فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد/ سال ششم/ شماره ۴/ زمستان ۱۳۹۸/ صفحات ۲۶-۱

# تحلیل پیشنهاددهی عرضه در ساختار بازار برق Pay-as-Bid در ایران مبتنی بر رهیافت هولمبری[۱]

**شهرام معینی**

*استادیار اقتصاد دانشگاه اصفهان، sh.moeeni@ase.ui.ac.ir*

**بابک صفاری***

*استادیار اقتصاد دانشگاه اصفهان، b_saffari@ase.ui.ac.ir*

**علیمراد شریفی**

*دانشیار اقتصاد دانشگاه اصفهان، alimorad@ase.ui.ac.ir*

**سعید حیاتی**

*دانشجوی دکتری آمار دانشگاه اصفهان، S.hayati@sci.ui.ac.ir*

تاریخ دریافت: ۹۸/۰۴/۲۱ تاریخ پذیرش: ۹۸/۰۹/۲۶

## چکیده

در دهه‌های اخیر دولت‌ها در سراسر جهان، مکانیسم بازار را به‌صورت گسترده در بخش انرژی برق پذیرفته و به کار گرفته‌اند. این فرایند تجدید ساختار نامیده می‌شود که هدف آن، گذار از چارچوب انحصاری در صنعت برق بوده است و منجر به دستیابی به رقابت و کارایی بیشتر نیز شده است. صنعت برق ایران نیز در این مسیر قرارگرفته و بازاری برای رقابت روزانه درفروش برق ایجادشده است. مکانیسم پیشنهاد عرضه، به عنوان الگوی اساسی در تجدید ساختار در ایران نیز پذیرفته شده است تا همزمان قابلیت اطمینان در بازار برق، نیز تضمین گردد. در این روش نیروگاه‌ها، پیشنهادها پله‌ای برای فروش برق تولیدی خود ارائه می‌دهند و بهترین پیشنهادها از سوی مدیر بازار پذیرفته می‌شوند. در مقاله حاضر، مدل پایه‌ای پیشنهاددهی عرضه، ناشی از رویکرد هولمبری معرفی شده و بر اساس آن، پیشنهاددهی کنونی در بازار برق ایران با مدل پیشنهاددهی بهینه فوق مورد مقایسه و تحلیل قرار می‌گیرد. برای این منظور ابتدا ساختار نااطمینانی تقاضا در روز- ساعت‌های معین در فصول مختلف، تخمین زده شده و سپس نتایج مدل، استخراج گردیده است. نتایج پژوهش حاکی از این است که کماکان پیشنهاددهی عرضه در بازار برق ایران در واحدهای نیروگاهی منتخب بخش دولتی، ابتدایی بوده و می‌تواند با استفاده از مدل مذکور بهبود یابد. مکانیسم جایگزین تسویه با قیمت یکنواخت نیز لازم است اجرایی شود تا امکان مقایسه دو مکانیسم فراهم گردد.

**واژه‌های کلیدی**: بازار برق، تجدید ساختار، مدل هولمبری، حراج پرداخت بر اساس پیشنهاد، حراج قیمت یکنواخت.

**طبقه‌بندی JEL:** D21، Q41، C72، C61.

---

[۱] این مقاله مستخرج از طرح پژوهشی با شرکت تولید نیروی برق اصفهان می‌باشد.

*نویسنده مسئول مکاتبات

## ۱- مقدمه

انرژی یکی از بزرگترین و کلیدی‌ترین بخش‌ها در اقتصاد کشورها است و انرژی برق، سهم بزرگ و روزافزونی را در سبد انرژی جهانی به خود اختصاص می‌دهد، به‌نحوی‌که صنعت برق امروزه در اغلب کشورها، کمابیش حدود یک‌دهم تولید ناخالص داخلی را به خود اختصاص داده و به‌علاوه تقریباً همه بخش‌های دیگر اقتصاد نیز به آن وابسته‌اند. در ایران بر اساس گزارش رسمی ارائه شده در نشریه آمار تفصیلی صنعت برق ایران در سال ۱۳۹۵، قدرت عملی نیروگاه‌ها در زمان پیک به ۵۹۱۵۶ مگاوات بالغ شده است و معمولاً شاخص‌های صنعت برق به‌ویژه تولید و تقاضا، ارقام رشد سالانه بین ۲ تا ۵ درصد را نشان می‌دهد. همچنین ازلحاظ مالکیت نیز به ترتیب وزارت نیرو با سهم ۴۹٪، بخش خصوصی با سهم ۴۳٪ و صنایع بزرگ با سهم ۸٪ از قدرت عملی نیروگاه‌ها را در اختیار دارند.

صنعت برق در ایران در فرایند تجدید ساختار امروزه در قالب بازار موسوم به حراج پرداخت بر اساس پیشنهاد[1] که نوعی بازار مناقصه یک‌طرفه[2] است، اداره می‌شود. یکی از کلاسیک‌ترین آموزه‌های دانش اقتصاد، اهمیت مکانیسم بازار رقابتی در رخداد کارایی پارتویی است. بر این اساس اقتصاددانان جز در موارد معین، می‌کوشند از مکانیسم بازار رقابتی برای تخصیص بهینه و کارایی بهره گیرند. برای دهه‌هایی متمادی، برق کالایی فاقد بازار رقابتی محسوب می‌شد و مصرف‌کننده، الزاماً آن را به قیمتی مصوب از انحصارگر محلی خریداری می‌کرد. در هر منطقه و گاه در کل کشور، یک تولیدکننده انحصاری وجود داشت که تولید و توزیع برق را در کنترل داشت. در برخی کشورها، شرکت‌های برق موصوف به‌صورت شرکت‌های خصوصی تحت تنظیم[3] و در نواحی دیگر به‌صورت شرکت‌های دولتی بودند. درهرصورت صرف‌نظر از نوع مالکیت و میزان یکپارچگی، انحصارهای جغرافیایی معمول بودند (کرشن و اشتربک[4]، ۲۰۰۴). در عمل این انحصارگران در اغلب کشورها ازجمله در ایران، ماهیتی دولتی داشتند و قیمت برق

---

[1] Pay as Bid Auction
[2] One-side Auction
[3] Regulated
[4] Kirschen & Strbac

نیز در فرایندی اداری، توسط دولت تعیین می‌شد و به نظر نمی‌رسید بدیلی برای این وضعیت بتوان یافت.

نهایتاً در طی فرایندی که جزییات آن در ادامه تشریح می‌شود، ساختار فوق به یک ساختار رقابتی تبدیل شد. در ساختار جدید نیروگاه‌ها، برق تولیدی خود را در یک بازار رقابتی به فروش می‌رسانند. روش کار به این صورت است که برای برق تولیدی در هر ساعت، یک بازار و رقابت جداگانه وجود دارد. هر نیروگاه، می‌تواند برق تولیدی خود را در قالب حداکثر ۱۰ پله قیمتی مطابق نمودار (۱)، عرضه و پیشنهاد نماید. آنگاه مدیر بازار برق، برق موردنیاز طرف تقاضا را از بین بهترین پله‌ها و قیمت‌های پیشنهادی، انتخاب و خریداری می‌کند؛ بنابراین برخی نیروگاه‌ها موفق نمی‌شوند همه ظرفیت خود را به فروش برسانند. قیمت تسویه نیز برای هر پله، متفاوت و همان قیمت پیشنهادی خود نیروگاه در حراج است. طبعاً فرایند جزییات مهم و فراوانی دارد که در ادامه تشریح می‌شود؛ اما مسئله اصلی نیروگاه‌ها این است که چگونه پله‌های قیمتی را پیشنهاد دهند که بتوانند نهایتاً در یک فضای رقابتی هم ظرفیت بیشتری را فروخته و هم کسب سود خود را ارتقا دهند. این مسئله‌ای است که مطالعه حاضر به آن می‌پردازد.

در ادامه این مقاله، ابتدا در قسمت دوم، مبانی تجدید ساختار و جزییات ساختار بازار برق ایران، مکانیسم پیشنهاددهی قیمت و رقابت نیروگاه‌ها در آن، تشریح می‌شود و ضمناً مرور مختصری بر پیشینه صورت می‌گیرد، آنگاه در قسمت سوم، مدل هولمبری[1] (۲۰۰۹)، به‌عنوان مبنای نظری پژوهش، کاملاً معرفی و استخراج خواهد شد و نهایتاً در قسمت چهارم، نتایج تخمین زده می‌شود.

## ۲- ساختار بازار برق، مبانی نظری و پیشینه پژوهش

### ۲-۱- مبانی تجدید ساختار بازار برق

در گذشته این تصور وجود داشت که صنعت برق، مناسب است در چارچوبی مشابه انحصار طبیعی[2] اداره شود. در اقتصاد، انحصار طبیعی به وضعیتی اطلاق می‌شود که تولید و وجود تنها یک بنگاه در یک صنعت، کاراتر از عملکرد بیش از یک بنگاه در آن صنعت باشد. این مفهوم در صنایعی مانند برق، گاز، مخابرات و آب در کشورهای مختلف

[1] Holmberg
[2] Natural Monopoly

مطرح بوده است (میرهاشمی[1]، ۱۳۹۶). در وضعیت انحصار طبیعی، صرفه‌های مقیاس تا سطح تقاضای کل جامعه، همچنان تداوم می‌یابد (موسکا[2]، ۲۰۰۸). در انحصار طبیعی، مقیاس فعالیت بهینه در صنعت، معادل اندازه کل بازار است، چون در اینجا اصولاً هزینه متوسط، در دامنه‌ای طولانی روند کاهنده دارد. طبعاً انحصار در اینجا، طبیعی و نه ناشی از محدودیت قانونی است و با افزایش تعداد بنگاه‌ها در صنعت، هزینه متوسط بالا می‌رود. معمولاً این موارد، نیازمند سرمایه‌گذاری هنگفت و درعین‌حال سرمایه برگشت‌ناپذیر[3] است.

به نحو کاملاً قابل‌انتظار، این الگوی انحصاری مانع تصمیمات کارا در هر دو سمت عرضه و تقاضا می‌شود. در سمت عرضه، میزان سرمایه‌گذاری در ظرفیت تولید را نه سیگنال‌های بازار بلکه تصمیمات اداری تعیین می‌کرد که نتیجه آنگاه سرمایه‌گذاری بیش‌ازحد و گاه کمبود ظرفیت بود. مهم‌تر اینکه در نیروگاه‌های دولتی، به نحو قابل‌انتظار معمولاً انگیزه‌های حداقل‌سازی هزینه‌های تولید و بهره‌برداری اقتصادی، قوی نیست و عملکرد کلی، غیراقتصادی و ناکارا است. قیمت برق، نیز به‌صورت دستوری تعیین می‌شد که پیامدهایی نابهینه در تصمیمات هر دو سمت عرضه و تقاضا و کارایی به دنبال داشت. با این‌همه به نظر نمی‌رسید که بتوان برای کالای برق، بازاری طراحی کرد که در آن مانند سایر کالاها، برق نیز در فضای رقابت بنگاه‌های متعدد، تولید و با انتخاب مصرف‌کننده خریداری شود.

علت این باور آن است که شبکه انتقال یک انحصار طبیعی است و تعدد شبکه‌های انتقال، نابهینه است؛ اما در کنار این واقعیت، دومین و مهم‌ترین ویژگی انرژی برق، ذخیره‌ناپذیری انرژی الکتریکی است. انرژی الکتریکی باید عملاً در یک بازه زمانی، تولید و در همان زمان مصرف شود که در مورد دیگر کالاها چنین نیست. کالاها، تولید و ذخیره‌شده و به‌تدریج مصرف می‌شوند. وجود این امکان، اولاً موجب می‌شود که تأمین پایدار تقاضای مصرف‌کنندگان علیرغم نوسان تقاضا امکان‌پذیر باشد. وقتی تقاضا برای کالایی کمی افزایش یابد، باوجود تولید قبلی و ذخایر آن کالا، در تأمین و تدارک تقاضا،

---

[1] Mirhashemi (2017)
[2] Mosca
[3] Sunk Capital

مشکلی رخ نخواهد داد. ثانیاً امکان ذخیره‌سازی کالا، به تصمیمات طرف تولید نیز نظم می‌بخشد. هرگاه در تقاضا، نوسان افزایشی رخ دهد، تولیدکننده متوجه شده و بر سرعت تولید خود می‌افزاید و هرگاه تقاضا کاهش یابد، تولیدکنندگان در واکنش، موقتاً تولید خود را کاهش می‌دهند؛ بنابراین ذخیره‌پذیری کالا هم امکان تأمین تقاضا علیرغم نوسان آن را فراهم می‌آورد و هم به تولیدکنندگان بازخورد می‌دهد. علیرغم پیشرفت‌ها در فنّاوری‌های ذخیره برق، این فناوری‌ها هنوز کوچک‌مقیاس، پرهزینه و غیراقتصادی هستند و انرژی برق باید در لحظه‌ای که مصرف‌کننده، اراده می‌کند، همزمان تولید و مصرف شود. طبعاً این ویژگی دشواری‌هایی در بازاری‌سازی برق توأم با حفظ تعادل ایجاد می‌کند. درهرحال در شبکه قدرت، عرضه و تقاضا یا تولید و بار باید ثانیه به ثانیه[1] در تعادل باشند. فقدان این تعادل، به معنای افت ولتاژ یا فرکانس در شبکه خواهد بود که هر دو نامطلوب است.

سومین ویژگی و ممیزه خاص انرژی برق در قیاس با سایر کالاها، دشوار بودن تبادل مستقیم، منفرد و انتخابی انرژی برق بین یک تولیدکننده و یک مصرف‌کننده معین است. در بازار سایر کالاها، معمولاً مصرف‌کننده معین، کالای موردنیاز را از تولیدکننده مدنظر می‌خرد، بدون اینکه این تبادل مستقیم با مشکلی مواجه شود؛ اما در صنعت برق، توان تولیدی تمام واحدهای نیروگاهی در مسیر به سمت مصرف‌کنندگان، به‌صورت یکپارچه درمی‌آید. در این حال دیگر توان هر واحد، قابل‌تمایز از دیگران نیست و امکان رساندن توان الکتریکی یک مولد به یک خریدار فرضی طرف مبادله با او میسر نیست. اگر در هر زمان توان تولیدی نیروگاهی کاهش یابد، نمی‌توان فقط مشتریان خاص آن نیروگاه را استثنا و تفکیک کرد. این نقصان، همه مصرف‌کنندگان یا بخشی غیرقابل‌تمایزی از آنها را درگیر خواهد کرد و تأثیر آن فقط بر دو طرف خریدار و فروشنده معین در یک قرارداد خاص، نیست. به تعبیر دیگر اگرچه برق یک کالای خصوصی است، اما به دلایل فنی، در عمل استثناپذیری[2] آن برای کل یک منطقه ممکن بوده، اما برای مشتریان درون یک ناحیه، تفکیک با قیود عملی مواجه است.

---

[1] Second-by-second
[2] Excludability

متخصصین فنی و اقتصادی موفق شدند به‌تدریج راهکارهایی را توسعه دهند که با عبور از این محدودیت‌ها و برخی ممیزات دیگر، امکان مقررات‌زدایی و طراحی یک بازار رقابتی برای انرژی برق و توزیع بار فراهم آید. بنیان این بازار را عناصر اصلی خصوصی‌سازی، شبکه انتقال واحد، حوضچه توان[۱] و به‌ویژه رقابت در بازار مبتنی بر پیشنهاددهی[۲]، شکل می‌دهند که مکانیسم پیشنهاددهی در آن با الهام از مقاله بنیادی کلمپرر و میر[۳] (۱۹۸۹) طراحی شده است. مجموعاً این بازار تحت عنوان بازار تجدیدساختاریافته برق شناخته می‌شود و بازاری توأم با قابلیت اطمینان[۴] فراهم می‌آورد که جزییات آن در ادامه تشریح می‌شود. تجدید ساختار در کشورهای اروپایی با تصویب قانون برق انگلیس در سال ۱۹۸۹[۵]، آغاز شد و صنعت برق این کشور تغییرات ساختاری را پذیرفت. در صنعت برق آمریکا نیز، قانون‌گذاری جهت تجدید ساختار، با تصویب قانون انرژی در سال ۱۹۹۲ آغاز گردید و به‌سرعت پیش رفت. از دیگر بازارهای برق مهم می‌توان به بازار برق تجدیدساختاریافته مشترک نروژ و سوئد موسوم به Nord Pool اشاره کرد. اهمیت این بازار به‌ویژه در سیستم پرداخت یکنواخت[۶] در آن است که در ادامه تشریح می‌شود.

در ایران نیز تقریباً همین مسیر مشاهده می‌شود. نخستین نیروگاه‌های برق در شهرهای مختلف کشور درواقع مولدهای کوچکی بودند که توسط سرمایه‌گذاران خصوصی خریداری و به کار گرفته می‌شد. به‌تدریج دولت در واکنش به گسترش نیازها، اقدام به تأسیس شرکت‌های برق منطقه‌ای کرد. در سال ۱۳۴۳، وزارت آب و برق و در سال ۱۳۴۷ نیز شرکت توانیر تأسیس گردید و از آن به بعد نقش دولت در صنعت برق ایران به شدت پررنگ شد، به‌طوری‌که به‌سرعت، دولت اداره و انحصار کامل صنعت برق را بر عهده گرفت.

---

[1] Power Pool
[2] Bidding
[3] Klemperer & Meyer
[4] Reliability
[5] Electricity Act of 1989
[6] Uniform Price

دو دهه پس از شروع تحولات جهانی در صنعت برق، طرح مفهومی تجدید ساختار صنعت برق ایران، مطرح شد و اولین آیین‌نامه خریدوفروش برق توسط وزیر نیرو ابلاغ و بازار برق ایران به‌صورت اجرایی آغاز به کار نمود. مطابق دستورالعمل‌های جاری، شرکت‌های توزیع برق از سال ۱۳۸۵ به‌صورت مستقل از شرکت‌های برق منطقه‌ای فعالیت دارند. نهایتاً با آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خریدوفروش برق در شبکه برق کشور مورخ ۱۳۸۴/۵/۲۵ بازار برق در ایران عملاً دارای ساختارها و اجزای مدون ازجمله هیئت تنظیم بازار و مدیر بازار برق گردیده و در حال فعالیت است (قاضی‌زاده و همکاران [1] ، ۱۳۸۸). اگرچه فرایند تجدید ساختار در ایران، هنوز در مرحله آزمایشی و اولیه مانده است، ولی می‌توان انتظار داشت با افزایش دانش داخلی در این خصوص، گام‌های بلندتری در این مسیر برداشته شود.

**۲-۲- ساختار بازار برق**

روشن است که رخداد کارایی منوط به یک ساختار کاملاً رقابتی در صنعت برق است. چنانکه نشان خواهیم داد، طراحی یک بازار رقابتی مبتنی بر رقابت بین نیروگاه‌ها، در چارچوب مکانیسم حراج پرداخت بر اساس پیشنهاد، اساس تأمین کارایی در بازار برق است. در این قسمت و قبل از تشریح مدل، لازم است مکانیسم بازار برق ایران دقیقه تبیین شود. بازار برق در ایران اکنون در چارچوب روش پرداخت بر مبنای پیشنهاد، اجرایی شده است و چنانکه در ادامه توضیح داده خواهد شد، نوعی بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده و دارای ویژگی‌هایی است که مرتبط با مدل هولمبری (۲۰۰۸) و به‌ویژه منطبق بر مدل هولمبری (۲۰۰۹) است. در ایران مشابه بازارهای دیگر برق و برای پرهیز از هزینه‌های اضافی، شبکه انتقال واحد وجود دارد. این شبکه انتقال به‌صورت یک حوضچه برای توان الکتریکی عمل می‌کند، یعنی نیروگاه‌ها بر اساس الگویی، توان تولیدی خود را روی شبکه گذاشته و مصرف‌کنندگان هم برق مصرفی را از این حوضچه برمی‌دارند. بنگاه‌های متعدد در طرف عرضه در حال رقابت در این بازار هستند. ساختار رقابت این‌گونه است که برای جلوگیری از نقصان یا فزونی توان در هر ساعت نسبت به تقاضا، به‌صورت پیش‌نگرانه زیر عمل می‌کند.

[1] Ghazizadeh et al. (2009)

در طرف تقاضا، مصرف‌کنندگان بزرگ نظیر صنایع عمده، تخمین خود را از توان موردنیاز در هر ساعت طی روزهای آینده، بر اساس سوابق قبلی مصرف توان خود و متغیرهای مورد شناخت نظیر دما، در اختیار مدیریت بازار برق ایران به‌عنوان سازمان‌دهنده بازار[۱] قرار می‌دهند. توان موردنیاز مصرف‌کنندگان شهری اعم از خانگی و غیر آن در هر ساعت، نیز توسط شرکت‌های توزیع همان شهر یا منطقه به‌عنوان نماینده مصرف‌کنندگان، تخمین و پیشاپیش به مدیریت بازار برق اعلام می‌شود. طبعاً این تخمین نیز بر اساس سوابق توان مصرفی، دما و سایر متغیرهای مرتبط نظیر روز هفته، ساعت، تعطیل بودن یا نبودن روز و...، محاسبه و اعلام می‌شود.

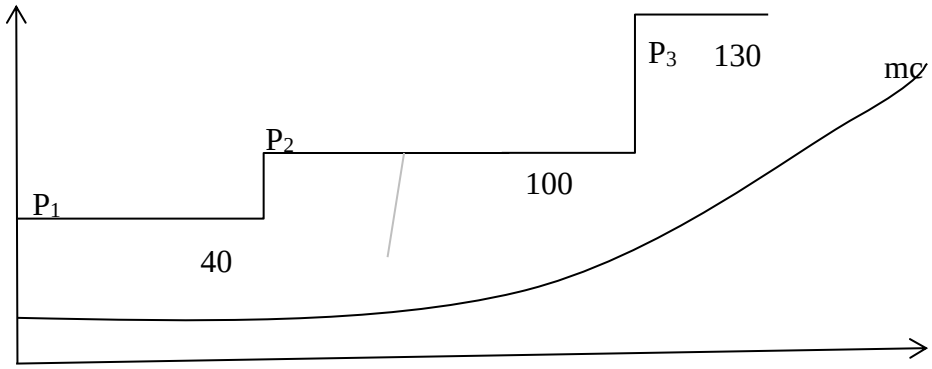
در طرف عرضه، هر واحد از هر نیروگاه، جداگانه یک لیست حداکثر ده‌پله‌ای از قیمت‌های پیشنهادی برای مقادیر مختلف عرضه را برای هر روز-ساعت معین، پیشاپیش، اعلام و پیشنهاد می‌کند که پیشنهاد عرضه[۲] یا نگاشت عرضه یا منحنی پیشنهاد[۳] نامیده می‌شود. از این جنبه بازار برق ایران در حال حاضر، بازار حراج یک‌طرفه[۴] فقط در سمت عرضه و بازار روز قبل[۵] است. چنانکه در نمودار شماره (۱) نشان داده‌شده است، برای یک مولد ۱۳۰ مگاواتی مفروض در نیروگاه، به ترتیب برای ۴۰ مگاوات اول، قیمت$P_1$، برای ۶۰ مگاوات بعدی قیمت $P_2$ و برای ۳۰ مگاوات آخر قیمت $P_3$، برای ساعت ۱۱ روز معین، پیشنهاد شده است، ک طبق قواعد بازار برق ایران تا ده پله هم قابل افزایش است. باید توجه داشت که نیروگاه طرف عرضه، مقید به یک سقف قیمت[۶] نیز هست. مدیریت بازار با داشتن مجموع توان مورد تقاضا برای هر ساعت یعنی تقاضای کل مثلاً در ساعت ۱۱ روز ۲۰ اردیبهشت و پیشنهاد عرضه پله‌ای مولدهای طرف عرضه برای همان ساعت، به ترتیب پایین‌ترین و ارزان‌ترین پله‌های پیشنهادی را انتخاب می‌کند تا جایی که کل تقاضا پوشش داده شود. نتیجه این انتخاب، روز قبل به واحدهای نیروگاهی منعکس می‌شود و بنابراین مثلاً واحد نیروگاهی

[1] Market Organizer
[2] Supply Function
[3] Offer Curve
[4] One-side Auction
[5] Day Ahead Market
[6] Price Cap

مفروض مورد اشاره، پیشاپیش می‌داند که در ساعت مقرر باید ۹۰ مگاوات توان روی شبکه قرار دهد. این بازار مبتنی بر حراج است و پرداخت به واحد نیروگاهی، نیز بر اساس قیمت‌های پیشنهادی خودش برای هر پله، انجام می‌شود که به آن روش پرداخت بر اساس پیشنهاد گفته می‌شود. در عمل ممکن است نوسانات کوچکی در تقاضا نسبت به مقدار مورد پیش‌بینی رخ دهد که با ارسال سیگنال به مولدها، قابل تنظیم و پوشش از طرف آنها است. در روش پرداخت یکنواخت، تمام مراحل مشابه است، فقط پرداخت به نیروگاه‌ها بر اساس بالاترین پله قیمتی پذیرفته شده در کل بازار صورت می‌گیرد، ک به آن قیمت تسویه‌کننده بازار نیز گفته می‌شود.

به‌این‌ترتیب این الگو به‌عنوان روش توازن[1] از رخداد عدم تعادل لحظه‌ای بین عرضه کل و تقاضای کل، جلوگیری می‌کند، یعنی با توجه به ذخیره‌ناپذیری برق، پیشاپیش هم تقاضا را تخمین زده و هم نقش و سهم هر نیروگاه در تولید برای پوشش تقاضا را تعیین می‌کند. در این روش، تسویه‌حساب با نیروگاه‌ها مبتنی بر دو جزء پرداختی شامل بهای آمادگی و بهای برق تولیدی مطابق دستور مدیریت بازار است. جزء اول، یک پرداختی ثابت بابت ظرفیت آماده نیروگاه است. در جزء دوم، پرداخت بهای برق تولیدی، بر اساس پیشنهاد قیمت پله‌ای خود نیروگاه است که منجر به ایجاد رقابت بین بنگاه‌ها می‌شود. رقابت بین نیروگاه‌ها به این صورت است که هر چه پله‌های قیمت پیشنهادی نیروگاه یا نگاشت عرضه، متضمن قیمت‌های پایین‌تری باشد، طبعاً احتمال پذیرش پله‌های بیشتر، بالاتر می‌رود و نهایتاً نیروگاه در طول یک دوره، توان بیشتری را البته با قیمت کمتری خواهد فروخت. طبعاً فهرست قیمت‌های پیشنهادی هر نیروگاه، نمی‌تواند زیر هزینه نهایی و در بلندمدت زیر هزینه متوسط نیروگاه باشد. بازار تجدید ساختاریافته، بالطبع با رقابتی که ایجاد می‌کند مشوق رقابت در کارایی بین بنگاه‌ها نیز خواهد بود. تجدید ساختار بازار برق در ایران، البته هنوز در قیاس با الگوی پیشرویی نظیر Nord Pool، نواقصی دارد، اما می‌تواند در مسیر بهبود و ارتقا قرار گیرد.

[1] Balancing Mechanism




منبع: یافته های تحقیق

**نمودار (۱): پیشنهاد عرضه فرضی یک نیروگاه برای روز-ساعت معین و ناحیه مابین**

## ۳-۲- پیشینه پژوهش

مطالعات خارجی متعدد و روزافزونی در حوزه بازارهای برق تجدید ساختاریافته، انجام‌شده و در حال انجام است. کلمپرر و میر (۱۹۸۹)، در مقاله‌ای تحت عنوان تعادل نگاشت عرضه در انحصار چندگانه و نا اطمینانی، نخستین بار و مفصلاً به‌صورت نظری نشان دادند که در یک بازار با نااطمینانی تقاضا، اگر یک بنگاه به‌جای انتخاب استراتژی قیمت یا مقدار، بتواند استراتژی نگاشت عرضه شامل پله‌های قیمت- مقدار داشته باشد، می‌تواند سود انتظاری بالاتری به‌دست آورد و خود را با شرایط نااطمینانی نیز بهتر وفق دهد. با شکل‌گیری بازارهای برق بر این اساس، مطالعات در این حوزه متمرکز گردید. بوشنل، منصور و ساراویا[1] (۲۰۰۸)، در مقاله‌ای تحت عنوان آرایش عمودی، ساختار بازار و رقابت، به چگونگی رقابت بنگاه‌ها در بازار برق پنسیلوانیا، مریلند و نیوجرسی می‌پردازند. محققان، رفتار بهینه بنگاه‌ها را مبتنی بر هزینه نهایی تولید به‌عنوان مبنای مقایسه در نظر گرفته و از این طریق به تحلیل بازار می‌پردازند. بر اساس نتایج، عملکرد مشاهده شده بنگاه‌ها، مؤید وجود رفتار استراتژیک در بازار برق ایالات منتخب آمریکا است. هولمبری (۲۰۰۸) و هولمبری (۲۰۰۹)، در دو مطالعه نظری پیاپی تحت عنوان تعادل نگاشت عرضه با قید ظرفیت و تعادل‌های تابع عرضه در حراج پرداخت بر اساس

[1] Bushnell, Mansur & Saravia

پیشنهاد، بازار برق با نااطمینانی تقاضا را در نظر گرفته و مدلسازی می‌کند. روش پرداخت به ترتیب در مطالعه اول، پرداخت قیمت یکنواخت و در مطالعه دوم، پرداخت بر اساس پیشنهاد در نظر گرفته می‌شود. پیشنهاددهی، اساساً در چارچوب نظریه بازی انجام می‌شود و محقق نهایتاً با فروض ساده‌سازی، پیشنهاد عرضه بهینه و تعادلی هر بنگاه را بسته به نوع حراج استخراج می‌کند. این مدل‌ها به‌خوبی بازار برق را تحلیل می‌کنند، در ادامه مقاله حاضر، از بین این مدل‌ها، مدل متناسب با بازار برق ایران معرفی خواهد شد.

نیوبری[1] و هولمبری (۲۰۱۰)، در مقاله‌ای تحت عنوان تعادل نگاشت عرضه و توصیه‌های سیاستی برای حراج برق، به تحلیل بازارهای برق برای ارائه توصیه سیاستی مبتنی بر محاسبه زیان رفاهی می‌پردازند. نتایج نشان می‌دهد که زیان رفاهی در بازار برق، مرتبط با تعداد نیروگاه‌ها، میزان عدم تقارن آنها، نوع پیشنهاددهی و محدوده‌های اعمال شده روی منحنی پیشنهاد[2] نیروگاه‌ها است. داون وارد، فیلپوت و رادل[3] (۲۰۱۶)، در مقاله‌ای تحت عنوان تعادل تابع عرضه با مالیات، به مدل‌سازی و تحلیل اثر مالیات بر نیروگاه‌ها روی پیشنهاددهی آنها می‌پردازند. چند نوع برنامه مالیاتی در نظر گرفته می‌شود و نشان داده می‌شود که افزایش مالیات می‌تواند منجر به تعدیل قیمت در پیشنهاددهی شود. همچنین برنامه‌های مالیاتی بر سیاست توسعه ظرفیت نیز مؤثر است. رادل[4] (۲۰۱۷)، در مطالعه‌ای تحت عنوان تعادل نگاشت عرضه در بازارهای برق، به تحلیل پیشنهاددهی در بازارهای برق با داشتن نااطمینانی تقاضا و در چند حالت خاص می‌پردازد. محقق جهت مدل کردن وضعیت، مسائل بهینه‌سازی بنگاه‌ها را تصریح کرده و به مجموعه‌ای از معادلات دیفرانسیل می‌رسد و نهایتاً با در نظر گرفتن فروض مناسب، پیشنهاد بهینه را استخراج می‌کند. مطالعه من‌جمله به تأثیر فروش برق در قالب قراردادهای آتی و آپشن[5] می‌پردازد و نشان می‌دهد که این موارد به‌طورکلی می‌تواند باعث کاهش قیمت‌های عمده‌فروشی شود.

---

[1] Newbery
[2] Offer Curve
[3] Downward, Philpott & Ruddell
[4] Ruddell
[5] Futures and Option trading

مطالعات داخلی متعددی در خصوص صنعت برق یا رفتار مصرف‌کنندگان وجود دارد، ولی مطالعات محدودی، به مطالعه بازار برق ایران پرداخته‌اند. خوش‌اخلاق[1]، شریفی، عمادزاده و ناظمی (۱۳۹۰)، در مطالعه‌ای تحت عنوان برآورد قدرت بازار در بازار برق عمده‌فروشی ایران، به‌طور خاص به مطالعه قدرت بازار در بازار برق ایران پرداخته‌اند. در این مقاله، شاخص تمرکز و شاخص سهم بازار محاسبه شده و وجود پتانسیل اعمال قدرت در بازار تحلیل شده است. مولایی و همکاران[2] (۱۳۹۱) در مطالعه‌ای تحت عنوان فرآیند تعیین قیمت تعادلی در بازار برق ایران با رویکرد پویایی سیستمی، به تحلیل اثر افزایش تقاضای برق و امکان واردات برای تأمین افزایش ناگهانی تقاضا می‌پردازند. آنها دو دوره زمانی کوتاه‌مدت و میان‌مدت را در نظر گرفته و اثر واردات بر تعادل را شبیه‌سازی می‌کنند.

پژویان و همکاران[3] (۱۳۹۳)، تنها مطالعه داخلی است که به مقایسه نظری مکانیسم‌های پیشنهاددهی در بازار برق پرداخته است. در این مطالعه، تحت عنوان بررسی مقایسه‌ای سازوکار حراج بازار برق ایران با سازوکار حراج قیمت تسویه‌کننده بازار، نویسندگان به مقایسه نظری دو مکانیسم حراج پرداخت مبتنی بر پیشنهاد و حراج قیمت واحد پرداخته‌اند. برای این منظور، دو بنگاه رقیب در نظر گرفته شده است و در چارچوب یک مدل نظری، نتیجه گرفته شده است که در خروجی نهایی دو مکانیسم حراج از لحاظ قیمت انتظاری و کارایی، معادل هم هستند. این مطالعه نظری و مروری است و به‌صورت کمی به بازار برق ایران نمی‌پردازد.

میرهاشمی و همکاران[4] (۱۳۹۶) در مقاله‌ای تحت عنوان آزمون وجود انحصار طبیعی در صنعت توزیع برق ایران: یک تجزیه‌وتحلیل پانلی با ضرایب تصادفی، وجود ساختار انحصار طبیعی در شرکت‌های توزیع برق ایران را با استفاده از یک تابع هزینه با فرم ترانسلوگ مورد بررسی قرار داده‌اند. به‌منظور برآورد تقریب درجه دوم از تابع هزینه ترانسلوگ، از مدل ضرایب تصادفی در داده‌های پانلی و داده‌های دوره زمانی ۱۳۸۳ تا

---

[1] Khoshakhlagh et al. (2011)
[2] Molaei et al. (2012)
[3] Pajouyan et al. (2014)
[4] Mirhashemi et al. (۲۰۱۷)

۱۳۹۳ استفاده شده است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که برخی از شرکت‌های توزیع برق ایران با شرایط انحصار طبیعی مواجه بوده و برخی دیگر در سطوح مختلف تولید از این شرایط برخوردار نیستند. باید توجه داشت که از بین مقالات داخلی، تنها مقاله پژویان و همکاران، مستقیماً به مکانیسم حراج می‌پردازد. درعین‌حال مقاله فوق، صرفاً یک مقاله نظری مروری است که هدف آن، مقایسه نظری دو مکانیسم حراج است، اما مطالعه حاضر معطوف به بازار برق ایران و یک مقاله محاسباتی برای استخراج رفتار عرضه بهینه، برای نیروگاه نمونه منتخب است.

## ۳- مدل پژوهش برای بازار برق Pay-as-Bid

با آنچه گفته شد روشن است که مسئله بهینه‌سازی نیروگاه‌ها این است که چه تابع قیمت- مقدار یا پیشنهاد عرضه‌ای ارائه کنند که متضمن حداکثرسازی سود باشد. چنان‌که خواهیم دید روش این مطالعه، یک مدل بهینه‌سازی ریاضی برای استخراج رفتار نیروگاه‌ها است که در این بخش استخراج می‌شود. می‌دانیم پیشنهاد عرضه نیروگاه‌ها در صورت بهینگی، نهایتاً کارایی بازار را هم به دنبال دارد. چنانکه در ادامه روشن خواهد شد، به دلیلی پیچیدگی قابل‌انتظار، پیشنهاددهی عرضه توسط واحدهای نیروگاهی در بازار برق ایران، اکنون بیشتر مبتنی بر روش‌های سرانگشتی و آزمون‌وخطای مداوم است. پیچیدگی پیشنهاددهی در بازار پرداخت بر اساس پیشنهاد در این است که هر بنگاه باید یک نگاشت عرضه پله‌ای پیشنهاد کند و این امر صورت‌بندی مسئله بهینه‌سازی بنگاه‌های رقابت‌گر را دشوار می‌سازد، به‌ویژه که عدم قطعیت در تقاضا نیز وجود دارد. در مدل پایه‌ای پیشنهاددهی، هولمبری (۲۰۰۹) با توسعه مدلی توانسته است، الگویی برای ارائه پیشنهاد عرضه بهینه در بازار برق ارائه دهد. مدل هولمبری مفصل است، اما چارچوب آن در زیر ارائه می‌شود.

هدف این قسمت به دست آوردن پیشنهاد عرضه تعادلی و بهینه در ساختار تقاضای توأم با نااطمینانی است. برای نیروگاه یا مولد $g$، نگاشت عرضه با $S_g(p)$، نشان داده می‌شود که $p$ نشان‌دهنده قیمت است و معکوس آن با $p_g(S_g)$ نشان داده می‌شود. $S_c(p)$ نیز پیشنهاد عرضه یا نگاشت عرضه تجمعی بنگاه یا بنگاه‌های رقیب را نشان می‌دهد. نیروگاه قصد دارد با ارائه پیشنهاد عرضه بهینه، سود انتظاری را حداکثر نماید.

تابع هزینه بنگاه، با $C_g(S_g)$ نشان داده می‌شود. تقاضای کل برق در هر ساعت D، توأم با نااطمینانی و یک متغیر تصادفی[1] است که دارای تابع چگالی احتمال[2] f(D) و تابع توزیع[3]، F(D) است و $D_m$، حداکثر تقاضای محتمل بازار است.

روشن است که بنگاه، باید نگاشت یا پیشنهاد عرضه‌ای را انتخاب و ارائه کند که سود انتظاری‌اش حداکثر شود. ابتدا هولمبری (۲۰۰۹) تابع سود نیروگاه را به‌صورت زیر تصریح می‌کند.

$$\pi_g(D) = \int_0^{D-S_c(P(D))} [P_g(S_g) - C'_g(S_g)]dS_g \qquad (۱)$$

که به این معنا است که سود کسب شده بنگاه از هر واحد عرضه پیشنهادی و پذیرفته شده برق، معادل مابه‌التفاوت قیمت پذیرفته‌شده آن واحد انرژی و هزینه نهایی آن واحد انرژی، یعنی $[P_g(S_g) - C'_g(S_g)]$ است و سود کل نیروگاه، جمع یا انتگرال این واحدهای دیفرانسیلی سود تا حداکثر عرضه پذیرفته‌شده بنگاه توسط مدیر بازار است. عرضه پذیرفته شده بنگاه، طبعاً آن مقداری از تقاضای کل است که توسط بنگاه‌های رقیب پوشش داده نشده و تقاضای باقی‌مانده[4]، $D - S_c(p(D))$ نامیده می‌شود. این انتگرال درواقع همان مساحت ناحیه مابین تابع عرضه پیشنهادی و هزینه نهایی در نمودار (۱) است. اما چون تقاضا، فاقد قطعیت است، به‌جای سود قطعی، سود انتظاری باید تصریح شود. سود انتظاری بنگاه، با انتگرال‌گیری از سود در بین مقادیر محتمل تقاضا با توجه به احتمال تحقق هر مقدار تقاضا، به‌صورت زیر قابل محاسبه بوده و عبارت است از:

$$E(\pi_g) = \int_0^{D_m} f(D) \int_0^{D-S_c(P(D))} [P_g(S_g) - C'_g(S_g)]dS_g \, . \, dD \qquad (۲)$$

انتگرال دوم در این رابطه، سود مولد به‌ازای تقاضای D است، وقتی این سود در احتمال رخداد تقاضای D، یعنی $f(D)$ ضرب شود و روی همه مقادیر ممکن تقاضا، انتگرال‌گیری یا جمع شود، سود انتظاری حاصل می‌شود. این تصریح، اساسی است و

[1] Stochastic
[2] Probability Density Function
[3] Probability Distribution Function
[4] Residual Demand Function

ادامه استخراج را ممکن می‌سازد. در ادامه با تغییر ترتیب انتگرال‌گیری، به رابطه زیر می‌توان رسید.

$$E(\pi_g) = \int_0^{S_m} [P_g(S_g) - C'_g(S_g)] \int_{S_g+S_c(p_g(s_g))}^{D_m} f(D)dD.dS_g$$
$$= \int_0^{S_m} [P_g(S_g) - C'_g(S_g)] [F(D_m) - F\left(S_g + S_c\left(p_g(s_g)\right)\right)].dS_g \quad (۳)$$

و بالاخره خواهیم داشت:

$$E(\pi_g) = \int_0^{S_m} [P_g(S_g) - C'_g(S_g)] [1 - F\left(S_g + S_c\left(p_g(s_g)\right)\right)].dS_g \quad (۴)$$

تفسیر و مفهوم معادله (۴)، مهم است. در انتگرال عبارت داخل قلاب اول، $[P_g(S_g) - C'_g(S_g)]$ همان مقدار سود ناشی از پذیرش هر واحد از عرضه پیشنهادی نیروگاه توسط مدیر بازار است و عبارت موجود در قلاب دوم، احتمال پذیرش آن واحد از عرضه پیشنهادی و تحقق سود است. احتمال اخیر، درواقع احتمال فزونی تقاضا از مجموع $(S_g + S_c)$ به ازای مقادیر مختلف $S_g$ مترادف با پله‌های مختلف عرضه است. مقدار سود ضرب‌در احتمال تحقق سود، سود انتظاری را به دست می‌دهد و انتگرال، حاصل‌جمع این سودهای انتظاری را تا $S_m$، ظرفیت واحد نیروگاهی محاسبه می‌کند. واحد نیروگاهی باید تابع عرضه پیشنهادی، $P_g(S_g)$ را به نحوی انتخاب کند که سود انتظاری منعکس در رابطه (۴)، حداکثر شود. طبعاً با محاسبه مشتق سود انتظاری، شرط حداکثر شدن سود، به‌صورت زیر به دست می‌آید:

$$\frac{\partial \int_0^{S_m} [P_g(S_g) - C'_g(S_g)] [1 - F\left(S_g + S_c\left(p_g(s_g)\right)\right)]}{\partial p_g} =$$
$$\left[1 - F\left(S_g + S_c\left(p_g(s_g)\right)\right)\right] \quad (۵)$$
$$- S'_c\left(p_g(s_g)\right)[P_g(S_g) - C'_g(S_g)].f\left[S_g + S_c\left(p_g(s_g)\right)\right] = 0$$

پیشنهادهای عرضه، طبعاً یکنوا و صعودی در نظر گرفته می‌شوند. رابطه بالا به‌صورت زیر نیز بازنویسی می‌شود (هولمبری، ۲۰۰۹):

$$1 - F[S_g(p) + S_c(p)] - S_c'(p)\left(p - C_g'\left(S_g(p)\right)\right) f[S_g(p) + S_c(p)] = 0 \qquad (۶)$$

با داشتن توابع توزیع نااطمینانی تقاضا، F و تابع هزینه نهایی واحد نیروگاهی، معادله بالا، یک معادله دیفرانسیل مرتبه اول[1] برای تابع پیشنهاد مجهول $S_g(p)$ است. هولمبری (۲۰۰۹)، با در نظر گرفتن نوع تابع توزیع F، معادله دیفرانسیل و جواب کلی آن را به دست می‌آورد، این فرایند به حالت n بنگاه هم قابل تعمیم است. نکته مهم اینکه استخراج جواب معادلات دیفرانسیل، منجر به رسیدن به یک دسته جواب یا جواب کلی می‌شود که استخراج جواب یکتا، نیازمند داشتن یک شرط اضافی یا رابطه معمولاً به‌صورت شرط مرزی برای تابع مجهول است. هولمبری (۲۰۰۹)، شرط مرزی را به‌صورت زیر استخراج می‌کند. در بازارهای برق، یک قیمت سقف یا قیمت حداکثر در بازار نیز پیش‌بینی می‌شود که یک سقف حدی برای قیمت‌های پیشنهادی در تابع عرضه پیشنهادی نیروگاه‌ها است. در بازار برق ایران نیز این قاعده پذیرفته شده و سقف قیمت در نظر گرفته شده است. سقف قیمت در سال ۱۳۹۶، رقم ۴۴۰ هزار ریال برای هر مگاوات ساعت توان است.

در اینجا حداکثر قیمت فوق با $P_{max}$ نشان داده خواهد شد. گفته شد که طبق قواعد بازار، پله‌های عرضه پیشنهادی نیروگاه‌ها، صعودی است. یع؛ مقادیر عرضه پیشنهادی بیشتر با قیمت بالاتر انجام می‌شود. زمانی که تقاضای توأم با نااطمینانی، آنقدر افزایش یابد که آخرین واحد ظرفیت بنگاه نیز تقاضا شود، آنگاه در این سطح از تقاضا، مطالبه حداکثر قیمت، معقول است. هولمبری (۲۰۰۹)، استدلال می‌کند که قیمت پیشنهادی بهینه برای عرضه آخرین واحد ظرفیت بنگاه، طبعاً همان قیمت سقف، $P_{max}$ است. این امر شرط مرزی[2] را شکل می‌دهد، که می‌توان آن را به‌صورت زیر بیان نمود.

$$P(S_m) = p_{max} \qquad (۷)$$

نهایتاً با داشتن این رابطه، هولمبری (۲۰۰۹)، عرضه پیشنهادی بهینه را به‌عنوان جواب خاص معادله دیفرانسیل با شرط مرزی فوق، استخراج می‌کند که می‌تواند به‌صورت زیر نشان داده شود. عرضه پیشنهادی بهینه واحد نیروگاهی به‌صورت زیر به دست می‌آید.

---

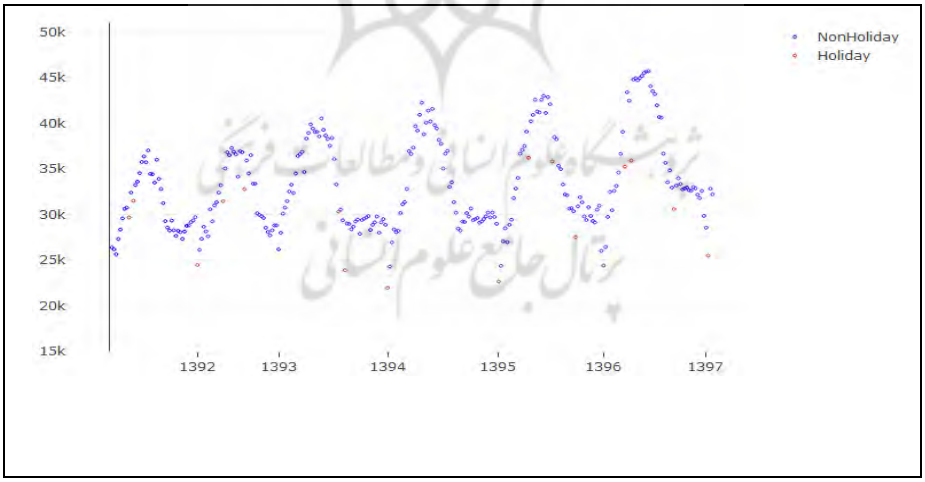
[1] First Order Differential Equation
[2] Boundary Condition

$$P(s) = \frac{\frac{p_{max}\cdot S_t}{S_m}[1-F(S_t)]^{\frac{S_t-S_m}{S_t}} + \int_{\frac{S_t}{S_m}s}^{S_t}(S_t-S_m).C_1'\left(\frac{S_m.\delta}{S_t}\right)\frac{f(\delta)}{S_m}[1-F}{\frac{S_t}{S_m}[1-F\left(\frac{S_t}{S_m}s\right)]^{\frac{S_t-S_m}{S_t}}} \quad (۸)$$

که $S_t$، در رابطه بالا ظرفیت کل صنعت برق را نشان می‌دهد. با داشتن پارامترهای نااطمینانی تقاضا از یکسو و تابع هزینه هر واحد نیروگاهی از سوی دیگر و سایر پارامترهای بازار نظیر قیمت سقف، می‌توان با استفاده از نرم‌افزار MATLAB به محاسبه عرضه پیشنهادی بهینه برای هر روز- ساعت معین دست زد و پیشنهاد عرضه بنگاه را با آن مقایسه کرد.

## ۴-تخمین و نتایج

قبل از تخمین مدل، مفید و بجا است که تصویر روشن‌تری از برخی روندهای مهم و مرتبط در صنعت برق کشور در دو سمت تقاضا و عرضه ارائه دهیم. یکی از روندهای کلیدی، روند تقاضای محقق در صنعت برق کشور است. در نمودار (۲)، روند مصرف برق برای یک روز- ساعت معین و نمونه از هفته طی سال‌های ۱۳۹۱ تا ۱۳۹۷، ترسیم شده است.




**نمودار (۲): تقاضای بار (مگاوات) در روزهای دوشنبه ساعت ۲۰ از فروردین ۱۳۹۱ تا اردیبهشت ۱۳۹۷**

منبع: یافته های تحقیق

چنانکه مشاهده می‌شود مصرف برق از یکسو یک فرایند نوسانی و فصلی دارد، این جنبه از روند مصرف برق، نهایتاً عمدتاً به وابستگی مصرف انرژی برق به دما و فصول سال مرتبط است. علاوه بر نوسان فصلی، یک روند عمومی و یکنوای افزایشی در مصرف برق نیز، به‌خوبی قابل ملاحظه است.

در سمت عرضه، ابتدا در جدول شماره (۱)، اطلاعات اصلی طرف عرضه شامل قدرت نامی و عملی نیروگاه‌ها در زمان پیک به تفکیک نیروگاه‌های وزارت نیرو، بخش خصوصی و صنایع بزرگ، ارائه شده است.

**جدول (۱): خلاصه وضعیت صنعت برق در سال ۱۳۹۵**

| شرح | | افزایش سال ۱۳۹۵ | تا پایان سال ۱۳۹۵ | | | | | | جمع کل ۱۳۹۴ | درصد رشد سال ۹۵ به ۹۴ | متوسط درصد رشد سالانه ۹۴ به ۸۴ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | شبکه سراسری | | | | خارج ازشبکه | جمع وزارت نیرو | جمع کل | | |
| | | | وزارت نیرو | بخش خصوصی | صنایع بزرگ | جمع شبکه سراسری | وزارت نیرو | | | | |
| قدرت نامی نیروگاه‌ها (مگاوات) | | ۲۳۲۵ | ۳۵۵۲۲ | ۳۵۰۸۴ | ۵۵۸۱ | ۷۶۱۸۷ | ۲۴۲ | ۳۵۷۶۴ | ۷۶۴۲۸ | ۳/۱ | ۶/۱ |
| قدرت عملی نیروگاه‌ها در زمان پیک | حرارتی | ۹۴۶ | ۴۵۷۳۰ | | ۱۴۵۱ | ۴۷۱۸۱ | ۱۷۱ | ۴۵۹۰۱ | ۴۷۳۵۲ | ۲/۰ | - |
| | برق‌آبی | ۲۸۰ | ۱۱۸۰۴ | | - | ۱۱۸۰۴ | - | ۱۱۸۰۴ | ۱۱۸۰۴ | ۲/۴ | - |
| | جمع | ۱۲۲۶ | ۵۷۵۳۴ | | ۱۴۵۱ | ۵۸۹۸۵ | ۱۷۱ | ۵۷۷۰۵ | ۵۹۱۵۶ | ۲/۱ | ۵/۳ |

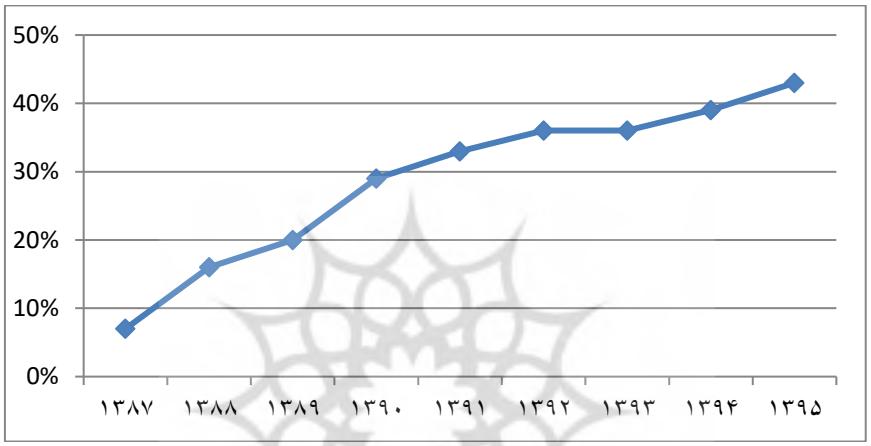
منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران

همچنین روند کلی تغییر سهم بخش خصوصی در صنعت برق ایران از سال ۱۳۸۷ تا ۱۳۹۵ در نمودار شماره (۳)، ترسیم شده است. چنانکه مشاهده می‌شود، صرف‌نظر از برخی جزییات در مورد ساختار خصوصی‌سازی، درهرحال سهم بخش غیردولتی به سرعت در یک فاصله هشت ساله از ۷ درصد به حدود ۴۳ درصد افزایش یافته است که روند نسبتاً پرشتابی در افزایش سهم بخش خصوصی را نشان می‌دهد.

بالاخره نمودار شماره (۴)، سهم پرداخت بر اساس پیشنهاد را در کل دریافتی نیروگاه‌ها نشان می‌دهد. چنانکه مشاهده می‌شود، در سال‌های ابتدای تجدید ساختار، پرداخت بر اساس پیشنهاد، سهمی کمتر از ۴۰٪ از کل دریافتی نیروگاه‌ها را شامل می‌شود و بهای

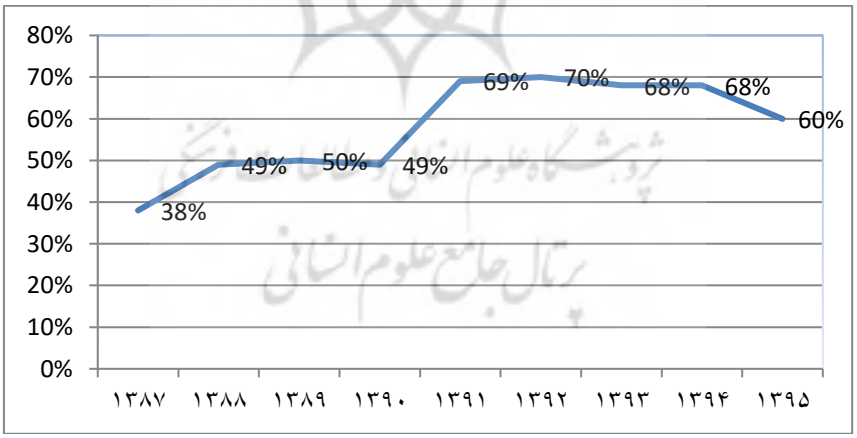
آمادگی، سهم غالب را در اختیار دارد. این در حالی است که به‌تدریج، پرداخت بر اساس پیشنهاد، سهم غالب و بزرگتر یعنی تا ۶۰٪ دریافتی نیروگاه‌ها را به دست آورده است و از این منظر هم اهمیت بازار برق و سیستم پرداخت بر اساس پیشنهاد، افزایش یافته است.

**نمودار (۳): سهم نیروگاه‌های بخش خصوصی**




منبع: محاسبات تحقیق و آمار تفصیلی صنعت برق ایران

**نمودار (۴): سهم پرداخت بر اساس پیشنهاد در دریافتی کل نیروگاه‌ها**




منبع: محاسبات تحقیق و آمار تفصیلی صنعت برق ایران

برای تخمین مدل هولمبری، ابتدا باید پارامترهای نوسان تقاضا را به دست آورد و سپس رابطه (۸) را برآورد کرد. تقاضای کل برق برای هر روز- ساعت معین، پیشاپیش توسط مدیر بازار برق ایران و بر اساس گزارش‌ها تقاضای خریداران عمده و شرکت‌های توزیع

منطقه‌ای، تخمین و گزارش می‌شود. این داده باید در محاسبات پیشنهاددهی نیروگاه‌ها به کار رود، اما درعین‌حال تقاضای واقعی و محقق در هر روز- ساعت، نوساناتی نسبت به پیش‌بینی فوق‌الذکر دارد. می‌توان این نوسان را در قالب توزیع پارتوی تعمیم‌یافته در نظر گرفت (هولمبری، ۲۰۰۹) که دارای تابع توزیع و چگالی احتمال، به‌صورت زیر است. پارامترهای k و σ، به ترتیب پارامترهای شکل و مقیاس نامیده می‌شوند.

$$f(x) = \sigma^{\frac{1}{k}}(kx+\sigma)^{\frac{-1}{k}-1} \quad (۹)$$

$$F(x) = 1 - \left(\frac{kx}{\sigma}+1\right)^{-\frac{1}{k}} \quad (۱۰)$$

در اینجا روزهای معینی در چهار فصل سال درنظر گرفته شد و برای به دست آوردن پارامترهای نوسان تقاضا در آن مقطع فصل، بر اساس نوسان تقاضای واقعی نسبت به پیش‌بینی در یک دوره ۲۱ روزه قبل و بعد هر روز- ساعت معین، ابتدا واریانس و سپس پارامترهای نوسان تقاضا، برای ۸ روز- ساعت معین در فصول مختلف سال، محاسبه شد. نتایج برآورد پارامترها در جدول (۲) گزارش شده است. چنانکه مشاهده می‌شود، به‌طورکلی واریانس تقاضا در فصول تابستان و زمستان، کمتر و در بهار و پاییز، نوسان تقاضا بیشتر است. این نتیجه مهم و مورد انتظار است.

**جدول (۲): برآورد پارامترهای نوسان تقاضا**

| تاریخ | ساعت | تقاضا (بازه ۲۱ روزه) | | پارامترهای توزیع | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | میانگین | انحراف معیار | $k$ | $\sigma$ |
| ۱ آبان ۱۳۹۵ | ساعت ۱۰ | ۲۸۷۱۷.۰ | ۱۵۹۶.۱ | ۰.۵۰۰ | ۱۴۳۶۰.۳ |
| | ساعت ۲۰ | ۳۲۷۲۶.۸ | ۱۵۸۸.۴ | ۰.۵۰۰ | ۱۶۳۶۶.۲ |
| ۲ بهمن ۱۳۹۵ | ساعت ۱۰ | ۲۶۹۷۷.۶ | ۶۹۴.۲ | ۰.۴۹۸ | ۱۳۵۳۱.۱ |
| | ساعت ۲۰ | ۲۹۷۲۷.۴ | ۶۲۹.۳ | ۰.۴۹۷ | ۱۴۹۴۷.۵ |
| ۲ اردیبهشت ۱۳۹۶ | ساعت ۱۰ | ۲۹۵۵۰.۰ | ۱۳۳۱.۹ | ۰.۵۰۰ | ۱۴۷۷۹.۱ |
| | ساعت ۲۰ | ۳۱۰۵۱.۰ | ۱۰۸۸.۷ | ۰.۵۰۰ | ۱۵۵۳۶.۱ |
| ۱ مرداد ۱۳۹۶ | ساعت ۱۰ | ۴۳۷۶۷.۴ | ۷۶۲.۹ | ۰.۴۹۷ | ۲۲۰۰۷.۴ |
| | ساعت ۲۰ | ۴۴۴۱۷.۳ | ۹۳۷.۷ | ۰.۴۹۹ | ۲۲۲۶۵.۳ |

منبع: محاسبات تحقیق با استفاده از نرم‌افزار R

تابع هزینه واحد ۱۲۰ مگاواتی نیروگاه اصفهان به‌صورت رابطه (۱۱) گزارش شده است که در آن $p_{gas}$، قیمت سوخت مصرفی است. این قیمت در سال ۱۳۹۶، معادل ۶۰۷ ریال بر هر مترمکعب گاز بوده است. در این رابطه $q$، مقدار تولید برحسب مگاوات‌ساعت است (گزارش شرکت برق منطقه‌ای، ۱۳۹۶). مقدار ثابت $\alpha$ نیز شامل هزینه‌های ثابت نیروگاه نظیر مواد و مصالح شیمیایی و غیرشیمیایی مصرفی، تعمیر و نگهداری، نیروی انسانی و سرمایه‌گذاری است. این واحد نیروگاهی، از واحدهای نیروگاهی با مالکیت دولتی محسوب می‌شود.

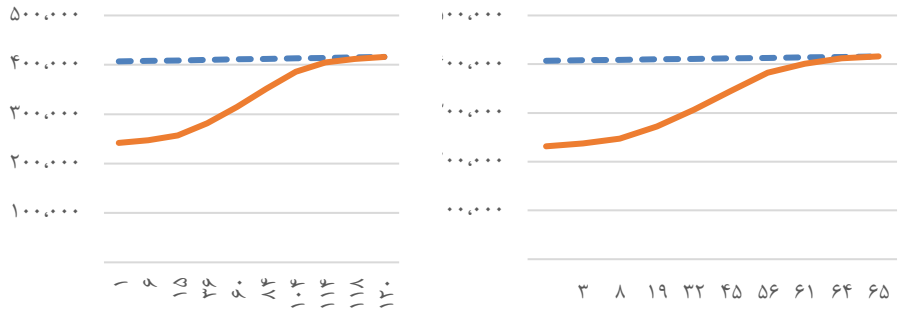
$$h(q) = \alpha + p_{gas}(288.91q + 3093400) \quad (۱۱)$$

**جدول (۳): سایر متغیرهای مدل**

| قیمت گاز (ریال بر مترمکعب) | سقف قیمت بازار (هزار ریال بر مگاوات ساعت) | ظرفیت واحد (مگاوات) |
|---|---|---|
| ۶۰۷ | ۴۴۰ | ۱۲۰ |

منبع: www.isfahanps.ir

اکنون با داشتن همه پارامترهای مدل هولمبری، می‌توان برای روز- ساعت‌های معین فوق‌الذکر، پیشنهاد عرضه بهینه ناشی از مدل را محاسبه کرده و با پیشنهاد عرضه واقعی واحد نیروگاهی، مقایسه کرد. نتایج با استفاده از نرم‌افزار R، استخراج شده و بخشی از آن در نمودارهای (۵)، منعکس شده است. اگرچه ظرفیت ماکزیمم واحد نیروگاهی، ۱۲۰ مگاوات است، اما در عمل به دلیل قیود مختلف من‌جمله محدودیت آب، ظرفیت در دسترس و اعلام شده، کمتر از مقدار فوق است. پیشنهاد عرضه واقعی با خط‌چین نشان داده شده است و پیشنهاد عرضه ناشی از مدل، با خطوط ممتد نشان داده شده است. نتایج نشان می‌دهد که پیشنهاددهی عرضه در واحد نیروگاهی نه‌تنها غیر منطبق بر مدل است، بلکه به‌صورت ساده و بدون پیچیدگی پله‌ای است و فاقد روند منطقی و پله‌ای افزایش قیمت برای عرضه بیشتر بوده است.




**نمودار (۵): مقایسه پیشنهاد عرضه واحد و پیشنهاد مدل**

منبع: محاسبات تحقیق با نرم‌افزار R

واحد نیروگاهی مدنظر، یکی از واحدهای نیروگاهی موفق و پیشرو در صنعت برق ایران محسوب می‌شود. ملاحظه جزییات گزارش واحد نیروگاهی در خصوص پذیرش و عدم

پذیرش عرضه پیشنهادی در سال ۱۳۹۵ و ۱۳۹۶، روشن می‌کند که میزان پذیرش توان پیشنهادی نسبتاً مطلوب بوده است، اما در صورت استفاده از پیشنهاددهی پله‌ای بر اساس مدل، در روز- ساعت‌های مربوط به فصول پاییز، زمستان و بهار، سطح موفقیت پیشنهاددهی، بهبود می‌یابد. پیشنهاددهی سطح ظرفیت به قیمت سقف، در اغلب روز- ساعت‌ها رعایت شده است، اما این اصل هم همواره مراعات نشده است. در روز- ساعت‌های مربوط به مردادماه، استثنائا پیشنهاددهی نزدیک به سقف قیمت برای تقریباً کل ظرفیت در دسترس نیروگاه، انجام شده و موفقیت‌آمیز بوده است. علت این امر به کمبود توان نسبت به تقاضا در این ماه برمی‌گردد که باعث فقدان رقابت جدی در بازار برق در این مقطع زمانی می‌شود. نهایتاً مدل هولمبری قادر است، پیشنهاد پایه‌ای مناسبی برای نیروگاه به دست دهد اگرچه این پیشنهاد در صورت استفاده از سایر اطلاعات و استفاده از روش‌های یادگیری، قابل ارتقاء و بهبود است.

برای نتیجه‌گیری قاطع و عمومی در خصوص ابعاد مختلف بازار برق ایران، طبعاً هم نیاز به افشا و ارائه رسمی اطلاعات بازار برای طیف گسترده‌ای از واحدهای نیروگاهی، مثلاً با یک فاصله زمانی سه‌ماهه است که در حال حاضر این دسترسی برای پژوهشگران محدود است و هم نیاز به پژوهش‌های متعدد در این حوزه است. بااین‌همه علیرغم گذشت بیش از یک دهه از شروع آزمایشی تجدید ساختار در بازار برق ایران، کماکان به روشنی می‌توان دید که دستکم برخی نیروگاه‌ها در ارائه پیشنهاد عرضه از روش‌های سرانگشتی استفاده می‌کنند، آشنایی با مدل‌های پیشنهاددهی در بازار پرداخت بر اساس پیشنهاد، تقریباً وجود ندارد، به‌نحوی‌که چنانکه نمودار (۵)، نشان می‌دهد، گاه حتی ساختار پله‌ای پیشنهاد عرضه هم منتفی شده است. این امر مانع رفتار بهینه بنگاه‌ها شده و طبعاً مانع مهمی در بهینه‌سازی عمومی عملکرد واحدهای طرف عرضه و کل بازار نیز خواهد بود. اصولاً به نظر می‌رسد یکی از عوامل کلیدی توقف فرایند تجدید ساختار در همان سطح اولیه و عدم طی فرایند تکامل آن با الگوگیری از تجربه‌های جهانی، همین پیچیدگی پیشنهاددهی عرضه برای نیروگاه‌ها در روش پرداخت بر اساس پیشنهاد است.

## ۵- نتیجه‌گیری و پیشنهادها

علیرغم گذشت بیش از یک دهه از شکل‌گیری بازار برق ایران، عملاً تحلیل و مطالعه اقتصادی این بازار، موردتوجه جدی پژوهشگران اقتصادی قرار نگرفته است. در این مقاله، پیشنهاددهی در بازار برق ایران موردمطالعه قرار گرفت. برای این منظور، مدل هولمبری (۲۰۰۹) به عنوان مدل پایه‌ای پیشنهاددهی در بازار برق پرداخت بر اساس پیشنهاد، معرفی گردید. در ادامه مطالعه، واریانس تقاضا در فصول مختلف سال مقایسه

شد و نهایتاً پیشنهاددهی ناشی از مدل با پیشنهاد واحد نیروگاهی تحت مطالعه، مقایسه گردید و نشان داده شد که علیرغم گذشت بیش از یک دهه از شروع آزمایشی تجدید ساختار در بازار برق ایران، کماکان نیروگاه‌ها در ارائه پیشنهاد عرضه از روش‌های سرانگشتی استفاده می‌کنند و آشنایی با مدل‌های پیشنهاددهی پیشرفته در بازار برق، تقریباً وجود ندارد؛ بنابراین اولاً فقدان آشنایی نیروگاه‌ها با مدل‌های پیشنهاددهی پله‌ای، مانع رفتار بهینه بنگاه‌ها شده و کارایی تجدید ساختار را کاهش می‌دهد. یکی از عوامل کلیدی توقف فرایند تجدید ساختار در همان سطح اولیه، همین سردرگمی نیروگاه‌ها در فاز اول تجدید ساختار است؛ بنابراین لازم است معرفی و آموزش مدل‌های پیشنهاددهی عرضه در بازار برق، برای استفاده نیروگاه‌ها در دستور کار وزارت نیرو قرار گیرد. این مدل‌ها، در حقیقت دانش فنی ضروری برای موفقیت تجدید ساختار، محسوب می‌شوند.
ثانیاً درعین‌حال این نکته نیز به نظر می‌رسد که چون شروع تجدید ساختار در بازار برق ایران مبتنی بر روش پرداخت بر اساس پیشنهاد بوده است، با توجه به پیچیدگی پیشنهاددهی در این روش، کاربرد روش پرداخت بر اساس پیشنهاد، به یکی از موانع تکامل فرایند تجدید ساختار در کشور تبدیل‌شده است. می‌توان نشان داد که در سیستم پرداخت با قیمت یکنواخت، نیروگاه‌ها می‌توانند فقط بر اساس تابع هزینه نهایی خود پیشنهاددهی کنند و این پیشنهاد بهینه است (رادل، ۲۰۱۷). سهولت ارائه پیشنهاد بهینه در این روش، یک مزیت است. بنابراین به نظر می‌رسد لازم است شرکت مدیریت بازار برق ایران، حتی به‌صورت آزمایشی دستکم برای برخی روزهای معین، روش پرداخت با قیمت یکنواخت را مبنای تسویه‌حساب در بازار برق ایران قرار دهد و نتایج آن را مورد ملاحظه و مقایسه قرار دهد.
پیچیدگی کمتر پیشنهاددهی، می‌تواند به کاهش سردرگمی واحدهای نیروگاهی کمک کرده و زمینه را برای برداشتن گام‌های بعدی در تکامل فرایند تجدید ساختار فراهم آورد. ثالثاً مرحله دوم تجدید ساختار یعنی تعمیم رقابت به‌طرف مصرف‌کننده هنوز انجام نشده است که در قالب آن شرکت‌های توزیع نیز بایستی درگیر رقابت در بازار برق شوند. تبدیل ساختار حراج یک‌طرفه کنونی به حراج دوطرفه[1]، نظیر بازارهای برق مدرن با مشارکت شرکت‌های توزیع برق در رقابت، می‌تواند فرایند تجدید ساختار را کامل‌تر کرده و فضای رقابتی و کارایی را ارتقاء دهد.

[1] Double Auction

## فهرست منابع


۱. آمار تفصیلی صنعت برق ایران (۱۳۹۶). شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت منابع انسانی و تحقیقات.

۲. آیین‌نامه تعیین شرایط و روش خریدوفروش برق در شبکه برق کشور (۱۳۸۴). دبیرخانه هیئت تنظیم بازار برق.

۳. پژویان، جمشید، محمدی، تیمور، بهرامی، جاوید، و اتباعی، فرامرز (۱۳۹۳). بررسی مقایسه‌ای سازوکار حراج بازار برق ایران با سازوکار حراج قیمت تسویه‌کننده بازار. *فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی*، ۱۴(۵۳)، ۳۵-۱.

۴. خوش‌اخلاق، رحمان، شریفی، علیمراد، عمادزاده، مصطفی، و ناظمی، علی (۱۳۹۰). برآورد قدرت بازار در بازار برق عمده‌فروشی ایران. *فصلنامه تحقیقات مدلسازی اقتصادی*، ۱(۴)، ۵۶-۳۱.

۵. قاضی زاده، محمد، رجبی شهری، مصطفی، و جاویدی، محمدحسین (۱۳۸۸). بازار برق ایران؛ تاریخچه، دلایل و ویژگی‌های آن. *مجله مهندسی برق و الکترونیک ایران*، شماره ۶۰۲، ۳۳-۲۲.

۶. مولایی، محمدعلی، منظور، داوود، و رضایی، حسین (۱۳۹۱). فرآیند تعیین قیمت تعادلی در بازار برق ایران با رویکرد پویایی سیستمی. *فصلنامه اقتصاد مقداری*، ۹(۲)، ۷۱-۸۶.

۷. میرهاشمی، سید محمد، صدرایی جواهری، احمد، مرزبان، حسین، و میردهقان، مرتضی (۱۳۹۶). آزمون وجود انحصار طبیعی در صنعت توزیع برق ایران: یک تجزیه‌وتحلیل پانلی با ضرایب تصادفی. *فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، ۴(۱)، ۱۱۹-۱۴۸.

8. Bushnell, J., Mansur, E., & Saravia, C. (2008). Vertical arrangements, market structure and competition: An analysis of restructured US electricity markets. *American Economic Review*, 98 (1), 237-66.
9. Downward, A., Philpott, A., & Ruddell, K. (2016). Supply function equilibrium with taxed benefits. *Operation Research*, 65(1), 161-179.
10. Federico, G., & Rahman, D. (2003). Bidding in an electricity pay-as-bid auction. *Journal of Regulatory Economics*, 24(2), 175-211.

11. Ghazizadeh, M., Rajabi Shahri, M., & Javidi, M.H. (2009). Iranian electricity market, history, reasons and features. *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 602, 33-22. (In Persian)
12. Holmberg, P. (2008). Unique supply function equilibrium with capacity constraint. *Energy Economics*, 30, 148-172.
13. Holmberg, P. (2009). Supply function equilibria of pay-as-bid auctions. *Journal of Regulatory Economics*, 36, 154-177.
14. Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of power system economics*, Wiley Online Library.
15. Klemperer, P., & Meyer, M. (1989). Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty. *Econometrica*, 57(6), 243-270.
16. Khoshakhlagh, R., Sharifi, A., Emadzadeh, M., & Nazemi A. (2011). Estimation of market power in Iran's wholesale electricity market. *Quarterly Journal of Economic Modeling Research*, 1 (4), 56-31. (In Persian)
17. Molaei, M.A., Manzoor, D., & Rezaei, H. (1391). Equilibrium price determination process in Iran's electricity market with a systemic dynamic approach. *Quarterly Journal of Quantitative Economics*, 9 (2), 86-71. (In Persian)
18. Newbery, D., & Holmberg, P. (2010). The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions. *Utilities Policy*, 18(4), 209-226.
19. Pajouyan, J., Mohammadi, T., Bahrami, J., & Atbaei, F. (1393). A comparative study of the mechanism of auction on the market of electricity in Iran by the auction mechanism of the market fixing price, *Quarterly Journal of Economic Research*. 14 (53), 35-1. (In Persian)
20. Ruddell, K. (2017). Supply function equilibrium in electricity markets. *PhD thesis*, University of Auckland.
21. www.isfahanps.ir

پرتال جامع علوم انسانی