

محاسبه قیمت سایه‌ای انرژی الکتریکی در بازار برق ایران

داوود منظور^۱

حسین رضائی^۲

تاریخ دریافت: ۱۳۸۹/۰۹/۲۰

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۱/۰۲/۱۷

چکیده

هدف از این پژوهش تعیین قیمت بهینه برق در فضای تجدید ساختار 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 مصرف‌کننده 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 ۳۷۱/۲ 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، به‌علت مصرف گازوئیل و سوخت‌های مایع به جای سوخت گاز طبیعی به همراه استفاده نکردن از نیروگاه‌های برق آبی 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 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 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 گونه ای است که امکان ایجاد و بسط رقابت کامل در آن منتفی است. ضمن اینکه نوسان تقاضا ساعت به ساعت متغیر و هزینه نهایی تولیدی هر نیروگاه متفاوت است؛ بطوری که برخی نیروگاه ها فقط در ساعات اوج مصرف وارد مدار می شوند و برخی فقط بار پایه را تأمین می کنند. لذا به دلیل اهمیت فوق العاده 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 در پی آمدن، نتایج مثبت رقابت آزاد حاصل شود.

گرین (۱۹۹۸)^۱ قیمت بهینه بازار برق انگلستان و ولز را با در نظر 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 می شود و نتایج نشان می دهد که با عرضه ی قیمت بهینه در هر نقطه رفاه عمومی حداکثر می شود.

بوترود و دیگران^۲ (۲۰۰۲) با حداکثر کردن تابع رفاه اجتماعی - اقتصادی در کوتاه مدت نسبت به قیود مؤثر در بازار رقابتی؛ از جمله تعادل بازار، محدودیت در ظرفیت تولیدی هر نوع نیروگاه، تقاضای بخش های مختلف و حداکثر ظرفیت خطوط انتقال مبادلات بین المللی که همگی قیود مدل هستند، قیمت بهینه را محاسبه نموده اند. ضمن اینکه وی بدون در نظر گرفتن پیچیدگی های شبکه انتقال، قیمت واحدی برای کل بازار محاسبه کرده است. تولید، تقاضا، صادرات و واردات بهینه از دیگر نتایج حاصل از اجرای مدل است.

بر اساس بررسی محققین، تاکنون مطالعه ای برای محاسبه قیمت سایه ای برق در کشور انجام نشده و مطالعات قیمت گذاری برق عمدتاً به محاسبه قیمت تمام شده یا هزینه نهایی بلندمدت تولید آن اختصاص داشته است که می توان 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 بهینه یابی قیمت برق در بازار تجدید ساختار شده نظر دارد. معرفی داده های مورد استفاده و استخراج کردن پارامترهای اساسی مدل مانند هزینه نهایی نیروگاه ها و هزینه بار ازدست رفته در مرحله ی دوم است. در پایان نتایج حاصل از اجرای مدل و تجزیه و تحلیل آن را بیان می کنیم.

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 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 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 پی‌آمدهای منفی اقتصادی و اجتماعی هزینه قطع برق یا اختلال در شبکه‌ی 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 باشد که در دوره‌ی زمانی مورد توافق، انرژی قابل عرضه را به بازار هدف برسانند. این شرایط همیشه ایده‌آل 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، کارایی 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 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 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 برق آبی تقسیم می شود. که به ترتیب با G_5, G_4, G_3, G_2, G_1 نشان داده می شود. این نیروگاه ها براساس هزینه نهایی تولید، وارد مدار می شوند. مجموع کل صادرات و واردات بدون تفکیک کشورهای مقصد و مبدا لحاظ می شود.

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

Subject to

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

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

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

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

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

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

که در آن G_i تولید گروه نیروگاه های 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 نیروگاه های نوع i ام، px و pm قیمت واردات و صادرات، gc_i حداکثر ظرفیت تولیدی گروه نیروگاه های نوع i ام و dc_j حداکثر تقاضای گروه مصرف کنندگان نوع j ام و ex و em حداکثر ظرفیت صادرات و واردات، از پارامترهای مدل هستند که با بودن تغییر در مقادیر آنها در دوره های مختلف زمانی، این پارامترها در فرایند زمانی طول دوره زمانی مدل (یک سال یا یک ماه) ثابت فرض می شوند هر چند ممکن است مقادیر این پارامترها در دوره های مختلف زمانی تغییر کند. قیمت برق که با P نشان داده می شود، همان ضریب لاگرانژ متناظر با قید تعادل بازار برق در مساله بهینه یابی فوق است که از حل مدل بدست می آید. با فرض یکسان بودن تلفات شبکه در مناطق مختلف و با فرض وجود یک نود^۱ تولید و مصرف، قیمت سایه ای برق در کل شبکه یکسان خواهد بود. این مدل که یک مساله برنامه ریزی خطی^۲ است، توسط نرم افزار بهینه یابی GAMS حل می شود. علاوه بر قیمت سایه ای، مقادیر بهینه تقاضای بخش های مختلف، تولید هر گروه از نیروگاه ها، مقدار صادرات و واردات در هر دوره زمانی (سال و ماه) نیز از حل این مدل بدست می آید.

1. Node

2. Linear Programing

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 اجراء می‌کنیم.

۳-۱- حداکثر ظرفیت تولید برق (gci)

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:

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

که در آن GP_i کل انرژی تولیدی نیروگاه i ام در طول دوره مورد نظر (تولید ناویژه)، CF_i ضریب بهره‌برداری نیروگاه i ام، T طول دوره مورد نظر بر حسب ساعت، P_i میانگین تولید عملی نیروگاه i ام 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.

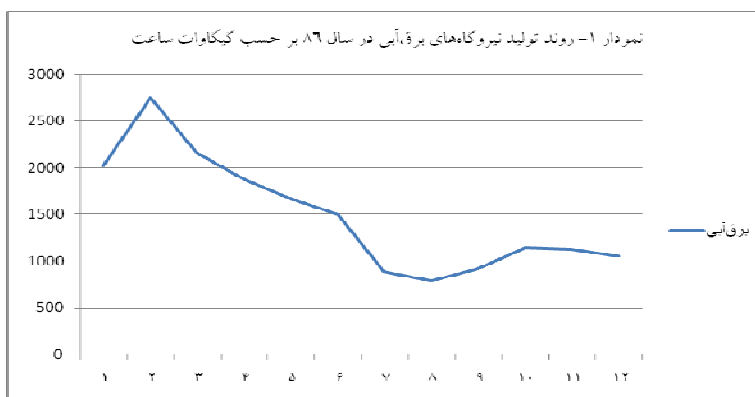
۳-۲- هزینه‌های نهایی کوتاه‌مدت انواع نیروگاه‌ها (mc_i)

هزینه‌های نهایی کوتاه‌مدت در بازار برق، عامل اصلی تعیین‌کننده قیمت و انتخاب یک نیروگاه برای ورود به مدار 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 هر حال، 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. مع الوصف 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 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 پایین تر 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^۱ طی یک دوره هستیم.

نحوه ورود نیروگاه‌های برق آبی 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 برق آبی 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 برق آبی نشان می‌دهد که در اردیبهشت ماه، بیشترین تولید نیروگاه‌های برق آبی انجام می‌شود و از اردیبهشت تا آبان‌ماه تولید برق آبی کاهش می‌یابد. از اواخر آبان و شروع بارش نزولات آسمانی، روند مثبت تولید شروع می‌شود.^۲



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

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

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

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

که در آن SMC_i هزینه‌های کوتاه مدت تولید برق توسط نیروگاه نوع i ام، $O\&M_i$ هزینه تعمیر و نگهداری برحسب ریال بر کیلووات، T تعداد ساعات سال، CF_i ضریب بهره‌برداری نیروگاه‌های نوع i ام، OC_i ، هزینه‌های سوخت تحویلی به نیروگاه و re_i راندمان نیروگاه‌های حرارتی گروه i ام 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 به دلیل 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

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
برق آبی	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 در فرایند تولید قرار دارد یا خیر، مبلغی با عنوان نرخ آمادگی برای

پوشش هزینه های 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 ماه های سال است ضرب می شود.

براین اساس قیمت پیشنهادی هر گروه از نیروگاهها برابر هزینه نهایی کوتاه مدت آنها و قیمت نهایی برای محاسبه قیمت تعادلی بازار از مجموع قیمت پیشنهادی و نرخ آمادگی حاصل می شود.

جدول ۲- محاسبه حداکثر ظرفیت تولید بر حسب گیگاوات ساعت، هزینه نهایی کوتاه مدت و قیمت ارائه شده نیروگاه های کشور بر حسب ریال بر کیلووات ساعت

نیروگاه	حداکثر ظرفیت تولید (گیگاوات ساعت) ^۱	هزینه سوخت	هزینه عملیاتی	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه نهایی کوتاه مدت	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
برق آبی	۱۷۵۰۴/۹۸	۰	۰	۱۱/۰۵	۱۱/۰۵	۸۸/۰۵

ماخذ ۱: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

۲- شرکت توانیر

۳-۳- حداکثر تقاضای بخش های مختلف (dc)

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

حداکثر تقاضای بخش های چهار گانه از مجموع تقاضای تامین شده و خاموشی تحمیل شده به هر بخش بدست می آید. 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 بخش های 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

تقاضای سالیانه	مصارف خانگی	مصارف تجاری و عمومی	مصارف صنعتی (شامل کشاورزی و حمل و نقل)
خاموشی در سال ^۱ (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

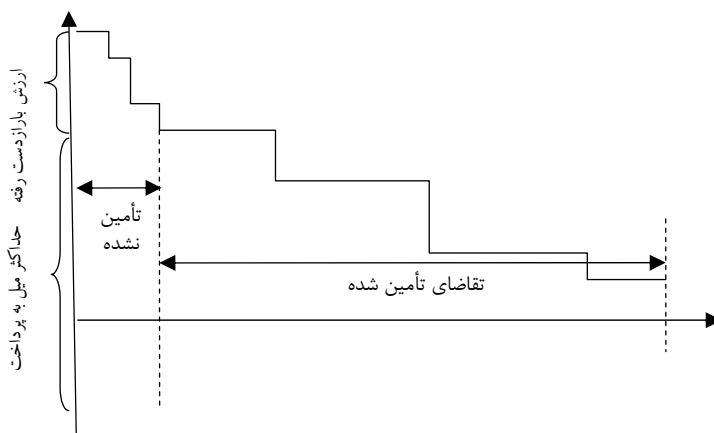
ماخذ: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

۳-۴- حداکثر تمایل به پرداخت مصرف کنندگان (pdj)

تقاضای برق هر مشترک، به معنای حداکثر مقدار است 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 اختلال در شبکه‌ی توزیع، توجیهی منطقی است تا مشترک مبلغی را به عنوان ارزش بار ازدست رفته^۱ 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 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 با عنوان «هزینه‌های قطع برق در ایران» (صادقی، ۱۳۷۴)، ارزش هر کیلو وات ساعت برق تأمین نشده برای بخش‌های مختلف خانگی، تجاری، صنایع بزرگ و کوچک 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 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 شبانه روز بستگی دارد.



نمودار ۲ - ارزش بار از دست رفته و حداکثر تمایل به پرداخت گروه های مختلف مصرف کننده انرژی الکتریکی

(چوینوسکی^۱، ۲۰۰۲)، (لیم و جنکینز^۲، ۲۰۰۰) و (بانک جهانی، ۱۹۹۶) حداکثر قیمتی که متقاضیان برق در هر دوره زمانی برای تأمین بار می توانند بپردازند را معادل قیمت تمام شده شیوه های جایگزین تأمین نیاز مصرفی مورد نظر فرض کرده اند. به عنوان مثال، برای یک خانوار هزینه تأمین گرما و روشنایی در صورت استفاده از وسایل نفت سوز و نیز برای یک کشاورز، هزینه سوخت مصرفی یک دستگاه پمپ آب دیزلی می تواند نشان دهنده بالاترین سطح تمایل به پرداخت باشد. به همین ترتیب، هزینه تولید هر کیلووات ساعت با استفاده از ژنراتورهای شخصی کوچک می تواند نشانگر بالاترین سطح تمایل به پرداخت مصرف کنندگان برق باشد.

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

نیرگاه	هزینه متغیر ^۱ (ریال بر کیلووات ساعت)	هزینه ثابت ^۲ (ریال بر کیلووات ساعت)	حداکثر تمایل به پرداخت مصرف کنندگان برای هر کیلووات ساعت (ریال)
۱ مگاواتی بخش خانگی	۵۲۳/۱	۶/۴	۵۲۹/۶
۱ مگاواتی 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 مصرف کنندگان را معادل قیمت تمام شده تولید برق توسط ایشان در نظر 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 مصرف کننده، به عنوان حداکثر تمایل به پرداخت این مصرف کنندگان محاسبه و در جدول ۴ گزارش شده است.

۵-۳- 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 ۱۴۷۲/۱ گیگاوات 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

۴- اجرای مدل و نتایج حاصل از آن

۴-۱- بازه سالانه

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

Max

$$Z = (1316/4)D_1 + (461/7)D_2 + (371/2)D_3 + (159/2)G_1 + (147/2)G_2 + (113/4)G_3 + (104/2)G_4 + (88/5)G_5 + (460/0.89)X - (232/6)M \quad (10)$$

Subject to

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

$$G_1 \leq 559/9 \quad (12)$$

$$G_2 \leq 31319/9 \quad (13)$$

$$G_3 \leq 70397/1 \quad (14)$$

$$G_4 \leq 37007/9 \quad (15)$$

$$G_5 \leq 13409/8 \quad (16)$$

$$D_1 \leq 53281 \quad (17)$$

$$D_2 \leq 35984 \quad (18)$$

$$D_3 \leq 95453 \quad (19)$$

$$M \leq 2803 \quad (20)$$

$$X \leq 6368 \quad (21)$$

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

در مدل فوق، قیمت ها و هزینه های نهایی بر حسب میلیون ریال بر گیگاوات ساعت و گروه های تولید کننده و تقاضا کننده 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 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

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 در عمل، استفاد بهینه از آنها نمی‌شود.

جدول ۷- مقادیر محقق شده قیمت (ریال بر کیلووات ساعت)، گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و

تقاضاکننده (تراوات ساعت) در سال ۱۳۸۶

متغیرها	Pr ^۱	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 گروه‌های مختلف: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۷)

۴-۲- 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 (ماهان) 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 داده های ماهانه سال ۱۳۸۶، با استفاده از نرم افزار بهینه یابی GAMS، قیمت سایه ای و ترکیب بهینه تولید و مصرف برق به تفکیک هر ماه محاسبه و در جدول (۸) گزارش شده است که نشان دهنده کاهش قیمت سایه ای در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم سال است

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

متغیرها	P	G1	G2	G3	G4	G5	D1	D2	D3	D4	X	M
فروردین	۱۳۲/۶	۵۷/۱۵	۱۶۷/۵	۵۰/۳۱	۳۰۰/۸۱	۱۰۹۰/۱۴	۳۵۲۹/۴	۶۹۰/۸۸	۶۶۷/۵	۱۶۴/۴	۵۴۲/۴	۱۳۱/۳
اردیبهشت	۰	۰	۳۳۹/۵	۵۳۵/۴	۳۵۱۲/۷	۱۲۹۸/۳۶	۴۱۸۹/۶	۸۲۰	۵۵۴۵/۳	۱۸۶/۶	۵۴۲/۴	۰
خرداد	۱۳۲/۶	۶۷/۶	۳۱۷/۲	۶۶۹/۱۲۸	۳۶۱۸/۳	۱۳۱۴/۹	۶۸۳۲/۸	۹۴۶	۶۳۶/۸	۲۱۳۳/۵	۵۴۲/۴	۱۲۷/۹
تیر	۱۳۲/۶	۱۳۶/۶	۳۸۱۲/۸	۷۰۷۲/۹	۳۶۶۱	۱۳۱۹/۴۸	۵۱۲۹/۴۶	۱۰۲۳/۶	۶۹۲۱/۸۵	۳۳۴/۷	۵۴۲/۴	۱۷۷/۷
مرداد	۱۳۲/۶	۶۹/۱	۴۱۷۰	۷۱۰۸/۲۹	۳۶۰۵/۸	۱۳۰۶/۷	۵۱۳۵/۹	۱۰۴۴/۴۵	۷۰۶۲/۶	۲۵۳۰/۸	۵۴۲/۴	۲۳۸/۱
شهریور	۱۳۲/۶	۶۳/۸	۴۰۶۰/۱	۶۵۳۳/۶	۳۶۷۱	۱۲۵۷/۹	۵۰۶۳/۶	۹۹۱/۱۵	۶۷۰/۲	۲۴۰/۱۷	۵۴۲/۴	۲۲۴/۴
مهر	۳۵۴/۸	۵۴/۱	۲۸۶۷/۷	۵۱۸۱	۲۸۱۶/۷	۱۰۲۴/۴	۴۰۵۵/۷	۸۰۱/۷	۵۴۲۱	۱۳۳۶/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
آبان	۳۵۴/۸	۵۲/۶	۳۳۰۵/۷	۴۹۵۳/۳	۲۷۱۳/۴	۹۸۳/۳	۳۸۰۵/۳	۷۴۴/۹	۵۰۳۶/۷	۱۴۰۲/۸	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
آذر	۳۵۴/۸	۵۰/۱۵	۱۶۳۳/۷	۵۸۹۹/۸	۲۶۱۲/۲	۹۴۶/۷	۳۸۱۳/۹	۷۴۸/۵	۵۰۶۱/۷	۱۲۰۴/۵	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
دی	۳۵۴/۸	۵۷/۱۵	۱۵۵۵/۵	۵۸۶۶/۹	۲۶۰۰/۸	۹۵۷	۳۶۱۶/۷	۷۳۶/۳	۴۹۷۹	۱۲۸۵/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
بهمن	۳۵۴/۸	۶۲/۴	۱۸۷۸/۹	۵۷۶۶/۵	۲۶۶۶	۹۵۱/۶	۳۸۰۵/۸	۷۴۴/۹	۵۰۳۷/۳	۱۳۳۵/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
اسفند	۳۵۴/۸	۵۱/۵۳	۲۰۵۲/۶	۵۱۲۹/۸	۲۶۶۶/۹	۹۵۹/۲	۳۶۷۲/۸۱	۷۱۸/۹۳	۴۸۶۱/۵	۱۲۹۲/۳	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴

مآخذ: نتایج مدل

از مقایسه عملکرد ماهانه بازار برق در سال ۱۳۸۶ (جدول ۹) با نتایج حاصل از بهینه یابی، همان برآیند سالیانه تکرار می شود: قیمت بهینه در ماه های مختلف به مراتب بیش از قیمت تحقق یافته در بازار برق است و صادرات و واردات بهینه نیز بیش از مقادیر تحقق یافته آن است. این جدول نشان دهنده کاهش قیمت های تحقق یافته برق در بازار و در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم است.

جدول ۹- مقادیر محقق شده قیمت در بازار عمده فروشی (ریال بر کیلووات ساعت) و گروه های مختلف عرضه کننده و تقاضا کننده (گیگاوات ساعت) به تفکیک هر یک از ماه های سال ۱۳۸۶

متغیرها	P	G1	G2	G3	G4	G5	D1	D2	D3	D4	X	M
فروردین	۱۳۷/۴	۵۷/۱۵	۱۶۷/۵	۵۰/۵۱	۲۵۹۳	۱۵۱۹	۳۵۲۹/۴	۶۹۰/۸۵	۶۶۷/۵	۱۶۴/۴	۱۷۳۳/۵	۵۴۳/۵
اردیبهشت	۱۳۹	۶۶/۶۴	۳۳۹/۸	۵۴۸۴/۱	۲۸۳۰	۲۰۶۷	۴۱۸۹/۶	۸۲۰	۵۵۴۵/۳۳	۱۹۸/۱۲	۱۵۵۸۵/۰	۱۲۵/۱۴
خرداد	۱۴۱	۶۷/۶۳	۳۱۷/۲	۶۶۹/۱۲۸	۳۳۹	۱۶۲۰	۶۸۳۲/۸۳	۹۴۶	۶۳۶/۸	۲۲۹/۲	۱۵۲	۱۴۶/۵۰
تیر	۱۴۳	۷۳/۶	۳۸۱۲/۸	۷۱۷۲/۹	۳۵۸/۷	۱۴۰۹	۵۱۲۹/۵	۱۰۲۳/۶	۶۹۲۱/۸	۲۴۸/۳	۱۴۹/۳۳	۱۱۳/۶۰
مرداد	۱۴۴	۶۹/۱	۴۱۷۰	۷۱۸۳/۹	۳۶۷۱	۱۲۵۷/۹	۵۰۶۳/۶	۱۰۴۴	۷۰۶۲/۷	۲۵۳/۸	۱۷۷/۰۲	۱۰۳/۵۰
شهریور	۱۴۶/۶	۶۳/۸	۴۰۶۰/۱	۶۵۳۳/۶	۳۶۱۲	۱۱۲۲	۵۰۶۳/۶	۹۹۱/۲	۶۷۰/۲	۲۴۰/۱۷	۱۵۲/۲۰	۱۵۸/۲۰
مهر	۱۴۵/۶	۵۴/۱۵	۲۸۶۷/۷	۵۱۸۱	۳۶۹۸	۶۶۶	۴۰۵۵/۷	۸۰۱/۷	۵۴۲۱	۱۹۴/۶	۱۵۶/۵۰	۱۴۱/۶۵
آبان	۱۴۶/۳	۵۲/۶	۳۳۰۵/۷	۴۹۵۳/۳	۳۱۱۵	۵۹۴	۳۸۰۵/۳	۷۴۴/۹	۵۰۳۶/۷	۱۸۰۴/۸	۱۵۴/۹۰	۱۳۱/۲۱
آذر	۱۴۶/۹	۵۰/۱۵	۱۶۳۳/۷	۵۸۹۹/۸	۲۸۸۱	۶۸۹	۳۸۱۳/۹	۷۴۸/۵	۵۰۶۱/۷	۱۸۱۳/۷	۲۱۱/۹۰	۱۰۸/۵۸
دی	۱۴۸/۱	۵۷/۱	۱۵۵۵/۵	۵۸۶۶/۹	۲۷۰	۸۵۹	۳۶۱۶/۷	۷۳۶/۳	۴۹۷۹	۱۷۸۶/۲	۲۰۵/۲۷	۷۳/۵۰
بهمن	۱۴۹	۶۲/۴	۱۸۷۸/۹	۵۷۶۶/۵	۲۷۴۰	۸۴۹	۳۸۰۵/۸	۷۴۴/۹	۵۰۳۷/۳	۱۸۰۵	۱۱۵/۸۵	۱۶۱
اسفند	۱۵۱	۵۱/۵۳	۲۰۵۲/۶	۵۱۲۹/۸	۲۸۱۴	۷۹۴	۳۶۷۲/۸۱	۷۱۸/۹۳	۴۸۶۱/۵	۱۷۴۲	۱۳۶/۱۰	۱۴۶/۹۰

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

۲- آمار مربوط به تولید نیروگاه ها و گروه های مختلف تقاضا کننده: 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 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 در نظر 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 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 عملکرد 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، در حالی 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. 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 نمی شود. این نتایج حاکی از ضرورت بازنگری در مکانیزم های تنظیم، برای رسیدن به یک بازار برق کارا است.

به دلیل نوسانات زیاد در بازار برق، برای حصول نتایج دقیق تر، مدل را به تفکیک ماه های مختلف سال اجراء می کنیم. 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 سوخت های مایع به جای سوخت گاز طبیعی و عدم استفاده از نیروگاه های برق آبی 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 بازی ها»، نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، سال ۶، شماره ۳
- پژویان جمشید؛ تیمور محمدی (۱۳۷۹). «قیمت گذاری بهینه برای صنعت برق». پژوهش های اقتصادی ایران، سال ۶، شماره ۳، صفحه ۳۹-۶۲.
- ترازنامه انرژی ۱۳۸۶، وزارت نیرو
- حیدری کیومرث (۱۳۸۱) «بررسی قیمت گذاری در صنعت برق با اعمال روش رمزی با استفاده از هزینه نهایی ناشی از بکارگیری نرم افزار LOGOS»، هفدهمین کنفرانس بین المللی برق.
- دفتر برنامه ریزی و تولید، شرکت توانیر، ۱۳۸۶.
- دفتر خصوصی سازی صنعت برق، وزارت نیرو
- دفتر روابط برون مرزی، 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 نسرين (۱۳۸۸) «مقایسه هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق در شیوه های مختلف قیمت گذاری»، هفتمین کنفرانس بین المللی 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*, Chris John 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 نرم افزار 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
1 -	INF	6386.000	6386.000	88.889
---EQU IMPORT				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
NF	2803.000	2803.000	138.600	