نشریه علمی (فصلنامه) پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی شماره ۱۰۸
سال سی و یکم، زمستان ۱۴۰۲، صفحه ۹۰ - ۶۷

اثرات اعمال سناریوهای مدیریت تقاضا بر آرایش تولید نیروگاه‌ها در کشور: الگوی بهینه‌یابی تعادل جزئی مقید

داود منظور
دانشیار دانشکده معارف اسلامی و اقتصاد دانشگاه امام صادق (علیه‌السلام)، تهران، ایران
manzoor@isu.ac.ir

مدیریت تقاضا یکی از مهم‌ترین ابزارهایی است که استفاده از آن در شرایط فعلی صنعت برق کشور، ضروری به نظر می‌رسد. این امر مستلزم پژوهش‌هایی است که با هدف بررسی اعمال چنین سیاست‌هایی انجام می‌شوند و به ارزیابی نتایج استفاده از شیوه‌های مختلف مدیریت تقاضا می‌پردازند. پژوهش حاضر با استفاده از یک مدل بهینه یابی تعادل جزئی مقید برای صنعت برق کشور به دنبال بررسی اثرات اعمال سیاست‌های مدیریت تقاضا بر آرایش تولید نیروگاه‌های کشور، هزینه‌های تولید و در نهایت قیمت‌های سایه‌ای در طرف عرضه برق می‌باشد. به این ترتیب دو سناریو در کنار سناریوی مرجع معرفی می‌شوند. در سناریوی مرجع مدیریت تقاضا اعمال نشده و نتایج آن برای مقایسه نتایج دو سناریوی دیگر مورد استفاده قرار می گیرد. در دو سناریوی دیگر یکی سیاست پیک سایی اعمال می‌شود یعنی ۱۰ درصد از مصرف پیک به طور مستقیم کاهش می‌یابد و در سناریوی دوم ۱۰ درصد از مصرف ساعات پیک به ساعات غیرپیک منتقل می‌شود. بر اساس نتایج به دست آمده تغییرات تقاضا در ساعات پیک منجر به تغییر در آرایش تولید شده و از سهم نیروگاه‌های فسیلی می کاهد. علاوه بر این هزینه‌های تولید با جابه جایی مصرف به ساعات غیرپیک کاهش یافته و در نهایت قیمت‌های پیک و آف پیک با جا به جایی بار به یکدیگر نزدیک می‌شوند.

طبقه‌بندی JEL: G32، O47، L25، C51.
واژگان کلیدی: مدیریت تقاضا، صنعت برق، نیروگاه، بهینه‌یابی تعادل جزئی مقید

تاریخ دریافت: ۲۵ / ۶ / ۱۴۰۲ تاریخ پذیرش: ۹ / ۹ / ۱۴۰۲

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

۱. مقدمه

روند روبه‌رشد تقاضای برق در سال‌های اخیر در کنار عدم ایجاد ظرفیت‌های جدید برای پاسخگویی به نیاز مصرف، بیش‌ازپیش ضرورت طرح مباحث مدیریت تقاضا در کشور را آشکار می‌سازد. مدیریت تقاضا بخصوص در ساعات پیک و انتقال آن به ساعات غیرپیک باعث می‌شود تا نه‌تنها به ساختار سیستم قدرت آسیبی وارد نشود بلکه منافع اقتصادی مشترکین و صنعت نیز تأمین گردد.

طرفداران مدیریت تقاضای برق برای نشان‌دادن اهمیت آن استدلال‌های ویژه‌ای می‌آورند. یکی از مهم‌ترین استدلال‌های آن‌ها متفاوت بودن میزان برق صرفه‌جویی شده و تولید شده است. واقعیتی وجود دارد و آن این است که یک مگاوات ساعت صرفه‌جویی در مصرف برق، بیش از یک مگاوات ساعت برق تولیدی است. چرا که در شبکه تلفات وجود دارد. هرگونه عرضه برق شامل تلفات در شبکه‌های توزیع و انتقال است، بنابراین کاهش تقاضا باعث می‌شود تا فشار کمتری بر توسعه شبکه وارد شود.

از سوی دیگر به دلیل کارایی فنی پایین فرآیند تبدیل دیگر حامل‌های انرژی به برق، فشار تقاضای منابع مورد نیاز برای تولید برق، با کاهش تقاضای برق، کاهش می‌یابد. علاوه بر این با کاهش تقاضا، نیاز به توسعه زیرساخت‌های تولید برق و در نتیجه صدمات زیست محیطی کاهش می‌یابد.

دلیل دیگری که بر اهمیت مدیریت تقاضا می‌توان برشمرد آنست که مدیریت تقاضا استفاده از زیرساخت‌های موجود را نیز بهبود می‌بخشد، چرا که منجر به کاهش تراکم شبکه و به تبع آن بهبود قابلیت اتکا در طرف عرضه می‌گردد.

به این ترتیب از آن‌جا که بسیاری از کشورها برای پاسخ به نیازهای خود به واردات برق وابسته هستند، مدیریت تقاضا، وابستگی به واردات و در نتیجه شکنندگی صنعت در مقابل نوسانات قیمت را کاهش می‌دهد و باعث می‌شود که امنیت عرضه بهبود یابد.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

علاوه‌براین مدیریت تقاضا به بهبود کارایی نیز کمک خواهد کرد. چرا که واکنش‌های طرف تقاضا در عملیات بازار منجر به استفاده بهتر از تجهیزات الکتریکی و بهبود عملیات بازار می‌گردد(باتاچاریا[1]، ۲۰۱۱).

یکی از مهم‌ترین ابزارهای مدیریت تقاضا، مدیریت بار است. با استفاده از این ابزار تلاش می‌شود تا منحنی‌های بار که همان تقاضای برق هستند را تغییر داده و تقاضای برق را در دوره‌های پیک کاهش دهند. به این ترتیب تقاضا برای سرمایه‌گذاری در ظرفیت‌های مربوط به پیک نیز کاهش می‌یابد و تجهیزات در زمان‌های دیگر بهتر مورد استفاده قرار می‌گیرند. این امر سبب می‌شود تا هزینه تولید برق کاهش یابد. در این پژوهش تلاش می‌شود تا با ارائه یک مدل بهینه سازی تعادل جزئی در صنعت برق به تأثیرات اعمال سیاست‌های مدیریت تقاضا بر آرایش تولید، هزینه‌های کل سیستم و قیمت‌های سایه‌ای را مورد بررسی قرار دهیم. برای این منظور پس از بررسی وضعیت تقاضای برق در ایران، به مرور مطالعات انجام شده در این زمینه می‌پردازیم. سپس مدل مورد استفاده و سناریوهای مربوطه معرفی شده و درنهایت مدل با داده‌های مربوط به صنعت برق ایران اجرا می‌شود. در پایان نیز نتایج اجرای مدل و تفسیر آن‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲. تقاضای برق در ایران

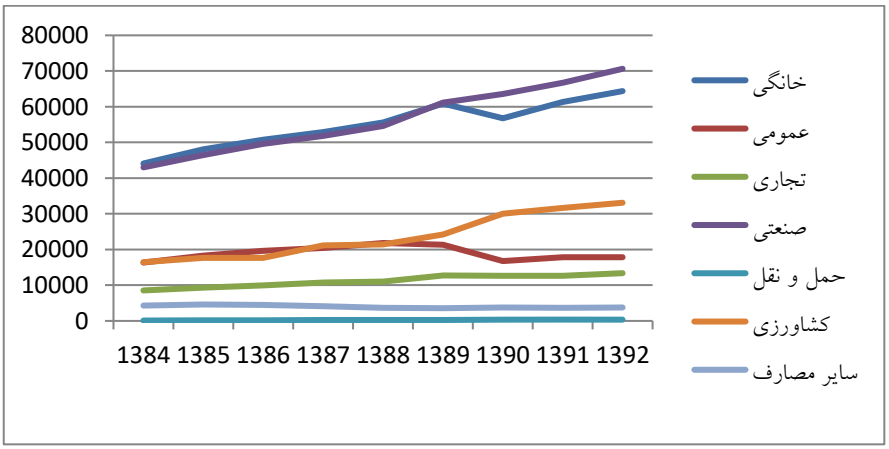
در سال ۱۳۴۸، حدود ۱/۸ میلیون بشکه نفت خام انرژی الکتریکی در بخش صنعت به مصرف رسیده است. این رقم در سال ۱۳۵۸ به معادل ۵/۱ میلیون بشکه نفت خام می‌رسد. طی این سال‌ها نرخ رشد متوسط مصرف انرژی الکتریکی در بخش صنعت ۱۰ درصد می‌باشد. همچنین مصرف برق بین سالهای ۷۰-۱۳۵۹ سالانه به طور متوسط ۶/۸ درصد رشد داشته و در سال ۱۳۷۸ مصرف انرژی الکتریکی در بخش صنعت به رقم ۱۷/۷ میلیون بشکه معادل نفت خام رسیده است. مصرف انرژی الکتریکی توسط بخش صنعت در سال ۱۳۸۸ برابر ۳۴/۳ میلیون بشکه نفت خام بوده که متوسط نرخ رشد آن طی ده سال منتهی به ۱۳۸۸ برابر ۶/۸ درصد و برای کل دوره ۸۸-۱۳۴۸ برابر ۷/۹ درصد می‌باشد.

1. Bhattacharyya

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]
[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

در بخش کشاورزی نیز مصرف انرژی الکتریکی از ۰/۱ میلیون بشکه نفت خام در سال ۱۳۴۸ به ۱/۸ میلیون بشکه نفت خام در سال ۱۳۶۸ رسیده است. مصرف انرژی الکتریکی در بخش کشاورزی طی سال‌های ۷۸-۱۳۶۸ از نرخ رشدی معادل ۹/۷ درصد برخوردار بوده و این رقم برای ده ساله منتهی به ۱۳۸۸ معادل ۱۰ درصد گردیده است.

همچنین مصرف انرژی الکتریکی توسط خانوارها، قسمت عمده‌ای از مصرف برق کل کشور را تشکیل می‌دهد. به گونه ایکه بزرگ‌ترین سهم مصرف انرژی الکتریکی در بین بخش‌های عمده اقتصادی کشور به بخش خانگی اختصاص دارد. مصرف برق توسط خانوارها در سال ۱۳۴۸ برابر ۱/۱ میلیون بشکه نفت خام و در سال ۱۳۵۸ برابر ۵/۶ میلیون بشکه نفت خام بوده است. این رقم با نرخ متوسط رشد ۸/۳ درصدی در سال ۱۳۷۸ به ۲۷/۱ میلیون بشکه نفت خام می‌رسد. در سال ۱۳۸۸ مصرف انرژی الکتریکی توسط خانوارها معادل ۵۲ میلیون بشکه نفت خام بوده که حدود ۵۰ درصد کل مصرف برق کشور را تشکیل می‌دهد. نمودار ۱ روند مصرف انرژی الکتریکی در بخش‌های مختلف را بر حسب گیگاوات ساعت، طی سال‌های مورد بررسی نمایش می‌دهد.



نمودار ۱. روند مصرف انرژی الکتریکی به تفکیک بخش‌های مصرفی طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲(گیگاوات ساعت)

مأخذ: وزارت نیرو، دفتر برنامه ریزی و اقتصاد کلان برق و انرژی

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

۳. مروری بر مطالعات انجام شده

تروستر[1] و دیگران(۲۰۱۱) در پژوهشی که انجام داده اند، سناریوهای مختلف مدیریت مصرف را برای بازار برق اروپا با استفاده از مدلسازی بهینه یابی جریان برق بررسی کرده‌اند. آنها با در نظر گرفتن سناریوهای کاهش ۵ درصد، ۱۰ درصد و ۲۰ درصد، به ترتیب برای دوره‌های کوتاه مدت، میان مدت و بلند مدت، اثر این سناریوها را بر آرایش بهینه تولید نیروگاه‌ها به تفکیک فناوری تولید مورد ارزیابی قرار داده‌اند. آنها در پایان به این نتیجه می‌رسند که سناریوهای مختلف مدیریت مصرف می‌تواند بر ترکیب تولید به جهت میزان اتکا به فناوری‌های تجدید پذیر و همچنین فناوری‌های غیرانعطاف پذیر اثر گذار باشد. یکی دیگر از نتایج نویسندگان آن بود که ظرفیت اتکا به فناوری‌های خورشیدی و بادی در اروپا محدود است.

کوهلر[2] و دیگران (۲۰۱۰) با استفاده از روش بهینه یابی برای ساختار تولید برق به بررسی سناریوهای مدیریت مصرف در بازار برق آلمان پرداخته‌اند. آنها پس از کالیبره کردن مدل خود برای تولید برق در آلمان به این نتیجه رسیده‌اند که مدیریت تقاضای برق در آلمان می‌تواند تا سال ۲۰۲۰ ظرفیت تولید برای پوشش نیاز مصرف در ساعات پیک را به اندازه ۸۰۰ مگاوات کاهش دهد.

گربالت و لورنز[3](۲۰۱۷) با استفاده از یک مدل dynELMOD به مدل سازی تولید برق در اروپا پرداخته است. آن‌ها با استفاده از مکانیزم جابه‌جایی بار و تقاضای نگه داشته شده، تأثیر اعمال سیاست‌های مدیریت مصرف بر متغیرهای عمده صنعت برق در اروپا را بررسی کرده‌اند. بر طبق نتایج حاصل از اجرای مدل آن‌ها به این نتیجه رسیده‌اند که تا سال ۲۰۴۰ با توجه به عدم امکان توسعه بیشتر نیروگاه‌های هسته‌ای در اروپا نیاز به فناوری‌های با توانایی ذخیره انرژی در مقیاس‌های بزرگ برای مدیریت پیک مصرف وجود دارد.

گراسمن[4] و دیگران(۲۰۱۴) در مقاله خود تلاش کرده‌اند تا با استفاده از یک مدل بهینه سازی ساعتی برای توزیع بار، انتقال و مدیریت مصرف، روابط بین مدیریت مصرف و تراکم بار در ساعات

1. Troster
2. Kohler
3. Gerbaulet and Lorenz
4. Göransson

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]
[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

پر تراکم را به دست آورند. آن‌ها با تعریف نوع خاصی از رابطه مدیریت مصرف و انتقال آن سه سناریوی کاهش ۵، ۱۰ و ۱۵ درصدی در مصرف ساعات پیک را مورد بررسی قرار دهند. آن‌ها در پایان به این نتیجه می‌رسند که هرچه مدیریت مصرف بیشتر اعمال شود، تراکم بار در ساعات پیک کاهش می‌یابد.

برگینتزل و کلسترس[1](۲۰۱۳) با استفاده از یک مدل بهینه یابی برای بازار برق اروپا تولید و هزینه بهینه را برای کشورهای اروپایی مورد بررسی قرار داده است. آن‌ها با تعریف سناریوهای پیک سایی ۲ درصد، ۱۰ درصد و ۱۷ درصد، اثرات اعمال این سناریوها را بر هزینه کل تولید و هزینه‌های انتشار کربن ارزیابی کرده‌اند. نتایج این پژوهش از کاهشی بودن هزینه‌های مذکور با افزایش میزان کاهش مصرف پیک خبر می‌دهد.

ژیانگ[2] و دیگران (۲۰۱۵)در مقاله‌ای با عنوان «مدیریت تقاضا در بازار عمده فروشی برق: مقایسه بین رویکردهای رفاه اجتماعی با رویکردهای مربوط به هزینه‌های صنعت» دو رویکرد اصلی در مدلسازی مدیریت تقاضا در صنعت برق را مورد بررسی قرار می‌دهند. رویکرد اول به بهینه سازی رفاه اجتماعی با توجه به انگیزه‌های کاهش تقاضا در ساعات پیک می‌پردازد و در رویکرد دوم کاهش هزینه‌های صنعت برق با توجه به مدیریت مصرف مورد بررسی قرار می‌گیرد.

امارسینگ[3] و دیگران (۲۰۱۷) در پژوهشی برای مدیریت تقاضای برق در سریلانکا با استفاده از مدلسازی قیمت‌های لحظه‌ای برق از هزینه نهایی بهینه نیروگاه‌ها در این کشور، به بررسی سناریوهای مدیریت مصرف پرداخته است. نویسندگان در پایان به این نتیجه می‌رسند که با اعمال سناریوهای پیک سایی در ساعات پیک روز علاوه‌بر کاهش مصرف کل، قیمت‌های ساعات پیک نیز کاهش یافته و از انتشار کربن نیز در کل صنعت برق سریلانکا کاسته می‌شود.

در مقاله رجبی مندی و دیگران(۱۳۹۵) با استفاده از یک الگوریتم ترکیبی هوشمند مبتنی بر الگوریتم ژنتیک و الگوریتم PSO روشی برای مدیریت بلندمدت مصرف برق خانگی مناسب جهت

1. Bergaentzle and Clastres
2. Jiang
3. Amarasinghe

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]
[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

پیاده سازی در بستر شبکه برق هوشمند برق مطرح گردیده است. هدف اصلی این مقاله ارائه روشی جهت تعیین نقاط موثر سرمایه گذاری بر روی بهینه سازی وسایل خانگی با هدف کاهش مصرف برق بخش خانگی می‌باشد. برای رسیدن به این هدف در گام اول، یک مدل برای میزان بازده لوازم خانگی ارائه گردیده است. از این مدل جهت بررسی سرمایه گذاری در بهینه سازی انواع لوازم خانگی و تأثیر آن بر مصرف برق بخش خانگی استفاده می‌شود. در گام دوم، از یک بازی همکارانه با قابلیت انتقال سود مندی برای مدل سازی تشکیل ائتلاف روی وسایلی خاص مانند وسایل خانگی اساسی که مشتری تمایل به سرمایه گذاری بیشتر روی آن‌ها دارد استفاده شده است که هدف از آن افزایش احتمال حضور این وسایل در برنامه مدیریت مصرف با توجه به منابع مالی اختصاصی می‌باشد. در گام سوم یک سیستم ترکیبی مبتنی بر الگوریتم ژنتیک چندهدفه و الگوریتم PSO جهت حل مسئله و پیدا کردن نقاط بهینه سرمایه گذاری معرفی شده است. شبیه سازی‌های انجام شده با یک سناریوی مشخص نشان دهنده ۴۵/۵۶٪ کاهش برق مصرفی و همچنین کاهش ۸۰/۴۸٪ هزینه تعمیرات ناشی از بهینه سازی وسایل منتخب می‌باشد.

اعلمی و دیگران (۱۳۸۷) در پژوهشی دو روش از روش‌های نه گانه پاسخ گویی بار، قیمت زمان استفاده (TOU) و پاسخ گویی بار اضطراری(EDRP) ، بیان و مدل ریاضی آنها (مدل‌های تک پریودی، چندپریودی و نهایی) با توجه به ضرایب حساسیت دیماند – قیمت را استخراج کرده‌اند. آن‌ها، مدل‌های یاد شده را با لحاظ سناریوهای مختلف بر روی منحنی بار روزانه کشور ایران مورد تست و ارزیابی قرار داده و منحنی‌های مصرف جدید، میزان انرژی مصرفی، درصد کاهش پیک، مبلغ درآمد شرکت برق، میزان جایزه پرداختی و مقدار سود مشتری در هر سناریو را محاسبه کرده‌اند. به‌عنوان مثال یکی از نتایج بررسی سناریوها آنست که اگر مصرف‌کننده نوعی، میزان مصرف خود را به‌اندازه ۱۰ درصد کاهش دهد، از هزینه قبض برق او به‌اندازه ۵ میلیون ریال کم می‌شود.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

در مطالعه پیش رو تلاش می‌شود تا با ارائه یک مدل با وضوح بالا و تواتر ساعتی مصرف برق، کل هزینه‌های سیستم قدرت براساس اطلاعات صنعت برق ایران کمینه شده و نتایج سناریوهای مدیریت تقاضا مورد بررسی قرار گیرند.

۴. معرفی مدل تحقیق

مدل سازی سیستم‌های برق عموما با استفاده از مدل‌های برنامه ریزی پویا انجام می‌گیرد. این مدل‌ها یک تابع هدف را که عموما شامل هزینه سیستم و یا رفاه کل جامعه می‌شود نسبت به یک سری قیود اقتصادی، فنی و قراردادی بهینه یابی می‌کند. این قیود می‌توانند قیود دسترسی پذیری، خصوصیات عملیاتی نیروگاه ها، محدودیت‌های زیست محیطی، هزینه‌های سوخت، الزام‌های قراردادی و بالاخره قیود فنی انتقال را در بر گیرند. در برخی از انواع مدلسازی نااطمینانی نیز وارد می‌شود و این در حالی است که بسیاری از مدل‌ها معین بوده و نااطمینانی در آنها وارد نمی‌شود.

مدل مورد استفاده در این پژوهش با الهام از مطالعه هرت[1] (۲۰۱۵) در خصوص بازار برق اروپا، طراحی شده است که هدف آن تعیین آرایش تولید بهینه و برآورد سرمایه‌گذاری مورد نیاز در تجهیزات تولید و انتقال در بازار عمده فروشی برق با رویکرد تعادل جزئی می‌باشد. این مدل با دریافت و تحلیل داده‌های ساعتی مصرف برق، مقادیر بهینه تولید، انتقال، ذخیره سازی، سرمایه‌گذاری، قیمت‌های سایه‌ای و هزینه تمام شده را محاسبه می‌کند.

این مدل به کمینه سازی هزینه‌های کل تولید و تأمین برق با درنظرگرفتن مجموعه بزرگی از قیود فنی و اقتصادی بهینه می‌پردازد به‌طوری‌که با در نظر گرفتن مقدار تقاضای مفروض، هزینه کل سیستم عرضه برق یعنی مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری، سوخت و هزینه‌های متغیر در بخش‌های تولید، انتقال و ذخیره سازی برق را حداقل می‌نماید.

متغیرهای تصمیم در این مدل میزان تولید، به تفکیک هر فناوری تولید، ظرفیت ذخیره سازی و میزان سرمایه‌گذاری عدم سرمایه‌گذاری در هر فناوری تولید بخصوص در انرژی‌های تجدید پذیر خواهد بود.

1. Hirth

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

مهم‌ترین قیود این مدل برقراری تعادل بین عرضه و تقاضا، محدودیت‌های ظرفیت و محدودیت‌های مربوط به نیروگاه‌های Must-Run می‌باشد.

فناوری‌های تولید برق مورد تأکید در این مطالعه عبارت‌اند از:

فناوری تجدید پذیر، شامل بادی و خورشیدی.

فناوری‌های تولید برق حرارتی، شامل اتمی،توربین‌های گازی سیکل ترکیبی، توربین‌های گازی چرخه باز، نیروگاه‌های برقابی فناوری تلمبه ذخیره‌ای و همچنین فناوری تولید همزمان برق و حرارت(CHP).

در این مدل نیروگاه‌های موجود از نوع سرمایه‌گذاری انجام گرفته یا هزینه‌های ریخته[1] در تلقی می‌شود اما در صورتی که نتوانند هزینه‌های شبه ثابت خود را پوشش دهند، از آرایش تولید کنار گذاشته می‌شوند. سرمایه‌گذاری‌های جدید نیز بخصوص در انرژی‌های تجدید پذیر نیز باید در کوتاه مدت هزینه‌های سرمایه‌گذاری را پوشش دهند.

قیمت ساعتی برق بر اساس قیمت‌های سایه‌ای متناظر با شرط تعادل بلند مدت با سود صفر تعیین می‌شود. تقاضا در این مدل به صورت برونزا تعیین می‌شود و همچون سایر مدل‌های کوتاه مدت آرایش تولید در بازار برق نسبت به قیمت بی کشش فرض می‌شود. در دوره‌های بلند مدت نیز فرض می‌شود که قیمت متوسط برق به صورت ناگهانی طی دوره‌های مختلف تغییر نخواهد کرد.

هزینه کل در سیستم عرضه برق شامل مجموع هزینه‌های ثابت تولید، هزینه‌های متغیر تولید، هزینه‌های سرمایه‌گذاری در ذخیره سازی و هزینه‌های انتقال در کل طول دوره بهره‌برداری از سیستم برق می‌باشد. به این ترتیب تابع هزینه کل را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$C = \sum_i C_i^{fix} + \sum_{i,t} C_{i,t}^{var} + C^{sto} + C^{Trans} \qquad (۱)$$

1. Sunk-Cost

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

که در آن $\sum_i \boldsymbol{C_i^{fix}}$ مجموع هزینه‌های ثابت فناوری ها، $\sum_{i,t} \boldsymbol{C_{i,t}^{var}}$ مجموع هزینه‌های متغیر فناوری‌های مختلف در ساعات t، $\boldsymbol{C^{sto}}$ هزینه‌های مربوط به فناوری تلمبه ذخیره‌ای و $\boldsymbol{C^{Trans}}$ هزینه‌های انتقال می‌باشد. هزینه‌های ثابت تولید را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$\sum_i C_i^{fix} = \sum_i (\hat{g}_i^{inv} . (C_i^{inv} + C_i^{qfix}) + \hat{g}_i^0 . C_i^{qfix}) \quad (۲)$$

که در آن $\boldsymbol{\hat{g}_i^{inv}}$ میزان ظرفیت سرمایه‌گذاری جدید در فناوری تولید i (بر حسب مگاوات)، $\boldsymbol{C_i^{inv}}$ و $\boldsymbol{C_i^{qfix}}$ به ترتیب هزینه‌های سرمایه‌گذاری سالانه و هزینه‌های شبه ثابت سرمایه‌گذاری سالانه در فناوری تولید i و $\hat{g}_i^0$ ظرفیت تولید موجود در فناوری تولید i بر حسب مگاوات می‌باشد.

هزینه سرمایه‌گذاری(C_i^{inv}) در در ایجاد ظرفیت‌های جدید فناوری i را می‌توان به‌صورت تعدیل شده هزینه سرمایه‌گذاری در نیروگاه (c_i^{inv}) برای نرخ تنزیل r و طول عمر نیروگاه (lt) بیان کرد.

$$C_i^{inv} = c_i^{inv} \frac{(1+r)^{lt.r}}{(1+r)^{lt}-1} \quad (۳)$$

همچنین مجموع هزینه‌های متغیر تولید را نیز می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$\sum_{i,t} C_{i,t}^{var} = \sum_{i,t} g_{i,t} . c_i^{var} \quad (۴)$$

که در آن $\boldsymbol{g_{i,t}}$ میزان تولید فناوری تولید i در ساعت t و c_i^{var} هزینه‌های متغیر تولید فناوری i (شامل هزینه سوخت) می‌باشد. در این قسمت مالیات کربن می‌تواند به عنوان یکی از هزینه‌های متغیر فناوری‌های نیروگاهی انتشار دهنده کربن در هزینه متغیر کل سیستم وارد شود.

بدین ترتیب، هزینه متغیر فناوری‌های تولید **i** به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$c_i^{var} = \frac{c_i^{fuel} + int_i^{Carbon} . c^{tax}}{eff_i} + c_i^{other} \quad (۵)$$

که در آن c_i^{fuel} هزینه سوخت فناوری تولید **i** به ازای تولید هر کیلوات ساعت برق، $\boldsymbol{eff_i}$ کارایی فناوری **i** ، c_i^{other} سایر هزینه‌های متغیر فناوری **i**، int_i^{Carbon} شدت تولید کربن در فناوری i و c^{tax} بیانگر مالیات کربن به ازای هر تن انتشار است.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

هزینه‌های تجهیزات تلمبه ذخیره‌ای نیز از حاصل ضرب ظرفیت تلمبه ذخیره‌ای (C^{sto}) در هزینه‌های سرمایه‌گذاری مورد نیاز به ازای هر واحد ظرفیت($\hat{s}_i^{inv}$) ذخیره سازی به‌دست می‌آید:

$$C^{sto} = \sum_i \hat{s}_i^{inv}.c^{sto} \quad (۶)$$

هزینه‌های انتقال با فرض نبود تلفات انتقال و مصارف داخلی نیروگاه ها، به ازای هر کیلووات ساعت به شکل زیر تصریح می‌شود:

$$C^{Trans} = \sum_{t,i} g_{i,t}.C^{NTC} \quad (۷)$$

که در آن C^{NTC} هزینه پرداختی نیروگاه بابت انتقال هر کیلووات ساعت است.

به این ترتیب تابع هزینه‌های کل سیستم را می‌توان به صورت زیر تصریح کرد:

$$C = \sum_i\left(\hat{g}_i^{inv}.\left(C_i^{inv} + C_i^{qfix}\right) + \hat{g}_i^0.C_i^{qfix}\right) + \sum_{i,t} g_{i,t}.c_i^{var} + \sum_i \hat{s}_i^{inv}.c^{sto} + \sum_{t,i} g_{i,t}.C^{NTC} \quad (۸)$$

تابع فوق به عنوان تابع هدف مسأله با توجه به محدودیت‌های زیر کمینه سازی می‌شود.

- محدودیت تعادل بازار

یکی از مهم‌ترین قیودی که در بهینه سازی‌های مربوط به بازار برق باید لحاظ شود قید تعادل بازار است. در بازار برق به دلیل محدودیت‌های فنی موجود در سیستم‌های قدرت، عرضه و تقاضای برق در هر لحظه باید با فرض عدم وجود تلفات با یکدیگر برابر باشد.

این قید را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$\delta_t \leq \sum_i g_{t,i} + \eta.s_t^o - s_t^i \quad (۹)$$

که در آن δ_t تقاضای برق در ساعت t، s_t^o میزان برق خروجی از تجهیزات ذخیره سازی در ساعت t و s_t^i میزان برق ورودی به تجهیزات ذخیره سازی در هر ساعت می‌باشد.

$$p_t \equiv \frac{\partial C}{\partial \delta_t} \quad (۱۰)$$

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

این قیمت سایه‌ای عملاً همان ضریب لاگرانژ متناظر با محدودیت تعادل بازار در مسئله بهینه یابی مقید می‌باشد که تنها در صورت برقراری شرط رقابت کامل در بازار برق با قیمت تعادلی موجود در بازار یکسان خواهد بود.

- قیود فنی مربوط به سیستم قدرت

این محدودیت‌ها به آرایش تولید در کل شبکه و پایداری آن مربوط می‌شود و به مسائل جزئی یک نیروگاه ارتباطی ندارد. در این مورد نوع فناوری تولید برق در آرایش بهینه تولید اهمیت ویژه‌ای دارد چراکه برخی از فناوری‌ها دارای محدودیت‌های فنی هستند و نمی توان به راحتی و به صورت انعطاف پذیر از آنها در آرایش تولید استفاده کرد.

تولید برق با استفاده از فناوری‌های تولید برق خورشیدی و بادی با توجه به ویژگی تغییر پذیر بودن میزان تولید آن‌ها در ساعات مختلف با محدودیت‌های خاصی مواجه است. در این مطالعه، فناوری‌ها به‌صورت عمومی مدلسازی می‌شوند و هر یک از نیروگاه‌ها به‌طور خاص مورد نظر نمی باشد. به این ترتیب، تولید برق انرژی‌های تجدید پذیر بر حسب ضریبی که نشان دهنده میزان پایداری و قابلیت دسترسی به منبع انرژی اولیه متناظر با آن (مانند باد و یا آفتاب) می‌باشد(φ_j) توصیف می‌شود. در نتیجه قید مولدهای نوبه‌ای تجدید پذیر را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$g_{t,j} = \hat{g}_j \cdot \varphi_{t,j} = \left(\hat{g}_j^0 + \hat{g}_j^{inv}\right) \cdot \varphi_{t,j} \qquad \forall t, j \in i \qquad (۱۱)$$

که در آن $\hat{g}_j^0$ ظرفیت اولیه نیروگاه‌های بادی و خورشیدی، $\hat{g}_j^{inv}$ ظرفیت سرمایه‌گذاری شده در این نوع فناوری‌ها می‌باشد.

علاوه بر این سایر نیروگاه‌ها نیز لزوماً همیشه در دسترس نیستند و در دوره‌هایی به‌صورت برنامه‌ریزی شده و یا بدون برنامه ریزی به منظور نگهداری و تعمیرات از دسترس خارج می‌شوند. هر یک از فناوری‌های تولید برق دارای ضریب دسترسی متمایزی هستند که آن را با $\boldsymbol{\alpha_{t,k}}$ نشان

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

می‌دهیم. بدین ترتیب، ظرفیت قابل دسترسی را می‌توان به صورت مجموع ظرفیت موجود ($\hat{g}_i^0$) و ظرفیت سرمایه‌گذاری جدید ($\hat{g}_i^{inv}$) پس از کسر ظرفیت‌های برکنار شده[1] به‌صورت زیر نوشت:

$$g_{t,k} \le \hat{g}_k \cdot \alpha_{t,k} = \left(\hat{g}_k^0 + \hat{g}_k^{inv} - \hat{g}_k^{dec}\right) \cdot \alpha_{t,k} \qquad \forall t, m \in i \tag{۱۲}$$

به‌منظور اطمینان از پایداری سیستم قدرت و با توجه به ویژگی‌های فنی، فناوری‌های تولید، برخی از نیروگاه‌ها می‌بایست الزاماً در مجموع به یک میزان معین (**σ**) در آرایش تولید قرار گیرند:

$$\sum_h g_{t,h} + \eta \cdot s_t^i \ge \sigma \qquad \forall t \tag{۱۳}$$

که در آن h نشان دهنده انواع نیروگاه‌های Must-Run می‌باشد. مقدار (σ) در مدل براساس رابطه زیر تعریف می‌شود.

$$\sigma = 0.1 \cdot max\left(d_t\right) + 0.05 \cdot \sum_j \hat{g}^{inv}{}_j + \hat{g}^0{}_j \tag{۱۴}$$

که در آن $\max(d_t)$ بیشینه میزان تقاضا در ساعات مختلف می‌باشد.

۵. سناریوهای مورد بررسی

- سناریو یک: سناریوی پایه بدون اعمال تأثیر مدیریت مصرف

در این سناریو اثرات اعمال سناریوهای مدیریت مصرف لحاظ نمی شود. به عبارت دیگر مصرف نه در ساعات پیک و نه در غیراز هیچ تغییری نکرده و همان مقادیر وضع موجود است. در این سناریو به مدل اجازه سرمایه‌گذاری در ظرفیت‌های جدید هیچ یک از فناوری‌های تولید داده

1. Decomposed Capacity

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

نشده است. بنابراین سناریوی مذکور یک سناریوی کوتاه مدت است و برای مقایسه سایر سناریوها با وضع موجود مدلسازی می‌شود.

- سناریوی دوم: مدیریت مصرف- پیک سایی

در اکثر کشورهایی که توانایی بالایی در مدیریت مصرف دارند پیک سایی به صورت کاهش ۱۰ درصدی در مصرف ساعات پیک انجام می‌شود. در این سناریو فرض می‌کنیم که در حالت آرمانی، مصرف ساعات پیک کل کشور ۱۰ درصد کاهش یابد و اثرات آن را بر آرایش تولید، هزینه‌ها و درآمدها و قیمت‌های سایه‌ای ارزیابی می‌کنیم.

- سناریوی سوم: سناریوی ترکیبی - جابه جایی بار

در این حالت تلاش می‌کنیم تا سناریویی را در مدل تعبیه کنیم تا به واقعیت نزدیک تر باشد. در این سناریو که به عنوان سیاست جابه جایی بار معرفی می‌شود مصرف برق در ساعات پیک به اندازه ۱۰ درصد کاهش می‌یابد. اما این کاهش مصرف باید در جای دیگری جبران شود واین جبران باید در فاصله زمانی نزدیک یعنی روز بعد اتفاق بیافتد. ایده اصلی این نوع جابه جایی بار از مقاله گراسمن و دیگران(۲۰۱۴) گرفته شده است. با این تفاوت که مدل اصلی مقاله آنها مربوط به بهینه سازی تقاضای برق است اما مدلی که ما در این پژوهش از آن بهره می‌گیریم یک مدل ظرف عرضه است و بیشتر به بهینه سازی طرف تولید در صنعت برق می‌پردازد. با این حال در در سناریوی جابه جایی مصرف سعی می‌شود تا ۱۰ درصد از مصرف ۴ ساعت پیک کاهش یافته و به مصرف ساعات آف پیک اضافه می‌شود. به این ترتیب مجموع مصارف ساعات پیک در روز قبل به عنوان مصرف نگه داشته شده (holded demand) مشخص می‌شود، پس از آن مصرف ساعات روز بعد از کمترین به بیشترین مرتب می‌شود و چهارساعت از ساعات با کم‌ترین مصرف انتخاب می‌شوند. مصرف نگه داشته شده به طور مساوی بین این ۴ ساعت تقسیم می‌شود. به این ترتیب مصرف از ساعات پیک به ساعات با کمترین مصرف منتقل می‌شود. به این ترتیب می‌توان مصرف را به شکل زیر صورتبندی کرد:

$$\boldsymbol{dh_t = dh_{t-1} + dd_t} \qquad \boldsymbol{t \in p} \qquad (۱۵)$$

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

که در آن dh میزان انباشته شده مصرف نگه داشته در روز قبل است. $\boldsymbol{dd_t}$ نیز میزان کاهش مصرف در ساعت t است که در این سناریو ۱۰ درصد مصرف ساعت پیک است. به عبارت دیگر

$$\boldsymbol{dd_t = 0.1 l_t} \qquad \boldsymbol{t \in p} \tag{۱۶}$$

که در آن $\boldsymbol{l_t}$ مصرف فعلی و داده شده در ساعت t است. در این سناریو $\boldsymbol{dh_t}$ تقسیم بر ۴ می‌شود و بین ساعات با کمترین مصرف روز بعد به طور مساوی تقسیم می‌شود.

۶. اجرای مدل و تفسیر نتایج

در ابتدا لازم به توضیح است که داده‌های مورد استفاده در این مقاله عموما از وبگاه «آمار صنعت برق» و گزارش‌هایی که توسط شرکت مادر تخصصی توانیر منتشر می‌شود استخراج شده است. خلاصه‌ای از این داده‌ها در جدول (۱) ارائه شده است.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

جدول ۱. پارامترهای کلیدی مورد استفاده در پژوهش و مقادیر آن‌ها

عنوان پارامتر / فناوری نیروگاهی		اتمی	بخاری	برقابی	سیکل ترکیبی گازی	گازی	بادی	آفتابی فتوولتائیک	تلمبه ذخیره‌ای
ظرفیت موجود(مگاوات)	$\hat{g}_i^0$	۱۰۲۰	۱۵۸۲۹	۱۱۲۷۸	۱۸۴۹۳	۲۶۸۷۰	۱۲۳	۵۰	۱۰۴۰
هزینه سرمایه‌گذاری (دلار بر کیلو وات)	C_i^{inv}	۴۴۰۰	۸۷۵	۷۵۰	۶۹۰	۴۶۵	۱۴۰۰	۱۷۰۰	۱۵۰۰
هزینه شبه ثابت (دلار بر کیلو وات)	C_i^{qfix}	۴۰	۳۰	۲۵	۱۲	۷	۲۵	۱۵	۱۵
هزینه متغیر(دلار بر کیلو وات ساعت)	c_i^{var}	۲	۱	۱	۲	۲	۰	۰	۱
راندمان(درصد)	eff_i	۳۳/۰	۴۱/۰	۹۶/۰	۵/۰	۳۴/۰	۱	۱	۷/۰
شدت تولید کربن دی اکسید	int_i^{Carbon}	-	۴۵/۰	-	۲۷/۰	۲۷/۰	-	-	-
ضریب قابلیت دسترسی	$\boldsymbol{\alpha_{t,k}}$	۸۳/۰	۷۸/۰	۹۴/۰	۸۲/۰	۸۴/۰	۹۷/۰	۹۸/۰	۸/۰
هزینه سوخت(سنت دلار بر کیلووات ساعت)	c_i^{fuel}	۳۴/۱	۴/۵	-	۱/۴	۹/۵	-	-	-

مأخذ: آمار صنعت برق و گزارش‌های توانیر

علاوه‌براین ساعات پیک مصرف در مدل برای شش ماهه اول سال بین ساعات ۱۳ تا ۱۶ و در شش ماهه دوم سال بین ساعات ۱۹ تا ۲۲ درنظر گرفته شده است. پس از جمع‌آوری داده‌ها نوبت به برآورد مدل می‌رسد. این مدل با استفاده از نرم‌افزار GAMS اجرا و برآورد شده است. در ادامه به بررسی نتایج اجرای مدل در سناریوهای مختلف می‌پردازیم.

۷. آرایش تولید

جدول (۲) آرایش تولید نیروگاه‌های کشور را در سناریوهای مختلفی که در این قسمت معرفی شدند نشان می‌دهد. همانگونه که در این جدول آمده است با تغییر میزان مصرف و مدیریت آن، آرایش تولید نیروگاه‌ها تغییر می‌کند و بنابراین اعمال این سناریوها باعث می‌شود تا در تصمیمات بهینه یابی تولید برق و رتبه‌بندی ارزش[1] آنها تجدید نظر شود. اما چگونه؟ پاسخ این سؤال از مقایسه تولید هر یک از فناوری‌های تولید با مدل پایه به دست می‌آید. باید توجه داشت که در مدل پایه فرض مدیریت مصرف اصلا وجود نداشت و کاهش مصرف در ساعات پیک و یا جابه جایی بار در آن اعمال نشده است. یعنی همانند وضعیت فعلی صنعت برق کشور البته با ساختار بهینه یابی و فرض آرمانی رقابت کامل.

1. Merit Order

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

جدول ۲. آرایش تولید نیروگاه‌های کشور با توجه به سناریوهای مختلف
در مقایسه با آرایش فعلی تولید(میلیارد کیلووات ساعت)

فناوری تولید	میزان تولید فعلی (۱۳۹۴)	سناریوی ۱	سناریوی ۲	سناریوی ۳
اتمی	۲/۹۵	۷.۴۱	۷.۴۱۶۲۱۶	۷.۴۱
بخاری	۸۶/۹۶۸	۱۰۸/۱۵	۱۰۸/۱۵۶۳۹۱۲	۱۰۸/۱۵
برقابی	۱۴/۰۸۷	۱۵/۷۸	۱۵/۷۸۷۶۲۵۷۳	۱۵/۷۸
سیکل ترکیبی گازی	۱۰۰/۹۳۶	۱۰۷/۴۲	۱۰۴/۷۹۷۸۲۹	۱۰۷/۶۱
گازی	۷۵/۴۲۴	۲۴/۴	۲۱/۶۸۶۷۰۶۹۷	۲۴/۱۴
بادی	۰/۳۲۴	۰/۰۰۱۲۳	۰/۰۰۱۲۳	۰/۰۰۱۲۳
آفتابی	۹/۰۵ε-۰۶	۰/۰۴۵	۰/۰۴۵	۰/۰۴۵

مأخذ: یافته‌های پژوهش

همانگونه که مشاهده می‌شود مقادیر بهینه با مقادیر واقعی متفاوت است و این نشان دهنده آنست که لازم است تا از نیروگاه‌های اتمی، بخاری و سیکل ترکیبی در مقایسه با نیروگاه‌های گازی بیشتر استفاده شود تا هزینه‌ها بهینه شده و انتشار کربن کاهش یابد. در سناریوی دوم که سناریوی مدیریت مصرف پیک سایی اعمال شده، یعنی مصرف ساعات پیک کاهش ۱۰ درصدی داشته است، تولید بهینه نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و توربین گازی کاهش یافته است. این امر بیانگر دو مسأله مهم است. اول آنکه هر چه قدر مصرف ساعات پیک کاهش یابد از حجم تولید این دو نوع فناوری کاسته می‌شود. این دو نوع فناوری بخصوص فناوری توربین گازی از کارایی بسیار پایینی برخوردار هستند و در نتیجه کاهش مصرف ساعات پیک هم به کارایی انرژی و هم به کاهش تولید آلاینده‌های زیست محیطی می‌انجامد. مسأله دیگری که کاهش میزان تولید این دو نوع نیروگاه در سناریو پیک سایی نشان می‌دهد آنست که این دو نوع فناوری دارای خاصیت توزیع پذیری[1] هستند. این خاصیت انعطاف بسیار بالای آنها را در مواجهه با تغییرات تقاضا نشان می‌دهد. بنابراین در شرایط واقعی و

1. Dispatchablilty

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

هنگامی که با شوک‌های افزایشی تقاضا مواجه می‌شویم، استفاده از این نوع فناوری در کوتاه مدت ناگزیر است اما در بلند مدت لازم است تا منابع انرژی پایدار و مناسب با محیط زیست تأمین شوند. این در حالی است که در سناریوی سوم با توجه به فرض جابه جایی بار و کاهش ۱۰ درصدی مصرف در ساعات پیک و انتقال تقاضای نگه داشته شده به ساعات با مصرف کمتر روز بعد، سهم تولید این فناوری‌ها دوباره افزایش یافته است. این امر حاکی از یک واقعیت اساسی در صنعت برق ایران است که با توجه به برخورداری کشور از منابع فراوان زیر زمینی، تولید برق در ایران به طور کلی به این نوع منابع انرژی وابسته است چرا که قیمت و هزینه فناوری‌های وابسته به آنها نیز بسیار ارزان قیمت است. در نتیجه اعمال سناریوی سوم یعنی فرض جابه جایی بار که سناریوی ترکیبی می‌باشد، حتی منجر به افزایش به‌کارگیری نیروگاه‌های گازی با کارایی بسیار پایین می‌شود.

۸. درآمدها و هزینه ها

جدول (۴) درآمدها و هزینه‌های صنعت برق را در سناریوهای مختلف با یکدیگر مقایسه می‌کند. همانگونه که گفته شد. با توجه به اینکه در سناریوی دوم مصرف کل کاهش می‌یابد، هزینه‌های کل صنعت برق هم کاهش یافته است که این کاهش هزینه از دو جهت انجام شده است یکی کاهش در هزینه‌های تولید و دیگر کاهش هزینه انتقال که به‌واسطه کاهش در مصرف رخ داده است. علاوه‌براین در سناریوی مذکور پرداختی حاصل از خدمات جانبی افزایش یافته است. این در حالی است که در سناریوی سوم با توجه به اینکه میزان مصرف در کل افزایش یافته است، تولید کل بیشتر شده و در نتیجه هزینه تولید و همچنین هزینه‌های انتقال نیز افزایش یافته است. در این سناریو هزینه خدمات جانبی نیز نسبت به سناریوی دوم کاهش یافته است.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

جدول ۳. درآمدها و هزینه‌های صنعت برق در سناریوهای مختلف(هزار میلیارد تومان)

عنوان هزینه	*سناریو مرجع*	*سناریو ۲*	*سناریو ۳*
کل هزینه‌های سیستم	۱۶/۹۱	۱۶/۶	۱۶/۹۰
کل هزینه تولید	۱۵/۰۳	۱۴/۷۷	۱۵/۰۲
کل هزینه انتقال	۱/۸۸	۱/۸۳	۱/۸۸

مأخذ: یافته‌های پژوهش

۹. قیمت‌های سایه‌ای

با توجه به کاهش مصرف در ساعات پیک در سناریوهای مورد بررسی قیمت پیک کاهش یافته است. این امر نشان می‌دهد که فضای بازار رقابتی باعث شده است که با توجه به کاهش مصرف در ساعات پیک منجر به کاهش قیمت‌ها شده است.

جدول ۴. قیمت‌های سایه‌ای در سناریوهای مختلف(ریال بر مگاوات)

نوع قیمت	قیمت‌های موجود	سناریو مرجع	سناریو ۲	سناریو ۳
قیمت پایه	۶۲۸۵۲۸/۶	۵۵۴۳۳۰/۰۴۵۸	۵۴۹۶۴۰/۹۷۲۴	۵۵۴۳۷۵/۳۵۰۹
قیمت پیک	۶۷۳۸۷۷/۱	۵۶۸۷۱۰/۳۹۷۸	۵۴۳۶۴۸/۶۰۲	۵۴۴۲۵۳/۹۵۹۳
قیمت آف پیک	۶۱۸۰۹۸/۸	۵۵۱۰۲۰/۲۰۲۱	۵۵۱۰۲۰/۲۰۲۱	۵۵۶۷۰۴/۹۳۳۹
نسبت پیک به آف پیک	۱/۰۹۰۲۴۲	۱/۰۳۲۱۰۴۴۴۱	۰/۹۸۶۶۲۱۹۰۶	۰/۹۷۷۶۳۴۵۱۷

مأخذ: یافته‌های پژوهش

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

۱۰. جمع بندی و نتیجه‌گیری

مدیریت تقاضای برق یکی از مباحثی است که ضرورت طرح آن با توجه به وضعیت عرضه و تقاضای برق در ایران، غیرقابل انکار است. در این مقاله تلاش شد تا با ارائه یک مدل بهینه سازی تعادل جزئی در صنعت برق به تأثیرات اعمال سیاست‌های مدیریت تقاضا بر آرایش تولید، هزینه‌های کل سیستم و قیمت‌های سایه‌ای را مورد بررسی قرار گیرد. برای این منظور سه سناریو به‌عنوان سناریوهای منتخب برای اعمال در مدل معرفی شده بیان شدند. در سناریوی اول که سناریوی مرجع یا مدل پایه نام گرفت مدیریت مصرف یعنی کاهش مصرف برق در ساعات پیک وارد نشد تا بتوان سناریوهای دیگر را با آن مقایسه نمود. در سناریوی دوم کاهش ۱۰ درصدی در مصرف ساعات پیک اعمال شده و نتایج آن مورد بررسی قرار گرفت. براساس نتایج به‌دست‌آمده با کاهش ۱۰ درصدی مصرف در ساعات پیک، میزان تولید نیروگاه‌های توربین گازی و سیکل ترکیبی گازی کاهش یافت که این امر منجر به کاهش هزینه‌های سالانه کل صنعت گردید. این در حالی است که در سناریوی سوم که سناریوی جابه‌جایی بار نام گرفت ۱۰ درصد از میزان مصرف پیک کشور به ساعات با کمترین مصرف روز بعد منتقل شد. با این فرض بر میزان تولید فناوری‌های توربین گازی و سیکل ترکیبی گازی افزوده شد. در این سناریو هزینه‌های کل صنعت برق نسبت به سناریوی مرجع کاهش یافته و قیمت‌های پیک و غیرپیک بسیار به یکدیگر نزدیک می‌شوند. علاوه‌براین لازم به تذکر است که با توجه به سهم بالای نیروگاه‌های با سوخت فسیلی در تولید برق کشور، تغییرات بار نمی‌تواند تغییر زیادی در سهم فناوری‌های تولید دیگر ایجاد نماید. لذا لازم است تا در میان مدت و بلند مدت برنامه‌هایی برای حمایت از تولیدات با غیرسوخت‌های فسیلی در دستور کار مجموعه صنعت برق قرار گیرد.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

منابع

اعلمی، حبیب اله و دیگران (۱۳۸۷). تأثیر برنامه‌های پاسخ گویی بار بر منحنی مصرف برق روزانه کشور، نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، دوره ۶ ، شماره ۴، از صفحه ۳۰۸ تا صفحه ۳۱۶.

رجبی مندی, مرتضی و حاجی آبادی، محمدابراهیم و بقایی نژاد، مجید (۱۳۹۵). الگوریتمی ترکیبی بر پایه روش‌های هوش محاسباتی جهت مدیریت بلندمدت مصرف برق خانگی با در نظر گرفتن اهداف اقتصادی، دو فصلنامه کیفیت و بهره وری در صنعت برق ایران، دوره ۵, شماره ۱۰، از صفحه ۹۷ تا صفحه ۱۰۷.

شرکت مادر تخصصی توانیر(۱۳۹۴). آمار صنعت برق.

طلوع، مهدی و جوشقانی، سمانه (۱۳۹۲). راهنمای کاربران GAMS به همراه مدل‌های DEA، تهران، نشر کتاب دانشگاهی.

Amarasinghe, Minoli D., Foster, John., Brown, Colin and Wagner, Liam (2017). Electricity Sector Reforms and the Impact of Demand Side Management (DSM) in Sri Lanka, IAEE Conference.

Bergaentzle C., Clastres C. (2013). Demand side management in an integrated electricity market: What are the impacts on generation and environmental concerns? , International Conference on the European Energy Market, EEM.

Bhattacharyya, Subhes C. (2011). Energy Economics Concepts, Issues, arkets and Governance, Springer

Biggar, Darryl R and Hesamzadeh, Mohammad Reza (2011). The Economics of Electricity Markets

Gerbaulet, Clemens; Lorenz, Casimir (2017). dynELMOD: A dynamic investment and dispatch model for the future European electricity market, Data Documentation,DIW, No.88. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

Göransson, L., Goop, J., Unger, T., Odenberger, M., Johnsson, F. (2014). Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system. Energy, 2014; 69(1):860-872.

Hirth, Lion (2013). The Market Value of Variable Renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price, Energy Economics.

Hirth, Lion (2015). The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment,The Energy Journal.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

Hirth, Lion (2013). Redistribution Effects of Energy and Climate Policy: The electricity market,Energy Policy.

Jiang, Bo & Farid, Amro & Youcef-Toumi, Kamal (2015). Demand side management in a day-ahead wholesale market: A comparison of industrial & social welfare approaches. Applied Energy. 156. 642-654. 1016/10/j.apenergy.07/2015.014.

Kohler, S., Agricola, A., Seidl, H. Dena (2010). Grid Study IIe—Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015–2020 with an Outlook to 2025 ; Deutsche Energie-Agentur (dena), German Energy Agency: Berlin, Germany, 2010.

Zerrahn, Alexander; Schill, Wolf-Peter (2015). On the Representation of Demand-Side Management in Power System Models, Energy, ISSN 0360-5442, Vol. 84, pp. 840-845.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]

The Effects of Applying Demand Management Scenarios on the Production Arrangement of Power Plants in the Country: A Partial Constrained Equilibrium Optimization Model

Davood Manzoor
Associate Professor of Islamic Studies and Economics,
Faculty of Islamic Studies and Economics, Imam Sadiq University, Tehran, Iran
manzoor@isu.ac.ir

Demand management is one of the important tools that it is necessary to use in the current conditions of the country's electricity industry. This requires research that aims to investigate the application of such policies and evaluate the results of using different methods of demand management. This research, using a constrained partial equilibrium optimization model for the country's electricity industry, seeks to investigate the effects of applying demand management policies on the country's power plant production arrangement, production costs, and finally shadow prices on the electricity supply side. Two scenarios introduced next to the reference scenario. In the reference scenario, demand management is not applied and its results used to compare the results of the other two scenarios. In the other two scenarios, one applies the peak-time policy, which means that 10% of the peak consumption been directly reduced, and in the second scenario, 10% of the consumption of peak hours transferred to non-peak hours. According to the obtained results, changes in demand during peak hours lead to changes in production arrangement and reduce the share of fossil power plants. In addition, production costs been reduced by shifting consumption to off-peak hours and finally, peak and off-peak prices are closer to each other with load shifting.

JEL Classification: G32, O47, L25, C51.
Keywords: Demand management, power industry, power plant, partial constrained equilibrium optimization

Reccived: 2023/09/16 Accepted: 2023/11/30

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-02-05]

[DOI: 10.61186/qjerp.31.108.67]