نشریه علمی(فصلنامه) پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی
سال ششم/ شماره ۱۸/ بهار ۱۳۹۹/ صفحات ۱۰۸ - ۶۷

ارزیابی وضعیت رقابت‌پذیری و تأثیر قدرت بازاری بر قیمت برق: مطالعه موردی بازار عمده‌فروشی برق ایران

رضا شیوا
دانشیار اقتصاد، دانشگاه تهران
rezashiv@yahoo.com
معصومه شهبازی
کارشناس ارشد اقتصاد (نویسنده مسئول)
shahbazi_m@alumni.ut.ac.ir

بررسی و شناخت وضعیت رقابت در بازار و عوامل مؤثر بر آن امکان تصمیم‌سازی و مدیریت تغییر ساختار آن را تسهیل می‌نماید. در همین راستا، هدف اصلی پژوهش حاضر، بررسی وضعیت رقابت در بازار عمده‌فروشی برق بوده و سپس تأثیر قدرت بازاری بر قیمت عمده‌فروشی برق مطالعه شده‌است. بدین منظور، از داده‌های خام بازار عمده فروشی برق طی سال‌های ۱۳۹۲ الی ۱۳۹۶ استفاده شده‌است. نتایج حاکی از آن است که سهم بازاری نیروگاه‌ها در بازار عمده‌فروشی برق ایران چندان قابل توجه نبوده و شاخص هرفیندال-هیرشمن در بازه رقابتی قرارداشته است و همچنین این شاخص طی سال‌های گذشته روندی کاهشی داشته است. نتایج همچنین نشان می‌دهند، علیرغم عدم وجود قدرت بازاری قابل توجه واحدهای نیروگاهی، قدرت بازاری تأثیر معناداری بر شاخص قیمت عمده‌فروشی برق ایران دارد. براین پایه و در راستای دستیابی هرچه بیشتر به کارایی در بازار برق پیشنهاد شده‌است تا یک نهاد مستقل تنظیم‌گر مسئولیت نظارت بر این بازار را بر عهده داشته باشد.

واژگان کلیدی: بازار برق، قدرت بازاری، شاخص هرفیندال هیرشمن، رقابت

تاریخ دریافت: ۱ / ۸ / ۱۳۹۸ تاریخ پذیرش: ۶ / ۳ / ۱۳۹۹

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

۱. مقدمه

ساختار بازار از جمله موضوعاتی است که در بررسی ماهیت قیمت‌گذاری صنایع و همچنین ارزیابی رقابت و انحصار در تحلیل‌های اقتصاد خرد و اقتصاد صنعتی مورد توجه قرارمی‌گیرد (شهیکی‌تاش،۱۳۹۰). تقریباً در سراسر قرن بیستم، صنعت برق در انحصار شرکت‌های یکپارچه عمودی و به‌طور معمول دولتی بود. در این شکل سنتی، این بنگاه تنها ارائه‌دهنده خدمات در محدوده ارائه خود که شامل تولید، انتقال، توزیع و خرده‌فروشی برق بود، محسوب می‌شد (عبادی، دودابی‌نژاد، ۱۳۹۰). همگام با گرایش جهانی به سوی تجدید ساختار و نیز جوابگونبودن سیستم انحصار سنتی برای تأمین تقاضای برق، بازار برق با هدف شفافیت هزینه‌ها و افزایش بهره‌وری اقتصادی راه‌اندازی شد (ناظمی، فرسایی، ۱۳۹۴). در بسیاری از کشورهای در حال توسعه، خصوصاً کشورهای آفریقایی نقطه آغاز در فرآیند تجدید ساختار ایجاد بازار لحظه‌ای برق می‌باشد (خوش‌اخلاق و همکاران، ۱۳۹۰). با توجه به لزوم برقراری لحظه به لحظه تعادل عرضه و تقاضای برق، برای حصول اطمینان از قابلیت سیستم قدرت، بازارهای برق ایجاد شده در کشورهایی که فرآیند تجدید ساختار در صنعت برق را آغاز کردند، بازارهایی با ساز و کار حراج از پیش تعیین شده هستند. از ابتدای راه‌اندازی بازارهای برق، ساز و کار قیمت تسویه‌کننده بازار به‌عنوان یکی از مهم‌ترین گزینه‌های اجرا و تسویه این بازارها مطرح بوده است. با این‌حال ساز و کار پرداخت بر مبنای پیشنهاد با هدف کنترل رفتارهای ناشی از قدرت بالای بازار و کاهش قیمت عمده‌فروشی در برخی از بازارهای برق (از جمله بازار برق ایران) مورد استفاده قرار گرفته است (لافر و جیوردنو ، ۲۰۰۵). بازار برق ایران جز معدود بازارهایی است که حراجی از نوع پرداخت براساس پیشنهاد دارد (ناظمی و فرسایی، ۱۳۹۴). فرآیند عرضه برق بدین صورت است که عرضه‌کنندگان (به روش پرداخت بر مبنای پیشنهاد) در ازای پله‌های مختلف انرژی پیشنهاد قیمتی خود را ارائه نموده و با توجه به هزینه نهایی تولید، آرایش اقتصادی، آرایش فنی اقتصادی و لحاظ محدودیت‌های ایمنی و شبکه انتقال در نرم‌افزار بازار مشخص می‌شود برنده چه

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

کسی است و چه مقدار در هر ساعت هر روز سال باید به شبکه برق عرضه نماید. اینکه پیشنهادات عرضه‌کنندگان چقدر با میزان فروش آن‌ها در انتهای اجرای فرآیند بازار منطبق باشد مبنای پرداخت درآمد آن‌هاست و از مؤلفه‌های متفاوتی تشکیل شده‌است.

در یک بازار بسیار مطلوب که در شرایط بیشینه رفاه اجتماعی است، قیمت کالای تولیدی با هزینه نهایی آن کالا برابر خواهد بود و با طراحی مناسب ساختار بازار می‌توان به سمت چنین هدفی حرکت نمود (فلدمن[1]، ۲۰۱۴). در حالت کلی، یکی از مهم‌ترین ویژگی‌هایی که برای ساختار یک بازار در نظر گرفته می‌شود، میزان تمرکز و رقابتی بودن بازار است. بازار برق نیز از این موضوع مستثنی نبوده و می‌تواند یکی از مباحث مورد بحث تلقی شود (رزمی و همکاران، ۱۳۸۹).

قدرت بازار از جمله مسائل مهم و تأثیرگذار بر روی کارایی بازارهاست که تأثیر نامطلوبی بر روی رقابت و راندمان بازار می‌گذارد. برهمین اساس تشخیص قدرت بازار امری مهم و حیاتی برای سیاستگذار است تا بتواند با اتخاذ سیاست‌های مناسب، قدرت بازار را کاهش دهد (رمضانیان لنگرودی و همکاران، ۲۰۱۱).

گیبرا[2] (۱۹۳۱) نشان داد که در یک صنعت ممکن است ابتدا چند بنگاه هم‌اندازه و با شرایط یکسان و مشابه شروع به فعالیت کنند و با وجود شانس یکسان برای رشد، در پایان دوره شرایط و اندازه‌شان یکسان نباشد (به نقل از خداداد کاشی، ۱۳۹۵). تجربه کشورهایی که بازار برق را خصوصی‌سازی کرده‌اند، نشان داده است فرض ایجاد یک بازار برق رقابتی به‌صورت طبیعی و خودبه‌خودی صادق نیست (رزمی و همکاران، ۱۳۸۹).

تجدید ساختار بازار برق ایران از آبان ماه ۱۳۸۲ آغاز شد. با گذشت چندین سال از فعالیت این بازار، اکنون ارزیابی عملکرد این بازار با توجه به اهداف موجود در تشکیل بازارهای برق،

1. Feldman
2. Gibra

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

قابل برآورد و مطالعه خواهد بود. در این راستا، افزایش سطح رقابت، یکی از مهم‌ترین جنبه‌های موفقیت در تجدید ساختار صنعت برق خواهد بود.

تا آنجا که دانش ما اجازه می‌دهد هیچکدام از مطالعات انجام شده در کشور به بررسی تأثیر قدرت بازاری بر قیمت در بازار عمده‌فروشی نپرداخته‌است. از این‌رو پژوهش حاضر قصد دارد تا سیر تحولات میزان (شاخص) رقابت، در سال‌های پس از تجدید ساختار صنعت برق را بررسی نماید. در این راستا سعی خواهد شد نسبت به اندازه‌گیری قدرت بازاری مجموعه نیروگاهی کشور اقدام شده و تأثیر قدرت بازاری (و مجموعه‌ای از متغیرهای دیگر) بر قیمت‌های حاکم در بازار عمده فروشی برق ایران بررسی گردد.

در ادامه پس از مروری بر سابقه نظری و تجربی موضوع، در بخش چهارم، صنعت برق ایران شرح داده شده و در بخش پنجم الگوی تحقیق و داده‌ها معرفی شده‌است. نتایج تخمین در بخش ششم ارائه شده‌است و سپس در بخش هفتم نتایج تحلیل شده و پیشنهادات تقدیم گشته است.

۲. چارچوب نظری

انحصار ممکن است به دلیل کارایی برتر یک یا چند بنگاه یا وجود صرفه‌های مقیاس، تفاوت کالا، تمرکز بالا و موانع ورود و رفتارهای غیررقابتی حاصل شده باشد. همچنین می‌تواند هزینه‌هایی بر جامعه بار کند که از آن جمله می‌توان به کاهش کارایی، کاهش رفاه جامعه و کُند شدن جریان نوآوری و ابداع اشاره کرد. درعین حال می‌تواند منافعی را نیز به همراه داشته باشد. رقابت به شرایطی اطلاق می‌شود که در آن قدرت انحصاری مؤثر وجود نداشته باشد و هیچ یک از خریداران و فروشندگان قدرت تعیین قیمت را نداشته باشند. قدرت بازار نشانه یک رقابت ناعادلانه بوده و بهره‌وری اقتصادی یک بازار را کاهش می‌دهد. همچنین منجر به از دست‌دادن

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

رفاه و انتقال ثروت از مصرف‌کنندگان به تولید کنندگان می‌شود (عسگری و منصف[1]، ۲۰۱۱؛ خداداد کاشی، ۱۳۹۵؛ استیگلر[2]،۱۹۵۷).

برای قضاوت درباره میزان رقابت و انحصار در یک بازار، شاخص‌های تمرکز یا قدرت بازاری معرفی شده که می‌توان آنها را به دو دسته: شاخص‌های ساختاری و شاخص‌های رفتاری؛ تفکیک نمود. شاخص‌های ساختاری قدرت بازاری بیشتر بر مبنای سهم بازار است: بزرگترین سهم بازار[3]، نسبت تمرکز چهار و هشت بنگاه[4]، شاخص هرفیندال- هیرشمن[5] و ضریب آنتروپی[6]. این شاخص‌ها برخی جنبه‌های مهم رقابت مانند سطح تقاضا و وضعیت فعلی بازار را در نظر نمی‌گیرند. در مقابل، شاخص‌های رفتاری مانند: حاشیه قیمت - هزینه[7]، شاخص لرنر، معیار تجزیه و تحلیل درآمد خالص[8] قرار دارند که مبتنی بر قدرت بنگاه در تعیین قیمت در قیمت‌هایی بالاتر از سطح رقابتی هستند (عسگری و منصف، ۲۰۱۱؛ استیگلیتز[9]، ۱۹۹۳؛ شیفرد[10]، ۱۹۹۰؛ مدّلا[11]، دابسون[12] و میلر[13]، ۱۹۹۵: ۱۸۹-۱۹۵؛ بزرگی و حسینی،۷۹:۱۳۸۷؛ مس کالل[14] و همکاران، ۱۹۹۵).

1. Asgari and Monsef
2. Stigler
3. the largest market share
4. 4- And 8-firm Concentration Ratios
5. Herfindahl Hirschman Index (HHI)
6. Entropy Coefficient
7. Price–Cost Margin
8. Net Revenue Benchmark Analysis
9. Stiglitz
10. Shephard
11. Maddala
12. Dobson
13. Miller
14. Mas-Colell

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

از شاخص‌های ساختاری متداول‌ترین شاخص، شاخص هرفیندال-هیرشمن (HHI) است که توسط هرفیندال[1] (۱۹۵۹) برای رفع برخی نقایص شاخص‌های نسبت تمرکز پیشنهاد شده‌است:

$$HHI = \sum_{i=1}^{n} S_i^2 \qquad (۱)$$

در رابطه (۱)، n تعداد بنگاه‌های موجود در بازار و S سهم هر بنگاه از کل بازار است. بازاری که این شاخص در آن کمتر از ۱۰۰۰ (۰/۱ از ۱) باشد را می‌توان بازار رقابتی محسوب و اگر شاخص HHI بازاری بیش از ۱۸۰۰ (۰/۱۸ از ۱) باشد، آن بازار غیررقابتی به‌حساب آورد. (بزرگی و حسینی،۱۳۸۷؛۸۷)

شاخص لرنر(L) به مفهوم قدرت انحصاری نزدیک است و براساس شکاف بین قیمت و هزینه نهایی پایه‌ریزی شده‌است. شاخص L عبارت است از تفاوت قیمت و هزینه نهایی نسبت به قیمت. این شاخص از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$L = \frac{P - MC}{P} \qquad (۲)$$

محاسبه شاخص لرنر ساده نیست. زیرا دسترسی به هزینه نهایی معمولا امکان‌پذیر نیست. معمولا برای اندازه‌گیری شاخص لرنر از درآمد متوسط و هزینه متوسط کل صنعت استفاده می‌شود. در کارهای تجربی برای محاسبه شاخص لرنر، به‌جای هزینه نهایی از هزینه متوسط استفاده می‌شود (خداداد کاشی، ۱۳۹۵). به‌عنوان مثال هزینه نهایی تولید بنگاه در بازار برق به روشنی مشخص نیست.

1. Herfindal

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

۳. مروری بر مطالعات تجربی

ولفرام[1](۱۹۹۹) با استفاده از مارک‌آپ قیمت هزینه، قدرت بازار در صنعت برق بریتانیا را بررسی نموده است. در این پژوهش از داده‌های مستقیم هزینه نهایی، داده‌های غیرمرتبط با هزینه و تقاضای بی‌کشش عرضه‌کنندگان استفاده شده‌است. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که قیمت بالاتر از هزینه نهایی است. دلیل این تفاوت نیز فقدان رگولاتوری، وجود موانع ورود و نیز قراردادهای مالی است.

ولاک[2] (۲۰۰۳)، با استفاده از داده‌های پنج ماهه طی سال‌های ۲۰۰۰-۱۹۹۸ انگیزه‌های یکجانبه در اعمال قدرت بازار پنج بنگاه بزرگ بازار عمده‌فروشی برق کالیفرنیا را بررسی کرده است. این شاخص توانایی بنگاه‌ها در افزایش قیمت بالاتر از هزینه نهایی را نشان می‌دهد. نتایج در سطح بنگاهی نشان می‌دهد این پنج بنگاه، پتانسیل بالایی برای اعمال قدرت بازار یکجانبه دارند.

عسگری و منصف (۲۰۱۱)، در مقاله خود با عنوان «تحلیل قدرت بازار برای بازار برق ایران» از شاخص‌های بزرگترین سهم بازار، نسبت تمرکز بازار (۴ و ۸ بنگاه) و شاخص هرفیندال-هیرشمن برای بررسی قدرت بازار در بازار برق ایران استفاده می‌کنند. این بررسی مبتنی بر دو سناریوی وضعیت جاری بازار برق و چشم‌انداز آینده بازار ایران (مبتنی بر استقلال تولیدکنندگان در بازار) است. نتایج این تحقیق نشان داده به دلیل کمیابی سمت عرضه بازار، تولیدکنندگان در زمان‌های اوج بار، با وجود سهم بازار کمی که دارند، از رفتار رقابتی منحرف و قدرت بازار اعمال می‌کنند و تنها در برخی ساعات، رقابت ممکن است. از سوی دیگر، زیرساخت‌های ضعیف انتقال به خصوص در بخش‌های جنوب و جنوب شرقی شبکه ملی، فرصت‌های مناسب برای برخی از تأمین‌کنندگان برای اعمال قدرت بازار محلی فراهم می‌کند.

1. Wolfram
2. Wolak

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

موریرا و همکاران[1] (۲۰۱۴)، روابط بین مقادیر پیشنهاد قیمت، هزینه‌های نهایی و اندازه‌گیری قدرت بازار در بازار برق عمده‌فروشی اسپانیا را برای دو دوره مختلف تنظیم‌گری ۲۰۰۲-۲۰۰۵ و ۲۰۰۷-۲۰۰۶ برآورد کردند. ایشان نشان دادند که هزینه‌های نهایی و اندازه قدرت بازاری بر قیمت‌ها و مقادیر خالص (معامله شده در بازار) تأثیر می‌گذارد. ضریب برآوردی متغیر توضیحی قدرت بازاری در هر دو دوره به‌صورت معناداری مثبت است. در این پژوهش همچنین به اثربخشی عوامل مختلفی بر کاهش قدرت بازاری در بازار برق اسپانیا اشاره شده‌است.

ولاک[2](۲۰۱۴) در مطالعه‌ای به موضوع تنظیم بازار برق در سطح عمده فروشی پرداخته‌است. این محقق در مطالعه خود اشاره می‌کند که احتمال شکست بازار در صنعت عرضه برق به دلیل قدرت یکطرفه بازاری، نسبت به دیگر صنایع شبکه‌ای بیشتر است. این محقق بیان می‌کند که راه‌هایی که تنظیم‌گر می‌تواند اعمال قدرت بازاری عرضه‌کنندگان را محدود نماید به شرح زیر است:

الف) تعدیل ساختار بازار

ب) تغییر قواعد حاکم بر بازار

ج) تحمیل مجازات و محدودیت برای بازیگران بازار به خاطر رفتارشان

د) تعیین صریح قیمت‌ها برای تولیدات بازیگران بازار

فام[3] در سال ۲۰۱۵ به بررسی بازار برق در دو کشور فرانسه و آلمان می‌پردازد. در این پژوهش از مدل‌های ساختاری برای بررسی قدرت بازاری و نیز سوء استفاده از این قدرت استفاده شده‌است. نتایج این مدل‌ها در مورد کشور فرانسه نشان می‌دهد که در دوره مورد بررسی اگرچه

2. Moreira et al
2. Wolak
3. Pham

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

وجود قدرت بازاری در ساعات اوج به لحاظ آماری اثبات می‌گردد ولی هیچ شاهدی از اعمال این قدرت به‌دست نیامده است. در این مورد این محقق نتیجه می‌گیرد که همبستگی ضعیفی بین تمرکز بازار و سوء استفاده از قدرت بازاری مشاهده می‌شود. از طرف دیگر نتایج در بازار آلمان نشان می‌دهد که قیمت‌های موجود در بازار مقداری بیش از هزینه‌نهایی و نیز قیمت‌های تسویه کننده بازار رقابت کامل است. این محقق در مورد آلمان نتیجه می‌گیرد که بازار برای جلوگیری از سوء استفاده از قدرت بازاری خصوصاً در ساعات اوج به اندازه کافی رقابتی نیست.

دگدیوایرن و همکاران[1] (۲۰۱۷)، اثر قدرت بازار را در شکل‌گیری قیمت‌های بازار خرده‌فروشی و عمده فروشی برق انگلستان طی سال‌های ۲۰۱۲-۱۹۹۸ براساس الگوی اقتصاد سنجی VECM بررسی کرده‌اند. یافته‌های این تحقیق نشان می‌دهد که قدرت بازاری شش بنگاه بزرگ در صنعت عمده فروشی، تأثیر مثبت و معناداری در مارک‌اپ عمده فروشی در کوتاه‌مدت دارد. نتایج نشان می‌دهد قدرت بازاری کم (و بالتبع آن درآمد پایین) در صنعت عمده فروشی به قیمت‌های بالاتر (و بالتبع آن درآمد بالاتر) در صنعت خرده فروشی منجر می‌شود. در این مقاله نشان داده شده‌است، قیمت‌های خرده‌فروشی در بلندمدت مستقیماً از نسبت تمرکز بنگاه‌ها در بازار خرده‌فروشی و عمده‌فروشی تأثیر پذیرفته ولی غیرمستقیم از مارک‌اپ عمده‌فروشی تأثیر نمی‌پذیرد.

تانگراس و مائوریتزن[2] (۲۰۱۹) به بررسی تغییر ساختار بازار برق در سوئد و تأثیرات این تغییر بر امکان اعمال قدرت بازاری در این کشور پرداخته‌اند. داده‌های مورد استفاده در این تحقیق بازه زمانی ۲۰۱۳-۲۰۱۰ را در برمی‌گیرد، توجه شود که تغییر ساختار بازار برق سوئد در سال ۲۰۱۱ به وقوع پیوسته است. در این پژوهش از شیب تابع تقاضایی که تولیدکنندگان در هر منطقه از کشور سوئد با آن مواجهند به‌عنوان شاخص رقابتی بودن بازار استفاده شده‌است. نتایج به‌دست

1. Dagdeviren et al
2. Tangerås and Mauritzen

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

آمده نشان می‌دهد که شیب تابع تقاضا در برخی از مناطق اختلاف معنی‌داری با صفر دارد بنابراین ساختار بازار با بازار رقابت کامل متفاوت است و قدرت بازاری پس از تغییر ساختار نیز وجود دارد.

موریس و همکاران[1](۲۰۲۰) در مطالعه‌ای به بررسی موانع ورود به بازار تولید برق در ایالات متحده پرداخته‌اند. سئوال اصلی این تحقیق این است که آیا ورود به عرصه تولید برق در آمریکا به حدی آسان است که نگرانی در مورد ایجاد و سوء استفاده از قدرت بازاری را از بین ببرد؟ ایده اصلی این پژوهش این است که در بازارهایی که موانع ورود وجود ندارد جذب و ورود سرمایه‌گذاران جدید قدرت بازاری را ازبین خواهد برد. داده‌های مورد استفاده در این پژوهش بازه زمانی ۲۰۱۹-۲۰۰۹ را پوشش می‌دهد. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که حجم تولیدی که طی دوره مورد بررسی توسط تولیدکنندگان جدید به بازار عرضه شده‌است در تمام مناطق آمریکا بیش از تولید از دست رفته ناشی از بازنشستگی واحدهای قدیمی بوده است. نتایج همچنین نشان می‌دهد اندازه متوسط واحدهای جدیدالورود کوچک‌تر از واحدهای تولیدی قدیمی‌تر است. دیگر بررسی‌های این پژوهش همچنین نشان می‌دهد که در حال حاضر زمان لازم برای ورود یک تولید کننده جدیده به این صنعت آنقدر کوتاه است که نگرانی از بابت اعمال قدرت توسط تولیدکنندگان قدیمی را رفع می‌کند. در این پژوهش نتیجه گرفته شده‌است که ساختار فعلی بازار برق در آمریکا به نحوی است که امکان اعمال قدرت بازاری وجود ندارد.

نصیری‌زاده و بیهوده‌زاده (۱۳۸۸)، بهای تمام شده تولید برق در واحدهای گازی و سیکل ترکیبی در نیروگاه شریعتی مشهد را تعیین کردند. ایشان هزینه‌های این نیروگاه در شش گروه طبقه‌بندی کردند که شامل هزینه های سوخت، استهلاک تاسیسات تولید، تعمیرات، واحد پشتیبانی فنی، بهره داری و متفرقه است. نتایج حاصله موید این مطلب است که طی سال‌های

1. Morris et al.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

مورد بررسی، بهای تمام شده برق تولیدی در واحدهای گازی نسبت به بلوک سیکل ترکیبی بیشتر بوده است.

رزمی و همکاران (۱۳۸۹)، با استفاده از داده‌های بازار برق در سال ۱۳۸۶ به تحلیل شاخص‌های ارزیابی رقابت در بازار برق پرداختند. در این مطالعه شاخص‌های سهم بازار یکبار براساس موقعیت جغرافیایی و بار دیگر براساس مالکیت نیروگاه محاسبه شده و نتایج متفاوتی حاصل شده‌است. نتایج حاکی از آن است که در حالتی که تفکیک براساس نیروگاه است، بازار در محدوده رقابتی است. اما به تفکیک مالکیت (یا محدوده جغرافیایی)، تمرکز زیاد و تولیدکننده محوری نمایان می‌شود. همچنین همبستگی شاخص‌های رقابتی محاسبه شده با قیمت تسویه‌کننده بازار، مثبت بوده و در مواردی که شاخص‌ها از آستانه خود تجاوز کرده‌اند، قیمت تسویه کننده بازار نیز افزایش یافته است. نویسندگان نشان دادند بازار برق ایران در برخی نقاط کشور و نیز در برخی از ساعات از مقادیر آستانه خود عدول کرده و این نشان‌دهنده وجود بازار متمرکز و غیررقابتی است.

ناظمی و همکاران (۱۳۹۰) به بررسی پتانسیل اعمال قدرت بازار تولیدکنندگان بازار عمده فروشی برق و تحلیل رفتار استراتژیک آنها پرداختند. نتایج حاکی از آن است که سه تولید کننده‌ی اول کشور ۵۰ درصد از کل سهم بازار را در اختیار دارند. نتایج به‌دست‌آمده از سهم بازار، شاخص تمرکز و مقدار تولید در دوره‌ی مورد مطالعه نشان می‌دهد که پتانسیل رفتار غیررقابتی در دوره‌هایی که تولید و به پیرو آن تقاضا کمتر بوده است، بالاتر می‌باشد. مقایسهٔ معیار رقابتی با رفتار بروز یافته در بازار برق بیانگر این است که فرضیه‌ی اعمال قدرت بازار از سوی تولیدکنندگان در بازار برق کشور را نمی‌توان رد کرد. نتایج نشان می‌دهد بنگاه‌ها در دوره‌هایی که از وجود قیمت‌های بالا در بازار برق اطمینان ندارند، به‌عنوان بنگاه قیمت‌پذیر رفتار نمی‌کنند.

اتباعی و همکاران (۱۳۹۳) کارایی تولید، کارایی کل و متوسط قیمت انتظاری بازار در شرایط عدم تقارن اطلاعات بازیگران نسبت به هزینه نهایی بازیگر رقیب، تحت برقراری هر کدام

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

از مکانیزم‌های حراج پرداخت بر مبنای پیشنهاد و قیمت تسویه کننده بازار مزبور را بررسی کردند. نتایج حاصله حاکی از آن است که گرچه کارایی تولید در هر کدام از مکانیزم‌ها معادل هم است، اما مکانیزم حراج قیمت تسویه کننده بازار، متوسط قیمت انتظاری کمتر و کارایی کل بیشتری را در مقایسه با مکانیزم حراج پرداخت بر مبنای پیشنهاد به همراه دارد.

رجبی مشهدی و همکاران (۱۳۹۶) به مقایسه روش پرداخت یکنواخت و پرداخت به ازای پیشنهاد از نظر قیمت فروش و هزینه تمام شده برق در نیروگاه های برق استان های خراسان در سه دوره کم باری، بار عادی و پیک می پردازد. نتایج حاکی از آن است که هر چند قیمت فروش برق در روش پرداخت به ازای پیشنهاد کمتر از روش پرداخت یکنواخت است، اما هزینه تمام شده برق در روش یکنواخت کمتر از روش پرداخت به ازای پیشنهاد قیمت می باشد. به عبارت دیگر، در روش یکنواخت از نیروگاه‌های با بازدهی بالاتر استفاده می شود که کاهش مصرف سوخت و کاهش انتشار گازهای گلخانه ای را در پی دارد.

قهرمانی و همکاران (۱۳۹۶) تابع هزینه کل بلندمدت برای صنعت برق کشور طی دوره زمانی ۱۳۹۳-۱۳۷۰ به فرم ترانسلوگ و به‌صورت مستقیم (با استفاده از قیمت نهاده‌ها و ستاده صنعت) تخمین زدند. ایشان با استخراج قیمت بهینه براساس سناریوهای مختلف، کسری حاصل از این نوع قیمت‌گذاری محاسبه نموده و سهم کسری هر کدام از بخش های تولید انتقال و توزیع را مشخص کردند.

مردانی (۱۳۹۶) به مدلسازی رفتار عرضه‌کنندگان در بازار عمده‌فروشی برق ایران در چارچوب مسئله حداکثرسازی تابع سود انتظاری هر عرضه‌کننده به‌عنوان رابطه رفتاری اعمال قدرت بازار یک‌جانبه (شاخص لرنر) پرداخت. نتایج رگرسیون پنل با اثرات ثابت، نشان داده است به طور متوسط با افزایش یک واحد قدرت بازار یکجانبه (عکس کشش قیمتی تقاضای باقیمانده بهره‌برداری)، قیمت پیشنهادی متناظر با مقدار تولید دیسپچ شده، حدود ۰/۰۰۰۶۵ افزایش پیدا می‌کند. رگرسیون مجزا برای تک تک بنگاه‌ها نشان داده از بین ۸۶ نیروگاه فعال در بازار عمده فروشی برق، ضریب رگرسیون ۳۰ نیروگاه در سطح ۵٪ معنی‌دار و علامت آنها مثبت

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

است. حاشیه سودی که این نیروگاه‌ها با اعمال قدرت بازار یک‌جانبه کسب کرده‌اند، ۶۰ ریال به‌ازای هر کیلووات ساعت بوده و نیروگاه‌ها اغلب برقآبی، گازی، دولتی و خصوصی بوده‌اند.

٤. صنعت برق ایران

صنعت برق از چهار بخش تولید، انتقال، توزیع و خرده‌فروشی تشکیل شده‌است. تمرکز این پژوهش بر بخش تولید برق و فروش آن در بازار عمده‌فروشی برق است. در حال حاضر بیش از ۹۰درصد معاملات بخش تولید برق، در بازار عمده‌فروشی برق صورت می‌گیرد. مابقی در بورس انرژی و یا از طریق معاملات دو جانبه معامله می‌شود. بازار برق ایران عمده‌فروشی بوده و مدل بازار، بازار یک روز قبل می‌باشد. حراج به‌صورت یکطرفه برگزار شده و پرداخت به فروشندگان بر مبنای پیشنهاد قیمت[1] انرژی آن‌ها در نقطه مرجع صورت می‌گیرد. پرداخت بابت خدمات انتقال نیز بر مبنای آمادگی و انرژی است.

در بازار رقابتی، پرداخت بهای انرژی براساس پیشنهاد فروشندگان بازار برق می باشد که فروشندگان پیشنهاد مربوط به انرژی خود را به‌صورت پله‌ای به بازار برق ارسال می‌نمایند و واحد اجرای بازار براساس پیش‌بینی نیاز مصرف کل خریداران از کمترین قیمت پیشنهادی انرژی اقدام به خرید میزان تقاضای مورد نیاز می نماید.

در یک سوی بازار فروشندگان و در سوی دیگر خریداران قرارگرفته‌اند. در حال حاضر فروشندگان برق شامل شرکت‌های برق منطقه‌ای، شرکت توانیر و نیروگاه‌های خصوصی می‌باشند. از سوی دیگر شرکت‌های توزیع در بازار برق نقش خریدار را عهده‌دار می باشند. شرکت‌های برق منطقه‌ای به‌عنوان مالک تجهیزات انتقال در بازار برق ایران نقش ارائه‌دهنده خدمات انتقال را نیز بر عهده دارند (دفتر مطالعات اقتصادی و توسعه بازار برق، ۱۳۹۳؛ ۳-۲)

1. Pay as Bid

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

شرکت توانیر که زیرمجموعه وزارت نیرو است، مالکیت ۵۰٪ نیروگاه‌های کشور را در اختیار شرکت دارد. شرکت مدیریت شبکه برق ایران، علاوه بر برگزاری بازار، بهره‌برداری سیستم انتقال و پایش شبکه را نیز برعهده دارد. تنظیم‌گری بازار نیز برعهده هیئت تنظیم بازار برق (زیرمجموعه وزارت نیرو) است (دفتر همکاری‌های تحول و پیشرفت ریاست جمهوری،۱۳۹۶؛ ۹۹).

ظرفیت اسمی نیروگاه‌ها در بازه ده ساله براساس انواع نیروگاه‌ها نشان می‌دهد نیروگاه‌های چرخه ترکیبی در سال ۱۳۹۶، با ۳۱/۸ درصد بیشترین سهم از ظرفیت اسمی را دارند و پس از آن نیروگاه‌های گازی و بخاری قرار دارند. مجموع ظرفیت اسمی نیروگاه‌ها با رشد سه درصدی در سال ۱۳۹۶ به ۷۲/۸۹۰ مگاوات رسید. ترتیب سهم نیروگاه‌ها براساس تولید ناویژه، به‌صورت چرخه ترکیبی، بخاری، گاز، برق‌آبی، اتمی، تجدیدپذیر و دیزلی است. تولید ناویژه نیروگاه‌ها از ۱۹۸/۵۸۶ میلیون کیلووات ساعت در سال ۱۳۸۶ به ۳۰۰/۰۶۱ در سال ۱۳۹۶ رسیده است.

۵. ساز و کار بازار عمده‌فروشی برق ایران

۵-۱. سیستم قیمتگذاری در بازار برق

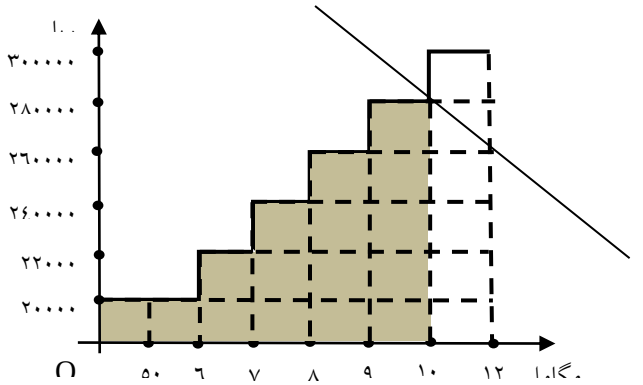
دو نوع سیستم قیمتگذاری در بازار برق وجود دارد:

۱- قیمت‌گذاری یکنواخت (Uniform)[1]. ۲- پرداخت بر مبنای پیشنهاد(PAB)[2].

در هر دو این قیمت‌گذاری‌ها نیروگاه‌ها به ازای پله‌های مختلف انرژی قیمت‌های پیشنهادی را اعلام می‌کنند از تجمیع پیشنهادهای نیروگاه‌ها منحنی عرضه پلکانی حاصل می‌شود و از تقاطع عرضه پلکانی و تابع تقاضا نقطه بهینه بازار به‌دست می‌آید. به این قیمت تعادلی قیمت تسویه‌کننده بازار گفته می‌شود. تقاضا و عرضه پلکانی در نمودار (۱) ملاحظه می‌شود:

1. Uniform price
2. Pay as bid pricing

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]



نمودار ۱. عرضه و تقاضای برق

اما تفاوت این دو نوع قیمت‌گذاری در میزان پرداختی به نیروگاه‌هاست. همان‌طور که در نمودار مشخص است در روش اول میزان پرداختی به ازای هر مقدار انرژی به اندازه قیمت تسویه‌کننده بازار است. اما در روش دوم به مالک هر نیروگاه به اندازه پیشنهادی که داده است پرداخت صورت می‌گیرد.

۵-۲. مبلغ پرداختی به عرضه‌کنندگان

در بازار برق ایران تعیین برندگان بازار و آرایش تولید واحدها یک روز قبل از روزی که تولید برق انجام شود، صورت می‌گیرد، بدین جهت به این بازار بازار روز بعد گفته می‌شود. مکانیزم پرداخت به تولیدکنندگان برق PAB است. در بازار برق ایران به طور کلی دو نوع پرداخت (ثابت و متغیر) به تولید کننده صورت می‌گیرد:

۱. مؤلفه ثابت که از آنها به‌عنوان بهای آمادگی تعبیر می‌شود در حقیقت پرداخت بابت ظرفیت به نیروگاه‌هایی است که آماده بکار بوده و می‌توانند در صورت نیاز به تولید انرژی بپردازند.

۲. مؤلفه متغیر قیمت در بازار، مؤلفه مربوط به انرژی است که می‌تواند بنا بر پیشنهاد فروشندگان و در چارچوب مقررات بازار در محدوده مشخصی تغییر نماید. نرخ انرژی در بازار برق دارای یک کف قیمت و یک سقف قیمت می‌باشد و فروشندگان برق در این بازار تنها مجاز خواهند بود تا پیشنهاد قیمت خود را در هر ساعت در محدوده بین کف و سقف قیمت

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

بازار ارائه نمایند. پرداختی‌های دیگری نیز از جمله پرداخت بابت خسارت، جریمه آزمون ناموفق ظرفیت، جریمه عدم همکاری و... نیز به تناسب وضعیت نیروگاه ممکن است به وی تعلق گیرد. کلیه پرداخت‌ها را می‌توان در قالب زیر گنجاند:

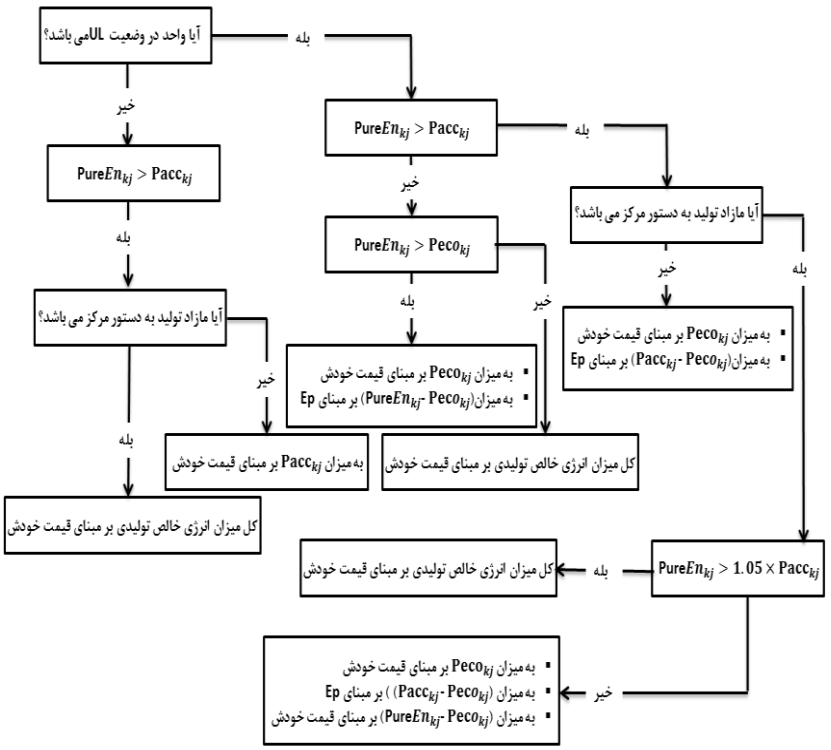
دریافت جریمه - پرداخت خسارت + پرداخت بابت انرژی + پرداخت بابت آمادگی = مبلغ پرداختی به نیروگاه

۵-۳. مبلغ پرداختی بابت انرژی تولیدی[۱]

مبلغ پرداختی بابت انرژی تولیدی طبق شکل زیر محاسبه می‌شود:

۱. تعاریف موضوع این قسمت در پیوست ۱ توضیح داده شده است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]



شکل ۱. مبنای مبلغ دریافتی نیروگاه‌ها

- $Pacc_{kj}$: میزان انرژی تولیدی پذیرفته شده در آرایش نهایی بازار(آرایش فنی و اقتصادی)
- $Peco_{kj}$: میزان انرژی تولیدی پذیرفته شده در آرایش اقتصادی بازار
- $PureEn_{kj}$: میزان انرژی تولیدی واحد پس از کسر مصرف داخلی و عدم همکاری(در صورت وجود)
- EP: نرخ انرژی تولیدی مازاد بر آرایش اقتصادی بازار

٦. داده‌ها و روش تحقیق

برای رسیدن به اهداف این پژوهش، با توجه به ادبیات موضوع و محدودیت اطلاعات در دسترس، رگرسیونی به شرح زیر تصریح شده‌است:

$$AR_{it} = \alpha_0 + \beta_1 L_{it} + \beta_2 W_{it} + \beta_3 C_{it} + \beta_4 G_{it} + \varepsilon_{it} \qquad (۳)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

در این رگرسیون i نماینده مقاطع و t نماینده زمان است. همچنین متغیر AR_{it} شاخص قیمت عمده‌فروشی برق برای هر واحد نیروگاهی، متغیر L_{it} شاخص قدرت بازاری، W_{it} متغیر نشان‌دهنده نوع مالکیت واحدهای نیروگاهی، C_{it} و G_{it} دو متغیر نشان‌دهنده نوع واحدهای نیروگاهی از نظر فنی، α_0 عرض از مبدأ و ε_{it} جز اخلال مدل است. در ادامه جزئیات مربوط به هر متغیر ارائه خواهد شد.

٦-١. شاخص قیمت عمده‌فروشی(AR_{it})

با توجه به پیچیدگی‌های موجود در بازار عمده‌فروشی برق، از اطلاعات موجود نمی‌توان به یک متغیر صریح برای دربرگرفتن قیمت بازار عمده‌فروشی دست یافت. با توجه به این موضوع در پژوهش حاضر دو متغیر برای دربرگرفتن رفتار قیمت عمده‌فروشی تعریف شده و مورد استفاده قرار گرفته است. متغیر نخست (AR_{it}^1) ، قیمتی است که از دریافتی متوسط ماهانه هر واحد نیروگاهی به ازای هر مگاوات ساعت برق فروخته شده در بازار عمده‌فروشی برق، حاصل شده‌است. متغیر دوم (AR_{it}^2) ، قیمتی است که بر مبنای متوسط وزنی پیشنهادات پذیرفته شده هر واحد نیروگاهی در بازار عمده‌فروشی برق است. بنابراین معادله رگرسیونی(۳) دو بار با دو متغیر وابسته متفاوت برآورد خواهد شد. توجه شود که با توجه به تفاوت قابل ملاحظه در مقیاس مجموعه متغیرهای موجود در مدل، این دو شاخص قیمت عمده‌فروشی، قبل از ورود به رگرسیون استاندارد شده‌اند. در ادامه جزئیات اندازه‌گیری هر کدام از این دو متغیر وابسته ارائه شده‌است.

٦-٢. شاخص قیمت عمده‌فروشی نخست (AR_{it}^1)

از آنجا که بازار عمده‌فروشی برق ایران بازار یک روز قبل است. به این معنی که قبل از اجرا شدن واقعی بازار یعنی دقیقاً یک روز قبل، فرآیند اجرای بازار در نرم‌افزار بازار برق به‌صورت حراج یکطرفه اجرا می‌شود. این فرآیند با نظارت مجری بازار برق ایران یعنی شرکت مدیریت شبکه برق ایران صورت می‌گیرد. شرکت مدیریت شبکه برق ایران نماینده خریداران و ناظر بازار

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

است. در رویکرد اول برای محاسبه قیمت عمده‌فروشی برق از داده‌های صورتحساب نیروگاه‌ها استفاده می‌شود. جزئیات صورتحساب نیروگاه‌ها از شرکت مدیریت شبکه برق ایران دریافت شده‌است. این اطلاعات در جزئی‌ترین حالت به تفکیک واحدهای نیروگاهی و ساعت موجود است. چرا که با توجه به ذخیره‌ناپذیری کالای برق و تفاوت شرایط تقاضا در ساعات مختلف روز، بازار به‌صورت ساعتی اجرا می‌شود. صورتحساب نیروگاه‌ها از اجزا مختلفی تشکیل شده‌است. هر واحد نیروگاهی در هر ساعت هر روز هر ماه سال، دریافتی‌ها و پرداختی‌های متفاوتی دارد. مهمترین آن‌ها دریافت آمادگی و انرژی تحویلی به شبکه است. دریافتی متوسط به هر واحد نیروگاهی در ازای تحویل یک مگاوات ساعت برق به شبکه، به‌صورت جزئی‌تر از جدول (۱) به‌دست می‌آید. ابتدا صورت کسر محاسبه شده و پس از تجمیع ماهانه، بر مقدار تولید محقق شده هر واحد نیروگاهی تقسیم شده‌است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

جدول۱. اجزا قیمت متوسط عمده‌فروشی برق

متوسط قیمت خرید برق در بازار عمده‌فروشی	$AVERAGE\ P_{wholesale\ electricity\ market} = \frac{A-B}{C-D}$	
موارد که به‌صورت کسر اضافه می‌شوند: A		
معوقات	دریافت بابت حساب‌های معوقه منهای پرداخت بابت حساب‌های معوقه	S37-S36
مبلغ خدمات جانبی	خدمات جانبی خدمات راکتیو، خدمات خودراه‌انداز و خدمات کنترل فرکانس را شامل می‌شود.	S21+S24+S23 +S22+S89-S90
مبلغ آمادگی	پرداختی بابت آمادگی در حالت کلی از تفاضل مجموع مبلغ برگشت آمادگی و کسر درآمد آزمون اول از مجموع بهای آمادگی خالص و بهای آمادگی سیستم خنک‌کن حاصل می‌شود. اما فرمول قیمت متوسط نشان می‌دهد S17 حاصل مجموع بهای آمادگی خالص و بهای آمادگی سیستم خنک‌کن است.	S17
مبلغ سلب فرصت		S12
مبلغ انرژی تولیدی	این عدد از مجموع چهار مؤلفه پرداختی بر مبنای پیشنهاد پذیرفته شده، UL، القایی و غیرالقایی است.	S10
موارد که از صورت کسر، کم می‌شوند: B		
کسر درآمد پروانه بهره‌برداری		S44
هزینه استفاده از تجهیزات شبکه		S48
مبلغ برگشت آمادگی		S47
کسر درآمد دوم آزمون ظرفیت		S46
کسر درآمد اول آزمون ظرفیت		S45
مبلغ عدم همکاری		S14
موارد که به مخرج کسر، اضافه می‌شوند: C		
میزان انرژی تولیدی در نقطه مرجع شبکه	میزان تولیدی است که در نهایت به هر واحد تخصیص داده می‌شود.	S03
موارد که از مخرج کسر، کم می‌شوند: D		
حجم انرژی معامله شده در خارج از بازار		S49

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

٦-۳. شاخص قیمت عمده‌فروشی دوم(AR_{it}^{2})

هر نیروگاه برمبنای میزان انرژی ابرازی[۱] پیشنهادات قیمتی واحدهای نیروگاهی را برای هر ساعت هر روز هر ماه سال، در حداکثر ده پله ارائه می‌دهد. این پیشنهادها در نرم‌افزار بازار وارد می‌شوند[۲]. سیستم قیمت‌گذاری بازار برق ایران، پرداخت بر مبنای پیشنهاد است. یعنی مبنای پرداخت به نیروگاه‌ها پیشنهادات آنها در بازار است. اما ممکن است همه نیروگاه‌ها در پله آخر تولید نکنند. در واقع نتایج آرایش بازار است که تعیین می‌کند هر واحد نیروگاهی نهایتاً در کدام پله پیشنهادی تولید خواهد کرد. بنابراین یک معیار برای دریافتی واحد نیروگاهی از مدیر شبکه، سطح زیر نمودار منحنی پیشنهاد قیمتی است؛ البته تا جایی که با تولید محقق شده و فروخته شده در بازار تقاطع پیدا کند. از سطح زیر نمودار منحنی پیشنهادات قیمتی تا حداکثر قیمت پذیرفته‌شده در بازار عمده‌فروشی برق به مقدار تولید محقق شده در بازار، قیمت متوسطِ به‌دست آمده بر مبنای پیشنهادات در هر ساعت، به‌دست خواهد آمد. این قیمت متوسط برای هر واحد نیروگاهی به‌صورت ماهانه تجمیع شده و به وسیله متغیر (AR_{it}^{2}) نشان داده شده‌است.

باید در نظر داشت دو نوع شاخص قیمت عمده‌فروشی در نظر گرفته شده برای (AR_{it}) تفاوت ماهوی دارند، چرا که شاخص قیمت عمده‌فروشی نخست(AR_{it}^{1}) دریافتی خالص هر واحد نیروگاهی در ازای هر مگاوات ساعت را نشان می‌دهد که پس از تعیین آرایش فنی اقتصادی، با در نظر گرفتن تمام محدودیت‌های مربوط به شبکه انتقال و تمامی واحدهای نیروگاهی و اجرای مفاد مصوبات هیات تنظیم بازار برق (رگولاتور فعلی بازار برق) به‌عنوان مقررات بازار برق مشخص می‌گردد. درحالی‌که شاخص قیمت عمده‌فروشی دوم(AR_{it}^{2}) عمدتاً بر مبنای پیشنهادات واحدهای نیروگاهی است و لزوماً ملاک پرداخت به نیروگاه‌ها محسوب نمی‌شود. باید در نظر داشت با توجه به

۱. میزان انرژی‌ای که واحد ابراز کرده است می‌تواند تولید کرده و در بازار مشارکت کند.

۲. نتایج به‌صورت price1، power1، price2، power2 و ... منعکس می‌شود.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

تعدد و پیچیدگی مقررات حاکم بر بازار برق نمی‌توان انتظار داشت این دو شاخص همبستگی بالایی داشته باشند. در این راستا نتایج محاسبه ضریب همبستگی بین این دو شاخص به شرح زیر است. توجه شود که مقدار همبستگی همان‌طور که انتظار می‌رفت قابل توجه نیست.

جدول ۲. همبستگی شاخص‌های قیمت عمده‌فروشی

	AR_{it}^1	AR_{it}^2
AR_{it}^1	۱.۰۰۰	
AR_{it}^2	۰.۲۲۹۲	۱.۰۰۰

*تعداد مشاهدات، ۲۶۸۸۳ عدد بوده است

مأخذ: نتایج تحقیق

این ضریب نشان می‌دهد همبستگی بین دریافتی متوسط ماهیانه واحدهای نیروگاهی و پیشنهادات آنها تنها ۲۳ درصد است. در واقع مفهوم سیستم قیمت‌گذاری پرداخت برمبنای پیشنهاد به معنای پرداخت دقیقاً معادل پیشنهاد قیمت (در بازار عمده‌فروشی برق ایران) نیست. عواملی مانند قواعد بازار برق و سیاست‌گذاری‌های وزارت نیرو می‌تواند دلیل عدم وجود همبستگی قابل توجه بین این دو متغیر باشد.

٦-٤. شاخص قدرت بازاری (L_{it})

مرور مطالعات مرتبط با قدرت بازاری در بازارهای برق نشان می‌دهد که شاخص لرنر (جهت محاسبه قدرت بازاری) شاخص بسیار پرکاربردی است (برای مثال ولفرام[1] (۱۹۹۹) در بازار برق بریتانیا، ولاک[2] (۲۰۰۳) بازار عمده‌فروشی برق کالیفرنیا، موریرا و همکاران[3] (۲۰۱۴)[4] و مردانی

1. Wolfram
2. Wolak
3. Moreira et al.

٤. این شاخص به‌صورت مقابل است: $Index = (p - p_{cap})/p_{cap}$ در واقع در این شاخص نسبت اختلاف قیمت از قیمت سقف نسبت به قیمت سقف محاسبه می‌شود.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

(۱۳۹۶) در بازار برق ایران از شاخص لرنر(L) استفاده کرده‌اند). از طرفی با توجه به دسترسی محدود به اطلاعات بازار برق ایران محاسبه شاخص لرنر در پژوهش حاضر مناسب‌تر است. البته باید توجه کرد در محاسبه شاخص لرنر(L) در این پژوهش، ملاحظات زیر در نظر گرفته است:

۱. با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی، از هزینه متوسط متغیر (AVC) استفاده شده‌است. اطلاعات مربوط به متغیر هزینه متوسط متغیر (AVC) نیز از اطلاعات صورتحساب واحدهای نیروگاهی، اتخاذ شده‌است.

۲. شاخص قیمت مورد استفاده در محاسبه شاخص لرنر، شاخص قیمت عمده‌فروشی نخست (AR_{it}^{1}) است. این انتخاب به این دلیل صورت گرفته است که شاخص قیمت عمده‌فروشی نخست (AR_{it}^{1}) ، نتیجه نهایی بازار است و بهتر می‌تواند منعکس‌کننده قدرت بازار نیروگاه‌ها باشد.

۳. در این پژوهش جهت اجتناب از ایجاد همخطی بین عرض از مبدأ و شاخص لرنر در معادله رگرسیون (۱-۵)، از نسبت $\frac{AVC}{P}$ استفاده شده‌است[1]. توجه شود که افزایش این شاخص به معنی کاهش شاخص لرنر و قدرت بازاری است.

٦-۵. متغیرهای نشان‌دهنده نوع واحدهای نیروگاهی(C_{it} و G_{it})

نیروگاه‌ها از نظر فنی به انواع گازی، بخاری، سیکل ترکیبی، برق‌آبی، دیزلی و اتمی قابل تفکیکند. به دلیل عدم دسترسی به اطلاعات مالکیتی نیروگاه‌های اتمی و دیزلی و برق‌آبی و سهم ۱۰ درصدی آنها از کل برق تولیدی کشور، این نوع از واحدهای نیروگاهی از کل داده‌ها حذف شده‌است. متغیر C_{it} متغیر مجازی واحدهای سیکل ترکیبی است. این متغیر به‌صورتی تعریف شده‌است که برای واحدهای سیکل ترکیبی مقدار یک را اختیار می‌کند و در غیراین‌صورت مقدار صفر را به خود می‌گیرد. متغیر G_{it} متغیر مجازی واحدهای گازی است و درصورتی که

1. $L = (P - AVC)/P \Rightarrow \frac{AVC}{P} = 1 - L$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

معادل یک باشد بیانگر این است که نیروگاه از نوع گازی است و در غیراینصورت معادل صفر خواهد بود.

٦-٦. متغیر نشان‌دهنده نوع مالکیت (W_{it})

نیروگاه‌ها از حیث مالکیت به سه دسته نیروگاه‌های دولتی، خصوصی و صنایع بزرگ تقسیم می‌شوند. در اغلب محاسبات نیروگاه‌های صنایع بزرگ و خصوصی در یک دسته‌بندی قرارمی‌گیرند. این نیروگاه‌ها جمعاً ۶۴۸ درصد ازنیروگاه‌های حرارتی (به لحاظ ظرفیت اسمی) و ۶۰/۱درصد به لحاظ تولید ناویژه را تشکیل می‌دهند[1]. نیروگاه‌های خرید تضمینی نیز زیرمجموعه نیروگاه‌های خصوصی هستند. اطلاعات مالکیت نیروگاه‌های حرارتی از شرکت مادر تخصصی برق حرارتی، دریافت شده‌است. مالکیت نیز در این رگرسیون با یک متغیر مجازی وارد می‌شود. به بیان دقیق‌تر در صورتی W_{it} برابر یک در نظر گرفته می‌شود که نیروگاه خصوصی و صنایع بزرگ باشد و درغیراین‌صورت و برای نیروگاه‌های دولتی W_{it} برابر صفر در نظر گرفته‌خواهدشد.

۷. نتایج تحقیق

با توجه به آنچه گفته شده و پس از معرفی مفاهیم بازار برق، در این قسمت ابتدا وضعیت رقابتی در بازار عمده‌فروشی برق با استفاده از سهم بازاری (و بعبارتی تمرکز) و شاخص هرفیندال-هیرشمن بررسی و سپس با برآورد الگوی تحقیق اثرات متغیرهای مورد نظر (مانند: قدرت بازاری، نوع مالکیت و نوع واحد نیروگاهی) بر قیمت عمده‌فروشی برق بررسی و تحلیل شده‌است. متغیر اصلی تحقیق، متغیر قدرت بازاری است که به نوعی با استفاده از شاخص لرنر محاسبه و به الگو وارد شده‌است.

---

۱. آمار شرکت مادرتخصصی برق حرارتی

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

۷-۱. نتایج محاسبه سهم بازاری و شاخص هرفیندال-هیرشمن

نتایج محاسبات سهم بازار و مقدار شاخص هرفیندال-هیرشمن را نشان می‌دهد. سطر اول بیانگر حداقل تعداد عرضه‌کنندگان برق در روزهای مختلف اجرای بازار عمده‌فروشی برق طی سال‌های ۹۶ -۱۳۹۲ و به همین ترتیب سطر دوم نشان‌دهنده حداکثر تعداد عرضه‌کنندگان است. در سطر سوم سهم تولید نیروگاه‌ها از تولید سالانه طی‌سال‌های ۹۶ -۱۳۹۲ محاسبه شده و اسامی نیروگاه‌هایی که در هر سال سهم بالای دو درصد داشته‌اند، (به همراه میزان سهم آن‌ها) مشاهده می‌شود. به‌عنوان مثال نیروگاه شهدای پاکدشت به‌طور متوسط در سال‌های مختلف بالاتر از چهار درصد تولید برق کشور را به خود اختصاص داده است. همچنین آمارها نشان می‌دهد نیروگاه‌های شهید سلیمی، رامین، شهید منتظری و گیلان در سال‌های مختلف نسبت به سایر نیروگاه‌ها، سهم بیشتری از تولید را داشته‌اند.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

جدول ۳. نحوه توزیع قدرت بازاری بین نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۹۲ الی ۱۳۹۶

	۱۳۹۲		۱۳۹۳		۱۳۹۴		۱۳۹۵		۱۳۹۶	
حداقل تعداد	۱۰۴		۱۰۷		۱۰۶		۱۰۸		۸۷	
حداکثر تعداد	۱۰۸		۱۱۳		۱۱۴		۱۱۲		۱۱۳	
نیروگاه‌ها با سهم بازاری بیشتر از دو درصد	نیروگاه‌ها	سهم سالانه	نیروگاه‌ها	سهم	نیروگاه‌ها	سهم	نیروگاه‌ها	سهم	نیروگاه‌ها	سهم
	شهدای پاکدشت	۵٪	شهدای پاکدشت	۶٪	شهدای پاکدشت	۶٪	شهدای پاکدشت	۵٪	شهید سلیمی	۴٪
	شهید سلیمی	۵٪	شهید سلیمی	۵٪	شهید سلیمی	۵٪	کرمان	۴٪	رامین	۴٪
	شهید منتظری ۱	۴٪	رامین	۵٪	رامین	۵٪	شهید سلیمی	۴٪	شهدای	۴٪
	رامین	۴٪	شهید منتظری ۱	۴٪	گیلان	۳٪	رامین	۴٪	کرمان	۴٪
	کرمان	۴٪	گیلان	۳٪	کازرون	۳٪	کازرون	۳٪	شهید منتظری	۳٪
	گیلان	۳٪	کازرون	۳٪	شازند	۳٪	گیلان	۳٪	گیلان	۳٪
	شازند	۳٪	شازند	۳٪	شهید منتظری ۱	۳٪	بندرعباس	۳٪	شازند	۳٪
	کازرون	۳٪	بندرعباس	۳٪	شهید رجایی	۳٪	اتمی بوشهر	۲٪	اتمی بوشهر	۳٪
	بندرعباس	۳٪	شهید رجایی	۳٪	بندرعباس	۳٪	شازند	۲٪	کازرون	۳٪
	شهید رجایی	۳٪	نیشابور	۲٪	سیکل ترکیبی شهید رجایی	۳٪	شهید رجایی	۲٪	شهید مفتح	۲٪
	نیشابور	۲٪	سیکل ترکیبی شهید	۲٪	نیشابور	۲٪	سیکل ترکیبی شهید رجایی	۲٪	بندرعباس	۲٪
	سیکل ترکیبی شهید	۲٪	کرمان	۲٪	سیکل ترکیبی یزد	۲٪	شهید منتظری ۱	۲٪	شهید رجایی	۲٪
	فارس	۲٪	سیکل ترکیبی یزد	۲٪	اصفهان	۲٪	نیشابور	۲٪	سیکل ترکیبی	۲٪
	سنندج	۲٪	سنندج	۲٪	پره سر	۲٪	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	۲٪	سیکل ترکیبی	۲٪
	سیکل ترکیبی شهید	۲٪	عسلویه	۲٪	عسلویه	۲٪	پره سر	۲٪	خلیج فارس	۲٪
	سیکل ترکیبی یزد	۲٪	سیکل ترکیبی شهید	۲٪	سیکل ترکیبی شهید منتظرقائم	۲٪	شهید مفتح غرب	۲٪	پره سر	۲٪
	خلیج فارس –هرمزگان	۲٪	قم	۲٪	سنندج	۲٪	سیکل ترکیبی یزد	۲٪	نیشابور	۲٪
	قم	۲٪	فارس	۲٪	حافظ	۲٪	خلیج فارس –هرمزگان	۲٪	آبادان	۲٪
	تبریز	۲٪	تبریز	۲٪	رودشور	۲٪	حافظ	۲٪	سیکل ترکیبی	۲٪

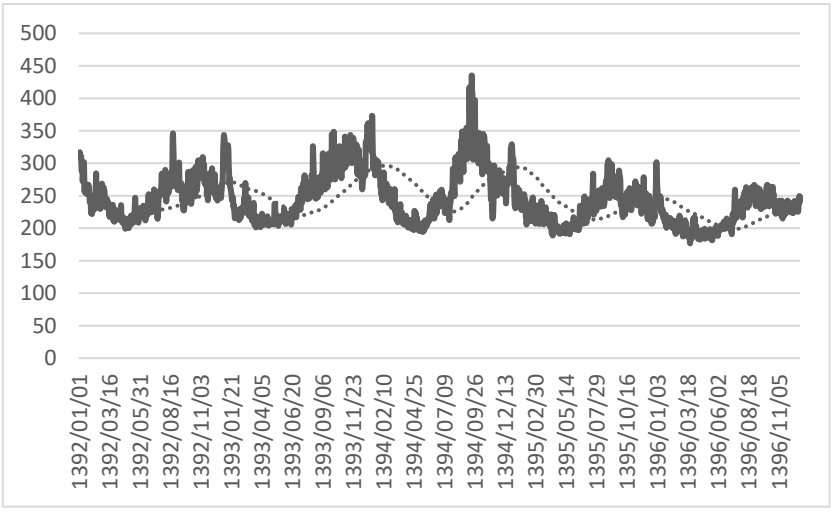
[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

	۱۳۹۲		۱۳۹۳		۱۳۹٤		۱۳۹۵		۱۳۹٦	
حداقل تعداد	۱۰٤		۱۰۷		۱۰٦		۱۰۸		۸۷	
حداکثر تعداد	۱۰۸		۱۱۳		۱۱٤		۱۱۲		۱۱۳	
	سهم سالانه	نیروگاه‌ها	سهم سالانه	نیروگاه‌ها	سهم سالانه	نیروگاه‌ها	سهم سالانه	نیروگاه‌ها	سهم سالانه	نیروگاه‌ها
	عسلویه	۲٪	آبادان	۲٪	جنوب اصفهان	۲٪	عسلویه	۲٪	بیستون	۲٪
	اصفهان	۲٪	رودشور	۲٪	خرمشهر	۲٪	بیستون	۲٪		
	سهند	۲٪	طوس	۲٪	شهید مفتح غرب	۲٪	قم	۲٪		
	رودشور	۲٪			قم	۲٪	خرمشهر	۲٪		
	طوس	۲٪			طوس	۲٪				
					فارس	۲٪				
شاخص	۲۲۷.۷٥٦٥		۲۲۱.٦۱۹٥		۲۲۷.٥٦۱۳		۲۰٤.۳۷۹۸		۱۹٦.۱۹۲٦	

مأخذ: نتایج تحقیق

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

شاخص هرفیندال هیرشمن به‌صورت روزانه و سالانه برای واحدهای نیروگاهی محاسبه شده‌است. همان‌طور که نمودار (۳) نشان می‌دهد روند کلی مقدار شاخص هرفیندال- هیرشمن روزانه طی سال‌های ۹۶ – ۱۳۹۲ کاهشی بوده و وضعیت رقابت طی پنج سال مذکور بهبود یافته‌است. همچنین مقدار این شاخص در این سال‌ها در بازه ۱۷۰ الی ۴۵۰ واحد قرار دارد و چون کمتر از ۱۰۰۰ است، رقابتی بودن بازار را تأیید می‌کند. عمده نوساناتی که در این نمودار مشاهده‌می‌شود به دلیل تغییرات فصلی و تغییرات تقاضا در روزهای مختلف سال است.

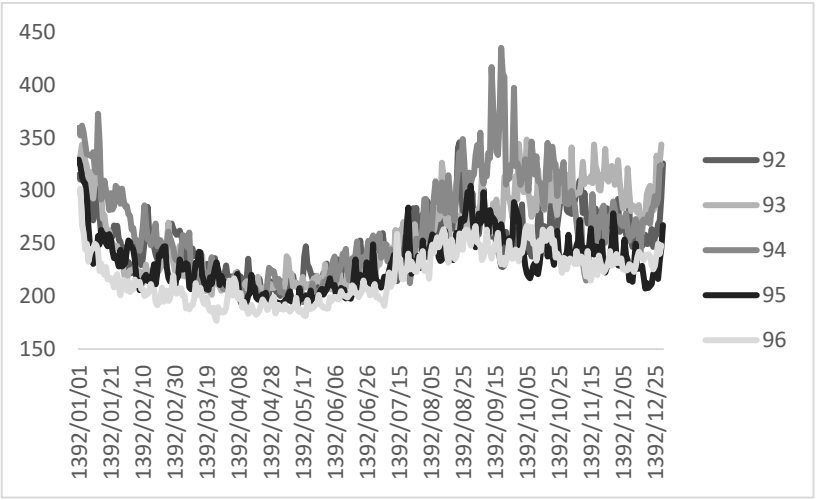


نمودار ۲. شاخص هرفیندال هیرشمن طی سال‌های ۱۳۹۲ الی ۱۳۹۶(روزانه)

روند شاخص هرفیندال- هیرشمن (در این پنج سال) در سال‌های مختلف تقریباً مشابه بوده و در بهار هر سال روند کاهشی داشته، در تابستان کمترین مقادیر را به خود اختصاص‌داده و اواسط فصل پاییز به اوج خود می‌رسد و در زمستان مجدداً روند کاهشی به خود می‌گیرد (نمودار (۳)). همچنین نقطه اوج شاخص هرفیندال- هیرشمن در اوسط آذر ماه ۱۳۹۴ در هر دو شکل قابل‌مشاهده است، در این تاریخ نیروگاهی وجود دارد که از بین جمیع نیروگاه‌های مشارکت‌کننده در روز بازار نزدیک به ۱۰ درصد سهم بازار را به خود اختصاص داده و در این

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

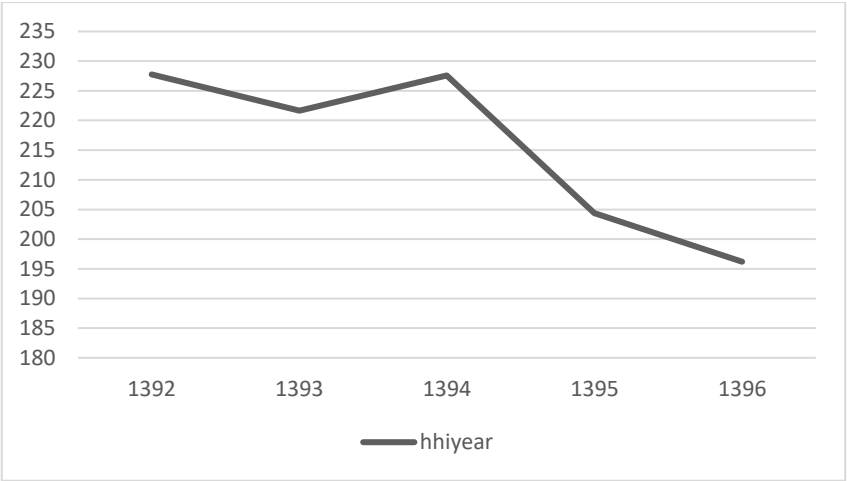
تمایز تأثیرگذار بوده است (با وجود اینکه همچنان در بازه رقابتی (مقدار شاخص زیر ۱۰۰۰) قراردارد).



نمودار ۳. مقایسه شاخص هرفیندال هیرشمن روزانه در سال‌های ۱۳۹۲ الی ۱۳۹۶

سطر آخر جدول (۳) و نمودار (۴) مقدار شاخص هرفیندال- هیرشمن به‌صورت سالانه طی پنج سال متوالی را نشان می‌دهد. در محاسبه شاخص هرفیندال- هیرشمن، از مقدار تولید تخصیص داده شده به هر نیروگاه به‌صورت سالانه استفاده شده‌است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، مقدار این شاخص بین ۱۹۵ الی ۲۳۵ واحد در نوسان است و در بازه رقابتی قرار دارد. همچنین مطابق نمودار (۴)، روند شاخص هرفیندال- هیرشمن طی سال‌های ۹۶ -۱۳۹۲ نزولی بوده و نشان می‌دهد در طی این پنج سال وضعیت رقابت رو به بهبود است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]



نمودار ۴. شاخص هرفیندال هیرشمن (HHI) سالانه طی سال‌های ۱۳۹۶-۱۳۹۲

مقدار محاسبه شده شاخص هرفیندال- هیرشمن سالانه توسط عسگری و منصف (۲۰۱۰) در سال ۱۳۸۶ (۱۹ مارچ ۲۰۰۸- ۲۱ مارچ ۲۰۰۷) ۹۰۵.۱۵ بوده و مقایسه آن با اعداد محاسبه شده در این تحقیق (مقادیر این شاخص برای سال‌های ۹۶ – ۱۳۹۲) بیانگر بهبود وضعیت رقابت و تحقق اهداف تجدید ساختار در صنعت برق طی سال‌های اخیر است.

۷-۲. بررسی ماهیت مانایی متغیرهای مدل

همانند تحلیل‌های سری زمانی، در رگرسیون‌های پنل نیز احتمال بروز پدیده رگرسیون کاذب وجود دارد. برای اجتناب از بروز این پدیده در ابتدا ماهیت مانایی متغیرهای مدل مورد بررسی قرارگرفته‌است. با توجه به نامتوازن بودن نمونه مورد استفاده در این پژوهش، آزمون مانایی فیشر مورد استفاده قرار گرفته است. نتایج این آزمون برای متغیرهای غیرمجازی حاضر در مدل در جدول (۴) ارائه گردیده است. توجه شود که فرضیه صفر در آزمون فیشر وجود ریشه واحد در تمام پنل داده‌هاست.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

جدول ۴- نتایج آزمون مانایی متغیرهای مدل

نام متغیر	تعداد د وقفه	مقدار آماره آزمون	P value	نتیجه
AR_{it}^{1}	۴	-۲۵/۹۵	۰/۰۰۰	عدم پذیرش فرضیه صفر
AR_{it}^{2}	۴	-۱۴/۶۵	۰/۰۰۰	عدم پذیرش فرضیه صفر
L_{it}	۴	-۲۲/۷۹	۰/۰۰۰	عدم پذیرش فرضیه صفر

منبع: محاسبات تحقیق

نتایج ارائه شده در جدول فوق نشان می‌دهد که هر سه متغیر اصلی این پژوهش در سطح مانا هستند. بنابراین نتایج در ادامه بدون نگرانی از بروز پدیده رگرسیون کاذب، اقدام به برآورد مدل‌های رگرسیونی پژوهش خواهد شد.

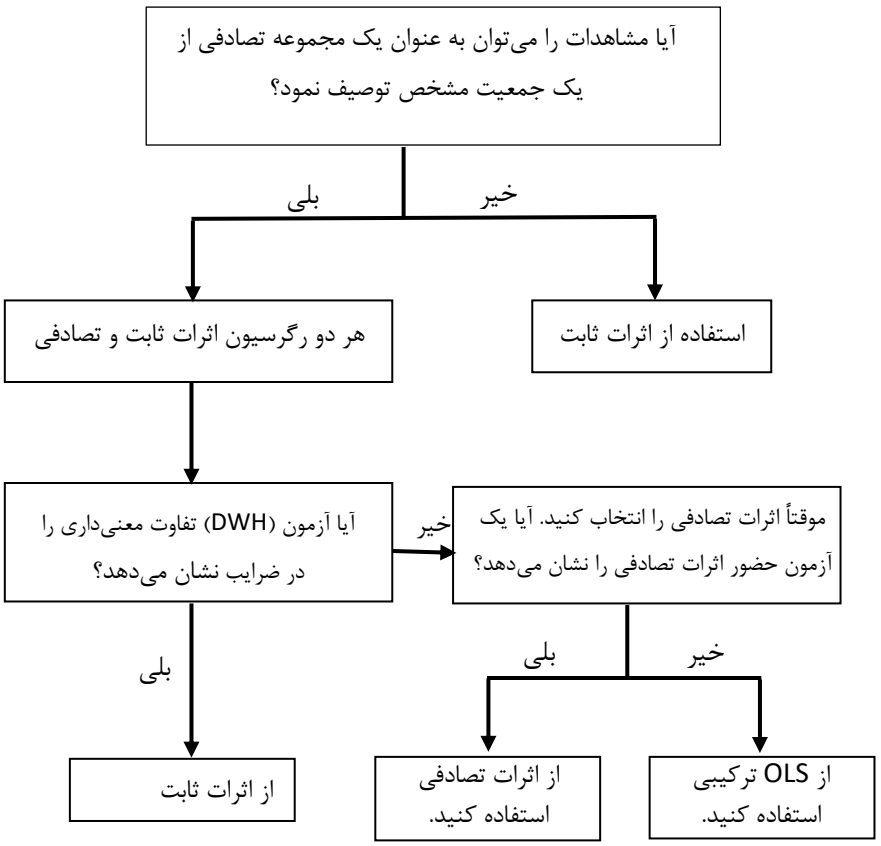
۷-۳. نتایج برآورد مدل‌های رگرسیونی

در این پژوهش از دو متغیر وابسته استفاده خواهد شد. بنابراین نتایج برآورد دو رگرسیون گزارش گردیده است. در این پژوهش برای انتخاب روش برآورد سعی شده‌است تا از الگوریتمی که توسط دوهرتی(۲۰۱۱: ۵۲۷) ارائه شده‌است استفاده شود. این الگوریتم در شکل(۲) ارائه گردیده است.

البته باید توجه داشت که از آنجا که هر دو رگرسیون دارای مجموعه‌ای از متغیرهایی است که در طول زمان برای هر مقطع ثابت هستند، امکان برآورد مدل با روش اثرات ثابت وجود ندارد. بنابراین انتخاب بین مدل اثرات تصادفی و داده‌های تلفیقی صورت خواهد پذیرفت. این انتخاب با استفاده از آزمون بروش و پگان[1] انجام شده‌است. همچنین در این پژوهش برای اجتناب از بروز واریانس ناهمسانی از انحراف معیارهای راباست[2] برآوردگرها استفاده شده‌است.

1. Breusch and Pagan
2. Robust

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]



شکل ۲. الگوی انتخاب روش برآورد (مأخذ: دوهرتی، ۲۰۱۱: ۵۲۷)

در ابتدا برای انتخاب بین مدل‌های اثرات تصادفی و داده‌های تلفیقی می‌بایست آزمون بروش و پگان مورد استفاده قرارگیرد. نتایج این آزمون برای حالتی که متغیر وابسته AR_{it}^{1} است(مدل نخست) در جدول (۵) گزارش شده‌است.

جدول ۵. آزمون بروش و پگان در مدل نخست

مقدار آماره آزمون	P value	نتیجه
۱۵/۵۶	۰/۰۰۰	وجود اثرات تصادفی

مأخذ:نتایج تحقیق

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

نتایج ارائه شده در جدول فوق حاکی از وجود اثرات تصادفی در مدل است. بنابراین مدل اثرات تصادفی برای برآورد مدل نخست انتخاب شده و نتایج برآورد این مدل در جدول(۶) ارائه گردیده است.

جدول ۶. نتایج برآورد مدل با رویکرد نخست

نام متغیر		ضریب	انحراف معیار	آماره Z	P value
L_{it}		-۰/۰۰۱۲	۰/۰۰۰۱	-۷/۲۹	۰/۰۰۰
W_{it}		-۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۰۳	-۳/۳۲	۰/۰۰۱
C_{it}		-۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۰۳	-۳/۶۰	۰/۰۰۰
G_{it}		-۰/۰۰۰۰۴	۰/۰۰۰۰۳	-۱/۵۷	۰/۱۱۷
عرض از مبدأ		-۰/۰۲۰۴	۰/۰۰۰۱	-۲۰۳/۴۰	۰/۰۰۰
آماره والد معنی‌داری کل رگرسیون (احتمال)		۵۶/۵۲ (۰/۰۰۰)			
ضریب تعیین	between	۰/۰۵۶			
	within	۰/۰۱۵			
	overall	۰/۰۱۶			
تعداد مشاهدات مؤثر		۲۱۶۴۳			

مأخذ: نتایج تحقیق

نتایج ارائه شده در جدول (۷) نشان می‌دهد که رگرسیون برآورد شده با بیش از ۲۱ هزار مشاهده مؤثر به طور کلی معنی‌دار است. این نتایج همچنین نشان می‌دهد قدرت بازاری تأثیر معنی‌داری بر دریافتی متوسط ماهانه هر واحد نیروگاهی (شاخص نخست قیمت عمده فروشی) داشته است. علاوه بر این نتایج نشان می‌دهد که مالکیت واحدهای نیروگاهی نیز تأثیر معنی‌داری بر شاخص نخست قیمت عمده فروشی دارد. این نتایج همچنین شواهدی را ارائه می‌کند که نشان می‌دهد نیروگاه‌های سیکل ترکیبی درآمد کمتر و نیروگاه‌های بخاری درآمد بیشتری نسبت به سایر انواع نیروگاه‌ها تجربه می‌نمایند.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

در ادامه سعی خواهد شد مدل دوم (با شاخص قیمت AR_{it}^2) برآورد گردد. در ابتدا مجدداً نتایج آزمون بروش و پگان ارائه خواهد شد.

جدول ۷. آزمون بروش و پگان در مدل دوم

مقدار آماره آزمون	P value	نتیجه
۱۷۳۱/۶۳	۰/۰۰۰	وجود اثرات تصادفی

منبع: محاسبات تحقیق

آزمون بروش پاگان برای مدل دوم نیز وجود اثرات تصادفی را تأیید می‌نماید. نتایج برآورد مدل اثرات تصادفی در جدول (۸) ارائه شده‌است

جدول ۸. نتایج برآورد مدل با رویکرد دوم

نام متغیر		ضریب	انحراف معیار	آماره Z	P value
L_{it}		-۰/۴۱۴۱	۰/۰۴۵۷	-۹/۰۶	۰/۰۰۰
W_{it}		-۰/۰۴۸۴	۰/۰۲۶۲	-۱/۸۵	۰/۰۶۵
C_{it}		-۰/۱۵۵۹	۰/۰۳۸۷	-۴/۰۳	۰/۰۰۰
G_{it}		-۰/۱۶۴۷	۰/۰۳۶۸	-۴/۴۷	۰/۰۰۰
عرض از مبدأ		۰/۳۰۳۳	۰/۰۳۹۰	۰/۰۳۹۰	۰/۰۰۰
آماره والد معنی‌داری کل رگرسیون(احتمال)		۹۶/۱۶ (۰/۰۰۰)			
ضریب تعیین	between	۰/۰۴۴			
	within	۰/۰۱۰			
	overall	۰/۰۱۲			
تعداد مشاهدات مؤثر		۲۱۶۴۳			

مأخذ: نتایج تحقیق

نتایج برآورد مدل دوم نشان می‌دهد که این مدل رگرسیونی نیز مدل معنی‌داری است. عمده نتایج به‌دست آمده در مدل نخست، در مدل دوم نیز تأیید می‌شود. به عبارت دیگر این نتایج نیز حاکی از این است که نیروگاه‌های بخاری نسبت به انواع گازی و سیکل ترکیبی پیشنهادات پذیرفته شده بالاتری را تجربه نموده‌اند و نیروگاه‌های خصوصی و صنایع بزرگ نیز در قیاس با نیروگاه‌های دولتی پیشنهادات پذیرفته شده پایین‌تری داشته‌اند. مهم‌تر از همه اینکه نتایج نشان

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

می‌دهد که شاخص قدرت بازاری تأثیر معنی‌داری بر متوسط قیمت پیشنهادی توسط واحدهای نیروگاهی دارد. در بخش بعد با استفاده از نتایج ارائه شده در این بخش به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری پژوهش پرداخته می‌شود.

۸. جمع‌بندی

اجرایی شدن سیاست‌های کلی اصل (۴۴) قانون اساسی به‌عنوان رهنمونی برای تغییر ساختار بازارهای انحصاری کشور تلقی می‌شود. در این راستا مطالعه حاضر، با اندازه‌گیری میزان تمرکز و اثرگذاری آن بر قیمت‌بازاری می‌تواند میزان اثربخشی سیاست‌های مذکور را تبیین نماید. هدف این پژوهش بررسی شدت رقابت در بازار عمده فروشی برق و میزان اثرگذاری آن بر قیمت برق در سطح عمده‌فروشی بوده است.

نتایج محاسبه شاخص HHI، به‌عنوان شاخص قدرت بازاری نشان داد اولاً سهم بازاری نیروگاه‌ها در بازار عمده‌فروشی برق ایران چندان قابل توجه نیست، ثانیاً شاخص هرفیندال-هیرشمن در بازه رقابتی قرار دارد، ثالثاً روند این شاخص طی سال‌های ۹۶-۱۳۹۲ کاهشی بوده و مقدار آن در مقایسه با مقدار محاسبه شده در تحقیقات سال‌های گذشته نیز کاهش یافته است. با توجه به این شواهد می‌توان نتیجه گرفت که نتیجه بازار عمده‌فروشی برق ایران رقابتی بوده و وضعیت رقابت در سالهای اخیر (پس از تجدید ساختار بازار برق ایران) رو به بهبود و قدرت بازاری نیروگاه‌ها رو به کاهش بوده است.

در ادامه نتایج شاخص جایگزین لرنر محاسبه شد و تأثیر آن بر هر دو قیمت واقعی و پیشنهادی سنجیده شد. سپس متغیرهای مالکیت و نوع نیروگاه در مدل رگرسیونی بررسی و به‌عنوان عوامل تأثیرگذار بر قیمت عمده‌فروشی برق تحلیل شدند. نتایج محاسبه شاخص قدرت بازاری در هر دو مدل برآورد شده نشان داد شاخص قدرت بازاری تأثیر معناداری، بر متوسط ماهانه میزان خالص دریافتی واحدهای نیروگاهی در ازای هر کیلووات ساعت فروش برق در بازار عمده‌فروشی برق و همچنین متوسط ماهانه پیشنهادهای قیمتی تا حداکثر قیمت پذیرفته شده

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

در بازار در ازای هر کیلووات ساعت (که به‌عنوان شاخص‌های قیمت بازار عمده‌فروشی برق معرفی شدند) دارد. البته این تأثیر علیرغم معنی‌داری بسیار ناچیز بوده و نشان از عدم وجود قدرت بازاری مؤثر میان واحدهای نیروگاهی فعال در بازار عمده‌فروشی برق دارد.

دیگر نتایج نشان می‌دهد نیروگاه‌های خصوصی و صنایع بزرگ نسبت به نیروگاه‌های دولتی متوسط دریافتی ماهانه کمتری دارند. همچنین نیروگاه‌های سیکل ترکیبی درآمد کمتر و نیروگاه‌های بخاری درآمد بیشتری نسبت به سایر انواع نیروگاه‌ها تجربه می‌نمایند. از طرفی نتایج مدل رگرسیونی دوم حاکی از آن‌است که قدرت بازاری بر پیشنهادات قیمتی نیروگاه‌ها نیز تأثیرگذار است به این معنی که نیروگاه‌هایی که قدرت بازاری بالاتری دارند، از این قدرت در پیشنهاددهی قیمت خود نیز استفاده می‌کنند. همچنین نیروگاه‌های بخاری بیشترین پیشنهادات قیمتی و نیروگاه‌های گازی کمترین پیشنهادات قیمتی را در بازار ارائه می‌دهند. نتایج نشان می‌دهد نیروگاه‌های خصوصی و صنایع بزرگ نیز در سطح معناداری ۱۰ درصد، قیمت‌های کمتری نسبت به نیروگاه‌های دولتی در بازار ارائه می‌دهند. در هر دو مدل، نوع نیروگاه از نظر فنی و نوع مالکیت از سایر عوامل اثرگذار بر قیمت عمده‌فروشی برق هستند.

با توجه به نتایج به‌دست آمده می‌توان پیشنهاد نمود:

- در صورت دسترسی به اطلاعات مالکیت واحدهای نیروگاهی برق-آبی، دیزلی و اتمی پیشنهاد می‌شود در مطالعات آتی این نیروگاه‌ها نیز به مدل اضافه شوند، چرا که به علت نبود اطلاعات مالکیت این نیروگاه‌ها این داده‌ها از مدل این پژوهش حذف شدند.
- همچنین هزینه سوخت مصرفی نیروگاه‌ها نیز می‌تواند به‌عنوان متغیر توضیحی به این مدل وارد شود، از آنجایی که دسترسی به هزینه سوخت نیروگاهی در سال ۱۳۹۲ و ۱۳۹۳ موجود نبود، امکان مقایسه فراهم نگردید.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

- مطالعه حاضر با استفاده از داده‌های ساعتی و روزانه انجام شود تا امکان وقوع تورش ناشی از تجمیع[1] بررسی و در صورت وجود حذف شود.
- نتایج هر دو رگرسیون برآورد شده نشان می‌دهد که نیروگاه‌های دولتی قیمت بالاتری پیشنهاد داده و دریافتی بالاتری نیز دارند، همچنین نتایج نشان می‌دهد نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی نسبت به نیروگاه‌های بخاری هزینه کمتری دارند چرا که دریافتی و پیشنهادات ایشان در بازار کمتر است، پیشنهاد می‌گردد در مطالعات و سیاست‌گذاری‌های آتی این موضوع با دقت بیشتری بررسی گردد، چرا که می‌تواند در تصمیم‌گیری‌های آتی تأثیرگذار باشد.
- با توجه به اینکه نیروگاه‌های دولتی پیشنهاد قیمتی بالاتری دارند و دریافتی ایشان نیز بیشتر است، توصیه می‌شود روند خصوصی‌سازی با توجه و دقت بیشتری مدنظر قرارگیرد.
- نتایج نشان می‌دهد علیرغم اینکه قدرت بازاری بر قیمت عمده‌فروشی برق تأثیرگذار است، نه قدرت بازاری چشمگیری ملاحظه شده و نه اثر قدرت بازاری قابل توجه بوده است. با توجه به شکایات مطرح شده از سوی نیروگاه‌های کشور این شواهد را می‌توان به‌عنوان دلایلی بر وجود و اعمال قدرت بازاری در سمت تقاضای بازار عمده‌فروشی برق قلمداد نمود. مجموعه وزارت نیرو همزمان قواعد را تعریف می‌نماید، خریدار بازار است و بر بازار نظارت می‌کند. این فرآیند باعث می‌شود که نیروگاه‌های کشور همواره در موضع انفعالی قرارگیرند. این موضوع در بلندمدت می‌تواند میل ورود به این بازار را کاهش دهد. با توجه به این یافته‌ها و نکات پیشنهاد می‌گردد نهادی مستقل مانند شورای رقابت عهده‌دار تنظیم این بازار گردد.

1. Aggregation Bias

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

منابع

اتباعی، فرامرز؛ پژویان، جمشید، محمدی، تیمور و جاوید بهرامی (۱۳۹۳). بررسی مقایسه‌ای ساز و کار حراج بازار برق ایران با ساز و کار حراج قیمت تسویه کننده بازار، شماره۵۳، تابستان، صص ۳۵-۱.

خداداد کاشی، فرهاد (۱۳۹۵). اقتصاد صنعتی (نظریه و کاربرد). تهران: سمت.

خداداد کاشی، فرهاد (۱۳۷۷). ساختار و عملکرد بازار: نظریه و کاربرد آن در بخش صنعت ایران. تهران: مؤسسهٔ مطالعات و پژوهش‌های بازرگانی.

خداداد کاشی، فرهاد (۱۳۷۹). انحصار، رقابت و تمرکز در بازارهای صنعتی ایران (۱۳۷۳-۱۳۶۷). فصلنامهٔ پژوهشنامهٔ بازرگانی، شمارهٔ ۱۵.

رزمی، جعفر؛ قادری، فرید و امین ذکایی آشتیانی (۱۳۸۹). تحلیل شاخص‌های ارزیابی رقابتی بودن بازار برق ایران (مطالعه موردی)، نشریه مدیریت بازرگانی، ۵(۲)، صص ۶۰ـ۴۱.

رمضانیان لنگرودی، علی؛ رجبی مشهدی، حبیب و مرتضی رحیمیان (۱۳۸۹). ارائه روشی جهت ارزیابی وضعیت رقابتی بودن بازار بر پایه تخمین بازه تغییرات شاخص .HHI بیست و پنجمین کنفرانس بین المللی برق، تهران، ۱۳۸۹.

شهیکی تاش، محمد نبی (۱۳۹۰). ارزیابی رابطه ساختار بازار و قیمت‌گذاری در صنایع ایران. فصلنامه اقتصاد و مدل سازی دانشگاه شهید بهشتی، ۶ و ۵ (۲)، صص ۲۰۹ـ۱۸۹.

عبادی، جعفر و امیر دودابی‌نژاد (۱۳۹۰)، انتخاب الگو بهینه تنظیم قیمت انگیزشی با در نظر گرفتن آثار خارجی برای توزیع برق ایران. فصلنامه اقتصاد محیط‌زیست و انرژی، ۱(۱)، صص۱۷۲ـ۱۳۳.

قهرمانی، هادی؛ رهبر، فرهاد و کیومرث حیدری (۱۳۹۶). تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه موردی شرکت توانیر. پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، شماره ۲۴، پاییز، صص ۸۸-۵۷.

مردانی، حسن (۱۳۹۶). مقالاتی در بازار عمده‌فروشی برق ایران. رساله دکتری. صنعتی شریف.

ناظمی، علی و آناهیتا فرسائی (۱۳۹۴)، محاسبه تعادل رقابتی در حراج پرداخت براساس پیشنهاد. فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، ۴۷(۱۲)، صص ۱۴۴ـ۱۲۱.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

ناظمی، علی؛ خوش‌اخلاق، رحمان؛ عمادزاده، مصطفی و علیمراد شریفی (۱۳۹۰)، برآورد قدرت بازار در بازار برق عمده فروشی ایران، تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی، ۴(۱)، صص۵۵-۳۱.

Asgari Mohammad Hossein Monsef Hassan (2010), Market Power Analysis for the Iranian Electricity Market. Energy Policy, (38)10, pp. 5582_5599.

Dagdeviren H., Amountzias C. and T. Patokos (2017). Pricing Decisions and Market Power in the UK Electricity Market: A VECM Approach. Energy Policy, 108(2017), pp. 467-473.

Dougherty C. (2011). *Introduction to Econometrics*. Oxford University Press.

Herfindal Orris C. (1959). "A General Evaluation of Competition in the Copper Industry", Copper Costs and Prices. pp. 1870-1957, Baltimore: Hons Hopkins press, Xhap.70.

Laffer A.B. and P.N. Giordano (2005). Exelon Rex-Will Power Deregulation in Illinois Benefit Consumers or Utilities? Wall Street Journa, Dec. 1.

Maddala G.S, Dobson S. and E. Miller (1995), Microeconomics, "The Regulation of Monopoly", Chapter.10, Press Mc Grawhill Book Company, pp. 189-195.

Mas-Colell A., Whinston M., Green J. (1995). Microeconomic Theory. Oxford University Press, New York, Oxford.

Morris J. R., Dutra J. R. and T.S. Cobb (2020). Should Market Power Still be a Concern in the US Electric power Industry?. *The Electricity Journal*, *33*(4), pp.106725.

Moutinho Victor, C. Moreira, Antonio Mota, Jorge (2014), Do Regulatory Mechanisms Promote Competition and Mitigate Market Power? Evidence from Spanish Electricity Market. Energy Policy, No. 68, pp. 403-412.

Pham T. (2015). Market Power in Power Markets in Europe : the Cases in French and German woholesale electricity markets. Economics and Finance. Université Paris Dauphine - Paris IX.

Stigler G. J. (1957). Perfect Competition, Historically Contemplated. Journal of Political Economy, 65(1), 1-17.

Tangerås T. and J. Mauritzen (2019). Real-time versus day-ahead market power in a hydro-based electricity market. The Journal of Industrial Economics, Volume66, Issue4, pp: 904-941.

Wolak F.A. (2003) Identification And Estimation Of Cost Functions Using Observed Bid Data: An Application To Electricity Markets, In: Dewatripont, M., Hansen, L.P., Turnovsky, S.J. (Eds.), Advances In Economics And Econometrics: Theory And Applications, Eight World Congress, Volume II. Cambridge University Press, New York, pp. 133–169.

Wolak F. A. (2014). Regulating competition in wholesale electricity supply. In *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* (pp. 195-289). University of Chicago Press.

Wolfram C. (1999). Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. The American Economic Review, 89(4), pp. 826-805.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

پیوست

نیروگاه بخاری: نیروگاهی است که در آن از انرژی حرارتی سوخت‌های مایع، جامد و گاز جهت تولید بخار و مصرف آن در توربین‌های بخار برای تولید برق استفاده می‌شود.

نیروگاه گازی: نیروگاهی است که در آن از انرژی حرارتی سوخت‌های فسیلی گاز و مایع جهت تولید گاز داغ (دود) و مصرف آن در توربین گاز برای تولید برق استفاده می‌شود.

نیروگاه چرخه ترکیبی: نیروگاهی است که در آن علاوه بر انرژی الکتریکی تولید شده در توربین‌های گازی از حرارت موجود در گازهای خروجی از توربین‌های گازی جهت تولید بخار در یک دیگ بخار بازیاب استفاده شده و بخار تولیدی در یک دستگاه توربو ژنراتور بخاری تولید انرژی برق می‌کند.

نیروگاه دیزلی: نیروگاهی است که در آن از سوخت نفت‌گاز جهت راه‌اندازی موتور دیزلی استفاده کرده و انرژی مکانیکی حاصله توسط ژنراتور کوپله شده با آن، به انرژی الکتریکی تبدیل می‌شود.

نیروگاه برقآبی: نیروگاهی است که در آن از انرژی پتانسیل آب انباشته شده در پشت سدها یا انرژی جریانی آب رودخانه‌ها جهت مصرف در توربین آبی برای تولید برق استفاده می‌گردد.

نیروگاه برق بادی: مزرعه توربین‌های بادی که برق تولیدی از انرژی باد را به شبکه سراسری تغذیه می‌کند را اصطلاحاً نیروگاه بادی می‌گویند.

نیروگاه‌های اختصاصی(صنایع بزرگ): این نیروگاه‌ها متعلق به صنایع بزرگ (نظیر فولاد مبارکه، ذوب آهن، مس سرچشمه و ...) هستند و برق تولید می‌کنند و امکان داد و ستد انرژی با شبکه‌های وزارت نیرو در آنها وجود دارد.

قدرت نامی: قدرت نامی یک دستگاه توربین یا دستگاه تولید نیروی محرکه از طرف سازنده بر روی پلاک مشخصات آن برای شرایط معینی برحسب اسب بخار یا مگاوات نوشته شده‌است. در ماشین‌های کوچک قدرت نامی بر حسب کیلووات مشخص می‌گردد.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

قدرت عملی: بیشترین توان قابل تولید مولد در محل نصب با در نظر گرفتن شرایط محیطی(ارتفاع از سطح دریا، دمای محیط و رطوبت نسبی) است.

تولید ناویژه نیروگاه: جمع انرژی تولیدی مولدهای برق یک نیروگاه که در طی یک دوره زمانی معین(مثلاً یکسال) روی پایانه خروجی مولدها برحسب کیلو وات ساعت یا مگاوات ساعت اندازه‌گیری می‌شود.

تولید ویژه نیروگاه[۱]: تولید انرژی برق ناویژه منهای مصرف داخلی نیروگاه‌ها در یک دوره معین و بر حسب کیلو وات ساعت یا مگاوات ساعت محاسبه می‌شود.

نقطه مرجع شبکه[۲]: نقطه‌ای انتزاعی در شبکه برق است که درآن 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.

آرایش اقتصادی[۳]: پس از اعلام قابلیت تولید واحدهای نیروگاهی توسط مالکین نیروگاه‌ها و تعیین پله‌های پیشنهادی قیمت انرژی ابراز شده، مدیر بازار برای روز بهره‌برداری، بدون لحاظ کردن محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی، از کمترین قیمت پیشنهادی تا میزان پیش‌بینی نیاز مصرف کل خریداران اقدام به خرید انرژی می‌نماید. پس از اجرای بازار، آرایش تولید انرژی خریداری شده از هر واحد تعیین گردیده و به اطلاع بازیگر خواهد رسید.

آرایش فنی- اقتصادی[۴]: پس از اعلام قابلیت تولید واحدهای نیروگاهی توسط مالکین نیروگاه‌ها و تعیین پله‌های پیشنهادی قیمت انرژی ابراز شده، مدیر بازار برای روز بهره‌برداری، با لحاظ کردن محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی و محدودیت‌های شبکه انتقال و محدودیت‌های

۱. آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق (۱۳۹۶).

۲. دستورالعمل اجرایی بازار روزفروش در نقطه مرجع شبکه.

3. Economic value
4. Required value

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]

ایمنی شبکه از کمترین قیمت پیشنهادی تا میزان پیش‌بینی نیاز مصرف کل خریداران اقدام به خرید انرژی می‌نماید. پس از اجرای بازار، آرایش تولید انرژی خریداری شده از هر واحد تعیین گردیده و به اطلاع بازیگر خواهد رسید.

UL[1]**:** چنانچه تولید پذیرفته شده واحدی در یک ساعت در **آرایش فنی و اقتصادی تولید** از مقدار مشخص شده در **آرایش اقتصادی تولید** افزایش یابد، هر میزان از این افزایش انرژی که دلیل آن مربوط به رعایت قیود داخلی واحد (باشد، در محاسبه‌صورتحساب مشمول مقررات UL خواهد بود.

سلب فرصت[2]**:** چنانچه تولید پذیرفته شده واحدی در یک ساعت **آرایش فنی و اقتصادی تولید** از مقدار مشخص شده در **آرایش اقتصادی تولید** کاهش یابد، هر میزان از این کاهش دلیل آن مربوط به رعایت قیود داخلی واحد نباشد، مشمول دریافت خسارت سلب فرصت خواهد بود. و هر میزان از این کاهش دلیل آن مربوط به رعایت قیود داخلی واحد باشد، مشمول هیچ‌گونه پرداختی قرار نمی‌گیرد.

1. Unit Limit
2. Opportunity Cost (OC)

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-10-27]