

محاسبه قیمت سایه‌ای انرژی الکتریکی در بازار برق ایران

حسین رضائی^۱

داود منظور^۱

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۱/۰۲/۱۷

تاریخ دریافت: ۱۳۸۹/۰۹/۲۰

چکیده

هدف از این پژوهش تعیین قیمت بهینه برق در فضای تجدیدساختار صنعت برق است. در این راستا تابع رفاه اجتماعی را نسبت به قید تعادل بازار، حداکثر توان تولید هر گروه از نیروگاه‌ها، حداکثر تقاضای گروه‌های مختلف مصرف کننده و توان صادرات و واردات به حداکثر می‌رسانیم. ضمن اینکه مدل مذکور را در دو بازه زمانی ماهانه و یک ساله در سال ۱۳۸۶ با کمک نرم‌افزار بهینه‌یابی **GAMS** اجرا می‌کنیم.

قیمت سایه‌ای در بازه زمانی یک‌ساله در این سال برای هر کیلووات ساعت $371/2$ ریال محاسبه شده است. در راستای رسیدن به نتایج دقیق‌تر، مدل را به تفکیک هر ماه نیز اجرا می‌کنیم. که نتایج آن از کاهش قیمت برق در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم حکایت دارد، زیرا هزینه نهایی تامین برق در زمستان، به علت مصرف گازوئیل و سوخت‌های مایع به جای سوخت گاز طبیعی به همراه استفاده نکردن از نیروگاه‌های برق‌آبی افزایش می‌یابد. برای دوره زمانی سالیانه و ماهیانه، قیمت واقعی در بازار برق ایران، انحراف معناداری از قیمت بهینه دارد.

واژگان کلیدی: بازار برق، قیمت سایه‌ای، هزینه نهایی، تولید بهینه، ارزش بار ازدست رفته.

JEL: D43, D50, C63, P22, C61

۱- مقدمه

انرژی برق در افزایش رفاه و توسعه اقتصادی کشورها سهم انکارنپذیری دارد. این حامل انرژی به سبب ماهیت ویژه؛ یعنی لزوم تعادل لحظه به لحظه بازار و عدم امکان ذخیره‌سازی در حجم بالا، از سایر حامل‌ها متمایز است. به دلیل هزینه‌های سنگین ناشی از قطع برق، تأمین مطمئن آن همواره از اهداف متعالی مدیران این بخش است. به همین دلیل سازوکار و عوامل تاثیرگذار در این بازار باید به گونه‌ای تنظیم شود تا به سمت افزایش کارایی، تولید و تقاضای بهینه رهنمون شود.

۱. دانشیار دانشکده اقتصاد-دانشگاه امام صادق، Email: manzoor@isu.ac.ir

۲. دانشجوی دکتری دانشکده اقتصاد-دانشگاه امام صادق، Email: Hrezaee313@gmail.com

ماهیت برخی از بازارها بویژه برق به گونه‌ای است که امکان ایجاد و بسط رقابت کامل در آن متفاوت است. ضمن اینکه نوسان تقاضا ساعت به ساعت متغیر و هزینه نهایی تولیدی هر نیروگاه متفاوت است؛ بطوری که برخی نیروگاه‌ها فقط در ساعات اوج مصرف وارد مدار می‌شوند و برخی فقط بار پایه را تأمین می‌کنند. لذا به دلیل اهمیت فوق العاده تعادل لحظه به لحظه بین عرضه و تقاضا، نگاه یکسویه به عملکرد بازار به تنها بی کارشناسانه و اعتنای‌برانگیز نیست. پس در جهت حداکثر کردن منفعت حاصل از این اقدامات، مدیریت مرکزی باید رفاه عمومی را نسبت به تعادل بازار و برخی قیود حداکثر کند تا درپی آمد آن، نتایج مثبت رقابت آزاد حاصل شود.

گرین^۱(۱۹۹۸) قیمت بهینه بازار برق انگلستان و ولز را با درنظر گرفتن محدودیت و تلفات شبکه انتقال محاسبه کرده است. در این مقاله تابع رفاه عمومی نسبت به قیود تعادل بازار، محدودیت شبکه خطوط انتقال، تولید هر تولید کننده و تولید کل شبکه، حداکثر شده است. مدل مذکور برای سیزده نقطه مختلف از شبکه انتقال این دو کشور اجراء می‌شود و نتایج نشان می‌دهد که با عرضه‌ی قیمت بهینه در هر نقطه رفاه عمومی حداکثر می‌شود.

بوترود و دیگران^۲(۲۰۰۲) با حداکثر کردن نتایج رفاه اجتماعی - اقتصادی در کوتاه‌مدت نسبت به قیود مؤثر در بازار رقابتی؛ از جمله تعادل بازار، محدودیت در ظرفیت تولیدی هر نوع نیروگاه، تقاضای بخش‌های مختلف و حداکثر ظرفیت خطوط انتقال مبادلات بین‌المللی که همگی قیود مدل هستند، قیمت بهینه را محاسبه نموده‌اند. ضمن اینکه وی بدون درنظر گرفتن پیچیدگی‌های شبکه انتقال، قیمت واحدی برای کل بازار محاسبه کرده است. تولید، تقاضا، صادرات و واردات بهینه از دیگر نتایج حاصل از اجرای مدل است.

براساس بررسی محققین، تاکنون مطالعه‌ای برای محاسبه قیمت سایه‌ای برق در کشور انجام نشده و مطالعات قیمت گذاری برق عمده‌ای به محاسبه قیمت تمام شده یا هزینه نهایی بلندمدت تولید آن اختصاص داشته است که می‌توان به مطالعه محمدی و پژویان(۱۳۷۹)، حیدری(۱۳۸۳)، بای و پارسا مقدم(۱۳۸۷)، لاچوردی و محدث(۱۳۸۹) اشاره کرد.

این مقاله ابتدا به تشریح چارچوب ساختار کلی مدل بهینه‌یابی قیمت برق در بازار تجدید ساختار شده نظر دارد. معرفی داده‌های مورد استفاده و استخراج کردن پارامترهای اساسی مدل مانند هزینه نهایی نیروگاه‌ها و هزینه بار ازدست رفته در مرحله دوم است. در پایان نتایج حاصل از اجرای مدل و تجزیه و تحلیل آن را بیان می‌کنیم.

1. Richard Green,1998

2 . Audun Botterud., et al,2002.

۲- ساختار کلی الگو

در بازارهای رقابتی که قیمت از تعادل بازار و رفاه عمومی حداکثر می‌شود. ماهیت بازارهای همچون برق شرایط ایجاد رقابت کامل را منتفی می‌کند. انرژی الکتریکی قابل ذخیره‌سازی در مقیاس زیاد نیست. اهمیت این انرژی در صنعت، تجارت و کل اقتصاد به گونه‌ای است که باید بین عرضه و تقاضا توازن برقرار باشد در غیر این صورت قطعی برق محرز و یقینی است. در این شرایط بازیابی شبکه در برخی کشورها ممکن است ساعت‌ها تأخیر داشته باشد. لذا با توجه به پی‌آمد های منفی اقتصادی و اجتماعی هزینه قطع برق یا اخلال در شبکه‌ی انتقال، هر گونه سرمایه‌گذاری برای جلوگیری از رویدادهای احتمالی توجیه پذیر است. در همین راستا به دلیل اهمیت فوق العاده تعادل لحظه به لحظه بین عرضه و تقاضا نمی‌توان به عملکرد بازار به تنهایی اعتماد کرد.

با این توجه که مصرف کنندگان، انرژی الکتریکی مورد نیاز را از شرکت‌های تولیدی خریداری می‌کنند. پس لازم است پیش‌بینی دقیقی از مصرف خود در بازه زمانی آتی داشته باشند. برنامه‌ریزی مولدها نیز باید به گونه‌ای باشد که در دوره‌ی زمانی مورد توافق، انرژی قابل عرضه را به بازار هدف برسانند. این شرایط همیشه ایده‌آل نیست. خطاهای و رخدادهای پیش‌بینی نشده، میان تولید و مصرف شکافی ایجاد می‌کند که باید برای حفظ و یکپارچگی سیستم، به سرعت برطرف شود. بازار آزاد مدیریت نشده، کارائی مؤثری در کنترل و پیشبرد اهداف این بازار پیچیده و حساس ندارد. لذا مدیریت در بازار برق ضرورتی فرآگیر است که زمینه‌ی بازدهی افزون‌تر را فراهم می‌کند.

قیمت تعادلی در بازار انرژی الکتریکی نه از طریق تعامل مستقیم مصرف کننده و تولید کننده بلکه به واسطه‌ی مدیریت مرکزی که تعادل بین عرضه و تقاضا را حفظ می‌کند، تعیین می‌شود. با هدف حداکثر کردن منفعت حاصل از این اقدامات، مدیریت مرکزی باید رفاه عمومی را با توجه به تعادل بازار و برخی قیود، حداکثر کند تا در این هم‌افزایی نتایج مثبت رقابت آزاد حاصل شود.

برای جلوگیری از پیچیدگی مدل، تلفات شبکه انتقال برای کلیه نیروگاه‌ها (به صورت کلی) در نظر گرفته شده است و از محاسبه میزان تلفات به تفکیک هر نیروگاه با در نظر گرفتن فاصله آن نیروگاه و محل مصرف خودداری شده است. براین اساس قیمت برق تولیدی برای تمامی نیروگاه‌ها در شبکه یکسان محاسبه می‌شود.

بازار هدف و تقاضای انرژی برق؛ شامل خانگی، تجاری- عمومی و صنعتی می‌شود. که در این میان مقوله‌های بخش کشاورزی و حمل و نقل در گروه تقاضای صنعتی قرار دارد. که به ترتیب با D_3 , D_2 , D_1 نشان داده می‌شود. بخش عرضه به پنج گروه؛ نیروگاه‌های حرارتی گازی کوچک، گازی بزرگ، بخاری و

سیکل ترکیبی و نیروگاه برق آبی تقسیم می‌شود. که به ترتیب با G_1, G_2, G_3, G_4, G_5 نشان داده می‌شود. این نیروگاه‌ها براساس هزینه نهایی تولید، وارد مدار می‌شوند. مجموع کل صادرات و واردات بدون تفکیک کشورهای مقصد و مبدأ لحظه می‌شود.

$$\text{Max}$$

$$Z = \sum_{j=1}^n (D_j \times pd_j) - \sum_{i=1}^m (G_i \times mc_i) + (X \times px) - (M \times pm) \quad (1)$$

Subject to

$$\sum_{j=1}^n D_j - \sum_{i=1}^m G_i + (X - M) = 0 \quad (2)$$

$$GG_i \leq gc_i \quad i=1,2,3,4,5 \quad (3)$$

$$D_i \leq dc_j \quad j=1,2,3 \quad (4)$$

$$M \leq em \quad (5)$$

$$X \leq em \quad (6)$$

$$D_j, G_i, M, X \geq 0 \quad \forall i, j$$

که در آن G_i تولید گروه نیروگاه‌های i ام در دوره زمانی مورد نظر، D_j تقاضای گروه مصرف کنندگان نوع j ام در دوره زمانی مورد نظر و X حجم صادرات و M واردات متغیرهای این مدل هستند. Pd_j حداکثر تمایل به پرداخت گروه مصرف کنندگان نوع j ام، mc_i هزینه نهایی گروه نیروگاه‌های نوع i ام، px و pm قیمت واردات و صادرات، gc_i حداکثر ظرفیت تولیدی گروه نیروگاه‌های نوع i ام و dc_j حداکثر تقاضای گروه مصرف کنندگان نوع j ام و em و ex حداکثر ظرفیت صادرات و واردات، از پارامترهای مدل هستند که با بودن تغییر در مقادیر آنها در دوره‌های مختلف زمانی، این پارامترها در فرایند زمانی طول دوره زمانی مدل (یک سال یا یک ماه) ثابت فرض می‌شوند هرچند ممکن است مقادیر این پارامترها در دوره‌های مختلف زمانی تغییر کند. قیمت برق که با P نشان داده می‌شود، همان ضریب لاگرانژ متناظر با قید تعادل بازار برق در مساله بهینه‌یابی فوق است که از حل مدل بدست می‌آید. با فرض یکسان بودن تلفات شبکه در مناطق مختلف و با فرض وجود یک نو^۱ تولید و مصرف، قیمت سایه‌ای برق در کل شبکه یکسان خواهد بود. این مدل که یک مساله برنامه‌ریزی خطی^۲ است، توسط نرم‌افزار بهینه‌یابی GAMS حل می‌شود. علاوه بر قیمت سایه‌ای، مقادیر بهینه تقاضای بخش‌های مختلف، تولید هر گروه از نیروگاه‌ها، مقدار صادرات و واردات در هر دوره زمانی (سال و ماه) نیز از حل این مدل بدست می‌آید.

1. Node

2. Linear Programming

۳-داده‌های مورد استفاده و تعیین مقادیر پارامترهای الگوی پیشنهادی

قبل از اجرای مدل لازم است مقادیر پارامترهای مورد استفاده در آن با توجه به شرایط حاکم بر صنعت برق کشور در دوره مورد نظر تعیین شود. البته مدل را به صورت سالیانه و بر اساس اطلاعات آمار تفصیلی صنعت برق کشور در سال ۱۳۸۶ اجرا می‌کنیم.

۳-حداکثر ظرفیت تولید برق (gc)

هر چند قدرت نامی یک دستگاه توربین بر روی پلاک مشخصات آن ثبت می‌شود ولی برای محاسبه ظرفیت تولید در یک دوره زمانی باید از میانگین قدرت عملی هر نوع نیروگاه استفاده شود. قدرت عملی بیانگر بیشترین توانی است که توربین با توجه به عوامل محیطی (ارتفاع از سطح دریا، دمای محیط و رطوبت نسبی) قادر به تولید آن است. مقدار قدرت عملی در فصول سرد بیش از فصول گرم سال است. برای محاسبه حداکثر تولید یک نیروگاه در یک دوره زمانی معین، از دستور زیر استفاده می‌شود:

$$GP_i = CF_i \times T \times P_i \quad Gwh/yr \quad (7)$$



که در آن GP_i کل انرژی تولیدی نیروگاه آم در طول دوره مورد نظر (تولید ناویژه)، CF_i ضریب بهره‌برداری نیروگاه آم، T طول دوره موردنظر بر حسب ساعت، P_i میانگین تولید عملی نیروگاه آم است. هر نیروگاه بخشی از انرژی تولیدی خود را برای مصارف داخلی استفاده می‌کند. تولید ویژه نیروگاه‌ها از تفاضل تولید ناویژه از مصارف داخلی آن حاصل می‌شود. اگر از تولید ویژه نیروگاه‌ها میزان تلفات انتقال و توزیع کسر شود، میزان تولید خالص عرضه شده در بازار بدست می‌آید که آن را با gc_i نشان می‌دهیم. مقادیر پارامترهای gc_i در سال ۱۳۸۶ برای نیروگاه‌های گازی کوچک، گازی بزرگ، بخاری و سیکل ترکیبی بر حسب گیگاوات ساعت در جدول (۲) گزارش شده است.

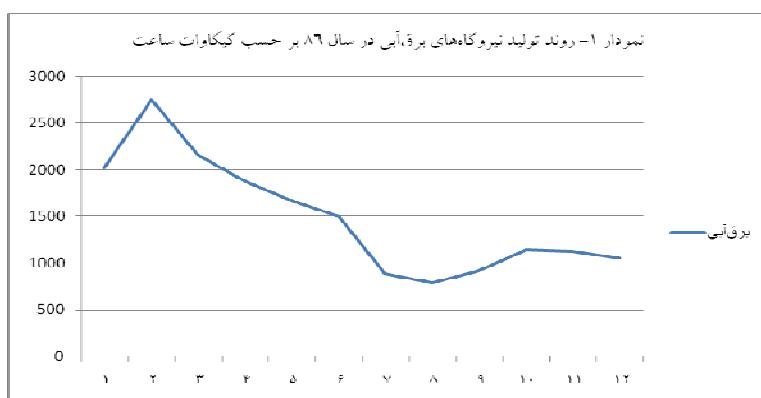
۲-هزینه‌های نهایی کوتاه‌مدت انواع نیروگاه‌ها (mc_i)

هزینه‌های نهایی کوتاه‌مدت در بازار برق، عامل اصلی تعیین‌کننده قیمت و انتخاب یک نیروگاه برای ورود به مدار محاسبه می‌شود. در نوع رقبای این بازار، هر نیروگاه قیمت خود را با توجه به میزان هزینه نهایی تولید آن پیشنهاد می‌دهد. نیروگاه‌ها بر اساس قیمت پیشنهادی به ترتیب صعودی و تجمعی مرتب می‌شوند. در ابتدا نیروگاه‌هایی که هزینه نهایی کمتری دارند وارد شبکه شده، سپس نیروگاه‌هایی با هزینه نهایی بالاتر در ساعات اوج مصرف وارد شبکه می‌شوند. به هر حال، قیمت‌های پیشنهادی نیروگاه‌ها لزوماً برای هزینه نهایی تولید آن نیست و چه بسا قیمت پیشنهادی نیروگاه‌ها بالاتر از هزینه نهایی تولید آنها است.

تفاضل انرژی الکتریکی مانند سایر حامل‌های انرژی دارای تغییرات قابل پیش‌بینی متناوب در طی روز، هفت‌های یا سال است. مع‌الوصف تفاوت عمدۀ انرژی الکتریکی با دیگر حامل‌ها در آن است که انرژی

الکتریکی باید همزمان با تولید مصرف شود. به همین دلیل شبکه‌ی تولید باید با حفظ انسجام، نسبت به تغییرات سریع و اساسی در بازار مصرف، قدرت برطرف کردن نیازها را داشته باشد در این شرایط همه مولد‌ها در همه اوقات فعال نیستند و واحدهایی با بهره‌وری پایین‌تر فقط در زمان اوج مصرف وارد مدار می‌شوند. بنابراین، نوسانات بار سبب می‌شود تولید کنندگان نهایی در زمانهای مختلف تغییر کنند در نتیجه شاهد تغییرات متناوب هزینه نهایی سیستم^۱ طی یک دوره هستیم.

نحوه ورود نیروگاههای برق‌آبی و بادی (تجدیدپذیر) به بازار با نیروگاههای حرارتی کاملاً متفاوت است. ذخایر آبی پشت سدها و زمان وزش باد مهمترین عامل تعیین‌کننده تولید برق توسط این نیروگاهها است و قیمت بازار برق تاثیر چندانی در وارد مدار شدن این گونه نیروگاهها ندارد. هدف اصلی استفاده از نیروگاههای برق‌آبی تنظیم فرکانس شبکه در هنگام افزایش بار تحمل شده به شبکه است از طرف دیگر به دلیل ماهیت ویژه‌ای که این نوع نیروگاهها دارند به سرعت وارد مدار شده، هر زمان که لازم باشد از مدار خارج شوند. در ایران، میزان ذخایر آبی پشت سدها به بارندگی‌های فصلی وابسته است به همین دلیل ذخایر سدها در اواخر تابستان و پاییز به شدت کاهش می‌یابد. آمار تولید برق‌آبی نشان می‌دهد که در اردیبهشت ماه، پیشترین تولید نیروگاههای برق‌آبی انجام می‌شود و از اردیبهشت تا آبان‌ماه تولید برق‌آبی کاهش می‌یابد. از اوآخر آبان و شروع بارش نزولات آسمانی، روند مثبت تولید شروع می‌شود.^۲



نمودار ۱- روند تولید نیروگاههای برق‌آبی در سال ۱۳۸۶ بر حسب گیگاوات ساعت

منبع: آمار تفصیلی (۱۳۸۶)

1. system marginal cost

۲. با توجه به آمار موجود در سایت توانیر، این موضوع منحصر به سال ۱۳۸۶ نیست بلکه برای سال‌های دیگر مانند ۱۳۸۷، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۴ نیز صادق است

هزینه تولید برق در کوتاه مدت با هزینه‌ی عملیاتی نیروگاه برابر است. ضمن اینکه هزینه‌های عملیاتی و تعمیر و نگهداری، دو عامل تعیین کننده هزینه‌ی نهایی نیروگاهها در کوتاه مدت هستند. در این میان هزینه‌ی سوخت تحویلی به نیروگاهها مهم‌ترین بخش هزینه‌های عملیاتی است.

$$\text{SRMC}_i = O\&M_i / (T \times CF_i) + OC_i \quad (\text{Rial/GWh}) \quad (8)$$

$$OC_i = (fc/re_i) \quad (\text{Rial/GWh}) \quad (9)$$

که در آن SMC هزینه‌های کوتاه‌مدت تولید برق توسط نیروگاه نوع آم، $O\&M_i$ هزینه تعمیر و نگهداری بر حسب ریال بر کیلووات، T تعداد ساعت‌های سال، CF_i ضریب بهره‌برداری نیروگاه‌های نوع آم^۱، OC_i هزینه‌های سوخت تحویلی به نیروگاه و re_i راندمان نیروگاه‌های حرارتی گروه آم است. هزینه‌های عملیاتی (OC_i) هر نوع نیروگاه از نسبت هزینه سوخت برای هر گیگاوات ساعت تولید برق به راندمان حرارتی نیروگاه محاسبه می‌شود. طبیعتاً هزینه سوخت نیروگاه‌های تجدیدپذیر مانند برق آبی و بادی صفر است.

داده‌های مربوط به هزینه‌های تعمیر و نگهداری برای انواع مختلف نیروگاه‌ها در جدول (۱) گزارش شده است. براساس این داده‌ها و به کمک روابط (۸) و (۹) هزینه‌های عملیاتی و هزینه نهایی تولید یک کیلووات ساعت برق در انواع مختلف نیروگاه‌ها در جدول (۲) محاسبه شده است بهدلیل عدم دسترسی به میزان مصرف سوخت نیروگاه‌های گازی کوچک، هزینه سوخت نیروگاه‌های گازی کوچک و بزرگ را یکسان در نظر گرفته‌ایم. نرخ ارز یورو براساس آمار سایت بانک مرکزی ۱۳۰۳۰/۶ ریال در نظر گرفته شده است

جدول ۱ - هزینه تعمیر و نگهداری انواع مختلف نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۶

هزینه‌های تعمیر و نگهداری (بدون سوخت)		ضریب قابلیت دسترسی (درصد)	عمر (سال)	نیروگاه
هزینه‌های متغیر	هزینه‌های ثابت			
RIAL/KWh	euro/KW	RIAL/KW		
۲/۳	۰/۰۳	۴۷۳۷۲/۸	۹۷	۲۰ گازی کوچک
۰/۹۱	۰/۰۳	۱۷۲۸۱/۲	۸۴	۱۲ گازی بزرگ
۱/۹۵	۰/۰۱	۶۳۲۴۵/۹	۷۸	۳۰ بخاری
۱/۰۵	۰/۰۲	۲۹۲۶۹/۸	۸۲	۳۰ سیکل توکیبی
۲/۱۳	۰/۰۰۵۴	۲۲۶۶۸/۸	۹۴	۵۰ برق آبی

مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

سقف قیمت پیشنهادی نیروگاه‌ها در سال ۸۶ به ازای هر کیلووات ساعت بین ۳۲ تا ۶۰ ریال بوده است. علاوه بر این به هر نیروگاه جدای از اینکه در فرایند تولید قرار دارد یا خیر، مبلغی با عنوان نرخ آمادگی برای

1. Capacity factor

پوشش هزینه‌های سرمایه‌گذاری پرداخت می‌شود. این مبلغ برای تمام نیروگاه‌ها یکسان است. این نرخ در سال ۸۶ به ازای هر کیلووات ساعت ۷۷ ریال است. که این مقدار در یک ضربی که تابع ساعات روز، ایام هفته و ماه‌های سال است ضرب می‌شود.

براین اساس قیمت پیشنهادی هر گروه از نیروگاه‌ها برابر هزینه نهایی کوتاه‌مدت آنها و قیمت نهایی برای محاسبه قیمت تعادلی بازار از مجموع قیمت پیشنهادی و نرخ آمادگی حاصل می‌شود.

جدول ۲- محاسبه حداکثر ظرفیت تولید بر حسب گیگاوات ساعت، هزینه نهایی کوتاه‌مدت و قیمت ارانه شده نیروگاه‌های کشور بر حسب ریال بر کیلووات ساعت

نیروگاه	حداکثر ظرفیت تولید (گیگاوات ساعت ^۱)	هزینه سوخت	هزینه عملیاتی	هزینه تعمیر و تغهداری	هزینه کوتاه‌مدت	قیمت ارانه شده در بازار برق	قیمت ارانه شده نیروگاه‌های کشور بر حسب ریال بر کیلووات ساعت
گازی کوچک	۵۵۹/۹۱	۱۷/۷	۶۱/۵	۱۸/۷	۸۲/۲۶	۱۷۴/۹	
گازی بزرگ	۳۱۲۱۹/۹	۱۷/۷	۶۱/۵	۶/۷۳	۷۰/۲۴	۱۴۴/۹	
پخاری	۷۰۳۹۷/۱	۱۱/۲	۳۰/۹	۱۲/۱۴	۴۳/۴۱	۱۱۹/۹	
سیکل ترکیبی	۳۲۹۰۷/۸۱	۱۱/۸	۲۶/۵	۶/۱۱	۳۴/۲۷	۱۰۹/۶	
برق آبی	۱۷۵۰۴/۹۸	۰	۰	۱۱/۰۵	۱۱/۰۵	۸۸/۰۵	

ماخذ ۱: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

۲- شرکت توانیر

۳- حداکثر تقاضای بخش‌های مختلف (dc_j)

بازار هدف یا تقاضای انرژی الکتریکی بطور عمده شامل چهار بخش: خانگی، تجاری، عمومی و صنعتی است. مصارف بخش‌های کشاورزی و حمل و نقل از مقوله‌های تقاضای صنعتی است.

حداکثر تقاضای بخش‌های چهار گانه از مجموع تقاضای تامین شده و خاموشی تحمیل شده به هر بخش بدست می‌آید. طبق آمار منتشر شده، میانگین زمان خاموشی هر مشترک در سال ۸۶ ۲/۵ دقیقه در روز برآورد شده است^۱. با توجه به آمار خاموشی هر بخش در سال ۸۶ و مقدار تقاضای آن بخش بر حسب گیگاوات ساعت، مقدار خاموشی تحمیل شده به هریک از بخش‌های تقاضا در سال ۸۶ بر حسب گیگاوات ساعت برآورد و در جدول (۳) گزارش شده است. براساس این جدول، کل خاموشی شبکه سراسری ۲۶۰

۱. آمار تفصیلی صنعت برق ایران سال ۸۷

گیگاوات ساعت است که از این مقدار $۸۶/۹$ گیگاوات ساعت سهم بخش خانگی و سهم بخش‌های تجاری، عمومی و صنعتی به ترتیب $۱۵/۹$ ، $۴۲/۳$ و ۱۱۵ گیگاوات ساعت است.

جدول ۳- حداکثر تقاضای سالیانه و حداکثر تمایل پرداخت مصرف کنندگان

مقادیر صنعتی (شامل کشاورزی و حمل و نقل)	مقادیر تجاری و عمومی	مقادیر خانگی	تقاضای سالیانه
$۱۵/۹$	$۱۵۷/۳$	$۸۶/۹$	خاموشی در سال ^۱ (گیگاوات ساعت)
$۹۳۴۶/۴$	۹۵۴۵۳	$۵۱۱۴۵/۹$	حداکثر تقاضای سالیانه (گیگاوات ساعت)
$۳۸۲۷۰/۰۸$	$۲۵۶۰۷/۷$	$۱۶۵۷۵/۷$	ارزش هر گیگاوات ساعت عرضه شده (میلیون ریال بر گیگاوات ساعت)

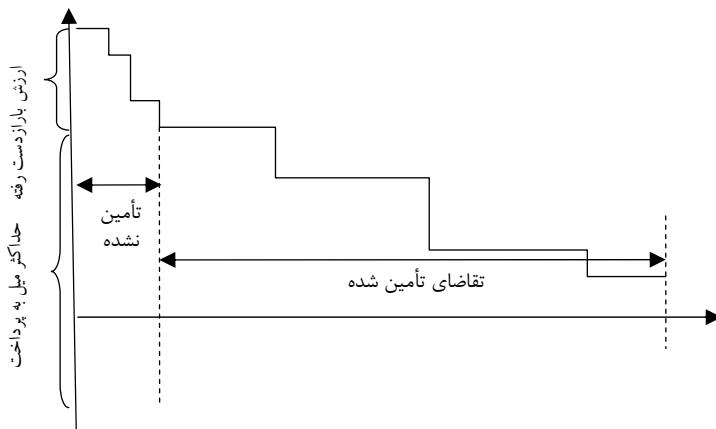
مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

۴- حداکثر تمایل به پرداخت مصرف کنندگان (pdj)

تقاضای برق هر مشترک، به معنای حداکثر مقداریست که وی در قیمت‌های داده شده حاضر به خرید آن است. اگر در این بخشی از تقاضای مشترک به دلایلی تأمین نشود و مشمول خاموشی تحمیل شده قرار گیرد، احتمال اخلال در شبکه‌ی توزیع، توجیهی منطقی است تا مشترک مبلغی را به عنوان ارزش بار ازدست رفته^۱ که بالاتر از قیمت رایج بازار است پردازد تا مشمول خاموشی تحمیل شده نباشد. طبیعی است که متقاضیان، این هزینه را فقط در زمان خاموشی متحمل خواهند شد. بر روی منحنی تقاضای برق می‌باشد مقدار خاموشی تحمیل شده به هر گروه از تقاضاکنندگان را متناظر با ارزش بار از دست رفته مربوط به آن به طور مشخص نشان داد. چنانچه منحنی تقاضای کل را به صورت پله‌ای (برحسب گروه‌های مصرف کننده) نشان دهیم، پله‌های اول مربوط به مقادیر خاموشی و پله‌های بعدی مربوط به تقاضای تأمین شده خواهد بود (نمودار ۲).

در تحقیقی باعنوان «هزینه‌های قطع برق در ایران» (صادقی، ۱۳۷۴)، ارزش هر کیلووات ساعت برق تأمین نشده برای بخش‌های مختلف خانگی، تجاری، صنایع بزرگ و کوچک محاسبه و برآورد شده است، که با تعديل این ارزش‌ها بر اساس نرخ تورم، ارزش بار ازدست رفته برحسب سال ۱۳۸۶ تعديل شده است (جدول ۴).

۱- بهایی است که مصرف کنندگان برای جلوگیری از قطع برق در قراردادهای خود حاضر به پرداخت آن هستند. هزینه تحمیل شده به سبب این قطع بار تابع هزینه زیان مصرف کننده (CDF) است. مقدار این زیان (بر حسب ریال بر کیلووات) به مدت زمان قطع برق، فصل سال، زمان آن در شباهن روز استنگی دارد.



نمودار ۲ - ارزش بار ازدست رفته و حداکثر تمایل به پرداخت گروه‌های مختلف مصرف‌کننده انرژی الکتریکی

(چوینوسکی^۱، ۲۰۰۲)، (لیم و جنکیتز^۲، ۲۰۰۰) و (بانک جهانی، ۱۹۹۶) حداکثر قیمتی که متقاضیان برق در هر دوره زمانی برای تامین بار می‌توانند پردازنند را معادل قیمت تمام شده شیوه‌های جایگزین تامین نیاز مصرفی مورد نظر فرض کرده‌اند. به عنوان مثال، برای یک خانوار هزینه تامین گرمای و روشنایی در صورت استفاده از وسایل نفت‌سوز و نیز برای یک کشاورز، هزینه سوخت مصرفی یک دستگاه پمپ آب دیزلی می‌تواند نشان‌دهنده بالاترین سطح تمایل به پرداخت باشد. به همین ترتیب، هزینه تولید هر کیلووات ساعت با استفاده از ژنراتورهای شخصی کوچک می‌تواند نشان‌گر بالاترین سطح تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان برق باشد.

جدول ۴ - حداکثر تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان میلیون ریال بر هر گیگاوات ساعت

نیروگاه	هزینه متغیر ^۱ (ریال بر کیلووات ساعت)	هزینه ثابت ^۲ (ریال بر کیلووات ساعت)	حداکثر تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان برای هر کیلووات ساعت (ریال)
امکاواتی بخش خانگی	۵۲۳/۱	۶/۴	۵۲۹/۶
امکاواتی بخش تجارتی و عمومی	۵۳۹/۴	۱۹/۳	۵۵۸/۷
۱۵ مگاواتی بخش صنعت	۲۶۵	۱۰۶	۳۷۱/۲

مأخذ ۱،۲: وزارت نیرو

1 . Peter Choynowski

2 . henry B.F. Lim and Glenn P. Jenkins

برای سهولت، حداکثر تمایل به پرداخت مصرف کنندگان را معادل قیمت تمام شده تولید برق توسط ایشان درنظر می‌گیریم. برای تولید برق در مقیاسهای کوچک می‌توان از نیروگاههای گازی استفاده کرد. فرض می‌شود مشترکین برای مصارف تجاری، عمومی و خانگی از نیروگاههای ۱ مگاواتی و برای مصارف صنعتی از نیروگاه ۱۵ مگاواتی استفاده نمایند. ضریب بهره‌برداری مولدات خانگی، تجاری و عمومی به ترتیب ۱۰، ۳۰ و ۴۰ درصد^۱ و ضریب بهره‌برداری مولدات لحاظ می‌شود. ضریب بهره‌برداری در تبدیل توان (یک)، دو و سه شیفت کاری) به طور میانگین ۶۰ درصد لحاظ می‌شود. ضریب بهره‌برداری، هزینه تولید هر کیلووات ساعت برق کاوش یابد. براساس این فروض، برق تولیدی توسط گروههای مختلف مصرف کننده، به عنوان حداکثر تمایل به پرداخت این مصرف کنندگان محاسبه و در جدول ۴ گزارش شده است.

۳- مبادلات انرژی الکتریکی

ایران از طریق اتصال برون‌مرزی شبکه‌های برق رسانی از سالهای گذشته با همسایگان خود به مبادله انرژی الکتریکی پرداخته است. مبادلات برق با دو کشور ارمنستان و آذربایجان به منظور استفاده از تفاوت ساعات اوج مصرف انجام می‌شود و طی چند سال اخیر تا حدودی مبادله برق با این کشورها حفظ شده است، به گونه‌ای که طی ۶ سال گذشته با توجه به آمار شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ۴۴۰۰ هزار گیگاوات ساعت واردات و ۴۲۰۰ هزار گیگاوات ساعت صادرات به ارمنستان شده است و در مبادله با کشور آذربایجان ۴۲۰۰ هزار گیگاوات ساعت خرید و ۴۱۰۰ هزار گیگاوات ساعت فروش انجام شده است.^۲ ایران در راستای مبادله متوازن برق با کشورهای آذربایجان و ارمنستان و ترانزیت برق ترکمنستان به ترکیه، به کشورهای پاکستان، افغانستان و عراق صادرات و از ترکمنستان برق وارد می‌کند. در سال ۱۳۸۶ صادرات برق به کشورهای افغانستان، پاکستان و عراق ۱۴۷۲/۱ گیگاوات ساعت و واردات برق از کشور ترکمنستان ۱۵۶۶ گیگاوات ساعت بوده است.

با توجه به قراردادهای منعقد شده میان ایران و کشورهای نامبرده حداکثر ظرفیت مبادلات برق با آنها در جدول (۵) ذکر شده است. متوسط قیمت برق صادراتی و وارداتی بر حسب ریال با توجه به وزن هر یک کشورها در کل صادرات و واردات و ارزش دلار در سال موردنظر ۹۳۰۴ ریال محاسبه شده است.

۱. براساس نظرات کارشناسی دفتر تنظیم مقررات و توسعه رقابت در بازار آب و برق، معاونت برنامه‌ریزی و امور اقتصادی وزارت نیرو

۲. دفتر روابط برون‌مرزی، شرکت مدیریت شبکه برق ایران

جدول ۵- ظرفیت صادرات و واردات در سال ۸۶

نوع	انرژی الکتریکی (مگاوات)	قیمت (ریال بر کیلووات ساعت)
حداکثر توان صادرات کل	۷۲۹	۴۶۰
حداکثر توان واردات کل	۳۲۰	۲۳۲/۶

ماخذ: شرکت مدیریت شبکه برق ایران

۴- اجرای مدل و نتایج حاصل از آن

۴-۱- بازه سالانه

با جایگذاری مقادیر پارامترها بر اساس داده‌های سال ۱۳۸۶ در مدل پیشنهادی خواهیم داشت:

Max

$$Z = (۱۳۱۶/۴)D_1 + (۴۶۱/۷)D_2 + (۳۷۱/۲)D_3 + (۱۵۹/۲)G_1 + (۱۴۷/۲)G_2 + (۱۱۳/۴)G_3 \quad (10) \\ + (۱۰۴/۲)G_4 + (۸۸/۵)G_5 + (۴۶۰/۰۸۹)X - (۲۳۲/۶)M$$

Subject to

$$\sum_{j=1}^n D_j - \sum_{i=1}^m G_i + (X-M) = 0 \quad (11)$$

$$G_1 \leq ۵۵۹/۹ \quad (12)$$

$$G_2 \leq ۳۱۳۱۹/۹ \quad (13)$$

$$G_3 \leq ۷۰۳۹۷/۱ \quad (14)$$

$$G_4 \leq ۳۷۰۰۷/۹ \quad (15)$$

$$G_5 \leq ۱۳۴۰۹/۸ \quad (16)$$

$$D_1 \leq ۵۳۲۸۱ \quad (17)$$

$$D_2 \leq ۳۵۹۸۴ \quad (18)$$

$$D_3 \leq ۹۵۴۵۳ \quad (19)$$

$$M \leq ۲۸۰۳ \quad (20)$$

$$X \leq ۶۳۶۸ \quad (21)$$

$$D_j, G_i, M, X \geq 0 \quad \forall i, j$$

در مدل فوق، قیمت‌ها و هزینه‌های نهایی بر حسب میلیون ریال بر گیگاوات ساعت و گروه‌های تولیدکننده و تقاضاکننده بر حسب گیگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.

اجرای مدل سالیانه فوق با استفاده از نرم افزار بهینه‌یابی GAMS، قیمت سایه‌ای برق در سال ۱۳۸۶ برای هر کیلووات ساعت ۳۷۱/۲ ریال محاسبه می‌شود، که عملاً همان مقدار ضریب لاغرانژ متناظر با قید (۱۰) در جواب بهینه مدل است (پیوست ۱). مقدار تولید هر یک از انواع نیروگاه‌ها در عرضه کل و مقدار تقاضای هر یک از گروه‌های مصرف کننده در جواب بهینه بر حسب تراوات ساعت و قیمت بر حسب ریال بر کیلووات ساعت در جدول ۶ گزارش شده است:

جدول ۶- قیمت سایه‌ای بر حسب کیلووات ساعت و گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و تقاضاکننده بر حسب تراوات ساعت

M	X	D ₃	D ₂	D ₁	G ₅	G ₄	G ₃	G ₂	G ₁	Pr	متغیرها
۲/۸	۶/۳۸	۵۹/۸	۳۵/۹	۵۳/۲	۱۳/۴	۳۷	۷۰/۴	۳۱/۳	۰/۵۶	۳۷۱/۲	مقدار جواب بهینه

مأخذ: نتایج مدل

با مراجعه به آمار تفصیلی صنعت برق (جدول ۷) ملاحظه می‌شود قیمت سایه‌ای محاسبه شده در مدل تفاوت معناداری با مقادیر قیمت تحقق یافته در بازار برق در سال ۱۳۸۶ دارد. همچنین از مقایسه ظرفیت بهینه صادرات-واردادات برق با مقادیر واقعی مبادلات برق با سایر کشورها پر واضح است که ایران در مبادلات بین‌المللی خود با سایر، فرسته‌های قابل توجهی دارد که در عمل، استفاده بهینه از آنها نمی‌شود.

جدول ۷- مقادیر محقق شده قیمت (ریال بر کیلووات ساعت)، گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و تقاضاکننده (تراوات ساعت) در سال ۱۳۸۶

M	X	D ₃	D ₂	D ₁	G ₅	G ₄	G ₃	G ₂	G ₁	Pr ^۱	متغیرها
۱/۱	۲/۱	۳۴/۲	۹۷/۷	۵۱/۱۴	۱۳/۸	۴۱/۳۲	۷۰/۹۵	۲۶/۰۵	۰/۵۶	۱۴۴/۶	مقدار جواب بهینه

مأخذ: ۱- شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ۲- مقادیر عرضه و تقاضای گروه‌های مختلف: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۷)

۴- بازه ماهیانه

تقاضای برق پیوسته در یکی از سه حالت پرباری، میانباری یا کم‌باری قرار دارد. لذا در زمان محاسبه قیمت بهینه برق در طول یک دوره زمانی باید به این تفاوت‌ها توجه کرد. بدین ترتیب برای حصول نتایج دقیق‌تر، بازه زمانی یک‌ساله را به دوره‌های کوچکتر (ماهانه) تقسیم می‌کنیم. فرض می‌شود برخی پارامترهای مدل مانند: هزینه نهایی (mc_i)، حداکثر تمايل به پرداخت مصرف کنندگان (Pd_i)، قیمت صادرات (px) و واردات (pm) در طول دوازده ماه ثابت است. حداکثر تولید نیروگاه‌ها (gc_i)، حداکثر تقاضای بخش‌های مختلف (dc_j)، صادرات (ex) و واردات (em) به تفکیک هر ماه متغیرهای مدل هستند.

از اجرای مدل براساس داده‌های ماهانه سال ۱۳۸۶، با استفاده از نرم‌افزار بهینه‌یابی GAMS، قیمت سایه‌ای و ترکیب بهینه تولید و مصرف برق به تفکیک هر ماه محاسبه و در جدول (۸) گزارش شده است که نشان دهنده کاهش قیمت سایه‌ای در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم سال است.

جدول ۸- قیمت سایه‌ای (ریال بر کیلووات ساعت) و ترکیب بهینه تولید و مصرف برق (گیگاوات ساعت) به تفکیک هر یک از ماههای سال ۱۳۸۶

M	X	D ₄	D ₃	D ₂	D ₁	G ₅	G ₄	G ₃	G ₂	G ₁	P	متغیرها
۱۳۱/۳	۵۴۲/۴	۱۶۷۰/۴	۴۹۷۱/۵	۶۹۰/۱۸	۳۵۷۹/۴	۱۰۹/۱۴	۳۰۸/۱	۵۳۱	۱۶۷/۱۰	۵۷/۱۵	۳۳۲/۶	فروند
.	۵۴۲/۴	۱۶۷۰/۶	۵۵۴۵/۳	۸۲۰	۴۱۸/۶	۱۳۹۷/۳	۳۵۸۲/۷	۵۰۵۷/۴	۳۳۹/۵	.	۷۵۲	اردیبهشت
۱۳۲/۷	۵۴۲/۴	۱۱۹۷/۳	۹۶۹۷/۹	۹۴۶	۴۸۷۲/۸	۱۱۶۷/۹	۳۲۸۷/۷	۹۹۰/۱۸	۳۱۷/۲	۹/۶	۳۳۲/۶	خرداد
۱۳۷/۷	۵۴۲/۴	۱۱۷۷/۱	۹۶۹۲/۱۰	۱۰۲۳/۶	۵۲۲۹/۴۶	۱۳۷۹/۸	۳۵۹۱	۷۷۷۹/۲	۳۸۱۲/۸	۷۳۶	۳۳۲/۶	تیر
۱۳۸/۱	۵۴۲/۴	۱۲۵۰/۸	۷۰۶۷/۶	۱۰۴۴/۴۵	۵۰۷۵/۹	۱۳۶۷/۷	۱۳۵/۵	۷۱۰/۷۹	۴۱۷	۹۷۱	۳۳۲/۶	مرداد
۱۳۲/۴	۵۴۲/۴	۱۱۷۰/۷	۹۶۷۰/۲	۹۹۱/۱۵	۵۰۵۷/۶	۱۲۵۷/۹	۳۳۸	۹۰۵۷/۶	۴۰۶/۱	۹۳۸	۳۳۲/۶	شهریور
۱۳۳/۴	۵۴۲/۹	۱۱۷۷/۹	۵۲۱	۸/۱۷	۴۰۵۷	۱۰۱۶/۴	۲۸۷۸/۷	۵۱۸/۱	۷۸۷۶/۷	۵۶۱	۳۵۷/۸	مهر
۱۳۰/۰	۵۴۲/۹	۱۱۷۰/۸	۵۱۴۷	۷۷۴/۹	۳۸۵/۳	۹۷۳/۳	۱۷۱۷/۶	۴۳۵۷/۳	۳۳۵/۷	۵۲۶	۳۵۷/۸	آبان
۱۳۰/۰	۵۴۲/۹	۱۱۷۰/۵	۵۰۶۱/۷	۷۶۸/۵	۳۸۱۲/۸	۹۴۶/۷	۱۶۱۲/۲	۵۰۹۸/۸	۱۶۱۳/۷	۵۰۱۵	۳۵۷/۸	آذر
۱۳۰/۰	۵۴۲/۹	۱۱۷۰/۵	۵۰۷۵/۹	۷۳۶/۳	۳۷۶۱/۷	۹۵۷	۱۲۶۰/۸	۳۰۷۵/۹	۱۵۵۵/۵	۵۷/۱۵	۳۵۷/۸	دی
۱۳۰/۰	۵۴۲/۹	۱۱۷۰/۵	۵۰۷۳/۱۰	۷۴۴/۹	۳۸۰/۵	۹۵۱/۶	۱۲۶۲/۸	۳۰۷۵/۵	۱۸۷۷/۹	۶۲۴	۳۵۷/۸	چون
۱۳۰/۰	۵۴۲/۹	۱۱۷۰/۲	۴۹۶۱/۱۵	۷۱۸/۹۳	۱۳۷۲/۸	۹۵۹/۲	۱۲۶۶/۹	۵۱۲۹/۸	۲۰۰۵/۶	۵۱۰۵	۳۵۷/۸	اسفند

ماخذ: نتایج مدل

از مقایسه عملکرد ماهانه بازار برق در سال ۱۳۸۶ (جدول ۹) با نتایج حاصل از بهینه‌یابی، همان برآیند سالیانه تکرار می‌شود: قیمت بهینه در ماههای مختلف به مرتب بیش از قیمت تحقق یافته در بازار برق است و صادرات و واردات بهینه نیز بیش از مقدار تحقق یافته آن است. این جدول نشان دهنده کاهش قیمت‌های تحقق یافته برق در بازار و در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم است.

جدول ۹- مقدار محقق شده قیمت در بازار عمده فروشی (ریال بر کیلووات ساعت) و گروههای مختلف عرضه کننده و تقاضاکننده (گیگاوات ساعت) به تفکیک هر یک از ماههای سال ۱۳۸۶

M	X	D ₄	D ₃	D ₂	D ₁	G ₅	G ₄	G ₃	G ₂	G ₁	P	متغیرها
۰۹۷۵	۱۱۳۷/۵	۱۶۷۱/۴	۴۹۷۱/۵	۶۹۰/۱۰	۳۵۷۹/۴	۱۰۱۹	۲۵۹۲/۳	۵۰۵۱	۱۶۷/۱۶	۵۷/۱۵	۱۱۷/۷	فروند
۱۱۰۱۴	۱۰۵۸/۵	۱۶۷۱/۱۲	۵۰۵۷/۳	۸۱۰	۴۱۸/۶	۱۳۹۷/۶	۲۰۷	۵۰۷۸/۹۱	۲۲۹۷/۷۸	۹۶۹۷	۱۱۹	اردیبهشت
۱۱۹۳۰	۱۰۷	۱۲۹۷/۱	۹۶۹۸/۸	۹۴۶	۴۸۷۲/۸	۱۳۶۷/۸	۳۳۹	۵۵۹۷/۳۸	۳۱۷۲	۹/۶	۱۱۱	خرداد
۱۱۳۷۶	۱۱۹۷/۳	۱۲۷۸/۱۲	۹۶۹۱/۸	۱۰۲۳/۶	۵۰۷۵/۱۰	۱۰۱۹	۳۰۷۸	۷۱۷۹/۲	۳۸۱۲/۸	۷۲۶	۱۱۹	تیر
۱۱۳۷۰	۱۱۷۰/۲	۱۲۷۰/۸	۷۰۶۷/۷	۱۰۴۴	۵۰۷۳/۶	۱۳۷۵	۱۳۷۱	۱۶۷۸/۳	۴۱۷	۹۷۱	۱۱۱	مرداد
۱۰۸۷۲	۱۱۷۰/۱۰	۱۲۷۰/۱۱	۹۶۷۰/۷	۹۹۱/۲	۵۰۷۳/۶	۱۱۱۲	۱۳۱۲	۵۰۸۷/۶	۴۰۶/۱	۹۱۹	۱۱۶/۶	شهریور
۱۱۱۱۵	۱۱۷۰/۵	۱۶۷۲/۹	۵۰۷۱	۸۰۱/۷	۴۰۵۷	۶۶۶	۳۱۹۸	۵۱۸/۱	۷۸۷۶/۷	۵۱۰۵	۱۱۵/۶	مهر
۱۱۳۷۱	۱۱۷۰/۶	۱۶۷۰/۸	۵۰۳۶/۷	۷۷۷/۸	۳۸۰/۵	۵۹۴	۳۱۳	۴۳۵۷/۳	۳۳۰۵/۷	۵۲۶	۱۱۶/۳	آبان
۱۱۸۵۶	۲۱۱۹/۰	۱۱۱۳/۷	۵۰۶۱/۳	۷۶۷/۰	۲۱۱۳/۹	۵۸۹	۲۷۸/۱	۵۰۹۹/۸	۱۶۱۳/۷	۵۰۱۵	۱۱۶/۹	آذر
۱۷۳۷۵	۲۰۰۵/۷	۱۱۸/۲	۴۹۷۹	۱۳۷۳	۱۷۶۱/۷	۸۰۹	۱۷۵	۵۰۷۹/۹	۱۰۰۰۵/۵	۵۷/۱	۱۱۸/۱	دی
۱۶۱	۱۱۷۰/۵	۱۱۷۰/۵	۵۰۳۷/۲	۷۷۷/۸	۳۸۰/۵	۸۸۹	۱۷۸/۲	۵۰۶۹/۵	۱۸۷۱/۹	۶۲۴	۱۱۹	جهن
۱۱۵۹۰	۱۱۷۷/۱۰	۱۱۷۷/۱۰	۷۱۷۷	۴۹۸۱/۵	۷۸۸۷/۳	۱۳۷۲/۸	۷۸۷	۵۱۲۹/۸	۲۰۰۵/۶	۵۱۰۵	۱۱۱	اسفند

ماخذ: ۱- آمار مربوط به قیمت: شرکت مدیریت شبکه برق ایران

۲- آمار مربوط به تولید نیروگاهها و گروههای مختلف تقاضاکننده: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۷)

۵- نتیجه‌گیری

انرژی الکتریکی از حامل‌های مهم انرژی به شمار می‌رود. عدم امکان ذخیره‌سازی و لزوم تعادل لحظه به لحظه بین عرضه و تقاضا از ویژگی‌های منحصر به فرد آن است. به همین دلیل ایجاد بازار مدیریت شده در این خصوص ضرورت دارد. در کشورهایی که تجدیدساختار را بطور جدی در صنعت برق ایجاد کرده‌اند، این بازار جایگزین سیستم برنامه‌ریزی متumer کر شده است. در ساختار مقررات زدایی شده، برنامه‌ریز مرکزی از بهینه‌سازی رفاه عمومی، تخصیص بهینه را انجام می‌دهد لیکن در بازار برق رقابت بین تولیدکنندگان و مکانیسم بازار مبنای تخصیص است.

در این مقاله، برای دستیابی به نتایج بهینه در بازار برق، با درنظر گرفتن تعادل بازار به همراه دیگر محدودیت‌های فنی و اقتصادی؛ از جمله تولید هر گروه از نیروگاه‌ها، تقاضای گروه‌های مختلف مصرفی و میزان صادرات و واردات، رفاه عمومی را حداکثر می‌کنیم. بازار هدف را در انرژی الکتریکی به سه گروه خانگی، تجاری-عمومی و صنعتی تقسیم می‌کنیم. ضمن اینکه بخش کشاورزی و حمل و نقل از ملحقات تقاضای صنعتی است. بخش عرضه به پنج گروه نیروگاه‌های حرارتی گازی کوچک، گازی بزرگ، بخاری و سیکل ترکیبی و نیروگاه برق آبی تقسیم می‌شود. نیروگاه‌ها براساس هزینه نهایی تولید هر مگاوات ساعت، وارد بازار می‌شوند. مجموع کل صادرات و واردات بدون تفکیک کشورهای مقصد و مبدأ لحاظ می‌شود. مقادیر بهینه قیمت، عرضه و تقاضا، صادرات و واردات در سال ۸۶ از اجرای این مدل استخراج گردید.

پیش از بیان نتایج مدل باید به این نکته اشاره نمود که برای جلوگیری از پیچیدگی مدل، تلفات شبکه انتقال را برای کلیه نیروگاه‌ها (به صورت کلی) لحاظ شده است و از محاسبه میزان تلفات به تفکیک هر نیروگاه با در نظر گرفتن فاصله آن نیروگاه تا محل مصرف خودداری شده است. بر این اساس قیمت برق تولیدی برای تمامی نیروگاه‌ها براساس این مفروضات محاسبه شده است و در صورت استناد به نتایج این مدل باید به این مفروضات توجه شود.

این مقاله کوشیده است عکس‌برداری کشور در تعیین قیمت برق را با قیمت بهینه‌ای که از یک مدل بهینه‌یابی بدست می‌آید، مقایسه و میزان انحراف آن را بسنجد. براساس نتایج بدست آمده، در حالی که قیمت متوسط بازار برق در سال مورد بررسی $144/6$ ریال بوده است، در حالی که قیمت بهینه $371/2$ ریال برآورد شده است. علت این تفاوت به سقف و کف قیمت تعیین شده در بازار برق توسط هیات نظارت بر بازار برق باز می‌گردد. به نظر می‌رسد هیات نظارت صرفاً بر مبنای هزینه‌های تمام شده نیروگاه‌ها، بازه مجاز قیمت‌های پیشنهادی نیروگاه‌ها را تعیین می‌کند و به طرف تقاضای بازار که همان حداکثر تمایل به پرداخت گروه‌های مختلف مشترکین توجه نمی‌کند. ضمن اینکه ظرفیت‌ها و فرصت‌های ایران در مناسبات بین‌المللی

فراتر از دیگر کشورها است که از آنها استفاده بهینه نمی‌شود. این نتایج حاکی از ضرورت بازنگری در مکانیزم‌های تنظیم، برای رسیدن به یک بازار برق کارا است.

به دلیل نوسانات زیاد در بازار برق، برای حصول نتایج دقیق‌تر، مدل را به تفکیک ماه‌های مختلف سال اجراء می‌کنیم. که برآوردها از کاهش قیمت بهینه در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم حکایت دارد. که علل آن افزایش هزینه نهایی تامین برق در زمستان به خاطر مصرف گازوئیل و سوخت‌های مایع به جای سوخت گاز طبیعی و عدم استفاده از نیروگاه‌های برق‌آبی است.

منابع و مأخذ

آمار تفصیلی صنعت برق ایران سال ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷، توانیر پایی ناصر؛ پارسا مقدم محسن (۱۳۸۷) «پیشنهاد قیمت بهینه در بازار برق با استفاده از تئوری بازی‌ها»، نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، سال ۶، شماره ۳، پژوهیان جمشید؛ تیمور محمدی (۱۳۷۹). «قیمت گذاری بهینه برای صنعت برق». پژوهش‌های اقتصادی ایران، سال ۶، شماره ۳، صفحه ۳۹-۶۲. ترازنامه انرژی، وزارت نیرو (۱۳۸۶)،

حیدری کیومرث (۱۳۸۱) «بررسی قیمت گذاری در صنعت برق با اعمال روش رمزی با استفاده از هزینه نهایی ناشی از بکارگیری نرم‌افزار LOGOS»، هفدهمین کنفرانس بین‌المللی برق.

دفتر برنامه‌ریزی و تولید، شرکت توانیر، ۱۳۸۶.

دفتر خصوصی سازی صنعت برق، وزارت نیرو

دفتر روابط برون‌مرزی، شرکت مدیریت شبکه برق ایران

صادقی، حسین (۱۳۷۴) «هزینه قطع برق در ایران»، طرح مطالعاتی، به سفارش شرکت توانیر، دانشگاه تربیت مدرس.

لاجوردی، حسن؛ محدث نسرین (۱۳۸۸) «مقایسه هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق در شیوه‌های مختلف قیمت گذاری»، هفتمین کنفرانس بین‌المللی انرژی.

Alvarado, FL, J. Meng, et al. (2000). "Dynamic coupling between power markets and power systems". Proceedings of the IEEE 2000 summer meeting, Seattle, WA, USA.

- Botterud, Audun, korpas magnus,Klaus-Ole Vogstad, Ivar Wangensteen(2002). "A System Dynamics Model for Long-Term Analysis of the Power Market", 14th PSCC,Seilla,24-28 june 2002
- Bunn, D. W. (2006). "Modelling prices in competitive electricity markets", By Derek W. Bunn, John Wiley & Sons, Ltd.
- Choynowski, P. (2002). "Measuring willingness to pay for electricity", Asian Development Bank.
- Garcia, R., J. Contreras, et al. (2005). "A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity prices.", *IEEE transactions on power systems* 20(2): 867-874.
- Green, R. (1998). "Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong." Power Working Paper PWP-058, University of California Energy Institute.
- Harris, C. (2006). *Electricity Markets Pricing, Structures and Economics*,ChrisJohn Wiley & Sons td, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England.
- Kirschen, D. and G. "Strbac Fundamentals of Power", 2004.
- Lim, H. and G. Jenkins (2000). "Electricity Demand And Electricity Value." Development Discussion Papers.
- Vogstad, K. (2005). "A System Dynamics Analysis of the Nordic Electricity Market: The Transition from Fossil Fuelled Towards a Renewable Supply Within a Liberalised Electricity Market", NTNU
- World Bank, "Orissa Power Sector Restructuring Project", Staff Appraisal Report,India,April 19, 1996.
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/overview/index.html>
<http://www.pep.moe.org.ir>
<http://www.tavanir.org.ir>

پیوست:

خروجی نرم‌افزار GAMS در اجرای مدل:

SOLVE SUMMARY			
MODEL Welfare	OBJECTIVE z		
TYPE LP	DIRECTION MAXIMIZE		
SOLVER CPLEX	FROM LINE 53		
****SOLVER STATUS	1 NORMAL COMPLETION		
****MODEL STATUS	1 OPTIMAL		
****OBJECTIVE VALUE	93530840.1610		
RESOURCE USAGE, LIMIT	0.000 1000.000		
ITERATION COUNT, LIMIT	1 10000		
GAMS/Cplex Feb 14, 2007 WIN.CP.NA 22.4 033.036.041.VIS For Cplex 10.1			
Cplex 10.1.1, GAMS Link 33			
Optimal solution found.			
Objective : 93530840.161000			
LOWER LEVEL UPPER MARGINAL			
---EQU OBJ -INF . 1.000			
---EQU EQL . . 371.200			
---EQU SUP			
LOWER LEVEL UPPER MARGINAL			
1 - INF 559.900 559.900 211.940			
2 - INF 31319.900 31319.900 223.960			
3 - INF 70397.100 70397.100 257.800			
4 - INF 37007.900 37007.900 266.930			
5 - INF 13409.800 13409.800 283.150			
---EQU DEM			
LOWER LEVEL UPPER MARGINAL			
1 - INF 53281.000 53281.000 945.200			
2 - INF 35984.000 35984.000 90.500			
3 - INF 59846.600 95453.000 .			
---EQU EXPORT			
LOWER LEVEL UPPER MARGINAL			
INF 6386.000 6386.000 88.889			
---EQU IMPORT			
LOWER LEVEL UPPER MARGINAL			
NF 2803.000 2803.000 138.600			