷
	۴	برق منطقه‌ای زنجان	-۰/۴۶
	۵	برق منطقه‌ای هرمزگان	-۰/۵۱
شهریور ۹۸	۱	برق منطقه‌ای یزد	۱/۵۳
	۲	برق منطقه‌ای هرمزگان	۰/۳۴
	۳	برق منطقه‌ای سیستان و بلوچستان	۰/۲۲
	۴	برق منطقه‌ای باختر	-۰/۲۵
	۵	برق منطقه‌ای خراسان	-۰/۳۱

شاخص درصد خرید خارج از بازار عمده فروشی برق

شاخص سهم معاملات خارج از بازار عمده فروشی برق مطابق رابطه ذیل، معیاری است برای بررسی عملکرد شرکتهای خریدار در زمینه انجام معاملات خارج از بازار عمده فروشی برق، بر اساس این شاخص میزان انرژی تأمین شده از طریق معاملات خارج از بازار عمده‌فروشی برق نسبت به کل مصرف شرکت خریدار سنجیده می‌شود.

$$\text{شاخص درصد خرید خارج از بازار عمده فروشی برق} = \left(\frac{\text{مگاوات انرژی تحویل شده در خارج از بازار}}{\text{مگاوات مصرفی انرژی}}\right) \times ۱۰۰$$

میزان مشارکت شرکتهای توزیع در خرید خارج از بازار بسیار کاهش یافته‌است به نحوی که در تابستان ۹۸ تنها یک شرکت بخشی از نیاز مصرف خود را خارج از بازار خریداری کرده‌است.

۱- شرکتهای توزیع نیروی برق

ماه	رتبه	نام شرکت توزیع نیروی برق	شاخص درصد خرید خارج از بازار عمده فروشی برق
شهریور ۹۸	۱	توزیع نیروی برق شهرستان اهواز	۰/۵۴

۲- شرکتهای برق منطقه‌ای

ماه	رتبه	نام شرکت برق منطقه‌ای	شاخص درصد خرید خارج از بازار عمده‌فروشی برق
تیر ۹۸	۱	برق منطقه‌ای اصفهان	۱۷/۸۸
	۲	برق منطقه‌ای آذربایجان	۱۰/۴۸
	۳	برق منطقه‌ای زنجان	۱۰/۱
	۴	برق منطقه‌ای غرب	۸/۸
	۵	برق منطقه‌ای یزد	۷/۶۵
مرداد ۹۸	۱	برق منطقه‌ای اصفهان	۱۷/۹
	۲	برق منطقه‌ای زنجان	۱۰/۶۸
	۳	برق منطقه‌ای غرب	۹/۲۷
	۴	برق منطقه‌ای یزد	۹/۰۵
	۵	برق منطقه‌ای آذربایجان	۹/۰۲
شهریور ۹۸	۱	برق منطقه‌ای اصفهان	۴۳/۳۶
	۲	برق منطقه‌ای هرمزگان	۳۱/۸۴
	۳	برق منطقه‌ای زنجان	۱۵/۱۹
	۴	برق منطقه‌ای آذربایجان	۱۴/۹۷
	۵	برق منطقه‌ای باختر	۱۲/۲۱

درصد تولید و مصرف به تفکیک شرکتهای برق منطقه‌ای

در ادامه نمایی کلی از درصد تولید و مصرف هر یک از شرکتهای برق منطقه‌ای در تابستان ۹۸ نمایش داده‌شده‌است. خوزستان ، تهران و فارس به ترتیب دارای بیشترین درصد تولید بودند و بیشترین درصد مصرف نیز مربوط به این سه برق منطقه‌ای بود. در این مدت کمترین میزان مصرف به ترتیب برای برق‌منطقه‌ای سمنان، گیلان و سیستان و بلوچستان و کمترین میزان تولید نیز به ترتیب سمنان، زنجان و سپس سیستان و بلوچستان بود. در مناطق خوزستان، غرب، فارس، یزد، کرمان، مازندران، گیلان و خراسان درصد تولید بیش از درصد مصرف آنها ثبت گردید.

درصد تولید و مصرف برق از کل تولید و مصرف کشور، به تفکیک شرکتهای برق منطقه‌ای در تابستان ۹۸

معاملات خارج از بازار عمده‌فروشی برق

معاملات خارج از بازار عمده‌فروشی، در دو قالب بورس انرژی و قراردادهای دوجانبه برق صورت می‌پذیرد. کل انرژی معامله‌شده در خارج از بازار عمده فروشی برق در تابستان ۹۸ و ۹۷ به این شرح است. که مقدار این معاملات در تابستان ۹۸ نسبت به مدت مشابه سال قبل حدود بیست درصد کاهش داشته‌است، که دلیل این امر کاهش نقدینگی شرکتهای توزیع و مشارکت کمتر آنها در معاملات خارج از بازار عمده‌فروشی برق می‌باشد.

انرژی برحسب میلیون کیلووات ساعت		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
کل انرژی معامله‌شده در خارج از بازار عمده فروشی برق	۴,۲۰۴	۵,۳۲۸

سهم معاملات بورس انرژی و معاملات دوجانبه برق در خارج از بازار عمده‌فروشی برق در این فصل به شرح ذیل است.

سهم برحسب درصد		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
سهم بورس انرژی از معاملات خارج از بازار عمده فروشی برق	۲۱/۲	۲۰/۹
سهم قراردادهای دوجانبه از معاملات خارج از بازار عمده فروشی برق	۷۸/۸	۷۹/۱

سهم مشارکت نیروگاه‌های دولتی و خصوصی در معاملات بورس انرژی

در حال حاضر عرضه‌کنندگان در بورس انرژی شامل نیروگاه‌های خصوصی و نیروگاه‌های آبی (دولتی) هستند که به ترتیب سهم مشارکت آنها در معاملات بورس انرژی، در جدول ذیل قابل مشاهده‌است.

سهم برحسب درصد		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
سهم مشارکت نیروگاه‌های آبی (دولتی) در معاملات بورس انرژی	۰	۳/۵
سهم مشارکت نیروگاه‌های خصوصی در معاملات بورس انرژی	۱۰۰	۹۶/۵

حجم معاملات بورس انرژی به تفکیک نوع مالکیت نیروگاه‌ها نیز به شرح ذیل است.

حجم معاملات بورس انرژی برحسب میلیون کیلووات ساعت		
نوع مالکیت	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
نیروگاه‌های خصوصی	۸۹۲	۸۵۳/۲
نیروگاه‌های آبی	۰	۲۵۸/۱
مجموع	۸۹۲	۱,۱۱۱/۳

سهم مشارکت نیروگاه‌های دولتی و خصوصی در معاملات دوجانبه برق

عرضه‌کنندگان در معاملات دوجانبه نیز در یک تقسیم‌بندی به ترتیب در دودسته نیروگاه‌های دولتی و خصوصی قرار می‌گیرند، که سهم مشارکت آنها به شرح ذیل است.

سهم برحسب درصد		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
سهم مشارکت نیروگاه‌های خصوصی از معاملات دوجانبه برق	۱۳	۶۱
سهم مشارکت نیروگاه‌های دولتی از معاملات دوجانبه برق	۸۷	۳۹

حجم معاملات دوجانبه بر حسب نوع مالکیت نیروگاه‌ها در تابستان ۹۸ در مقایسه با مدت مشابه سال قبل به شرح ذیل است.

حجم معاملات دوجانبه برحسب میلیون کیلووات ساعت		
نوع مالکیت	تابستان ۸۹	تابستان ۹۷
نیروگاه‌های خصوصی	۴۲۹/۸	۲,۵۷۱/۷
نیروگاه‌های آبی	۰	۷۳۶/۷
نیروگاه‌های ECA[1]	۲,۸۸۲/۳	۹۰۵/۷
مجموع	۳,۳۱۲/۱	۴,۲۱۴/۱

عملکرد بورس برق

بورس برق به تفکیک نوع تسویه معاملات شامل دو بازار معاملات سلف موازی استاندارد و فیزیکی می‌باشد. در بازار سلف موازی استاندارد هر معامله‌ای به صورت نقدی تسویه می‌گردد و هویت طرفین معامله مشخص نیست. بسته‌های انرژی (برق) بر اساس یک نماد معاملاتی که شامل دوره مصرف (روزانه، هفتگی و ماهانه)، نوع بار (بار پایه، کم باری، میان باری و پیک) و زمان تحویل است، معامله می‌شوند. این بازار از نظر نوع بازیگران به سه گروه تقسیم می‌شود که عبارتند از خریداران عمده‌فروشی که همان شرکتهای توزیع‌اند، مصرف‌کنندگان بزرگ که قدرت قرادادی آنها بالای ۵ مگاوات است و در نهایت شرکتهای خرده فروش. اما در بازار فیزیکی که طرفین معامله مشخص است و تسویه به صورت توافقی بین خریدار و فروشنده و به انواع مختلف صورت می‌پذیرد. بسته معاملاتی در این بازار شامل نام شرکت فروشنده، دوره مصرف (روزانه، هفتگی و ماهانه)، نوع بار (بار پایه، کم باری، میان باری و پیک) و زمان تحویل است.

در حال حاضر تعداد ۱۹ نیروگاه دارای مجوز فروش برق در بازار فیزیکی هستند و خریداران این بازار خرده‌فروشان و مصرف‌کنندگان بزرگ بالای ۵ مگاوات هستند. شایان ذکر است مصرف‌کنندگان بزرگ به صورت مستقیم و یا از طریق خرده‌فروشان در بورس انرژی فعالیت می‌کنند. در ادامه عملکرد بورس انرژی به تفکیک بازار معاملات سلف موازی استاندارد برق و بازار فیزیکی برق، در تابستان ۹۸ گزارش می‌شود.

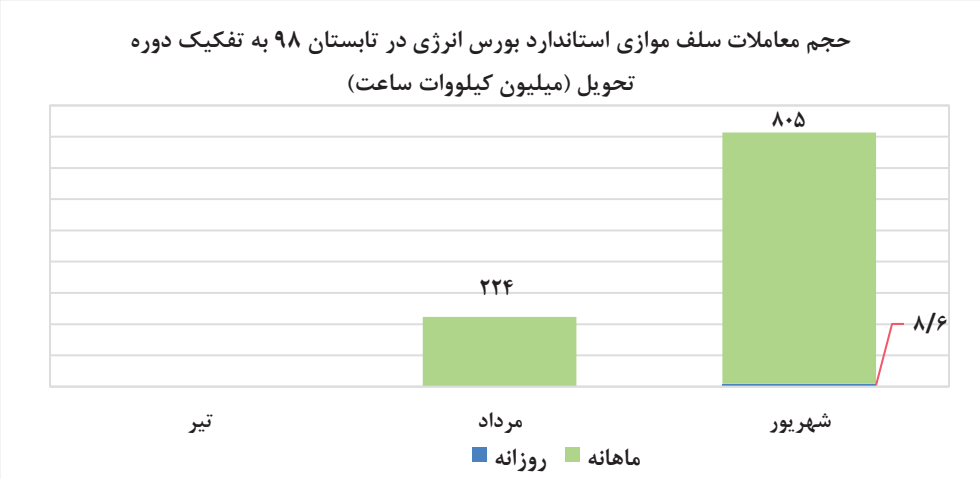
---

۱ - شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی مجاز است بخشی از برق تولیدی نیروگاه‌های دارای قرارداد ECA (قرارداد تبدیل انرژی) را بابت تامین برق صادراتی به شرکت مادر تخصصی توانیر به فروش رساند.

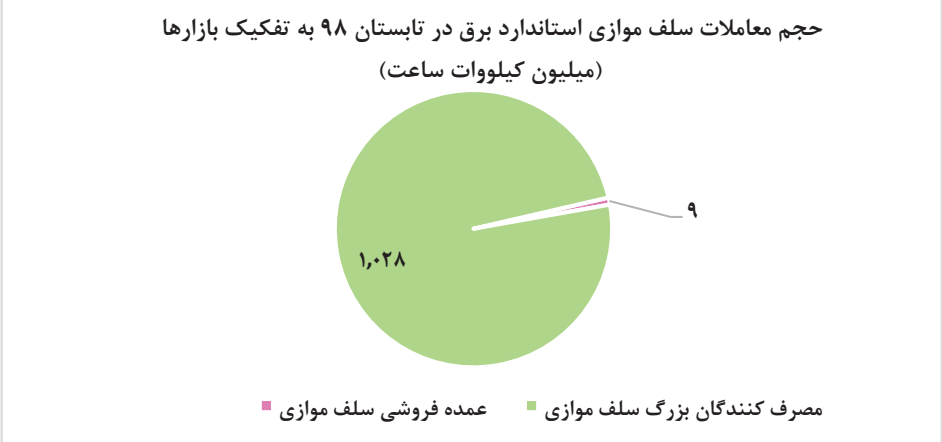
۱- بازار معاملات سلف موازی استاندارد

در سه ماه دوم سال ۹۸ معاملات سلف موازی استاندارد برق، تنها در ۴ روز شکل گرفت که در آن ۱،۰۳۷ میلیون کیلووات ساعت برق به ارزش بیش از ۳۶۵ میلیارد ریال معامله شد. کل معاملات صورت گرفته در بازار مذکور، صرفا در بار پایه با قیمت متوسط ۳۵۲ ریال بر کیلووات ساعت صورت پذیرفت. خریدارانی که در این ۴ روز اقدام معامله نمودند تنها شامل یک شرکت توزیع نیروی برق و یک شرکت وابسته به صنایع بود. لذا با توجه به تعداد محدود معاملات انجام شده در این بازه زمانی از رسم نمودار ارزش معاملات سلف موازی استاندارد صرف نظر شده‌است.

حجم کل معاملات سلف موازی استاندارد انجام‌شده در تابستان ۹۸ بر اساس دوره تحویل در نمودار زیر نشان‌داده‌شده‌است. همان‌طورکه در نمودار زیر دیده می‌شود بیشترین حجم معاملات در شهریورماه در نماد ماهانه انجام‌گرفته‌است و در نماد هفتگی هیچ معامله‌ای صورت نپذیرفت.

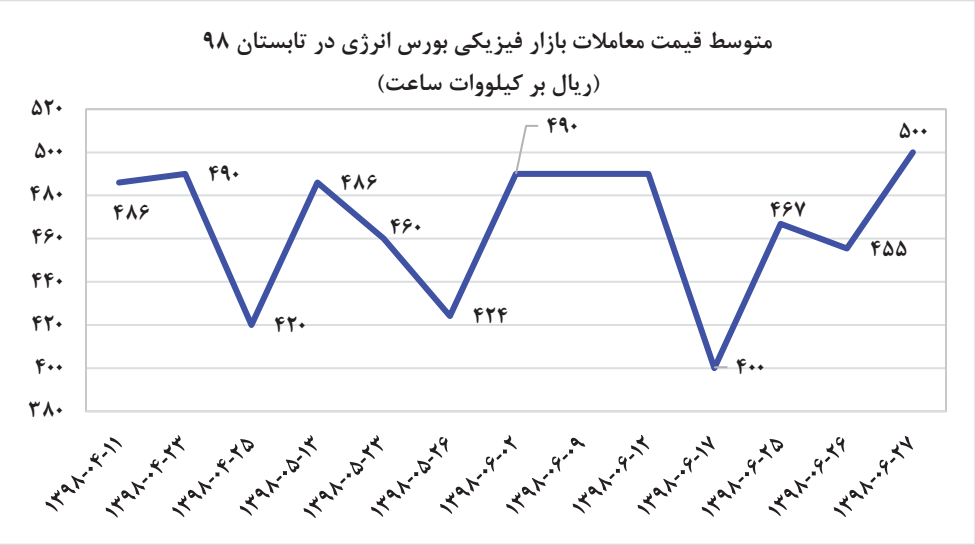


در شکل زیر حجم معاملات سلف موازی استاندارد به تفکیک دو بازار عمده فروشی سلف موازی و مصرف‌کنندگان بزرگ سلف موازی نمایش داده شده‌است. همان‌طور که دیده می‌شود بیش از ۹۹ درصد حجم معاملات بازار سلف موازی استاندارد مربوط به مصرف‌کنندگان بزرگ است و شرکتهای توزیع سهم بسیار اندکی از حجم معاملات را داشته‌اند. در بازار مصرف‌کنندگان بزرگ سلف موازی ۱،۰۲۸ میلیون کیلووات ساعت برق به صورت ماهانه و صرفا در نماد بار پایه به ارزش ۳۶۱ میلیارد ریال با قیمت متوسط ۳۵۱ ریال بر کیلووات ساعت معامله گردید. همچنین در بازار عمده‌فروشی سلف موازی حدود ۸/۵ میلیون کیلووات ساعت برق به صورت روزانه و همگی در بار پایه به ارزش ۴ میلیارد ریال به قیمت متوسط ۴۵۵ ریال بر کیلووات ساعت معامله شده‌است.

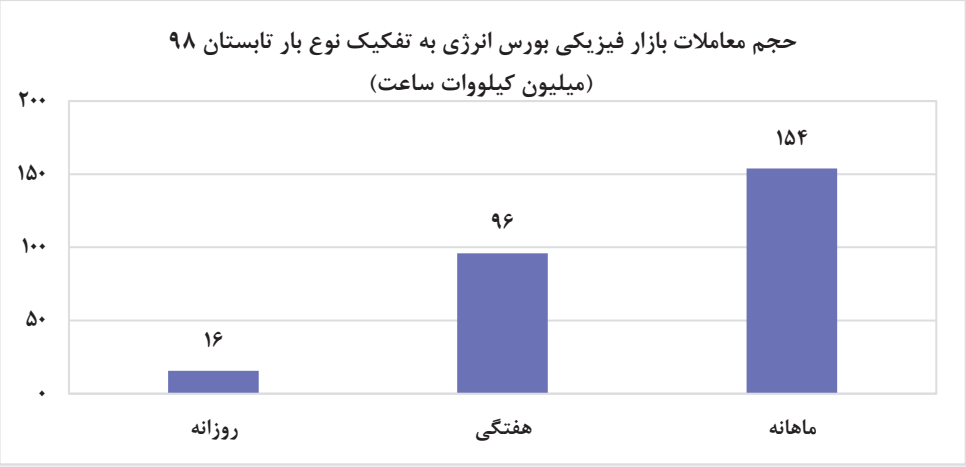


۲- بازار فیزیکی برق در بورس انرژی

در تابستان ۹۸ در بازار فیزیکی برق، ۲۶۵ میلیون کیلووات ساعت برق به ارزش بیش از ۱۲۲ میلیارد ریال با قیمت متوسط ۴۶۰ ریال بر کیلووات ساعت معامله گردید. این معاملات توسط ۶ نیروگاه به عنوان عرضه‌کننده و تعداد ۲ خرده‌فروش و ۳ شرکت وابسته به صنایع به عنوان خریدار منعقدگردید. در نمودار زیر متوسط قیمت روزانه معاملات بازار فیزیکی برق در تابستان ۹۸ ملاحظه می‌گردد که این معاملات در ۱۳ روز و طی ۳۲ قرارداد صورت گرفته‌اند.



کل معاملات انجام شده در بازار فیزیکی برق در نماد بار پایه و در دوره‌های تحویل روزانه، هفتگی و ماهانه معامله شده‌است. در نمودار زیر حجم معاملات بازار فیزیکی به تفکیک دوره تحویل نمایش داده شده‌است.



کل حجم معاملات برق در بورس انرژی شامل معاملات بازار سلف موازی و بازار فیزیکی طی تابستان ۹۸، برابر با ۱,۳۰۳ میلیون کیلووات ساعت و به ارزش ۴۸۱ میلیارد ریال گردید که به تفکیک نوع بازار در جدول ذیل مشاهده می‌شود.

عنوان	حجم معاملات	ارزش معاملات	قیمت متوسط
	میلیون کیلووات ساعت	میلیارد ریال	ریال بر کیلووات ساعت
بازار سلف موازی استاندارد برق	۱,۰۳۷	۳۶۵	۳۵۲
بازار فیزیکی برق	۲۶۵	۱۲۲	۴۶۰
کل معاملات برق در بورس انرژی	۱,۳۰۲	۴۸۷	۳۷۴

در جدول زیر حجم معاملات صورت گرفته به تفکیک نوع معاملات در تابستان سال ۹۷ و ۹۸ جهت مقایسه آورده‌شده‌است.

بر حسب میلیون کیلووات ساعت		
عنوان	تابستان ۹۸	تابستان ۹۷
حجم معاملات عمده فروشی بازار سلف موازی استاندارد برق	۹	۲۴۰
حجم معاملات مصرف کنندگان بزرگ بازار سلف موازی استاندارد برق	۱,۰۲۸	۴۳۷
حجم معاملات بازار فیزیکی برق	۲۶۵	۲۰۹
حجم کل معاملات برق در بورس انرژی	۱,۳۰۲	۸۸۶

حجم کل معاملات صورت گرفته در تابستان ۹۸ نسبت به تابستان سال گذشته افزایش یافته که ناشی از افزایش بیش از ۲۰۰ درصد حجم معاملات مصرف‌کنندگان بزرگ بازار سلف موازی استاندارد است.

ارائه‌دهندگان خدمات انتقال

مجموع مبالغ پرداخت‌شده بابت خرید خدمات انتقال در شبکه برق به تفکیک آمادگی، انرژی، جبران هزینه مبادلات برون مرزی و کسردرآمد ناشی از نقص در ارسال اطلاعات، تابستان ۹۸ در مقایسه با تابستان ۹۷ در جدول ذیل آمده‌است.

مبالغ برحسب میلیارد ریال

عنوان	بهای آمادگی تجهیزات انتقال	بهای انرژی عبوری از تجهیزات انتقال	کسر درآمد نقص ارسال اطلاعات	جبران هزینه مبادلات برون مرزی	مجموع مبالغ پرداختی
تابستان ۹۸	۷,۸۹۲	۱,۸۹۵	۱۱/۶۵	۲,۳۴۰	۱۲,۱۱۶
تابستان ۹۷	۷,۶۲۶	۱,۶۲۶	۱۱/۷۲	۶۵۹	۹,۹۰۰
درصد تغییر	۳/۹۴	۶۱/۴۵	۲/۷۵	۲۵۵	۲۲/۳

در تابستان ۹۸ مجموع مبالغ پرداختی به ارائه دهندگان خدمات انتقال روند افزایشی داشت. همچنین افزایش جبران هزینه مبادلات برون مرزی در نتیجه افزایش حجم مبادلات برون مرزی و افزایش نرخ هزینه می باشد. در ادامه به‌منظور بررسی عملکرد و رتبه‌بندی شرکتهای ارائه‌دهنده خدمات انتقال شاخص دسترس‌پذیری تجهیزات انتقال و فوق توزیع و شاخص کفایت ارسال اطلاعات تجهیزات انتقال بررسی شده‌است.

شاخص دسترس‌پذیری تجهیزات انتقال و فوق توزیع

مطابق جدول ذیل، شرکتهای مندرج حائز بیشترین میزان دسترس‌پذیری تجهیزات انتقال و فوق توزیع در حوزه جغرافیایی خود در سه ماهه تابستان ۹۸ بوده‌اند. لازم به ذکر است که دسترس‌ناپذیری تجهیزات شامل برنامه‌های تعمیراتی و خروجهای بدون برنامه در شبکه برق است و میزان دسترس ناپذیری ترانسفورماتورها و خطوط انتقال و فوق توزیع در این فصل برابر ۲۰,۵۶۱ ساعت بود. شاخص مربوطه مطابق رابطه ذیل محاسبه شده‌است. لازم به ذکر است که اعداد حاصل از شاخص نسبت به مقدار ماکزیمم نرمالیزه شده‌اند.

$$\text{شاخص دسترس‌پذیری تجهیزات انتقال و فوق توزیع هر شرکت} = ۱ - \left(\frac{\text{میزان دقایق خروج}}{\text{مجموع تعداد تجهیزات سال} \times \text{دقایق سال}} \right)$$

ماه	رتبه	نام شرکت	شاخص دسترس‌پذیری تجهیزات انتقال و فوق توزیع
تیر ۹۸	۱	برق منطقه‌ای سیستان و بلوچستان	۱
	۲	برق منطقه‌ای کرمان	۰/۹۹۹
	۳	برق منطقه‌ای غرب	۰/۹۹۵
	۴	برق منطقه‌ای آذربایجان	۰/۹۹۳
	۵	برق منطقه‌ای تهران	۰/۹۹۲
مرداد ۹۸	۱	برق منطقه‌ای سمنان	۱
	۲	برق منطقه‌ای آذربایجان	۰/۹۹۹
	۳	برق منطقه‌ای غرب	۰/۹۹۶
	۴	برق منطقه‌ای کرمان	۰/۹۹۵
	۵	برق منطقه‌ای سیستان و بلوچستان	۰/۹۹۵
شهریور ۹۸	۱	برق منطقه‌ای فارس	۱
	۲	برق منطقه‌ای غرب	۰/۹۹۹
	۳	برق منطقه‌ای آذربایجان	۰/۹۹۵
	۴	برق منطقه‌ای باختر	۰/۹۹۴
	۵	برق منطقه‌ای کرمان	۰/۹۹۰

شاخص کفایت ارسال اطلاعات تجهیزات انتقال

بنا به بند ۶ صورتجلسه ۱۰۶ هیأت تنظیم بازار برق، آن دسته از شرکتهایی که در زمینه ارسال اطلاعات دچار تعلل گشته‌اند مشمول کسردرآمد می‌باشند. در جدول ذیل ۵ شرکت برتر که در سه ماهه تابستان ۹۸ شامل کمترین نقص اطلاعاتی بوده‌اند به ترتیب ذکر شده‌اند. این شاخص برای شرکتهای ارائه‌دهنده خدمات انتقال از رابطه ذیل محاسبه شده‌است. لازم به ذکر است که اعداد حاصل از شاخص نسبت به مقدار ماکزیمم نرمالیزه شده‌اند.

$$\text{شاخص کفایت ارسال اطلاعات هر شرکت} = ۱ - \left(\frac{\text{(ریال) کسر درآمد نقص اطلاعات}}{\text{(ریال) مجموع صورتحساب انتقال}}\right)$$

ماه	رتبه	نام شرکت	شاخص کفایت ارسال اطلاعات تجهیزات انتقال
تیر ۹۸	۱	برق منطقه‌ای مازندران	۱
	۲	برق منطقه‌ای زنجان	۰/۹۹۵
	۳	برق منطقه‌ای اصفهان	۰/۹۹۳
	۴	برق منطقه‌ای سمنان	۰/۹۸۷
	۴	برق منطقه‌ای گیلان	۰/۹۸۶
مرداد ۸۹	۱	برق منطقه‌ای هرمزگان	۱
	۲	برق منطقه‌ای خوزستان	۰/۸۵۹
	۳	برق منطقه‌ای مازندران	۰/۸۴۳
	۴	برق منطقه‌ای سمنان	۰/۸۴۲
	۵	برق منطقه‌ای اصفهان	۰/۸۴۱
شهریور ۸۹	۱	برق منطقه‌ای مازندران	۱
	۲	برق منطقه‌ای اصفهان	۰/۹۷۷
	۳	برق منطقه‌ای خوزستان	۰/۹۷۶
	۴	برق منطقه‌ای زنجان	۰/۹۷۳
	۵	برق منطقه‌ای باختر	۰/۹۷۰

اعتراضهای ارسال شده به بازار برق

در تابستان ۹۸ تعداد ۱۵۰ مورد اعتراض، از طریق سامانه EMIS به معاونت بازار برق ارسال شد که به شرح ذیل است.

عنوان	تعداد	درصد
تعداد کل اعتراضها	۱۵۰	۱۰۰
تعداد اعتراض پذیرفته‌شده	۱۴	۹/۳۳
تعداد اعتراض رد شده	۱۳۶	۹۰/۶۷
تعداد اعتراض پاسخ داده نشده	۰	۰
تعداد اعتراض ارسالی توسط تولیدکنندگان	۱۳۹	۹۲/۶۷
تعداد اعتراض ارسالی توسط خریداران	۶	۴/۰
تعداد اعتراض ارسالی توسط ارائه‌دهندگان خدمات انتقال	۵	۳/۳۳

بیشترین موضوع مورد اعتراض در این مدت مطابق جدول ذیل است و کسردرآمد آزمون ظرفیت بیشترین سهم را دارد.

عنوان	سهم از کل اعتراضها (درصد)
میزان و مبلغ کسر درآمد آزمون ظرفیت	۵۰
بهای انرژی و آمادگی خدمات جانبی	۲۰/۶۷
میزان و مبلغ انرژی مصرفی	۸

۱-اعتراضها به تفکیک موضوع اعتراض

اعتراضهای ارسالی به معاونت بازار برق به تفکیک موضوع به شرح ذیل است.

تعداد اعتراض به تفکیک موضوع	رد شده	تأییدشده	پاسخ داده نشده	کل اعتراضات
میزان و مبلغ کسر درآمد آزمون ظرفیت	۷۴	۱	۰	۷۵
اطلاعات آرایش بازار	۳۰	۱	۰	۳۱
میزان آمادگی و برگشت آمادگی	۷	۵	۰	۱۲
میزان و مبلغ انرژی تولیدی	۶	۲	۰	۸
مبلغ جریمه عدم همکاری	۶	۱	۰	۷
مقدار و مبلغ انرژی مصرفی	۵	۰	۰	۵
بهای انرژی و آمادگی خدمات جانبی	۴	۰	۰	۴
اطلاعات تجهیزات خدمات انتقال	۲	۲	۰	۴
کسردرآمد پروانه بهره برداری	۰	۲	۰	۲
سایرموارد	۲	۰	۰	۲
مجموع	۱۳۶	۱۴	۰	۱۵۰

۲-اعتراضها به تفکیک معترضین

در یک دسته‌بندی دیگر، اعتراضها بر اساس معترضین گروه‌بندی شده‌اند که شامل نیروگاه‌ها، شرکتهای خریدار (شرکت توزیع نیروی برق و شرکت برق منطقه‌ای) و شرکتهای ارائه‌دهنده خدمات انتقال (شرکت برق منطقه‌ای) هستند.

۲-۱-اعتراضهای ارسالی از سوی نیروگاه‌ها

در تابستان سال جاری تعداد ۱۳۹ مورد اعتراض از سوی تولیدکنندگان، به بازار برق ارسال شد که تعداد ۱۲ اعتراض مورد تأیید قرارگرفت. در این گروه‌بندی نیروگاه قم با ۱۱ مورد بیشترین تعداد اعتراضات را داشت و بعد از آن نیروگاه‌های شهیدعباسپور، بیستون و گلستان قرار داشتند که هیچ یک نیز مورد تایید قرار نگرفت.

نام نیروگاه	تعداد اعتراض ارسال شده	تعداد اعتراض تایید شده
قم	۱۱	۰
شهید عباسپور	۱۰	۰
بیستون / گلستان	۹	۰
دز / کرخه/ مسجد سلیمان	۸	۰
ری	۷	۱
کارون۳	۷	۰
عسلویه	۵	۰
چابهار	۴	۱

۲-۲-اعتراضهای ارسالی از سوی شرکتهای خریدار

در سه ماهه دوم سال ۹۸ اعتراضهای ارسالی خریداران ۶ مورد بود و اعتراضی مورد تأیید قرار نگرفت. در جدول زیر شرکتهایی که بیشترین تعداد اعتراض را داشته‌اند، نمایش داده شده‌است.

نام شرکت خریدار	تعداد اعتراض ارسال شده	تعداد اعتراض تایید شده
توزیع بوشهر	۴	۰
توزیع شهرستان اصفهان	۱	۰
توزیع قزوین	۱	۰

۲-۳-اعتراضهای ارسالی از سوی شرکتهای ارائه‌دهنده خدمات انتقال

در تابستان ۹۸ اعتراضهای ارسالی از سوی ارائه‌دهندگان خدمات انتقال ۵ مورد بود که تعداد ۲ اعتراض مورد تأیید قرار گرفت. بیشترین تعداد اعتراض ارسالی مربوط به شرکت برق منطقه‌ای سیستان و بلوچستان بود.

نام شرکت ارائه‌دهنده خدمات انتقال	تعداد اعتراض ارسال شده	تعداد اعتراض تایید شده
برق‌منطقه‌ای سیستان و بلوچستان	۳	۲
برق‌منطقه‌ای زنجان	۱	۰
برق‌منطقه‌ای غرب	۱	۰

در این بخش خلاصه‌ای از اطلاعیه‌ها و اخبار بازار برق ایران در تابستان ۹۸ ارائه می‌شود.

۱- دستورالعملهای اجرایی و رویه‌های بازار برق

۱-۱- ویرایش جدید «دستورالعمل اجرایی مدیریت مالی خدمات توان راکتیو» بارگذاری شد. در این نسخه از دستورالعمل، فرآیند محاسبه ضریب توان در پستهایی که در آن توان تزریقی توسط DG وجود دارد، شفاف‌سازی شده‌است.

۲- صورتحسابهای بازار برق

۲-۱- نحوه شرکت نیروگاه‌های معاف از ارایه خدمات کنترل فرکانس به صورت داوطلبانه در فرآیند کنترل فرکانس و چگونگی محاسبات صورتحساب ارایه این خدمات اعلام شد.

۲-۲- نحوه لحاظ پارامترهای کنترل فرکانس در صورتحساب، حسب ارزیابی‌های دوره‌ای مرکز کنترل به اطلاع بازیگران رسید. بر این اساس، در صورت انجام تست و موجود بودن داده‌های آزمون قبل از صدور صورتحساب از نتایج همان دوره جهت صدور صورتحساب کنترل فرکانس استفاده خواهدشد. در غیر این‌صورت نتایج آزمون دوره قبل مبنای صورتحساب قرار خواهدگرفت.

۲-۳- پیرو هماهنگی با دفتر برنامه‌ریزی تولید و ارتباط با بازار برق شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی، رابطه وابستگی قدرت عملی به دما برای واحدهای گازی در صورتحسابهای صادر شده از تاریخ ۱۳۹۸/۰۱/۰۱، به اطلاع بازیگران محترم رسید. همچنین، اولویت‌بندی اطلاعات درجه حرارت محیط، که از منابع مختلف به مدیر بازار ارسال می‌شود، جهت درج در صورتحساب فروشندگان تبیین شد.

بازار برق میان‌روزی [1]

در بازارهای برق سایر کشورها به منظور افزایش امکان مدیریت بهینه و رقابتی شرایط پیش‌بینی نشده در زمان برنامه‌ریزی بازار روزپیش، از بازارهای میان‌روزی استفاده می‌شود.

در بازار برق اروپا نیز بازار میان‌روزی تعریف شده است و به صورت بین‌منطقه‌ای [2] است ، که در آن ظرفیت انتقال در دسترس برای انجام تبادلات، به صورت خودکار در هر لحظه محاسبه شده و در دسترس بازیگران قرار می‌گیرد. بازیگران پیشنهادهای خرید و فروش خود را، بدون توجه به این قید که آیا در یک منطقه الکتریکی قرار دارند یاخیر، به سیستم اطلاعاتی یکپارچه اعلام کرده و در صورتی که ظرفیت انتقال لازم در دسترس باشد، معامله انجام خواهد شد. که بر اساس این پیشنهادات، یک دفتر پیشنهادات اشتراکی [3] در سیستم اطلاعات بازار میان‌روزی تشکیل می‌شود. سیستم انجام مبادلات در بازار میان‌روزی به سیستم تسویه بازارهای برق محلی و همچنین بهره‌برداران سیستم نیز متصل است. از طریق همین ارتباط است که اطلاعات ظرفیت خطوط انتقال بین منطقه‌ای به سیستم یکپارچه مدیریت تراکم و تخصیص ظرفیت انتقال اعلام می‌گردد. به‌روز رسانی ظرفیت در دسترس یک خط انتقال بین منطقه‌ای وابسته به ساز و کارهای بهره‌برداران سیستمی است،که این خط سیستم قدرت تحت نظارت آنها را به هم متصل می‌کند.

لازم به ذکر است که در فرآیند تسویه بازار میان-روزی، تخصیص ظرفیت انتقال به صورت ضمنی [4] انجام می‌شود. ظرفیت انتقال مورد نیاز بازیگران در بازار میان‌روزی، توسط معاملات انرژی انجام شده در گذشته و خرید حق انتقال محدود می‌شود. بازیگران متقاضی انجام معاملات میان‌روزی می‌توانند حق انتقال را در بازه‌های بلندمدت و کوتاه‌مدت از محل حراج‌های برگزار شده توسط اداره تخصیص متمرکز [5] خریداری نمایند. کالاهای قابل معامله در بازار میان‌روزی بر اساس توافق انجام شده میان بهره‌بردارن سیستم و بازار محلی، به صورت بسته-های انرژی با مدت معین تعریف می‌شوند. به طور مثال، در Nordpool، بسته‌های انرژی، ۱۵ دقیقه‌ای، ۳۰ دقیقه‌ای و ساعتی برای انجام معاملات تعریف شده‌است. لازم به ذکر است که با توجه به افزایش ضریب نفوذ انرژیهای تجدیدپذیر در اروپا، بازارهای میان‌روزی یکی از ابزارهای مدیریت بهینه و رقابتی است که بر اساس آخرین اطلاعات موجود از وضعیت بازیگران بازار برق، امکان تصحیح جایگاه فنی و اقتصادی آنها را فراهم می‌کند.

1- Intra Day
2- XBID Project
3- Shared Order Book
4- Implicit
5- Joint Allocation Office

وزارت نیرو

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

IGMC

IRAN GRID MANAGEMENT CO.

www.igmc.ir

خیابان ولیعصر (عج) - بالاتر از بلوار میرداماد - خیابان رشید یاسمی - جنب بیمارستان خاتم‌الانبیاء - شرکت مدیریت شبکه برق ایران
تلفن: ۸۵۱۶۰ - صندوق پستی: ۱۵۱۷۵/۶۴۸
پست الکترونیک: pr@imgc.ir