محاسبه قیمت سایه‌ای انرژی الکتریکی در بازار برق ایران

داوود منظور[1]　　حسین رضائی[2]

تاریخ دریافت: ۱۳۸۹/۰۹/۲۰　　تاریخ پذیرش: ۱۳۹۱/۰۲/۱۷

چکیده

هدف از این پژوهش تعیین قیمت بهینه برق در فضای تجدیدساختار صنعت برق است. دراین راستا تابع رفاه اجتماعی را نسبت به قید تعادل بازار، حداکثر توان تولید هر گروه از نیروگاه‌ها، حداکثر تقاضای گروه‌های مختلف مصرف‌کننده وتوان صادارت 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** اجراء می‌کنیم.

قیمت سایه‌ای در بازه زمانی یک‌ساله در این سال برای هر کیلووات ساعت ۳۷۱/۲ ریال محاسبه شده است. درراستای رسیدن به نتایج دقیق‌تر، مدل را به تفکیک هر ماه نیز اجراء می‌کنیم. که نتایج آن ازکاهش قیمت برق در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم حکایت دارد، زیرا هزینه نهایی تامین برق در زمستان، به‌علت 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

۱ـ مقدمه

انرژی برق در افزایش رفاه و توسعه اقتصادی کشورها سهم انکارناپذیری 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 به‌گونه‌ای تنظیم شود تا به‌سمت 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 درآن منتفی 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 به‌دلیل اهمیت فوق‌العاده تعادل لحظه به لحظه بین عرضه و تقاضا، نگاه یکسویه به عملکرد بازار به تنهایی کارشناسانه و اعتمادبرانگیز 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 درپی‌آمدآن، نتایج مثبت رقابت آزاد حاصل شود.

گرین(۱۹۹۸)[1] 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 تولیدکننده و تولید کل شبکه، حداکثر شده است. مدل مذکور برای سیزده نقطه مختلف از شبکه انتقال این دوکشور اجراء می‌شود و نتایج نشان می‌دهد که با عرضه‌ی قیمت بهینه درهرنقطه رفاه عمومی حداکثر می‌شود.

بوترود و و دیگران[2] (۲۰۰۲) با حداکثر کردن تابع رفاه اجتماعی- اقتصادی در کوتاه‌مدت نسبت به قیود مؤثر در بازار رقابتی؛ ازجمله 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 قیمت‌گذاری برق عمدتاً به محاسبه قیمت تمام‌شده یا هزینه نهایی بلندمدت تولید آن اختصاص داشته است که می‌توان به مطالعه محمدی و پژویان(۱۳۷۹)، حیدری(۱۳۸۳)، بای و پارسا مقدم (۱۳۸۷)، لاجوردی و محدث(۱۳۸۹) اشاره کرد.

این مقاله ابتدا به تشریح چارچوب ساختار کلی مدل بهینه‌یابی قیمت برق در بازار تجدید ساختار شده نظردارد. معرفی داده‌های مورد استفاده و استخراج کردن پارامترهای اساسی مدل مانند هزینه نهایی نیروگاه‌ها و هزینه بار ازدست رفته درمرحله‌ی 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.

۲ـ ساختار کلی الگو

در بازارهای رقابتی که قیمت از تعادل بازار و رفاه عمومی حداکثر می‌شود. ماهیت بازارهایی 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 درغیر این صورت قطعی برق محرز و یقینی است. دراین شرایط بازیابی شبکه در برخی کشورها ممکن است ساعت‌ها تأخیر داشته باشد. لذا با توجه به پی‌آمدهای منفی اقتصادی و اجتماعی هزینه قطع برق یا اخلال درشبکه‌ی انتقال، هرگونه سرمایه‌گذاری برای جلوگیری از رویدادهای احتمالی توجیه‌پذیر است. در همین راستا به دلیل اهمیت فوق‌العاده تعادل لحظه به لحظه بین عرضه و تقاضا نمی‌توان به عملکرد بازار به تنهایی اعتماد کرد.

با این توجه که مصرف‌کنندگان، 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 باشدکه دردوره‌ی زمانی مورد توافق، انرژی قابل عرضه را به بازار هدف برسانند. این شرایط همیشه ایده‌ال نیست. خطاها 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 فراگیر است که زمینه‌ی بازدهی افزون‌تر را فراهم می‌کند.

قیمت تعادلی در بازار انرژی الکتریکی نه از طریق تعامل مستقیم مصرف‌کننده و تولیدکننده بلکه به‌واسطه‌ی مدیریت مرکزی که تعادل بین عرضه و تقاضا را حفظ می‌کند، تعیین می‌شود. با هدف حداکثرکردن منفعت حاصل از این اقدامات، مدیریت مرکزی باید رفاه عمومی را با توجه به تعادل بازار و برخی قیود، حداکثر کند تادراین 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 می شود. که دراین میان مقوله‌های بخش کشاورزی و حمل‌ونقل 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 برق‌آبی 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 مبدا لحاظ می‌شود.

Max

$$Z=\sum_{j=1}^{n}(D_j \times pd_j) - \sum_{i=1}^{m}(G_i \times mc_i) + (X\times px) - (M\times pm) \quad (۱)$$

Subject to

$$\sum_{j=1}^{n} D_j - \sum_{i=1}^{m} G_i + (X-M)=0 \quad (۲)$$

$$GG_i \le gc_i \qquad i=1,2,3,4,5 \quad (۳)$$

$$D_i \le dc_j \qquad j=1,2,3 \quad (۴)$$

$$M \le em \quad (۵)$$

$$X \le em \quad (۶)$$

$$Dj,Gi,M,X\ge 0 \qquad \forall\, i,j$$

که درآن G_i تولید گروه نیروگاه‌های iام در دوره زمانی مورد نظر، D_j تقاضای گروه مصرف‌کنندگان نوع jام در دوره زمانی مورد نظر و Xحجم صادرات و Mواردات متغیرهای این مدل هستند. Pd_j حداکثر تمایل به پرداخت گروه مصرف‌کنندگان نوع jام، mc_iهزینه نهایی گروه نیروگاه‌های نوع iام. pmو px قیمت واردات و صادرات، gc_iحداکثرظرفیت تولیدی گروه نیروگاه‌های نوع iام و dc_jحداکثر تقاضای گروه مصرف‌کنندگان نوع jام و em و ex حداکثر ظرفیت صادارت و واردات، از پارامترهای مدل هستند که با بودن تغییر در مقادیر آنها دردوره های مختلف زمانی، این پارامترها درفرایند زمانی طول دوره زمانی مدل (یک‌سال 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 نود[1] تولید و مصرف، قیمت سایه‌ای برق در کل شبکه یکسان خواهد بود. این مدل که یک مساله برنامه‌ریزی خطی[2] 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 به‌دست می‌آید.

---

1. Node
2. Linear Programing

۳ـ داده‌های مورد استفاده و تعیین مقادیرپارامترهای 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 اجراء می‌کنیم.

۳ـ۱ـ حداکثر ظرفیت تولید برق (gc_i)

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:

$$GP_i = CF_i \times T \times P_i \qquad Gwh/yr \qquad (۷)$$

که در آن GP_i کل انرژی تولیدی نیروگاه iام در طول دوره مورد نظر(تولید ناویژه)، CF_i ضریب بهره‌برداری نیروگاه iام، T طول دوره موردنظر بر حسب ساعت، P_i میانگین تولید عملی نیروگاه iام 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 عرضه‌شده 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 برحسب گیگاوات ساعت در جدول(۲) گزارش شده است.

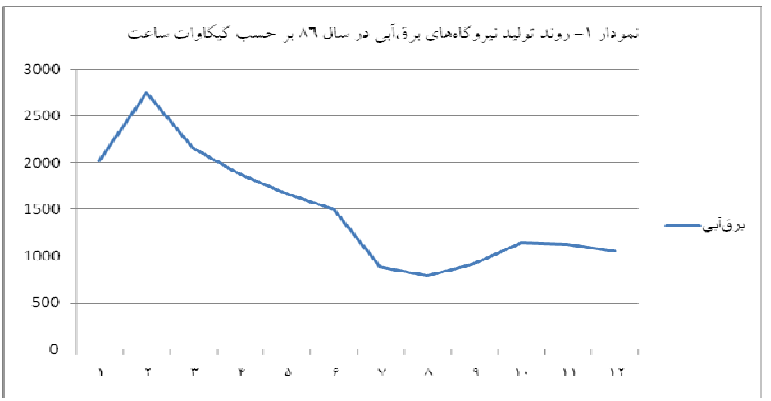
۳ـ۲ـ هزینه‌های نهایی کوتاه‌مدت انواع نیروگاه‌ها (mc_i)

هزینه‌های نهایی کوتاه‌مدت در بازار برق، عامل اصلی تعیین‌کننده قیمت و انتخاب یک نیروگاه برای ورود به مدار محسوب می‌شود. در نوع رقابتی 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 هرحال، قیمت‌های پیشنهادی نیروگاه‌ها لزوماً برابر هزینه نهایی تولید آن نیست و چه‌بسا قیمت پیشنهادی نیروگاه‌ها بالاتر از هزینه نهایی تولید آنها است.

تقاضای انرژی الکتریکی مانند سایر حامل‌های انرژی دارای تغییرات قابل پیش‌بینی متناوب در طی روز، هفته یا سال است. مع‌الوصف تفاوت عمده 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 واساسی 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 تولیدکنندگان نهایی در زمانهای مختلف تغییر کنند در نتیجه شاهد تغییرات متناوب هزینه نهایی سیستم[1] 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 تحمیل شده به شبکه است از طرف دیگر به دلیل ماهیت ویژه ای 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، بیشترین تولید نیروگاه‌های برق‌آبی انجام می‌شود و از اردیبهشت تا آبان‌ماه تولید برق‌آبی کاهش می‌یابد. از اواخر آبان و شروع بارش نزولات آسمانی، روند مثبت تولید شروع می‌شود.[2]



نمودار ۱- روند تولید نیروگاه‌های برق آبی در سال ۱۳۸۶بر 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 ۸۶ نیست بلکه برای سال‌های دیگر مانند ۸۵ ، ۸۷ و ۸۸ نیز صادق است

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

$$SRMC_i=O\&M_i/(T\times CF_i))+OC_i \quad (Rial/GWh) \quad (۸)$$

$$OC_i =(fc/re_i) \quad (Rial/GWh) \quad (۹)$$

که در آن SMC_i هزینه‌های کوتاه‌مدت تولید برق توسط نیروگاه نوع iام، $O\&M_i$ هزینه تعمیر و نگهداری برحسب ریال بر کیلووات، T تعداد ساعات سال، CF_i ضریب بهره‌برداری نیروگاه‌های نوع iام[1]، OC_i هزینه‌های سوخت تحویلی به نیروگاه و re_i راندمان نیروگاه‌های حرارتی گروه iام 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 برق‌آبی 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 نیروگاه های گازی کوچک، هزینه سوخت نیروگاه های گازی کوچک و بزرگ را یکسان درنظر گرفته‌ایم. نرخ ارز یورو براساس آمار سایت بانک مرکزی۱۳۰۳۰/۶ ریال درنظر گرفته شده است

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

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

ماخذ: آمار تفصیلی صنعت برق(۱۳۸۶)

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

1. Capacity factor

پوشش هزینه‌های سرمایه گذاری پرداخت می شود. 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 ضریبی 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 ارائه شده نیروگاه‌های کشور بر حسب ریال بر کیلووات ساعت

نیروگاه	حداکثر ظرفیت تولید (گیگاوات‌ساعت)[1]	هزینه سوخت	هزینه عملیاتی	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه نهایی کوتاه‌مدت	قیمت ارائه شده در بازار برق
گازی کوچک	۵۵۹/۹۱	۱۷/۷	۶۱/۵	۱۸/۷	۸۲/۲۶	۱۷۴/۹
گازی بزرگ	۳۱۳۱۹/۹	۱۷/۷	۶۱/۵	۶/۷۳	۷۰/۲۴	۱۴۴/۹
بخاری	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
برق‌آبی	۱۷۵۰۴/۹۸	۰	۰	۱۱/۰۵	۱۱/۰۵	۸۸/۰۵

ماخذ ۱: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

۲ـ شرکت توانیر

۳ـ۳ـ 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 حمل‌ونقل از مقوله‌های تقاضای صنعتی است.

حداکثر تقاضای بخش‌های چهارگانه 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، ۲/۵دقیقه در روز برآورد شده است[1]. 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 مصرف‌کنندگان

تقاضای سالیانه	مصارف خانگی	مصارف تجاری و عمومی	مصارف صنعتی (شامل کشاورزی وحمل‌و نقل)
خاموشی در سال[1] (گیگاوات ساعت)	۸۶/۹	۱۵۷/۳	۱۵/۹
حداکثر تقاضای سالیانه (گیگاوات ساعت)	۵۱۱۴۵/۹	۹۵۴۵۳	۹۳۴۶/۴
ارزش هر گیگاوات ساعت عرضه نشده (میلیون ریال بر گیگاوات ساعت)	۱۶۵۷۵/۷	۲۵۶۰۷/۷	۳۸۲۷۰/۰۸

ماخذ: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

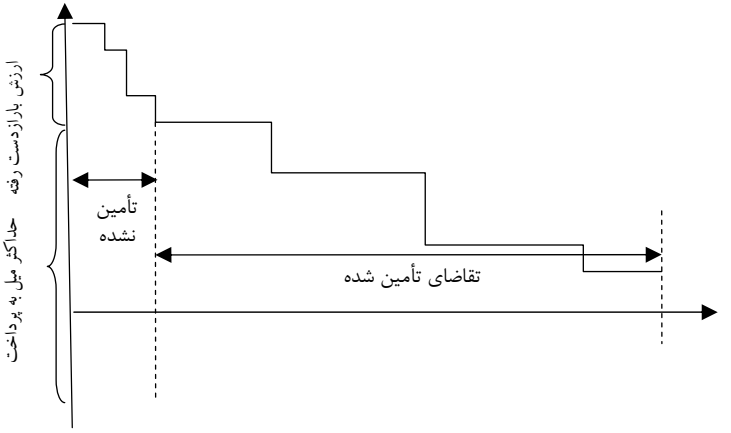
۳ـ٤ـ حداکثر تمایل به پرداخت مصرف کنندگان (pdj)

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 ومشمول خاموشی تحمیل شده قرار گیرد، احتمال اخلال در شبکه‌ی توزیع، توجیهی منطقی است تا مشترک مبلغی را به عنوان ارزش بار ازدست رفته[1] که بالاتر از قیمت رایج بازار است بپردازد 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 می‌بایست مقدار خاموشی تحمیل شده به هر گروه از تقاضاکنندگان را متناظر با ارزش بار از دست‌رفته مربوط به آن به طور مشخص نشان داد. چنانچه منحنی تقاضای کل را به صورت پله‌ای (برحسب گروه‌های مصرف‌کننده) نشان دهیم، پله‌های اول مربوط به مقادیر خاموشی و پله‌های بعدی مربوط به تقاضای تامین شده خواهد بود(نمودار ۲).

در تحقیقی باعنوان «هزینه‌های قطع برق در ایران» (صادقی، ۱۳۷۴)، ارزش هر کیلو وات ساعت برق تامین نشده برای بخش‌های مختلف خانگی، تجاری، صنایع بزرگ وکوچک محاسبه و برآورد شده است، که با تعدیل این ارزش‌ها بر اساس نرخ تورم، ارزش بار ازدست رفته برحسب سال ۱۳۸۶ تعدیل شده است (جدول ۳).

---

۱. *value of lost load* بهایی است که مصرف‌کنندگان برای جلوگیری از قطع برق در قراردادهای خود حاضر به پرداخت آن هستند. هزینه تحمیل شده به سبب این قطع بار تابع هزینه زیان مصرف‌کننده *(CDF)* است. مقدار این زیان (بر حسب ریال برکیلووات) به مدت زمان قطع برق، فصل سال، زمان آن در شبانه روز بستگی دارد.



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

(چوینوسکی[1]، ۲۰۰۲)، (لیم و جنکینز[2]، ۲۰۰۰) و (بانک جهانی،۱۹۹۶) حداکثر قیمتی که متقاضیان برق در هر دوره زمانی برای تامین بار می‌توانند بپردازند را معادل قیمت تمام شده شیوه‌های جایگزین تامین نیاز مصرفی مورد نظر فرض کرده‌اند. به عنوان مثال، برای یک خانوار هزینه تامین گرما 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. به‌همین ترتیب، هزینه تولید هر کیلووات ساعت با استفاده از ژنراتورهای شخصی کوچک می‌تواند نشانگر بالاترین سطح تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان برق باشد.

جدول٤ - حداکثر تمایل به‌پرداخت مصرف‌کنندگان میلیون ریال بر هر گیگاوات ساعت

نیروگاه	هزینه متغیر[1] (ریال برکیلووات ساعت)	هزینه ثابت [2] (ریال‌برکیلووات‌ساعت)	حداکثر تمایل به‌پرداخت مصرف‌کنندگان برای هر کیلووات ساعت (ریال)
امگاواتی بخش خانگی	۵۲۳/۱	۶/۴	۵۲۹/۶
امگاواتی بخش تجاری و عمومی	۵۳۹/۴	۱۹/۳	۵۵۸/۷
۱۵ مگاواتی بخش صنعت	۲۶۵	۱۰۶	۳۷۱/۲

ماخذ ۱،۲: وزارت نیرو

1 . Peter Choynowski
2 . henry B.F. Lim and Glenn P. Jenkins

برای سهولت، حداکثر تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان 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 مولدهای خانگی، تجاری و عمومی به ترتیب ۱۰ ، ۳۰ و ۴۰ درصد [۱] و ضریب بهره‌برداری مولدهای بخش صنعت با توجه به تنوع نوبت کاری (یک، دو و سه شیفت کاری) به طور میانگین ۶۰ درصد لحاظ می‌شود. ضرایب بهره‌برداری در تبدیل توان مولد به انرژی تولید آن حائز اهمیت است. انتظار می‌رود با افزایش ضریب بهره‌برداری، هزینه تولید هر کیلووات ساعت برق کاهش یابد. براساس این فروض، برق تولیدی توسط گروه‌های مختلف مصرف‌کننده، به عنوان حداکثر تمایل به پرداخت این مصرف‌کنندگان محاسبه و در جدول ۴ گزارش شده است.

۳ـ۵ـ مبادلات انرژی الکتریکی

ایران از طریق اتصال برون‌مرزی شبکه‌های برق‌رسانی 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 موازنه 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 ۱۴۷۲/۱گیگاوات ساعت و واردات برق از کشور ترکمنستان ۵۶۶/۱ 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 از 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

٤ـ اجرای مدل و نتایج حاصل از آن

٤ـ۱ـ بازه سالانه

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

Max

$$Z = (۱۳۱۶/۴)D_1 + (۴۶۱/۷)\ D_2 + (۳۷۱/۲)\ D_3 + (۱۵۹/۲)\ G_1 + (۱۴۷/۲)\ G_2 + (۱۱۳/۴)\ G_3 \quad (۱۰)$$

$$+ (۱۰۴/۲)\ G_4 + (۸۸/۵)\ G_5 + (۴۶۰/۰۸۹)\ X - (۲۳۲/۶)\ M$$

Subject to

$$\sum_{j=1}^{n} D_j - \sum_{i=1}^{m} G_i + (X\text{-}M)=0 \quad (۱۱)$$

$$G_1 \leq ۵۵۹/۹ \quad (۱۲)$$

$$G_2 \leq ۳۱۳۱۹/۹ \quad (۱۳)$$

$$G_3 \leq ۷۰۳۹۷/۱ \quad (۱۴)$$

$$G_4 \leq ۳۷۰۰۷/۹ \quad (۱۵)$$

$$G_5 \leq ۱۳۴۰۹/۸ \quad (۱۶)$$

$$D_1 \leq ۵۳۲۸۱ \quad (۱۷)$$

$$D_2 \leq ۳۵۹۸۴ \quad (۱۸)$$

$$D_3 \leq ۹۵۴۵۳ \quad (۱۹)$$

$$M \leq ۲۸۰۳ \quad (۲۰)$$

$$X \leq ۶۳۶۸ \quad (۲۱)$$

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

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 نرم‌افزار بهینه‌یابی GAMS، قیمت سایه‌ای برق در سال ۱۳۸۶ برای هر کیلووات ساعت ۳۷۱/۲ ریال محاسبه می‌شود، که عملاً همان مقدار ضریب لاگرانژ 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 مصرف‌کننده در جواب بهینه برحسب تراوات ساعت و قیمت بر حسب ریال بر کیلووات ساعت در جدول ۶ گزارش شده است:

جدول ٦- قیمت سایه‌ای بر حسب کیلووات ساعت و گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و تقاضاکننده بر حسب تراوات ساعت

متغیرها	Pr	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	D_1	D_2	D_3	X	M
مقادیر جواب بهینه	۳۷۱/۲	۰/۵۶	۳۱/۳	۷۰/۴	۳۷	۱۳/۴	۵۳/۲	۳۵/۹	۵۹/۸	۶/۳۸	۲/۸

ماخذ: 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- واردات برق با مقادیر واقعی مبادلات برق با سایر کشورها پرواضح است که ایران در مبادلات بین‌المللی خود با سایر، فرصت‌های قابل توجهی دارد که درعمل، استفاد بهینه از آنها نمی‌شود.

جدول ۷- مقادیر محقق شده قیمت (ریال بر کیلووات ساعت)، گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و تقاضاکننده (تراوات ساعت) در سال ۱۳۸٦

متغیرها	Pr^1	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	D_1	D_2	D_3	X	M
مقادیر جواب بهینه	۱۴۴/۶	۰/۵۶	۲۶/۰۵	۷۰/۹۵	۴۱/۳۲	۱۳/۸	۵۱/۱۴	۶۷/۷	۳۴/۲	۲/۱	۱/۱

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

٤-۲- 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 تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان(Pd_j)، 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 ۱۳۸٦

متغیرها	P	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	D_1	D_2	D_3	D_4	X	M
فروردین	۱۳۲/۶	۵۷/۱۵	۱۶۷۰/۵	۵۰۳۱	۳۰۰۸/۱	۱۰۹۰/۱۴	۳۵۲۹/۴	۶۹۰/۸	۴۶۷۱/۵	۱۶۴۰/۴	۵۴۲/۴	۱۳۱/۳
اردیبهشت	۲۷۵/۲	۰	۲۳۶۹/۵	۵۳۵۸/۴	۳۵۸۲/۷	۱۲۹۸/۳۶	۴۱۸۹/۶	۸۲۰	۵۵۴۵/۳	۱۸۶۴/۶	۵۴۲/۴	۰
خرداد	۱۳۲/۶	۶۷/۶	۳۱۷۲	۶۴۹۰/۳۸	۳۶۲۸/۳	۱۳۱۴/۹	۴۸۳۲/۸	۹۴۶	۶۳۹۶/۸	۲۱۴۳/۳۵	۵۴۲/۴	۱۲۷/۹
تیر	۱۳۲/۶	۷۳/۶	۳۸۱۲/۸	۷۰۷۲/۹	۳۶۴۱	۱۳۱۹/۴۸	۵۲۲۹/۴۶	۱۰۲۳/۶	۶۹۲۱/۷۵	۱۳۴۰/۷	۵۴۲/۴	۱۷۷/۷
مرداد	۱۳۲/۶	۶۹/۱	۴۱۷۰	۷۱۰۸/۲۹	۳۶۰۵/۸	۱۳۰۶/۷	۵۳۳۵/۹	۱۰۴۴/۴۵	۷۰۶۲/۶	۲۵۳۰/۸	۵۴۲/۴	۲۳۸/۱
شهریور	۱۳۲/۶	۶۳/۸	۴۰۶۰/۱	۶۵۵۳/۶	۳۴۷۱	۱۲۵۷/۹	۵۰۶۳/۶	۹۹۱/۱۵	۶۷۰۲/۲	۲۴۰۱/۷	۵۴۲/۴	۲۲۴/۴
مهر	۳۵۴/۸	۵۴/۱	۲۸۷۴/۷	۵۱۸۱	۲۸۲۶/۷	۱۰۲۴/۴	۴۰۹۵/۷	۸۰۱/۷	۵۴۲۱	۱۳۴۷/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
آبان	۳۵۴/۸	۵۲/۶	۲۳۰۵/۷	۴۹۵۸/۳	۲۷۱۳/۴	۹۸۳/۳	۳۸۰۵/۳	۷۴۴/۹	۵۰۳۶/۷	۱۴۰۲/۸	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
آذر	۳۵۴/۸	۵۰/۲۵	۱۶۳۳/۷	۵۸۹۹/۸	۲۶۱۲/۲	۹۴۶/۷	۳۸۱۳۳/۹	۷۴۸/۵	۵۰۶۱/۷	۱۲۰۴/۵	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
دی	۳۵۴/۸	۵۷/۱۵	۱۵۵۵/۵	۵۸۴۶/۹	۲۶۴۰/۸	۹۵۷	۳۷۶۱/۷	۷۳۶/۳	۴۹۷۹	۱۲۸۵/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
بهمن	۳۵۴/۸	۶۲/۴	۱۸۷۱/۹	۵۷۶۶/۵	۲۶۴۶	۹۵۱/۶	۳۸۰۵/۸	۷۴۴/۹	۵۰۳۷/۳	۱۳۹۵/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
اسفند	۳۵۴/۸	۵۱/۵۳	۲۰۵۲/۶	۵۱۲۹/۸	۲۶۴۶/۹	۹۵۹/۲	۳۶۷۲/۸۸	۷۱۸/۹۳	۴۸۶۱/۵	۱۱۹۲/۳	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴

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 به‌مراتب بیش از قیمت تحقق‌یافته در بازار برق است و صادرات و واردات بهینه نیز بیش از مقادیر تحقق‌یافته آن است. این جدول نشان دهنده کاهش قیمت‌های تحقق‌یافته برق در بازار و در شش‌ماهه اول نسبت به شش‌ماهه دوم است.

جدول ۹- مقادیر محقق شده قیمت در بازار عمده‌فروشی(ریال بر کیلووات ساعت) و گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و تقاضاکننده (گیگاوات ساعت) به تفکیک هر یک از ماه‌های سال ۱۳۸٦

متغیرها	P	G1	G2	G3	G4	G5	D1	D2	D3	D4	X	M
فروردین	۱۳۷/۴	۵۷/۱۵	۱۶۷۰/۶	۵۰۵۱	۲۵۹۳	۱۵۱۹	۳۵۲۹/۴	۶۹۰/۸۵	۴۶۷۱۵	۱۶۷۴/۴	۱۷۳۳۵۰	۵۹۴۵۰
اردیبهشت	۱۳۹	۶۴/۶۴	۲۴۷۹/۷۸	۵۴۲۸/۴۱	۲۸۳۰	۲۰۶۷	۴۱۸۹/۶	۸۲۰	۵۵۴۵/۳۳	۱۹۸۷/۱۲	۱۵۵۸۵۰	۱۲۵۱۴۰
خرداد	۱۴۱	۶۷/۶۳	۳۱۷۲	۶۶۴۹/۳۸	۳۳۳۹	۱۶۲۰	۴۸۳۲/۸۳	۹۴۶	۶۳۹۶/۸	۲۲۹۲/۲	۱۵۲	۱۴۶۷۵۰
تیر	۱۴۳	۷۳/۶	۳۸۱۲/۸	۷۱۷۲/۹	۳۵۶۷	۱۴۰۹	۵۲۲۹/۵	۱۰۲۳/۶	۶۹۲۱/۸	۲۴۸۰/۳	۱۴۹۳۳۰	۱۱۳۳۶۰
مرداد	۱۴۴	۶۹/۱	۴۱۷۰	۷۱۲۸/۳	۳۶۷۱	۱۲۵۷	۵۳۳۶	۱۰۴۴	۷۰۶۲/۷	۲۲۵۳/۸	۱۷۷۰۲	۱۰۳۴۰۰
شهریور	۱۴۴/۶	۶۳/۹	۴۰۶۰/۱	۶۵۸۳/۶	۳۶۱۲	۱۱۳۲	۵۰۶۳/۶	۹۹۱/۲	۶۷۰۲/۲	۲۴۰۱/۷	۱۵۲۹۲۰	۱۵۸۱۴۲۰
مهر	۱۴۵/۶	۵۴.۱۵	۲۸۷۴/۷	۵۱۸۱	۳۱۹۸	۶۶۶	۴۰۹۵/۷	۸۰۱/۷	۵۴۲۱	۱۹۴۲/۶	۱۵۶۷۵۰	۱۴۱۶۵۰
آبان	۱۴۶/۳	۵۲/۶	۲۳۰۵/۷	۴۹۵۸/۳	۳۱۱۵	۵۹۴	۳۸۰۵/۳	۷۴۴/۸	۵۰۳۶/۷	۱۸۰۴/۸	۱۵۴۹۶۰	۱۳۱۲۱۰
آذر	۱۴۶/۹	۵۰/۲۵	۱۶۳۳/۷	۵۸۹۹/۸	۲۸۸۱	۶۸۹	۳۸۱۳۳/۹	۷۴۸۵	۵۰۶۱/۳	۱۸۱۳/۷	۲۱۱۹۹۰	۱۰۸۵۸۰
دی	۱۴۸/۱	۵۷/۱	۱۵۵۵/۵	۵۸۴۶/۹	۲۷۵۰	۸۵۹	۳۷۶۱/۷	۷۳۶/۳	۴۹۷۹	۱۷۱۴/۲	۲۰۵۲۷۰	۷۳۷۵۰
بهمن	۱۴۹	۶۲/۴	۱۸۷۱/۹	۵۷۶۶/۵	۲۷۴۰	۸۴۹	۳۸۰۵/۸	۷۴۴/۹	۵۰۳۷/۳	۱۸۰۵	۱۷۵۸۵۰	۱۶۱
اسفند	۱۵۱	۵۱/۵	۲۰۵۲/۶	۵۱۲۹/۸	۲۸۲۴	۷۹۴	۳۶۷۲/۸۸	۷۱۸/۹۳	۴۸۶۱/۵	۱۷۴۲	۲۳۶۴۱۰	۱۴۴۹۰

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)

۵ـ 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 همین‌دلیل ایجاد بازار مدیریت شده دراین خصوص ضرورت دارد. در کشورهایی که تجدیدساختار را بطورجدی در صنعت برق ایجاد کرده‌اند، این بازار جایگزین سیستم برنامه‌ریزی متمرکز شده است. در ساختار مقررات‌زدایی 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 هرگروه از نیروگاه‌ها، تقاضای گروه‌های مختلف مصرفی و میزان صادرات و واردات ، رفاه عمومی را حداکثر می‌کنیم. بازارهدف را درانرژی الکتریکی به سه گروه خانگی، تجاری-عمومی و صنعتی تقسیم می‌کنیم. ضمن اینکه بخش کشاورزی و حمل ونقل از ملحقات تقاضای صنعتی است. بخش عرضه به پنج گروه نیروگاه‌های حرارتی گازی کوچک، گازی بزرگ، بخاری و سیکل ترکیبی و نیروگاه برق‌آبی تقسیم می‌شود. نیروگاه‌ها براساس هزینه نهایی تولید هر مگاوات ساعت، وارد بازار می‌شوند. مجموع کل صادرات و واردات بدون تفکیک کشورهای مقصد و مبدا 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 عمکرد بازار برق 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 ۱۴۴/۶ ریال بوده است، درحالی که قیمت بهینه ۳۷۱/۲ 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. به‌نظر می‌رسد هیات نظارت صرفا برمبنای 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 فرصت های ایران در مناسبات بین‌المللی

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

به‌دلیل نوسانات زیاد در بازار برق، برای حصول نتایج دقیق‌تر، مدل را به تفکیک ماه‌های مختلف سال اجراء می‌کنیم. که برآوردها ازکاهش 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 مآخذ

آمار تفصیلی صنعت برق ایران سال ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷، توانیر

بایی 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، شماره۳

پژویان جمشید؛ تیمورمحمدی (۱۳۷۹). «قیمت گذاری بهینه برای صنعت برق.» *پژوهش‌های اقتصادی ایران*، سال ۶، شماره ۳، صفحه ۳۹-۶۲.

ترازنامه انرژی ۱۳۸۶، وزارت نیرو

حیدری کیومرث(۱۳۸۱) «بررسی قیمت‌گذاری 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 خصوصی‌سازی 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 قیمت‌گذاری»، 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
```