فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال چهاردهم / شماره ۵۶/ بهار ۱۳۹۷/ صفحات ۳۴-۱

بررسی تأثیر افزایش قیمت سوخت بر قیمت برق با استفاده از مدل‌سازی عامل بنیان بازار برق

سعید مشیری

دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه ساسکاچوان کانادا، smoshiri@stmollege.ca

حبیب مروت

استادیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی، habibmorovat@yahoo.com

عباس نصیری [۱]

کارشناس ارشد اقتصاد، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، abnasiri@gmail.com

تاریخ دریافت: ۹۶/۰۷/۱۲ تاریخ پذیرش: ۹۶/۱۰/۱۵

چکیده

در یک بازار رقابتی برق، قیمت برق از رقابت بازیگران بازار، تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان، برای روز یا ساعت بعد تعیین می‌شود. در ایران، بازار تولید تا حدی رقابتی است، به‌طوری‌که نیروگاه‌ها برنامه تولید و قیمت‌های پیشنهادی خود را یک روز قبل اعلام می‌کنند و مدیریت شبکه برنامه تولید را با کمترین هزینه و رعایت محدودیت‌های فنی تنظیم می‌نمایند. با توجه به اینکه سوخت یکی از مهم‌ترین نهاده‌های تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی است، هزینه آن در قیمت‌های پیشنهادی نیروگاه‌ها تأثیر به‌سزایی دارد. سوخت نیروگاه‌های ایران با قیمتی یارانه‌ای و به‌صورت تهاتری به نیروگاه‌ها داده می‌شود و نیروگاه‌ها انگیزه‌ای برای افزایش راندمان و صرفه‌جویی سوخت ندارند. در این مقاله، اثر افزایش قیمت سوخت تحویلی به نیروگاه‌ها با استفاده از یک مدل عامل بنیان با یادگیری تقویتی که شامل عواملی مستقل، پویا، اثرگذار و اثرپذیر از محیط هستند، مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. برای مدل‌سازی شبکه و بازار برق از داده‌های واقعی شبکه برق ایران استفاده شده و شبیه‌سازی در فضای نرم‌افزار AMES انجام گرفته است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در صورت افزایش ده برابری قیمت سوخت، قیمت تسویه‌ی بازار به نسبت کمتری افزایش خواهد یافت.

طبقه‌بندی JEL: C63, D44, L11, L94

کلید واژه‌ها: بازار برق، قیمت سوخت، مدل‌سازی عامل بنیان، یادگیری تقویتی، ایران

---

۱. نویسنده مسئول

۱- مقدمه

تغییرات قیمت حامل‌های انرژی و تأثیرشان بر قیمت برق از دغدغه‌های مهم بازیگران و ناظران بازار برق می‌باشد. در کشور ایران، قیمت برق برای مصرف‌کننده‌ها طبق تعرفه‌ای که دولت اعلام می‌کند محاسبه می‌شود و از طرفی قیمت سوخت نیروگاه‌ها نیز به‌صورت یارانه‌ای لحاظ می‌گردد. با این کار سمت عرضه و تقاضای بازار برق از آثار نوسانات قیمت سوخت مصون می‌ماند و تمام ریسک ناشی از تغییرات قیمت به دولت منتقل می‌گردد. برای نزدیک کردن قیمت حامل‌های انرژی به قیمت‌های واقعی، دولت‌ها باید بتوانند برآوردی از افزایش قیمت برق در اثر افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی داشته باشند. هزینه تولید برق با افزایش هزینه سوخت مصرفی نیروگاه قابل محاسبه است ولی قیمت برق از رقابت بازیگران بازار و بر اساس عرضه و تقاضا تعیین می‌شود. بنابراین لازم است تا رفتار بازیگران بازار به‌نحوی‌که به واقعیت نزدیک‌تر است شبیه‌سازی شود تا بتوان نتایج حاصل از تغییر متغیرهای برون‌زایی همچون قیمت سوخت را بر قیمت برق مشاهده کرد.

روش‌های معمول و سنتی برای مطالعه واکنش بنگاه‌ها به تغییر قیمت نهاده‌ها برفرض یکسان بودن بنگاه‌ها استوار است، درحالی‌که در برخی بازارها، به‌ویژه بازار برق، عوامل تولید ناهمگنی وجود دارند که با یکدیگر رقابت می‌کنند. بنابراین، مدل‌سازی در چنین شرایطی نیاز به در نظر گرفتن محیط بازار و تعامل بازیگران با یکدیگر و هم‌چنین یادگیری آن‌ها از عملکرد گذشته خود و دیگران دارد. مدل‌های عامل بنیان درواقع برای مدل‌سازی چنین بازارهایی طراحی شده‌اند. این مدل‌ها توانایی بهتری در مدل‌سازی رفتار سیستم‌های پیچیده و پویا از خود نشان داده‌اند و طی چند دهه در مدل‌سازی رفتارهای اجتماعی و بازارهای مالی مورد توجه قرارگرفته‌اند. شاید یکی از مهم‌ترین زیرساخت‌هایی که در تکامل بازار برق نقش حیاتی ایفا می‌کند رشد فناوری اطلاعات باشد. با توسعه روزافزون در این حوزه، رفتار بازیگران بازار نیز تحت تأثیر قرار می‌گیرد. بنابراین مدل‌سازی بازار به روش‌های مرسوم باوجود چنین بازیگرانی می‌تواند نتایجی غیرواقعی ایجاد نماید.

هر مدل عامل بنیان دارای سه جزء عوامل، قوانین تعامل و رفتار جمعی است. عوامل شامل افراد، سازمان‌ها و شرکت‌هایی است که خودمختار، هدف‌گرا، هماهنگ، دارای

انعطاف، دارای توانایی برقراری ارتباط و تطبیق‌پذیر هستند. این عوامل در یک محیط براساس مجموعه‌ای از قوانین با یکدیگر تعامل می‌کنند و هدف، مطالعه رفتار جمعی این عوامل است. با توجه به پیچیدگی‌های این مدل‌ها، امکان حل آن‌ها به روش تحلیلی[1] میسر نمی‌باشد، بنابراین از روش‌های محاسباتی با تکیه‌بر الگوریتم‌های خاص کامپیوتری استفاده می‌شود. از مسائل مهم این مدل‌سازی، روش‌های یادگیری عوامل است که به‌طور مثال می‌توان به روش یادگیری تقویتی[2] اشاره کرد. یک الگوریتم یادگیری تقویتی شامل سیاست یا شیوه رفتار عامل، تابع پاداش، تابع ارزش و مدل است. هدف یادگیرنده حداکثرسازی پاداش بلندمدت می‌باشد. در یک مسأله یادگیری تقویتی عوامل از طریق سعی و خطا با محیط تعامل می‌کنند و یاد می‌گیرند که عملی بهینه را برای رسیدن به هدف انتخاب نمایند.

بازار کنونی برق ایران، یک نوع بازار نقدی روز قبل[3] است که موضوع مبادلات، کالای برق می‌باشد. مالکین نیروگاه‌ها تا ۳ روز قبل از روز تحویل، پیشنهاد فروش برق خود را (نمودار عرضه) برای هر ساعت از شبانه‌روز تحویل، به مدیر بازار تحویل می‌دهند. این نمودار عرضه می‌تواند ۱۰ پله داشته باشد و سقف قیمت پیشنهادی مجاز نیز توسط هیأت تنظیم اعلام می‌شود. خریداران نیز تا ۳ روز قبل نیاز مصرف (تقاضای) خود را برای بازه زمانی ۲۴ ساعت شبانه‌روز، اعلام می‌کنند. در حال حاضر خریداران کل نیاز مصرف خود را با نرخ بازار اعلام می‌کنند و سازوکار اجرایی برای خرید با نرخ پیشنهادی موجود نمی‌باشد. یعنی هر خریدار صرفاً حجم برق مورد نیاز خود را مشخص می‌نماید. بدین سبب می‌توان گفت که طرف خرید در این بازار رقابتی نیست و صرفاً فروش است که بر اساس رقابت بین قیمت‌ها شکل می‌گیرد. خریداران به هنگام ارائه تقاضاهای خود، می‌باید از مصرف مشترکان خود تخمین صحیحی داشته باشند.

مدیر بازار پس از جمع‌آوری پیشنهادهای فروش رسیده و نیازهای مصرف اعلام شده، با توجه به اطلاعات مربوط به وضعیت شبکه (ظرفیت خطوط انتقال، واحدهای

1. analytical
2. reinforcement learning
3. spot day-ahead

اجباراً در مدار[1]، امکان مبادله با شبکه‌های خارجی و...) که از مرکز کنترل دریافت می‌کند، با درنظرگرفتن ملاحظات ایمنی شبکه و رعایت اصل رقابت میان عرضه‌کنندگان، برنامه تولید را مشخص می‌کند. الگوریتم محاسبه بدین‌صورت است که ابتدا تمامی نیازهای مصرف اعلام‌شده برای هر ساعت با یکدیگر جمع می‌شود و برای هر ساعت، نیاز مصرف کل به‌دست می‌آید. سپس، تمامی نمودارهای عرضه برای هر ساعت نیز با یکدیگر جمع و برای آن ساعت، یک نمودار عرضه کل حاصل می‌شود. مدیر بازار، برنامه فروش هر مالک نیروگاهی را در هر ساعت معین می‌کند. اساس کار مبتنی بر انتخاب عرضه‌کننده‌هایی است که کم‌ترین قیمت‌ها را پیشنهاد کرده‌اند. بر اساس قیمت‌های پیشنهادی و تا رسیدن به سقف نیاز مصرف اعلام‌شده، تولیدکنندگان مختلف برای هر ساعت انتخاب و برنامه تولید یا فروش آن‌ها یک روز قبل اعلام می‌شود. هم‌چنین برنامه مصرف هر خریدار نیز برای هر ساعت به وی داده می‌شود. بدین ترتیب، می‌توان گفت که درواقع مدیر بازار اقدام به برگزاری نوعی مناقصه بین عرضه‌کنندگان مختلف، برای تأمین نیاز مصرف هر ساعت نموده است. شرط برنده‌شدن در این مناقصه نیز پایین‌تر بودن قیمت پیشنهادی فروش است. روز قبل از روز تحویل، نتیجه محاسبات مدیر بازار برای هر ساعت مشخص می‌شود و با دریافت آخرین اطلاعات از مرکز، برنامه تعیین‌شده تولید و مصرف با ملاحظات ایمنی و پایداری شبکه تطبیق داده و برای مالکین نیروگاه و خریداران ارسال می‌شود.

در بخش‌های پیش رو، پژوهش‌های انجام شده در حوزه شبیه‌سازی بازار برق مرور می‌شود و سپس مدل‌سازی عامل بنیان بازار برق تشریح می‌گردد و در انتها نتایج حاصل از شبیه‌سازی بازار برق ایران برای افزایش قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها ارائه می‌شود.

۲- مروری بر مطالعات پیشین

بازار برق از ویژگی‌های منحصربه فردی برخوردار است که مدل‌سازی رفتار عوامل مؤثر در این بازار را پیچیده می‌کند. عموماً بازار برق ترکیبی از بازار روز بعد و نقدی برای مبادله انرژی و بازار خدمات جانبی برای تأمین امنیت شبکه و گاهی ارتباط با بازارهای خارجی می‌باشد. علاوه بر این، بازار برق به‌صورت عمودی با بازار سایر کالاها

1. Must-Run

مانند بازار سوخت (گاز طبیعی، گازوئیل و...) یا مجوز نشر دی‌اکسید کربن مرتبط می‌شود. انرژی الکتریکی در مقیاس وسیع، قابل ذخیره‌سازی نیست؛ بنابراین برقراری تعادل بین تولید و مصرف به‌صورت مداوم و لحظه‌به‌لحظه باید به‌دقت تضمین گردد. به دلیل گران بودن صنعت برق و وجود صرفه‌جویی در مقیاس در سمت تولید، بازار برق از تمرکز بالایی برخوردار است و با کاهش تعداد بازیگران بازار، فرصت اعمال قدرت بازار افزایش می‌یابد. در گذشته، مدل‌های تحلیلی و کلاسیک سیستم‌های قدرت به دلیل لحاظ نکردن چنین زمینه‌های بازار محوری مورد استقبال واقع نشدند. در حال حاضر کلیه تصمیمات بهره‌برداری تمرکززدایی شده‌اند و به‌طور راهبردی توسط هر شرکت‌کننده بازار به‌منظور حداکثر سازی سود اتخاذ می‌شود. رویکرد اقتصاد تحلیلی استانداردی چون نظریه بازی‌ها معمولاً به تعیین وضعیت بازار توسط تعداد کمی بازیگر با صرف‌نظر از قیود فنی و اقتصادی مانند شبکه انتقال محدود می‌شود. بنابراین جنبه‌هایی از مدل‌سازی مانند تعاملات پی‌درپی میان بازار و بازیگران، قیود شبکه انتقال، اطلاعات ناقص، مکانیزم‌های چندگانه تسویه بازار و ادغام بازار، به‌ندرت در متون مربوط به روش‌های تحلیلی آورده می‌شوند. در عوض روش‌های محاسباتی با ایجاد امکان شبیه‌سازی واقعی محیط بازار برای پژوهشگران، از عهده پیچیدگی‌های سازوکارهای بازار برق برمی‌آید. بر همین اساس مدل‌سازی عامل بنیان به‌عنوان یکی از روش‌های محاسباتی متداول برای مطالعه سیستم‌های قدرت و بازارهای برق مطرح گردیده است.

توسعه مدل‌سازی و شبیه‌سازی عامل بنیان در علوم اجتماعی و به‌خصوص در اقتصاد با حرکت پیشگامانه (SFI[1]) مرتبط می‌شود. SFI گروهی ۲۰ نفره از خبرگان سراسر جهان در رشته‌های اقتصاد، فیزیک، زیست‌شناسی و علوم کامپیوتر را گرد هم آورد تا اقتصادی که به شکل سیستمی پیچیده تکامل یافته بود را بررسی کنند. ماحصل کار این گروه با اقتباس مدل‌های عامل بنیان از مطالعه سیستم‌های اجتماعی بر پژوهشگران تأثیر به سزایی گذاشت (اپستین[2] (۱۹۹۹). ونتوسا[3] و همکارانش (۲۰۰۵) روند مدل‌سازی بازار برق در دو زمینه نظری و محاسباتی را ارائه دادند. نویسندگان سه روند

1. Santa Fe Institue
2. Epstein
3.Ventosa

اصلی مدل‌های بهینه‌یابی، مدل‌های تعادل و مدل‌های شبیه‌سازی را مشخص کردند. ویدلیش و ویت[1] (۲۰۰۸) مروری منتقدانه بر مدل‌های عامل بنیان برای بازار عمده‌فروشی ارائه کردند. تمرکز این پژوهشگران بر جنبه‌های مدل‌سازی رفتاری همراه با بحثی درباره موضوعات روش‌شناسی به‌منظور بالا بردن آگاهی از جنبه‌های نقادی، مانند معماری مناسب عوامل و رویه‌های اعتبارسنجی است.

کلیه موارد مشابه به همین شکل باید اصلاح شود.

عوامل، بخش اصلی مدل عامل بنیان هستند که اجزاء خودمختار و بدون کنترل مرکزی (و یا از بالا به پایین) بر روی رفتارشان می‌باشند و به‌وسیله تطبیق و یادگیری به محیط واکنش نشان می‌دهند. برخی پژوهشگران مانند همالاینن و همکاران[2] (۲۰۰۰)، روپ و فتحی الرحمن[3] (۲۰۰۳)، یو و همکاران[4] (۲۰۰۴) و مولر و همکاران[5] (۲۰۰۷)، مدل‌های عامل بنیان را برای آزمون رفتار مصرف‌کننده در سطح خرده‌فروشی به کاربردند. گروهی دیگر مانند نیومن و همکاران[6] (۲۰۰۱)، راملی و همکاران[7] (۲۰۰۸) و کک و همکاران[8] (۲۰۰۸)، بر روی مدل‌های تولید پراکنده مطالعه کردند (گرسی[9] (۲۰۱۰). بابلیتز و همکاران[10] (۲۰۱۴) نااطمینانی‌های حاصل از خروج نیروگاه‌ها و نوسانات ناشی از تولید نیروگاه‌های تجدید پذیر را در بازار عمده‌فروشی برق آلمان با مدل‌سازی عامل بنیان مورد بررسی قراردادند. در این مدل، مقادیر ساعتی نیاز مصرف، تعرفه پرداختی به انرژی‌های تجدید پذیر، قیمت روزانه زغال سنگ، گاز، نفت و انتشار دی‌اکسید کربن برای نیروگاه‌های بالای ۱۰ مگاوات مورد استفاده قرار گرفت. قیمت‌دهی عوامل تولید بر اساس هزینه‌های متغیر، هزینه روشن و خاموش شدن واحد و حداقل زمان راه‌اندازی بود.

کلیه موارد مشابه به همین شکل باید اصلاح شود.

---

1. Weidlich and Veit
2. Hämäläinen & et al
3. Roop and Fathelrahman
4. Yu & et al
5. Müller & et al
6. Newman & et al
7. Rumley & et al
8. Kok & et al
9. Guerci
10. Bublitz & et al

تیماپورام و همکاران[1] (۲۰۱۳) کشش قیمتی تقاضای برق مصرف‌کنندگان و اثرات اقتصادی بر بازار برق را با استفاده از مدل عامل بنیان مورد بررسی قراردادند. واکنش مصرف‌کنندگان به قیمت، اعمال قدرت بازار توسط نیروگاه‌ها و عوامل انتقال را کاهش می‌دهد. در این مقاله با استفاده از نرم‌افزار EMCAS تأثیر کشش قیمتی تقاضا بر کارایی بازار برق بررسی می‌شود. یک شبکه ۱۱ باس با ۸ نیروگاه و ۵ تجمیع کننده مصرف در بازه یک ماهه توسط EMCAS شبیه‌سازی شده است.

پیسیکا و همکاران[2] (۲۰۱۴) چهارچوبی را برای مدل‌سازی روشی چند عامل برای ارزیابی قیمت‌گذاری پویای برق و پاسخ تقاضا ارائه می‌کنند. این چهارچوب، مدل عامل بنیان با داده‌های تصمیم سازی و مدل پخش بار استاندارد را ترکیب می‌کند. این مدل نه تنها ابزاری برای ارتباط بین تعرفه‌های پویای متفاوت و تغییر بار مصرف‌کننده ارائه می‌دهد، بلکه تأثیر تغییر رفتار را بر شبکه توزیع برق نشان می‌دهد. برنامه‌های پاسخ تقاضا با مصرف‌کنندگان ارتباط برقرار می‌کنند و آن‌ها را به کاهش یا جابه‌جایی مصرف تشویق می‌نمایند.

لیسین و همکاران[3] (۲۰۱۲) رفتارهای راهبردی نیروگاه‌ها برای اعمال قدرت بازار را به‌وسیله مدل‌سازی عامل بنیان مورد بررسی قراردادند. وجود عامل انسانی می‌تواند منجر به ویژگی‌های غیرمنطقی در تصمیم‌گیری گردد. بنابراین رفتار عوامل بازار را نمی‌توان به شکل مسأله بهینه‌سازی معین و قطعی توصیف کرد. ازاین‌رو مدل‌سازی عامل بنیان برای سیستم‌های پیچیده اقتصادی به‌کار گرفته می‌شوند.

علی آبادی و همکاران[4] (۲۰۱۷) اثرات یادگیری و ریسک‌پذیری بر شرکت‌های تولید برق را با استفاده از شبیه‌سازی عامل بنیان در بازار انحصار چندجانبه مورد بررسی قرار داده‌اند. در مدل شبکه برق محدودیت‌های انتقال نیز دیده شده و قیمت نهایی محلی (LMP[5]) محاسبه شده است. با استفاده از شبیه‌سازی نشان دادند که تغییر در سطح ریسک‌پذیری حتی یک شرکت تولید، چطور بر سود و قیمت‌دهی سایر شرکت‌های تولید اثر می‌گذارد. در شبیه‌سازی رفتار عوامل از روش یادگیری Q-Learning استفاده

1. Thimmapuram & et al
2. Pisica & et al
3. Lisin & et al
4. Aliabadi & et al
5. Locational Marginal Prices

کرده‌اند و نتایج به‌دست آمده هم برای استراتژی قیمت‌دهی عوامل تولید قابل استفاده است و هم به سیاست‌گذاران بازار برق برای وضع قوانین با لحاظ کردن رفتار واقع‌بینانه عوامل تولید کمک می‌کند.

توسعه نرم‌افزارهای شبیه‌سازی از ملزومات پیشبرد مدل‌سازی عامل بنیان در بازار برق می‌باشد. نرم‌افزارهای متعدد علمی و تجاری برای طراحی و اجرای مدل‌های عامل بنیان ارائه شده‌اند که Netlogo, Anylogic و Repast ازجمله معروف‌ترین آن‌ها هستند. هم‌چنین، لی و تسفتسیون[1] (۲۰۰۹) یک آزمایشگاه محاسباتی برای پژوهش، آموزش و تمرین در بازار عمده‌فروشی برق با عنوان AMES[2] ارائه کرده‌اند. AMES نرم‌افزاری منبع باز[3] برای مدل‌سازی بازار برق با در نظر گرفتن قیود انتقال است که توسط زبان برنامه‌نویسی جاوا نوشته شده است. در این تحقیق، ما از نرم‌افزار AMES استفاده کرده‌ایم.

۳- چهارچوب نظری مدل‌سازی عامل بنیان بازار برق

برای مدل‌سازی شبکه برق ایران باید عوامل مشارکت‌کننده در بازار برق به همراه شبکه برق ایران مدل‌سازی شوند. در این پژوهش، سه عامل تولید، مصرف و بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO[4]) برای بازار برق ایران در نظر گرفته شده‌اند. شبکه برق ایران در سطح انتقال (سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت) حدوداً ۵۰۰ باس[5] را شامل می‌شود. این حجم از داده‌ها سرعت شبیه‌سازی را به‌شدت کاهش می‌دهد و محدودیت‌های بسیاری را برای اجراهای مکرر و برای تعداد روزهای زیاد ایجاد می‌کند. بنابراین شبکه با جزئیات زیاد باید به شبکه کوچک‌تری معادل‌سازی شود به‌طوری‌که در نتایج پخش بار تغییر زیادی ایجاد ننماید. روش PTDF[6] و روش مبتنی بر قیمت نهایی محلی دو نمونه از

1. Li and Tesfatsion
2. Agent-Based Modeling of Electricity Systems
3. open source
4. Independent System Operator
۵. به محل اتصال خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و تجهیزات تولید و انتقال در شبکه برق که دارای یک سطح ولتاژ هستند، باس گفته می‌شود.
6. Power transfer distribution factors

روش‌هایی هستند که برای کاهش ابعاد شبکه برق به‌منظور شبیه‌سازی بازار برق به‌کار گرفته می‌شوند (پاپامانویل[1] (۲۰۱۱)).

اساس کار در روش LMP بر دسته‌بندی نواحی بر پایه قیمت‌های نهایی محلی استوار است. درواقع وقتی‌که نقاط دارای قیمت محلی برابر با هم تجمیع می‌شوند در این ناحیه گرفتگی[2] خطوط انتقال وجود نخواهد داشت. برای تجمیع نقاط، از روش REI[3] استفاده می‌شود. در این روش باید دسته‌هایی از نقاط مشابه تشخیص داده و با نقطه‌ای مجازی جایگزین شوند. توان الکتریکی تزریقی در این نقطه برابر با تجمیع تزریق در گروه نقاط مشابه است. با استفاده از هزینه نهایی تولید نیروگاه‌ها در منطقه معادل‌سازی شده، می‌توان هزینه نهایی تولید معادل و از حداقل و حداکثر توان قابل تولید هر نیروگاه در منطقه، حداقل و حداکثر توان قابل تولید نقطه معادل را به‌دست آورد. تابع هزینه تولید یک نیروگاه در نقطه معادل‌سازی شده، به‌صورت رابطه (۱) مشخص می‌شود.

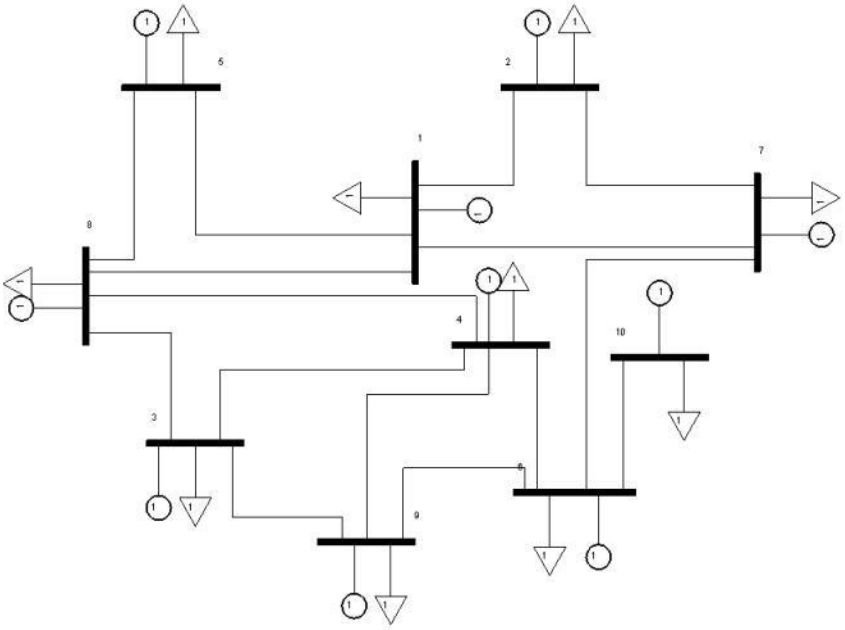
$$TC_{eq} = FC_{eq} + a_{eq}.P_{G_{eq}} + b_{eq}.P_{G_{eq}}{}^{2} \qquad (۱)$$

در تابع هزینه (۱)، TC_{eq} هزینه تولید و FC_{eq} هزینه ثابت معادل شده نیروگاه‌های منطقه، a, b ضرایب معادل شده تابع هزینه نیروگاه و P_{Geq} تجمیع توان اکتیو تولیدی در منطقه است. برای انجام معادل‌سازی، باید اطلاعات کاملی از شبکه اولیه در اختیار داشت که بتوان پخش بار بهینه را برای آن انجام داد و با استفاده از آن نقاط مشابه را مشخص نمود. برای مرزبندی و تعیین نواحی می‌توان از تجربه و دانش بهره‌برداری شبکه برق و آشنایی با گلوگاه‌های آن کمک گرفت. در این پژوهش، شبکه برق کشور به ده منطقه تقسیم و شبکه هر منطقه با یک تولید و مصرف معادل شد که با خطوط انتقال معادل‌سازی شده به بقیه مناطق متصل گردید. سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت برای شبکه معادل لحاظ گردید. محدودیت‌های انتقال خطوط براساس ظرفیت خطوط معادل شده و محدودیت‌های بهره‌برداری به‌دست آمده از تحلیل تک حادثه‌ای[4] محاسبه گردید. شکل (۱) نمایی از شبکه برق معادل شده را نشان می‌دهد.

در این مرحله برای پیاده‌سازی شبکه مورد نظر، اطلاعات خطوط انتقال (امپدانس و ظرفیت[5])، حداکثر و حداقل تولید در هر ناحیه، نحوه ارتباط نواحی به هم توسط خطوط

1. Papaemmanouil
2. congestion
3. Radial Equivalent Independent
4. Single Contingency Analysis
5. Impedance, Capability

انتقال و تغییرات توان اکتیو[1] مصرفی هر ناحیه برای ۲۴ ساعت شبانه روز (برای یکی از روزهای پاییز ۱۳۹۵) به‌عنوان داده‌های اولیه در نرم‌افزار وارد شده سپس عوامل مورد نظر مشخص می‌شوند.



شکل ۱. دیاگرام تک خطی شبکه معادل‌سازی شده برق ایران

منبع: یافته‌های تحقیق

۳-۱- مدل‌سازی عوامل

عامل تولید (سمت عرضه)، عامل مصرف (سمت تقاضا) و عامل بهره‌بردار مستقل (ISO)، عامل‌هایی هستند که در بازار برق ایران مدل می‌شوند. در جدول (۲)، متغیرهای برون‌زا و پارامترهای مدل و محدودیت‌های فنی آن‌ها معرفی شده است.

1. Active power

جدول ۲. متغیرهای برون‌زا و پارامترهای مدل

نام متغیر	تعریف متغیر	محدوده مجاز
K	تعداد باس‌های شبکه انتقال	$K>0$
N	تعداد خطوط انتقال	$N>0$
J	تعداد مصرف‌کنندگان	$J>0$
I	تعداد تولیدکنندگان	$I>0$
J_k	تعداد مصرف‌کنندگان روی باس k	$J_k\geq 0$
I_k	تعداد تولیدکنندگان روی باس k	$I_k\geq 0$
S_o	توان ظاهری مبنا (MVA)	$S_O\geq 1$
V_o	ولتاژ مبنا (kV)	$V_O>0$
δ_1	زاویه ولتاژ باس شماره ۱ (Degree)	0
δK	زاویه ولتاژ باس k (Degree)	$-90\leq\delta k\leq 90$
Km	خط انتقال بین باس k و m	$k\neq m,\ k<m$
x_{km}	راکتانس[1] خط km (ohm)	$x_{km}>0$
P^U_{km}	ظرفیت خط km (MW)	$P^U_{km}>0$
$P^F_{Lj}(H)$	نیاز مصرف ثابت مصرف‌کننده j در ساعت H (MW)	$P^F_{Lj}(H)\geq 0$
$SLMax_j(H)$	حداکثر مقدار بار حساس به قیمت مصرف‌کننده j در ساعت H (MW)	$SLMax_j(H)\geq 0$
$c_j(H),\ d_j(H)$	ضرایب تابع تقاضای حساس به قیمت در ساعت H (c: \$/MWh, d: \$/MW2h)	$c_j(H),\ d_j(H)>0$
FC_i	هزینه ثابت سرشکن شده نیروگاه i (\$/h)	$FC_i\geq 0$
$Cap^U_i,\ Cap^L_i$	حداکثر و حداقل ظرفیت تولید توان اکتیو نیروگاه i (MW)	$Cap^U_i>0, Cap^L_i\geq 0$
a_i, b_i	ضرایب تابع هزینه نیروگاه i (a: \$/MWh, b: \$/MW2h)	$a_i\geq 0, b_i>0$
$InitMoney_i$	دارایی اولیه نیروگاه i (\$)	$InitMoney_i>0$
AD_i	دامنه فعالیت‌های ممکن برای نیروگاه i	مجموعه با M_i عضو
$M1_i,\ M2_i,\ M3_i$	پارامترهای تعیین‌کننده تعداد اعضای دامنه	$M1_i\times M2_i\times M3_i=M_i$

1. reactance

نام متغیر	تعریف متغیر	محدوده مجاز
	فعالیت‌های نیروگاه i	
$RIMax_i^L$	range-index عرض از مبدا برای تشکیل AD_i	0≤RIMaxiL<1
$RIMax_i^U$	range-index شیب برای تشکیل ADi	$0\leq RIMax_i^U<1$
$RIMin_i^C$	range-index عدم ارائه ظرفیت تولید برای تشکیل ADi	$0<RIMin_i^C\leq 1$
SS_i	کنترل Slope-Start برای تشکیل AD_i	$SS_i>0$
$q_i(1)$	تمایل اولیه برای یادگیری نیروگاه i ($/Day)	$q_i(1)>0$
T_i	پارامتر دما برای یادگیری نیروگاه i	$T_i>0$
r_i	پارامتر تاخر (Recency) برای یادگیری نیروگاه i	$0\leq r_i<1$
e_i	پارامتر تجربه برای یادگیری نیروگاه i	$0\leq e_i<1$
PCap	سقف قیمت اعمال شده توسط ISO بر روی منحنی عرضه نیروگاه ($/MWh)	PCap>0

منبع: یافته‌های تحقیق

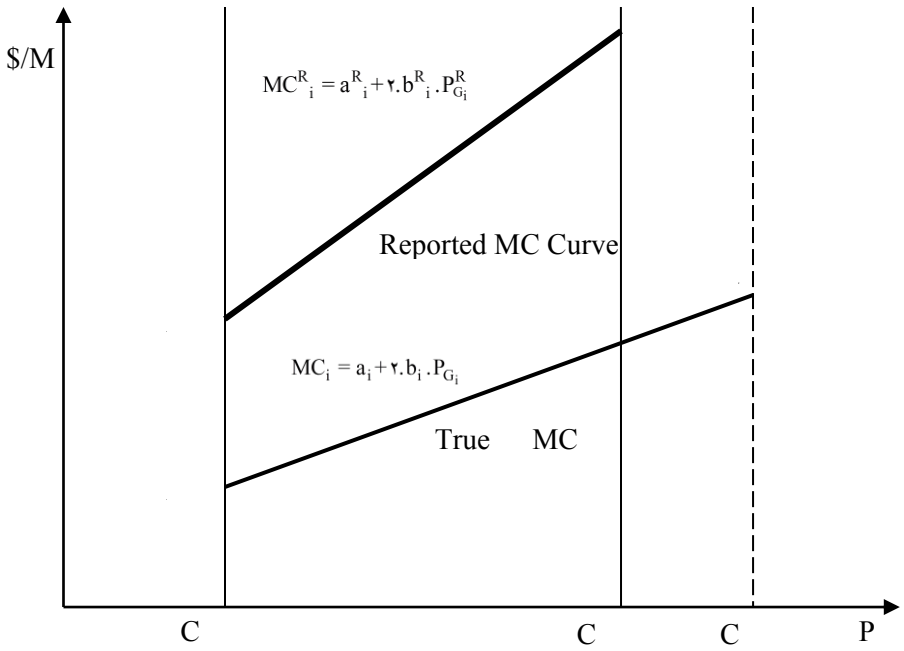
عامل تولید

مشخصات مورد نیاز برای عامل تولید، حداقل و حداکثر تولید (Cap^U, Cap^L)، ضرایب مربوط به منحنی عرضه (a,b) و پارامترهای مدل یادگیری می‌باشد. تابع هدف عامل تولیدکننده، حداکثرکردن عایدی روزانه (درآمد منهای هزینه متغیر) و یا سود روزانه (عایدی منهای هزینه کل) است. تابع هزینه نیروگاه در هر ساعت از رابطه (۲) به‌دست می‌آید. تابع هزینه نهایی تولید که با مشتق‌گیری از رابطه (۲) به‌دست می‌آید منحنی عرضه نیروگاه را نشان داده و مبنای قیمت دهی نیروگاه است.

$$TC_{i,t} = FC_{i,t} + \underbrace{a_i . P_{G_{i,t}} + b_i . P_{G_{i,t}}^{۲}}_{TVC_{i,t}} \ , \ i = ۱...I \ , \ t = ۱...۲۴ \qquad (۲)$$

شکل (۲) منحنی عرضه واقعی و ابراز شده نیروگاه را نشان می‌دهد. عامل تولید (نیروگاه) به کمک روش یادگیری تقویتی که در ادامه روابط آن تشریح می‌شود، می‌تواند هزینه نهایی خود را بالاتر و حداکثر توان تولیدی را کمتر ابراز کند. به همین دلیل در شکل (۲) دو منحنی عرضه، یکی واقعی و دیگری ابراز شده، نشان داده شده است. یک نیروگاه ممکن است از قدرت انحصاری برخوردار باشد، یعنی به دلایل فنی،

منطقه واقع در آن، نیازمند تولیدش باشد و یا سهم قابل توجهی در تأمین نیاز مصرف منطقه داشته باشد. در این صورت، عامل تولید با بالاتر نشان دادن هزینه نهایی خود، قیمت بالاتری را نشان می‌دهد و با عرضه کمتر قیمت را بالا می‌برد.



شکل ۲. منحنی عرضه واقعی و ابراز شده نیروگاه

منبع: یافته‌های تحقیق

مکانیزم قیمت‌گذاری در این مدل بازار برق به شرح زیر است. هر روز تا قبل از ساعت ۱۱، مصرف‌کنندگان نیاز مصرف و نیروگاه‌ها اطلاعات مربوط به سه متغیر و پارامتر (a^R,b^R,Cap^{RU}) که نمایانگر منحنی عرضه‌شان است را برای ۲۴ ساعت روز بعد به ISO ارائه می‌دهند. ISO با استفاده از تغییرات مصرف ساعت به ساعت روز بعد و معیار فنی شبکه، پخش بار بهینه را با هدف حداکثرسازی تابع هدف (مازاد رفاه اجتماعی) اجرا می‌کند و براساس آن میزان مشارکت هر نیروگاه در تأمین بار شبکه با لحاظ کردن قیود فنی شبکه تعیین می‌شود. از همین مطالعه، قیمت نهایی محلی (LMP) هر باس نیز تعیین می‌شود که نشان‌دهنده هزینه افزایش یک مگاوات مصرف

بیشتر در هر باس می‌باشد. در انتهای هر روز درآمد، سود و عایدی واقعی هر نیروگاه براساس میزان تولید و قیمت نهایی محلی برای همان روز، تعیین می‌شود[۱] و مبنایی برای پیشنهاد قیمت روزهای بعد در الگوریتم یادگیری قرار می‌گیرد. نحوه محاسبه درآمد، سود و عایدی واقعی نیروگاه در هر روز توسط روابط (۳)، (۴) و (۵) ارائه شده است.

$$\text{Revenue}_i = \sum_{t=۱}^{۲۴} LMP_{k(i),t}.P_{G_{i,t}} \ , \ i = ۱...I \ , \ k = ۱...K \qquad (۳)$$

$$\text{Net Profit}_i(D) = \sum_{t=۱}^{۲۴} (LMP_{k(i),t}.P_{G_{i,t}} - TC_{i,t}), D = \text{Days} \qquad (۴)$$

$$\text{Net Earning}_i(D) = \sum_{t=۱}^{۲۴} (LMP_{k(i),t}.P_{G_{i,t}} - TVC_{i,t}), D = \text{Days} \qquad (۵)$$

یکی از ویژگی‌های مهم مدل‌های عامل بنیان این است که به عامل‌های موجود در بازار امکان یادگیری داده می‌شود. بنابراین، مدل از مکانیزمی پویا و در حال تحول پیروی می‌کند. الگوریتم یادگیری به‌کاررفته در این پژوهش، روش یادگیری تقویتی تصادفی Roth-Erev می‌باشد. در این روش یادگیری، احتمال انتخاب یک رفتار با میزان پاداش دریافتی (سود یا عایدی عامل) مربوط به آن رفتار تغییر می‌کند و هرچه پاداش خوبی دریافت شود احتمال انتخاب آن رفتار بالاتر می‌رود. روابط این روش یادگیری در ادامه ارائه می‌شود.

$$q_{ij}(t+۱) = \begin{cases} (۱-r_i).q_{ij}(t) + rw_k(t).(۱-e_i) & \text{if } j=k \\ (۱-r_i).q_{ij}(t) + q_{ij}(t).(\frac{e_i}{M_i - ۱}) & \text{if } j \neq k \end{cases} \qquad (۶)$$

rw_k : پاداش دریافتی در اثر اقدام k

$$prob_{ij}(t) = \frac{e^{\frac{q_{ij}(t)}{T_i}}}{\sum_{k=1}^{M_i} e^{q_{ik}(t)}} \quad prob_{ij}(t) = \frac{e^{\frac{q_{ij}(t)}{T_i}}}{\sum_{k=1}^{M_i} e^{q_{ik}(t)}} \qquad (۷)$$

$prob_{ij}(t)$: احتمال انتخاب رفتار j توسط نیروگاه i

---

۱. لازم به ذکر است که در بازار برق ایران هزینه پرداختی به نیروگاه بر اساس قیمت پیشنهادی خود نیروگاه است (pay as bid) و نه قیمت محاسبه شده LMP که در بالا ذکر شد.

رفتار عامل به‌صورت یک منحنی عرضه شامل نقاط بهینه‌ای از میزان تولید و قیمت ابرازی مشخص می‌شود. هرچه تولید و قیمت بالاتر باشد سود عامل بیشتر می‌شود ولی احتمال برنده شدن در بازار را کاهش می‌دهد و در صورت برنده نشدن عامل در بازار، سود روزانه کاهش می‌یابد و حتی زیان می‌بینند. هر اقدام نیروگاه شامل یک بردار عرضه پیشنهادی (a^R_i, b^R_i, Cap^{RU}_i) می‌باشد که هزینه نهایی ابراز شده از آن به‌دست می‌آید. فرض می‌شود که هزینه نهایی ابراز شده از مقدار واقعی بزرگ‌تر و حداکثر توان قابل تولید ابرازی بزرگ‌تر یا مساوی با حداکثر توان قابل تولید واقعی باشد. همچنین فرض می‌شود که نیروگاه همواره حداقل تولید واقعی خود را ابراز می‌نماید. بیان ریاضی شروط منحنی‌های عرضه قابل قبول در رابطه (۸) آورده‌شده‌است.

$$\begin{aligned}
&s^R_i = \left(a^R_i, b^R_i, Cap^{RL}_i, Cap^{RU}_i\right)\\
&b^R_i > 0, MC_i(Cap^{RL}_i) = MC_i(Cap^L_i) > 0\\
&MC^R_i(P) \geq MC_i(P), P \in [Cap^{RL}_i, Cap^{RU}_i]\\
&0 < Cap^L_i = Cap^{RL}_i < Cap^{RU}_i \leq Cap^U_i
\end{aligned} \tag{۸}$$

حداکثر عایدی ممکن روزانه (MaxDNE) نیروگاه از رابطه (۹) به‌دست می‌آید.

$$MaxDNE_i = ۲۴ \times \left(\max[MC^R_{i,Cap^{RU}_i} \times Cap^{RU}_i - TVC_{i,Cap^{RU}_i}]\right) \tag{۹}$$

برای تعیین پارامترهای مؤثر بر یادگیری عامل تولید، مقادیر $q_i(1)$ (تمایل اولیه در رابطه (۶)) و T_i (پارامتر دما در رابطه (۷)) تغییر داده و با هر تغییر مقدار عایدی روزانه محاسبه می‌شود. پس از تکرارهای متوالی، رابطه (۱۰) به‌دست می‌آید (لی[1]، (۲۰۰۹)) که در آن بیشترین عایدی روزانه زمانی است که تمایل اولیه ۱۰۰ برابر پارامتر دما باشد.

$$q_i(1) = MaxDNE_i = 100 \times T_i \tag{۱۰}$$

با استفاده از پارامترهای ورودی $M1_i$, $M2_i$, $M3_i$, $RIMax_i^L$, $RIMax_i^U$, $RIMin_i^C$, SS_i برای هر نیروگاه، ماتریس دامنه‌ی فعالیت‌های (AD_i) هر نیروگاه تشکیل می‌شود که هر مجموعه شامل M_i فعالیت می‌باشد (M_i حاصل‌ضرب $M1_i$, $M2_i$, $M3_i$ است). پارامتر $M1_i$ تعداد نقاط شروع ممکن برای منحنی هزینه نهایی ابراز شده در Cap_i^{RL}

1. Li

(l_i^R در شکل (۲)) و $RIMax^L_i$ محدوده تغییر این نقاط را نشان می‌دهد. پارامتر $M2_i$ تعداد منحنی‌های هزینه نهایی منشعب از نقطه شروع l_i^R و $RIMax^U_i$ محدوده نقطه انتهایی منحنی (u_i^R در شکل (۲)) را نشان می‌دهد. پارامتر SS_i تضمین می‌کند که منحنی‌های هزینه نهایی بالاتر از منحنی هزینه واقعی نیروگاه قرار گیرد. پارامتر $M3_i$ تعداد Cap_i^{RU} را نشان می‌دهد.

برای ساختن ماتریس AD_i که عناصر هر سطر آن پارامترهای یک منحنی عرضه ($a^R,b^R,Cap^{RL},Cap^{RU}$) است، از ماتریس دیگری به نام $ADMat_i$ استفاده می‌شود که عناصر آن اعداد حقیقی مثبت و کمتر از یک و ابعاد ماتریس $M_i\times 4$ می‌باشد. در رابطه (۱۱) عناصر ماتریس $ADMat_i$ تعریف شده است (سان[1]، (۲۰۰۷)).

$$\begin{aligned}
&s_i^A = \left(RI_i^L, RI_i^U, RCap_i^L, RCap_i^U\right)\\
&RI_i^L \in [0, RIMax_i^L], RI_i^U \in [0, RIMax_i^U]\\
&RCap_i^U \in [RIMin_i^C, 1],\\
&0 \le RCap_i^L < RCap_i^U \le 1\\
&Cap_i^{RL} = Cap_i^L = RCap_i^L.Cap_i^U\\
&Cap_i^{RU} = RCap_i^U.[Cap_i^U - Cap_i^L] + Cap_i^L
\end{aligned} \tag{۱۱}$$

اولین سطر ماتریس $ADMat_i$ به منحنی عرضه واقعی نیروگاه اختصاص می‌یابد و بنابراین s_i^A مربوطه به‌صورت (0,0,1,1) خواهد بود. سطور بعدی با افزودن پله‌هایی بر روی این سطر و بر اساس جایگزینی تعداد $M1_i$ نقاط شروع (l_i^R)، تعداد $M2_i$ نقاط پایان (u_i^R) و تعداد $M3_i$ سقف تولید ابرازی به‌دست می‌آید. پله‌های افزایشی عناصر ماتریس $ADMat_i$ در رابطه (۱۲) آورده شده است.

$$Inc_۱ = \frac{RIMax_i^L}{M۱_i - ۱}, Inc_۲ = \frac{RIMax_i^U}{M۲_i - ۱}, Inc_۳ = \frac{۱ - RIMin_i^C}{M۳_i - ۱} \tag{۱۲}$$

ستون اول ماتریس حاصل، درصد تغییر نقطه شروع منحنی عرضه واقعی (l_i) را برای تعیین نقطه شروع منحنی عرضه ابراز شده (l_i^R) نشان می‌دهد. ستون دوم ماتریس

1. Sun

حاصل، درصد تغییر نقطه انتهای منحنی عرضه واقعی (u_i) را برای تعیین نقطه انتهای منحنی عرضه ابراز شده (u_i^R) نشان می‌دهد. ستون سوم و چهارم نیز به‌ترتیب نشان می‌دهند که چه درصدی از حداقل و حداکثر تولید واقعی به‌عنوان حداقل و حداکثر تولید ابراز می‌شود.

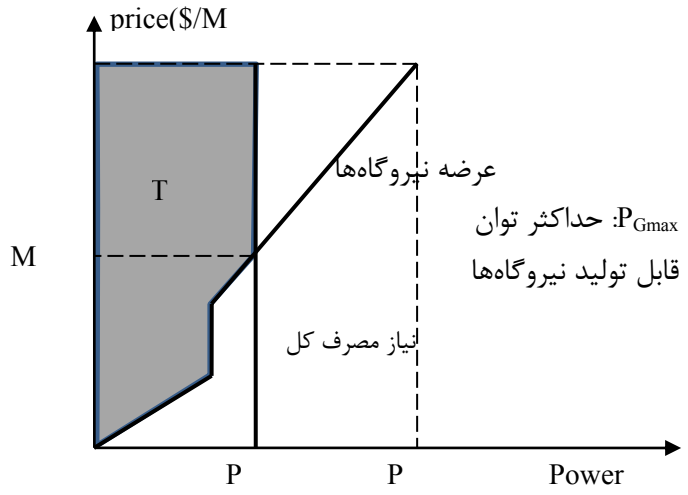
مدل‌سازی عامل مصرف

در شبکه برق ایران به دلیل آنکه مصرف‌کننده به‌طور لحظه‌ای از قیمت برق مطلع نمی‌شود (معمولاً قبوض برق دو ماهه به‌دست مصرف‌کننده می‌رسد) بنابراین در طی شبانه روز بازخوردی از قیمت برق برای تغییر مصرف ندارد. هرچند که در بلندمدت ممکن است تقاضا با قیمت برق تغییر کند ولی در کوتاه‌مدت و بازه‌ی روزانه، تغییرات مصرف برق ناشی از تغییر قیمت نخواهد بود. به همین دلیل در شبیه‌سازی بازار برق ایران سمت تقاضا بدون کشش قیمتی و برای یک شبانه روز تعداد ۲۴ نیاز مصرف (برای هر ساعت یک نیاز مصرف) در نظر گرفته می‌شود. نیاز مصرف کل در هر ساعت یا از پیش‌بینی بار[1] یکپارچه که توسط ISO محاسبه می‌شود به‌دست می‌آید و یا از جمع تقاضای عوامل مصرف که روز قبل از اجرای بازار ارائه می‌دهند.

مدل‌سازی ISO

عامل بهره‌بردار مستقل (ISO) وظیفه ایجاد توازن بین تولید و مصرف به اقتصادی‌ترین روش را به عهده دارد. تابع هدف این عامل حداکثر کردن مازاد رفاه اجتماعی (جمع مازاد همه عوامل شامل تولیدکننده، مصرف‌کننده و ISO) است. مازاد رفاه اجتماعی اختلاف سطح زیر منحنی تقاضا و سطح زیر منحنی عرضه از صفر تا نقطه‌ی تسویه بازار است که در شکل (۳) باTNS نشان داده شده است.

1. load forecasting



شکل ۳. نمودار عرضه و تقاضای کل و نمایش مازاد رفاه اجتماعی

منبع: یافته‌های تحقیق

ISO برای تعیین میزان مشارکت هر عامل تولید در تأمین بار مصرفی با هدف حداکثر کردن مازاد رفاه اجتماعی، مسأله پخش بار بهینه جریان مستقیم (DC OPF[1]) را برای قیود فنی محدودیت انتقال و محدودیت تولید حل می‌کند. مازاد رفاه اجتماعی از رابطه (۱۳) به‌دست می‌آید. تابع هدف ISO به همراه قیود فنی مسأله بهینه‌سازی، در رابطه (۱۴) آورده شده است (سان[2]، (۲۰۰۸)). متغیرهای تابع هدف، مقدار تولید واحدهای نیروگاهی است. آرایش تولید با هدف حداکثر کردن مازاد رفاه اجتماعی و رعایت قیود فنی به‌دست می‌آیند. معادلات پخش بار[3] که تعیین‌کننده‌ی نحوه توزیع توان در شبکه انتقال و اندازه و زاویه ولتاژ باس‌های شبکه است، معادلاتی غیرخطی هستند که با روش‌های تکراری حل می‌شوند. حجم محاسبات برای تشکیل ماتریس‌های ضرایب که حاوی عناصر غیرخطی هستند بسیار زیاد می‌باشد. بنابراین با استفاده از ساده‌سازی‌هایی که در پخش بار DC به کار می‌رود، حجم محاسبات کاهش می‌یابد. در این روش از مقاومت خطوط انتقال صرف‌نظر می‌شود (فقط راکتانس[4] لحاظ می‌شود)،

1. Direct Current Optimal Power Flow
2. Sun
3. Power Flow
4. reactance

ولتاژ تمام باس‌ها برابر ولتاژ نامی و اختلاف زاویه باس‌ها (δ_k-δ_m) کم فرض می‌شود به‌طوری‌که بتوان سینوس زاویه را با مقدار زاویه به رادیان تقریب زد. در این صورت برای حل معادلات از روابطی ساده و خطی استفاده می‌شود (وود و ولنبرگ[1] (۲۰۱۲)).

$$TNS = r.P_L^F + \sum_{j=1}^{J}\left(\int_0^{P_{L_j}^S}(c_j - 2d_j.P_{L_j}^S)dp\right) - \sum_{i=1}^{I}\int_0^{P_{G_i}} MC_i^R dp \qquad (۱۳)$$

$$= r.P_L^F + \sum_{j=1}^{J}[c_j P_{L_j}^S - 2d_j.(P_{L_j}^S)^2] - \sum_{i=1}^{I}[a_i^R P_{G_i} + b_i^R (P_{G_i})^2]$$

$$\max TNS$$

$$TNS = r.P_L^F + \sum_{j=1}^{J}[c_j P_{L_j}^S - 2d_j.(P_{L_j}^S)^2] - \sum_{i=1}^{I}[a_i^R P_{G_i} + b_i^R (P_{G_i})^2]$$

$$s.t:$$

$$1)\ \sum_{j=1}^{J_k}(P_{L_j}^F + P_{L_j}^S) + \sum_{km} P_{km} = \sum_{i=1}^{I_k} P_{G_i} \qquad (۱۴)$$

$$2)\ |P_{km}| \le P_{km}^U \rightarrow P_{km} = V_0^2.B_{km}.(\delta_k - \delta_m)$$

$$3)\ \delta_1 = 0$$

$$4)\ Cap_i^{RL} \le P_{G_i} \le Cap_i^{RU}$$

$$5)\ 0 \le P_{L_j}^S \le SLMax_j$$

قید شماره ۱ شرط صفر بودن جمع جبری توان‌های ورودی و خروجی هر باس و قید شماره ۲ بیانگر محدودیت‌های انتقال خطوط می‌باشد. یکی از ساده‌سازی‌های انجام شده در پخش بار بهینه جریان مستقیم (DC OPF) نسبت به پخش بار بهینه‌ی جریان متناوب (AC OPF[2]) در رابطه‌ی قید دوم مشاهده می‌شود. در پخش بار بهینه‌ی جریان متناوب (AC OPF)، روابط غیرخطی ($\sin(\delta_k$- δ_m), $\cos(\delta_k$- δ_m)) در محاسبه توان عبوری از خطوط وجود دارد که محاسبات را پیچیده و زمان‌بر می‌کند. با فرض کوچک بودن اختلاف زاویه‌ی باس‌ها (که جزء فروض اصلی DC OPF می‌باشد)، می‌توان $\cos(\delta_k$- δ_m) را با ۱ و $\sin(\delta_k$- δ_m) را با (δ_k- δ_m) تقریب زد. B_{km} ادمیتانس یا عکس

1. Wood and Wollenberg
2. Alternating Current Optimal Power Flow

امپدانس[1] خط متصل بین باس k,m می‌باشد. با صرف‌نظر کردن از مقاومت خطوط، امپدانس خط فقط شامل راکتانس می‌شود. قید شماره ۳ برای تعیین باس مرجع می‌باشد. بدون مشخص کردن باس مرجع معادلات پخش بار قابل‌حل نیست. قید ۴ بیانگر محدودیت حداکثر و حداقل تولید نیروگاه است و قید ۵ حداکثر مقدار بار متغیر با قیمت در هر باس را تعیین می‌کند (سان[2]، (۲۰۰۷)). پس از حل مسأله پخش بار بهینه جریان مستقیم (DC OPF) توسط ISO در هر روز، آرایش تولید و مشارکت نیروگاه‌ها در تأمین نیاز مصرف شبکه برق به همراه قیمت نهایی محلی هر باس (LMP_k) برای روز بعد تعیین می‌شود.

۴- یافته‌های تحقیق و نتایج شبیه‌سازی حذف یارانه سوخت

یکی از موضوعات مهم و چالش برانگیز دولت در دهه‌های اخیر، پرداخت یارانه سوخت و اثرات سوء آن بر اقتصاد است. سوخت مصرفی نیروگاه‌ها عمدتاً، گاز طبیعی، گازوئیل و مازوت می‌باشد. طبق اطلاعات ارائه شده در گزارش خلاصه وضعیت آماری صنعت برق کشور[3]، مصرف سوخت گاز، گازوئیل و مازوت توسط نیروگاه‌های کشور از ابتدای سال ۱۳۹۵ تا دی ماه به‌ترتیب ۵۲ میلیارد متر مکعب، ۳.۶ و ۲.۹ میلیارد لیتر می‌باشد. بر طبق اطلاعات بازارهای جهانی در همان دوره زمانی، قیمت گاز طبیعی تجاری در بازارهای آمریکا حدود ۱۲ سنت بر متر مکعب و در بازارهای اروپا حدود ۲۰ سنت بر مترمکعب و قیمت جهانی گازوئیل حدود ۵۰ سنت بر لیتر می‌باشد[4]. در حال حاضر، قرارداد نیروگاه‌ها به‌صورت تبدیل انرژی است و هزینه‌ای بابت سوخت پرداخت نمی‌کنند؛ اما در قیمت دهی به بازار مبلغ سوخت را لحاظ می‌کنند (برای گاز ۸۰۰ ریال بر مترمکعب، برای مازوت ۱۳۰۰ ریال بر لیتر و برای گازوئیل ۲۲۰۰ ریال بر لیتر) و در تسویه حساب مبالغ سوخت از حسابشان کسر می‌شود. واقعی شدن قیمت سوخت نیروگاه‌ها، مشوقی برای افزایش راندمان نیروگاه‌ها و در بلندمدت موجب کم شدن سهم

---

۱. امپدانس طبق تعریف برابر است با عدد مختلطی که بخش حقیقی آن مقاومت و بخش موهومی آن راکتانس نامیده می‌شود ($Z=R+jX$) و واحد اندازه‌گیری آن نیز اهم می‌باشد.

2. Sun

۳. وزارت نیرو. معاونت تحقیقات و منابع انسانی شرکت توانیر. (۱۳۹۵). خلاصه وضعیت آماری صنعت برق کشور

4. Energy Information Agency (EIA)

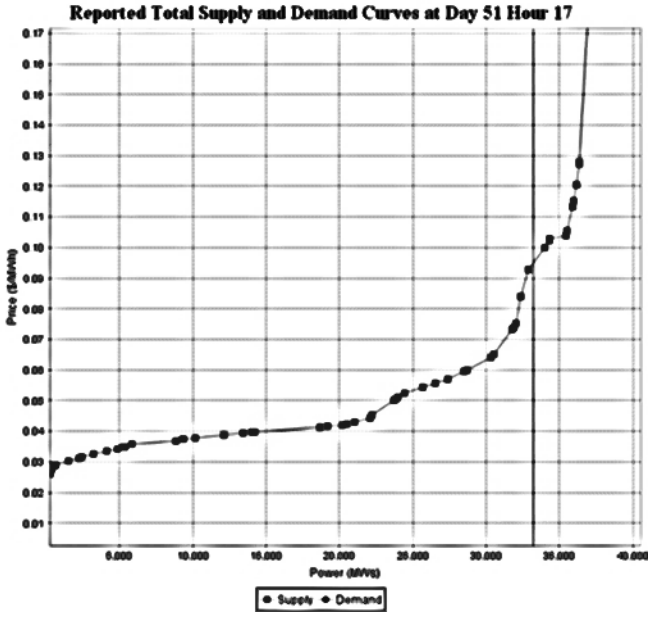
تولید واحدهای فرسوده و کم بازده در تولید برق می‌شود. ازآنجاکه برای تمام نیروگاه‌ها (به‌جز چند استثنا) سوخت اولیه و اصلی گاز طبیعی است و سوخت مایع در شرایط ضروری مورد استفاده قرار می‌گیرد، بنابراین قیمت‌دهی تمام نیروگاه‌های سوخت فسیلی، بر اساس سوخت یکسان (گاز طبیعی) می‌باشد.

هدف از اجرای شبیه‌سازی مدل عامل بنیان در این پژوهش، بررسی تأثیر کوتاه‌مدت افزایش هزینه سوخت نیروگاه بر روی قیمت برق و سود نیروگاه‌ها است. برای افزایش قیمت سوخت، دو سناریو در نظر گرفته می‌شود. اولین سناریو این است که افزایش هزینه سوخت فقط بر روی هزینه جاری نیروگاه‌های فسیلی تأثیر بگذارد و تغییری در هزینه‌های جاری نیروگاه‌های اتمی و برقآبی ایجاد نکند. در دومین سناریو فرض می‌شود که با افزایش هزینه سوخت و افزایش هزینه‌های نیروگاه‌های سوخت فسیلی، هزینه‌های جاری نیروگاه‌های اتمی و برقآبی (هزینه سوخت هسته‌ای و آب) نیز با همان نسبت افزایش یابد. در اینجا فرض می‌شود که قیمت سوخت ۱۰ برابر شود[۱]. بنابراین مطالعات در سه بخش مجزا انجام می‌پذیرد. حالت اول وضعیت موجود یا حالت پایه است که هنوز هزینه‌ی سوخت افزایش نیافته است. حالت دوم فقط افزایش هزینه سوخت فسیلی و حالت سوم افزایش هزینه سوخت فسیلی و هزینه‌ی آب و سوخت اتمی می‌باشد.

در حالت پایه برای هر باس، نیروگاه‌های بخار، سیکل ترکیبی، گازی و آبی تفکیک می‌شوند و برای هر گروه از تکنولوژی‌های مشابه یک عامل تولید معادل‌سازی می‌گردد. با این روش می‌توان ۳۳ عامل تولید را مدل کرد. شکل (۴) منحنی عرضه و تقاضای کل بازار برق در ساعت ۱۷:۰۰ روز آخر شبیه‌سازی را برای حالت پایه نشان می‌دهد.

---

۱. این نسبت فرضی است و فقط برای امکان مقایسه راحت‌تر حالات مختلف انتخاب شده است. در آغاز برنامه هدفمندی یارانه ها در سال ۱۳۸۹، قیمت گاز طبیعی برای نیروگاه‌ها نزدیک به ۱۴ برابر افزایش یافت.



شکل ۴. منحنی عرضه و تقاضای کل بازار برق در ساعت ۱۷:۰۰ روز آخر شبیه‌سازی حالت پایه
منبع: یافته‌های تحقیق

از شکل (۴) مشاهد می‌شود که نقطه تسویه بازار برق در ساعت ۱۷:۰۰ روز آخر شبیه‌سازی در حالت پایه حدود ۹۵۰ ریال بر کیلووات ساعت می‌باشد. در جدول (۲) مجموع سود عوامل در ۵۰ روز و متوسط قیمت نهایی محلی در هر باس برای بازار ۳۳ عامل در حالت پایه آورده شده است. در این حالت، نیروگاه‌های گازی به دلیل هزینه جاری زیاد و عدم اعمال محدودیت در کاهش و خروج روزانه و نیروگاه‌های آبی و اتمی به دلیل سرمایه اولیه زیاد و عدم امکان پوشش با قیمت‌های بازار، زیان‌ده می‌باشند. در بازار برق ایران هزینه آمادگی به نیروگاه‌ها پرداخت می‌شود و درصورتی‌که نیروگاه به دلایل غیرفنی خارج از مدار باشد و تولید نکند، مبلغی به‌عنوان آمادگی دریافت خواهد کرد که می‌تواند تقریباً سرمایه‌گذاری اولیه را جبران کند. ولی در این مدل هزینه آمادگی در نظر گرفته نمی‌شود. بنابراین مشاهده می‌شود واحدهایی که در طول شبانه روز امکان عدم تولید دارند (واحدهای گازی و آبی) زیان خواهند کرد.

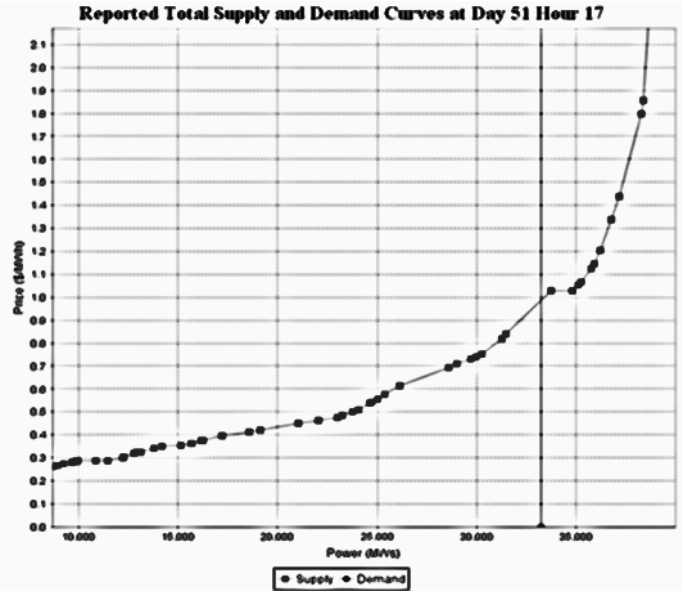
جدول ۲. سود عوامل در ۵۰ روز و متوسط قیمت نهایی محلی در هر باس

شماره باس	متوسط قیمت نهایی محلی (rial/KWh)	سود ۵۰ روز (میلیارد ریال)			
		H (آبی)	C (سیکل)	G (گازی)	S (بخار)
۱	۴۷۰		۴۴۴	-۷۱	۲۲۸
۲	۴۲۴		۲۰	-۵۵	۱۹۳
۳	۴۲۱	-۴۲۱	۵۵	-۸۰	۷۶
۴	۴۱۹	-۴۳	۱۶	-۶۱	۲۰۶
۵	۴۵۷		۲۸	-۹۶	۱۴۲
۶	۴۰۹		۱۱۹	-۱۹۶	۵۳
۷	۵۵۹		۲۴۷	-۹۲	۱۶۶
۸	۴۴۱	-۱۶	۶۳	-۱۵	۲۹۲
۹	۴۰۵	-۵	۱۳۰	-۲۷۰	-۱۷۱
۱۰	۴۰۳			-۷۱	۲۹
سود تفکیکی		-۴۸۴	۱۳۲۲	-۱۰۰۶	۱۲۱۴
سود کل عوامل تولید		۱۰۴۵			

منبع: یافته‌های تحقیق

شکل (۵) منحنی عرضه و تقاضای کل بازار برق در ساعت ۱۷:۰۰ روز آخر شبیه‌سازی در سناریوی اول افزایش هزینه سوخت فسیلی را نشان می‌دهد. در این سناریو، افزایش هزینه تولید تنها به نیروگاه‌های سوخت فسیلی مربوط شده است و نیروگاه‌های برقآبی و اتمی را شامل نمی‌شود. نقطه تسویه بازار در ساعت ۱۷:۰۰ روز آخر شبیه‌سازی برای این سناریو حدود ۱۰۰۰۰ ریال بر کیلووات ساعت می‌شود که کمی بیش از ۱۰ برابر حالت پایه (۹۵۰ ریال) است. علت آن اختلاف زیاد بین هزینه تولید نیروگاه‌های برقآبی و اتمی با سایر نیروگاه‌های سوخت فسیلی است. نیروگاه‌های سوخت فسیلی هرقدر هم قیمت پیشنهادی‌شان را کاهش دهند، بازهم برنده بازار نخواهند شد و ازآنجاکه سهم نیروگاه‌های برقابی و اتمی در تأمین نیاز مصرف قابل توجه است (حدود ۱۷ درصد)، تولید نیروگاه‌های سوخت فسیلی در بیشتر زمان‌ها حداقل و یا صفر بوده است که منجر به زیان آن‌ها خواهد شد. نیروگاه‌های سوخت فسیلی یاد می‌گیرند که با کاهش قیمت نمی‌توانند رقابت کنند، بنابراین قیمت را افزایش می‌دهند

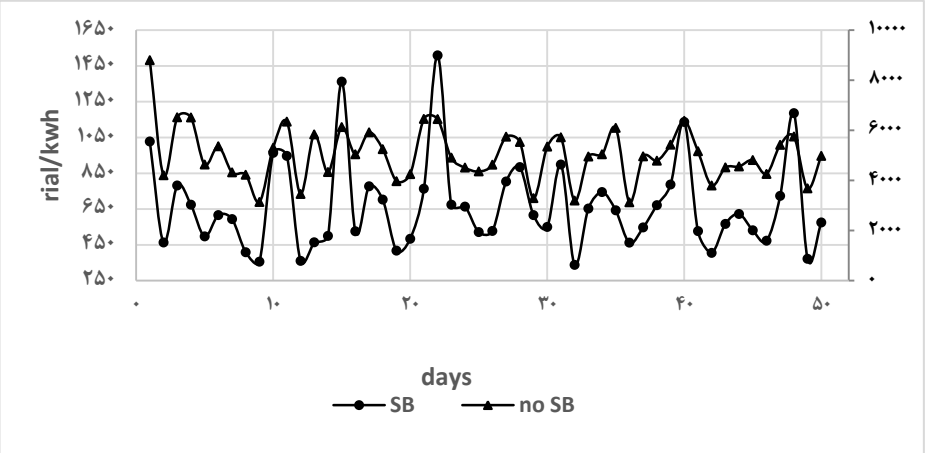
تا هر زمان که تولید نیروگاه‌های برقابی و اتمی برای تأمین نیاز مصرف کافی نبود، وارد مدار شده و از فرصت به‌دست آمده حداکثر سود را ببرند. به‌این‌ترتیب، شیب منحنی عرضه در نیاز مصرف‌های بالا شدیداً افزایش می‌یابد و همین امر منجر به بالا رفتن قیمت تسویه بازار به بیش از ۱۰ برابر قیمت قبل از حذف یارانه سوخت می‌رسد.



شکل ۵. منحنی عرضه و تقاضای کل بازار برق در ساعت ۱۷:۰۰ روز آخر شبیه‌سازی برای سناریوی اول افزایش هزینه سوخت

منبع: یافته‌های تحقیق

درصورتی‌که عوامل، قابلیت یادگیری نداشته باشند قیمت نهایی محلی متوسط در هر باس برای تمام روزهای شبیه‌سازی ثابت و به‌عنوان نمونه برای باس (۷) برابر با ۲۷۱۱ ریال بر کیلووات ساعت خواهد شد؛ اما با در نظر گرفتن یادگیری عوامل، قیمت نواحی در هر ساعت و برای کل روزهای شبیه‌سازی تغییر می‌کند. روند تغییر قیمت برای یک ناحیه نمونه (باس شماره ۷) در شکل (۶) آورده شده است. محور عمودی سمت راست مربوط به قیمت در حالت حذف یارانه سوخت و محور عمودی سمت چپ مربوط به قیمت در حالت پایه یا بدون حذف یارانه سوخت می‌باشد. واحد هر دو محور ریال بر کیلووات ساعت است.



شکل ۶. روند تغییر قیمت در ۵۰ روز برای یک ناحیه نمونه (باس شماره ۷) در حالت سوخت یارانه‌ای و برای سناریوی اول سوخت بدون یارانه

منبع: یافته‌های تحقیق

با افزایش هزینه سوخت، اختلاف قیمت‌دهی، تغییرات زیادی در میزان سود و زیان نیروگاه‌ها ایجاد می‌کند. بنابراین راهبرد عامل‌های تولید، محافظه‌کارانه‌تر و تغییرات قیمت کمتر می‌شود. همچنین باوجود افزایش ۱۰ برابری قیمت سوخت، قیمت نهایی محلی کمتر از ۱۰ برابر افزایش می‌یابد. در حالتی که یادگیری عوامل مدل نشود، قیمت نهایی محلی از ۲۶۸ به ۲۷۱۱ ریال بر کیلووات ساعت می‌رسد که تقریباً معادل همان نسبت ۱۰ برابر افزایش هزینه سوخت است. در جدول (۳) مجموع سود عوامل در ۵۰ روز و متوسط قیمت نهایی محلی در هر باس برای بازار ۳۳ عامل با قید کف تولید و حذف یارانه سوخت بدون تأثیر بر روی هزینه‌های تولید واحدهای برقابی و اتمی آورده شده است. در باس‌های ۳، ۴ و ۹ که شامل نیروگاه‌های برقابی بزرگ و اتمی هستند، سایر نیروگاه‌ها توان رقابت نخواهند داشت و به دلیل پایین آمدن قیمت نهایی محلی، متحمل زیان می‌شوند. در مورد باس ۶ چون در مجاورت دو باس ۹ و ۴ قرار دارد که قیمت‌های پایینی دارند و خط انتقال نیز بین این باس‌ها وجود دارد، رقابت نیروگاه‌های متصل به این باس هم با نیروگاه‌های مجاور مشکل خواهد شد و ازاین‌رو زیان ده می‌شوند. در کل مجموع سود تمام عامل‌های تولید در ۵۰ روز شبیه‌سازی حدود ۳۵ برابر حالت سوخت یارانه‌ای است (۱۰۴۵ میلیارد ریال و ۳۶۵۴۰ میلیارد ریال). در این حالت، بیشترین سود به نیروگاه‌هایی تعلق می‌گیرد که افزایش هزینه سوخت شامل

آن‌ها نشده است، یعنی نیروگاه‌های برقابی و اتمی. این افزایش سود به دلیل بالا رفتن درآمد ناشی از افزایش قیمت و بدون تغییر ماندن هزینه سرمایه‌گذاری اولیه باوجود افزایش هزینه سوخت خواهد بود.

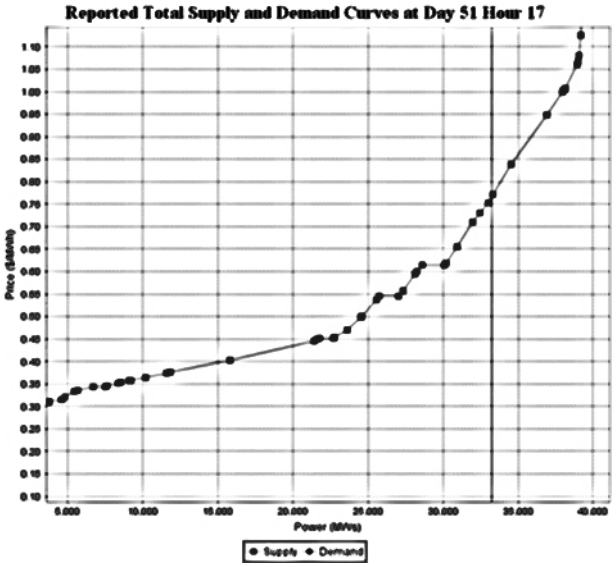
جدول ۳. مجموع سود عوامل و متوسط قیمت نهایی محلی در هر باس و برای سناریوی اول حذف یارانه سوخت

شماره باس	متوسط قیمت نهایی محلی (rial/KWh)	سود ۵۰ روز (میلیارد ریال)			
		H (آبی)	C (سیکل)	G (گازی)	S (بخار)
۱	۴۰۴۲		۶۱۲۲	۵۷۳	۲۸۰۰
۲	۴۲۶۰		۷۳۳	۷۹۷	۲۲۰۷
۳	۲۱۹۴	۱۰۶۱۸	۸۵	-۱۳۳	-۱۰۲
۴	۲۲۱۷	۲۲۲۹	-۴۶	-۱۱۵	-۵۶۹
۵	۳۶۹۹		۳۴۹۵	۱۴۷	۹۵۹
۶	۲۳۰۹		-۳۹	-۲۲۳	-۳۰۱
۷	۵۰۲۵		۳۴۸۴	۶۶۷	۱۹۸۵
۸	۲۹۳۲	۱۴۷۷	۴۴۴	-۳۵	۷۹۲
۹	۱۴۳۳	۱۳۷	-۱۴۷۱	-۳۲۷	۱۰۸۹
۱۰	۲۳۲۷			-۷۵	۵۳
سود تفکیکی		۱۴۴۶۱	۱۲۸۰۸	۱۲۷۸	۸۹۱۲
سود کل عوامل تولید		۳۶۵۴۱			

منبع: یافته‌های تحقیق

در سناریوی اول مشاهده شد که اگر اختلاف هزینه‌های تولید خیلی زیاد باشد و سهم نیروگاه‌های با هزینه کم قابل توجه باشد منجر به زیان‌دهی اغلب نیروگاه‌ها که هزینه بالاتری دارند شده و موجب افزایش قیمت تسویه بازار می‌شود. بنابراین اگر اختلاف قیمت‌ها خیلی زیاد نباشد، امکان رقابت بهتری برای عوامل فراهم می‌شود. سناریوی دوم همین مورد را بررسی می‌کند و با تأثیر افزایش هزینه برای تمام نیروگاه‌ها اعم از فسیلی، اتمی و آبی سود عوامل و قیمت تسویه بازار را به‌دست می‌آورد. درواقع باید گفت که یارانه فقط به سوخت‌های فسیلی اعمال نمی‌شود بلکه منابع محدودی همچون آب پشت سد نیروگاه‌های برقآبی و هزینه سوخت اتمی نیز باید باقیمتی واقعی محاسبه شود تا رقابت در بازار برق عادلانه‌تر باشد. شکل (۷) منحنی عرضه و تقاضای

کل بازار برق در ساعت ۱۷:۰۰ روز آخر شبیه‌سازی را با افـزایش هزینـه تولیـد نیروگـاه سوخت فسیلی و افزایش هزینه تولید آبی و اتمی نشان می‌دهد. قیمت تسـویه بـازار در این حالت حدود ۷۸۰۰ ریال بـر کیلـووات سـاعت شـد کـه نسـبت بـه سـناریوی قبـل (۱۰۰۰۰ ریال بر کیلووات ساعت) باوجود افزایش هزینه تولید واحـدهای آبـی و اتمـی، کاهش یافته است. همچنین با افزایش ۱۰ برابری هزینه‌های تولید، قیمت تسـویه بـازار کمتر از ۱۰ برابر افزایش یافت.

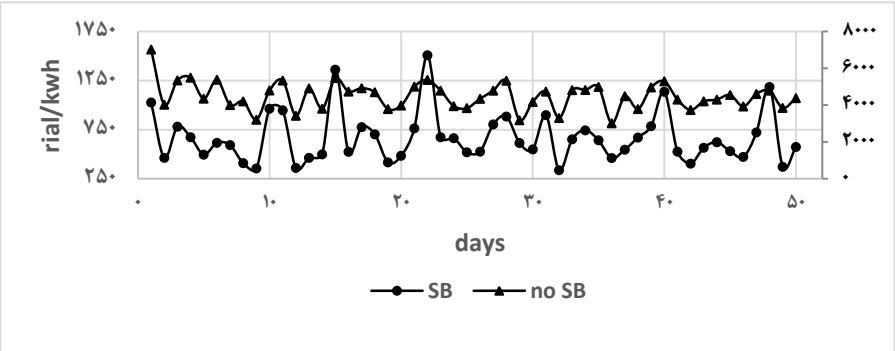


شکل ۷. منحنی عرضه و تقاضای کل بازار برق در ساعت ۱۷:۰۰ روز آخر شبیه‌سازی با افزایش هزینه سوخت برای سناریوی دوم

منبع: یافته‌های تحقیق

درصورتی‌که عوامل، قابلیت یادگیری نداشته باشند قیمت نهایی محلـی متوسـط در باس نمونه (باس ۷) برای تمام روزهـای شـبیه‌سـازی ثابـت و برابـر بـا ۲۶۸۰ ریـال بـر کیلووات ساعت خواهد شد. با در نظر گـرفتن یـادگیری عوامـل، قیمـت نـواحی در هـر ساعت و برای کل روزهای شبیه‌سازی تغییر می‌کند. روند تغییر قیمت برای یک ناحیـه نمونه (باس شماره ۷) در شکل (۸) آورده شده است. محور عمودی سمت راست مربوط به قیمت در حالت حذف یارانه سوخت و محور عمودی سمت چپ مربوط به قیمـت در حالت پایه یا بدون حذف یارانه سوخت می‌باشد. واحد هر دو محـور ریـال بـر کیلـووات

ساعت است. با افزایش هزینه‌های تمام عوامل اعم از فسیلی، آبی و اتمی، تغییرات قیمت ناشی از اختلاف قیمت دهی نیروگاه‌های اتمی و آبی کاهش می‌یابد و متوسط قیمت نهایی محلی از ۱۰ برابر قیمت نهایی در شرایط سوخت یارانه‌ای، کمتر می‌شود. در حالت اول متوسط قیمت نهایی محلی باس ۷ حدود ۵۰۲۵ و در این حالت ۴۴۹۱ ریال بر کیلووات ساعت می‌شود.



شکل ۸. روند تغییر قیمت در ۵۰ روز برای یک ناحیه‌ی نمونه (باس شماره ۷) در حالت سوخت یارانه‌ای و سوخت بدون یارانه برای سناریوی دوم

منبع: یافته‌های تحقیق

در این حالت عوامل تأثیرگذار در قیمت نهایی محلی که افزایش هزینه نداشتند و می‌توانستند قیمت پایین‌تری ابراز کنند (نیروگاه‌های برقآبی و اتمی)، مانند بقیه عوامل مشمول افزایش هزینه می‌شوند و رقابت متعادل‌تری ایجاد می‌شود. بالا رفتن قیمت نهایی محلی باس‌هایی که بیشترین اثر را از نیروگاه‌های آبی و اتمی می‌بینند (باس‌های ۳، ۴ و ۹)، موجب افزایش سود یا کمتر شدن زیان سایر عوامل می‌شود. در جدول (۴) مجموع سود عوامل در ۵۰ روز و متوسط قیمت نهایی محلی در هر باس برای بازار ۳۳ عامل با قید کف تولید، حذف یارانه سوخت و افزایش هزینه‌های تولید واحدهای برقابی و اتمی آورده شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در این سناریو اختلاف زیادی بین قیمت‌های نهایی محلی وجود ندارد و این نشان‌دهنده رقابت مناسب عامل‌های تولید می‌باشد که هیچ عاملی به دلیل شرایط ویژه‌ای که سایرین از آن برخوردار نیستند، امکان بالا بردن قیمت و افزایش سود را ندارد. همچنین به‌غیراز سه مورد که واحدهای گازی باس‌های ۶، ۹ و ۱۰ می‌باشد بقیه عوامل سود خود را مثبت

کرده‌اند. علت زیان نیروگاه‌های گازی باس‌های ۶ و ۱۰، قدیمی و بالا بودن هزینه تولید واقعی‌شان می‌باشد که توانایی رقابت با سایر نیروگاه‌های اطراف خود را ندارند. هم‌چنین، نیروگاه‌های گازی باس ۹ نیز قادر به پوشش هزینه‌های خود نبوده و زیان‌ده خواهند شد. زیان‌دهی این نیروگاه‌ها را می‌توان ناشی از تازه تأسیس بودن آن‌ها، بالا بودن هزینه اولیه و قرار گرفتن در باسی که کمترین قیمت نهایی محلی را به علت رقابت زیاد عوامل تولید در آن باس و باس‌های مجاور دارد، دانست. مجموع سود تمام عامل‌های تولید در ۵۰ روز شبیه‌سازی در حالت دوم حدود ۲۰ درصد بیشتر از حالت اول است (۳۶۵۴۰ میلیارد ریال در حالت اول و ۴۳۹۴۷ میلیارد ریال در حالت دوم) و علاوه بر آن توزیع سود در بین عوامل متعادل‌تر از حالت اول می‌باشد.

جدول ۴. مجموع سود عوامل و متوسط قیمت نهایی محلی در هر باس با قید کف تولید و سناریوی حذف یارانه سوخت

شماره باس	متوسط قیمت نهایی محلی (rial/KWh)	سود ۵۰ روز (میلیارد ریال)			
		H (آبی)	C (سیکل)	G (گازی)	S (بخار)
۱	۳۹۳۷		۵۷۴۰	۱۲۱۱	۲۲۱۵
۲	۳۸۲۸		۵۵۹	۵۵	۲۱۷۲
۳	۳۷۴۲	۳۰۱۱	۱۰۷۹	۹۴	۸۶۲
۴	۳۷۳۸	۲۳۷	۴۷۴	۲۴۳	۲۰۴۷
۵	۳۸۷۹		۴۲۲۲	۹۷۹	۱۱۳۲
۶	۳۷۲۰		۳۶۳۸	-۷۲	۶۹۲
۷	۴۴۹۱		۲۶۲۹	۲۸۴	۱۵۶۴
۸	۳۸۲۵	۸۸	۱۲۵۹	۱۳۹	۲۳۴۸
۹	۳۶۶۴	۱۶	۴۳۷۵	-۱۴۵	۵۰۳
۱۰	۳۷۲۹			-۲۸	۳۲۲
سود تفکیکی		۳۳۵۲	۲۳۹۷۵	۲۷۶۲	۱۳۸۵۹
سود کل عوامل تولید		۴۲۹۴۸			

منبع: یافته‌های تحقیق

۵- نتیجه‌گیری و پیشنهاد

در این پژوهش، تأثیر حذف یارانه سوخت بر روی قیمت برق و سودآوری نیروگاه‌ها بررسی شد. قبل از آنکه نتایج حاصل از شبیه‌سازی مورد جمع‌بندی قرار گیرد، بهتر

است که نتایج واقعی تغییر قیمت تسویه بازار برق در اثر حذف یارانه ارائه گردد. برای نمونه، قیمت متوسط در دو ماه مشابه قبل و بعد از حذف یارانه مقایسه می‌شود. قیمت‌ها از آرشیو معاونت بازار برق در پورتال شرکت مدیریت شبکه برق ایران استخراج شده است. در مهرماه ۱۳۸۹ متوسط قیمت تسویه بازار حدود ۹۸ ریال بر کیلووات ساعت بود. با مراجعه به پورتال شرکت ملی گاز ایران، تعرفه گاز نیروگاه‌ها قبل از اجرای طرح هدفمندی یارانه‌ها ۴۹.۳ ریال بر مترمکعب بود که پس از اجرای طرح هدفمندی یارانه‌ها به ۷۰۰ ریال بر مترمکعب افزایش یافت (بیش از ۱۴ برابر). بااین‌وجود در مهر ماه سال ۱۳۹۰ و پس از اجرایی شدن طرح هدفمندی یارانه‌ها، متوسط قیمت تسویه بازار حدود ۲۷۰ ریال بر کیلووات ساعت گردید (حدود ۲.۷ برابر) که دلیل آن اعمال سقف قیمت می‌باشد.

نتایج مطالعه نشان می‌دهد که به‌طورکلی، با اجرای سناریوی افزایش قیمت سوخت و در نظر گرفتن هزینه منابع محدود آب، نوسان قیمت کاهش می‌یابد. هم‌چنین، متوسط قیمت نهایی محلی و قیمت تسویه بازار از ۱۰ برابر قیمت نهایی در شرایط سوخت یارانه‌ای، کمترشده و مجموع سود کل عوامل تولید بیش از ۱۰ برابر افزایش می‌یابد. علت افزایش سود، عدم افزایش هزینه‌های ثابت سرمایه‌گذاری با افزایش قیمت سوخت به‌ویژه در نیروگاه‌های آبی و اتمی است و با افزایش دریافتی‌ها امکان پوشش دادن هزینه‌های ثابت و مثبت شدن سود کل فراهم می‌شود. به‌غیراز نیروگاه‌های فرسوده که هزینه‌ی جاری بالایی دارند، مابقی نیروگاه‌ها سودشان افزایش می‌یابد.

شکل (۹) نمودار سود تفکیکی عوامل در سه حالت پایه، سناریوی اول (حذف یارانه سوخت فسیلی) و سناریوی دوم (حذف یارانه سایر منابع تجدید ناپذیر) را نشان می‌دهد. عامل تولید باید طوری قیمت‌دهی کند که اولاً در بازار برنده شود و ثانیاً علاوه بر هزینه‌های متغیر، هزینه استهلاک یافته سرمایه‌گذاری اولیه را نیز جبران نماید. در حالت پایه به دلیل آنکه هزینه‌های متغیر بسیار کمتر از هزینه سرمایه‌گذاری هستند و ملاک ابراز قیمت عوامل نیز هزینه‌های متغیر است، لذا مجموع سود نیروگاه‌های گازی و برقآبی منفی می‌شود. درواقع اگر در شبکه برق ایران هزینه‌ی آمادگی به این واحدها پرداخت نشود زیان‌ده خواهند شد. زمانی که یارانه سوخت‌های فسیلی حذف می‌شود، هزینه متغیر افزایش می‌یابد و به‌تبع آن قیمت ابرازی نیز افزایش می‌یابد و چون هزینه

سرمایه‌گذاری اولیه با سوخت تغییری نمی‌کند، با افزایش درآمد نیروگاه‌ها امکان سوددهی افزایش می‌یابد. همان‌طور که در شکل (۹) مشخص است، مجموع سود عوامل منفی نیست. از طرفی به دلیل آنکه هزینه‌ی جاری نیروگاه‌های برقآبی افزایش نمی‌یابد، لذا حاشیه‌ی مناسبی برای افزایش قیمت نسبت به سایر نیروگاه‌های سوخت فسیلی پیدا می‌کنند و به‌شدت سودشان را افزایش می‌دهند. در سناریوی دوم که هزینه‌ی منابع تجدید ناپذیر همچون آب و سوخت اتمی نیز متناسب با سایر سوخت‌های فسیلی افزایش می‌یابد، سود نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخار که بازده بالاتری دارند بیش از سایرین خواهد شد.

شکل ۹. سود تفکیکی عوامل در سه حالت پایه، سناریوی اول و سناریوی دوم

منبع: یافته‌های تحقیق

با استفاده از شبیه‌سازی رفتار عوامل در بازار برق در قبال واقعی شدن هزینه حامل‌های انرژی می‌توان موارد زیر را اشاره نمود:

- اگر قرار است که یارانه حامل‌های انرژی همچنان باقی بماند و قیمت برق هم متناسب با آن پایین نگه داشته شود، باید مشوق‌هایی همچون هزینه آمادگی نیز پرداخت شود تا سرمایه‌گذاری جدید در بخش تولید متوقف نشود و نیروگاه‌هایی که در زمان‌های محدودی استفاده می‌شوند زیان نبینند.

- در صورت ادامه‌ی پرداخت یارانه و هزینه‌ی آمادگی، نیروگاه‌های با بازدهی پایین همچنان در بازار باقی خواهند ماند و هزینه‌ی تمام شده‌ی تولید برق بالا می‌رود.

- چنانچه سیاست حذف یارانه در برنامه دولت قرار دارد، باید تمامی حامل‌های انرژی به‌کار گرفته شده در تولید برق و برای تمامی عوامل به قیمت واقعی عرضه شوند.

- رقابت عوامل با یکدیگر و قیمت‌دهی راهبردی آن‌ها بر اساس یادگیری از تجربیات گذشته، موجب کنترل قیمت در بازار خواهد شد و اعمال سقف قیمت برای جلوگیری از تبانی و اعمال قدرت تولیدکنندگان عمده در بازار باید به نحوی باشد که رقابت عوامل را دچار اختلال نکند. اگر بنا به مصالحی باید قیمت سمت مصرف‌کننده تثبیت شود، این کار با سازوکار دیگری غیر از محدودیت قیمت در بازار برق انجام شود.

- در آخر باید ذکر شود که مطالعات انجام شده در بازه زمانی پاییز ۱۳۹۵ انجام شده است که در این فصل معمولاً مازاد عرضه وجود دارد. درصورتی‌که تقاضا بسیار نزدیک به حداکثر قابل تولید نیروگاه‌های کشور باشد (فصل تابستان)، رفتار عوامل تغییر می‌کند و قیمت‌های پیشنهادی خود را نزدیک به سقف قیمت مجاز بازار اعلام می‌کنند. در شرایطی که سقف قیمت وجود نداشته باشد، وضعیت رقابت عوامل و قیمت تسویه بازار باید مطالعه شود.

منابع

پورتال مدیریت شبکه برق ایران. گزارش‌های معاونت بازار برق http://www.igmc.ir

وزارت نیرو. شرکت مادر تخصصی توانیر. (۱۳۹۴)، *آمار تفصیلی صنعت برق ایران*

وزارت نیرو. شرکت مدیریت شبکه برق ایران. (۱۳۸۹). *گزارش توجیهی شکل‌گیری بورس برق در ایران.*

وزارت نیرو. معاونت تحقیقات و منابع انسانی شرکت توانیر. (۱۳۹۵). *خلاصه وضعیت آماری صنعت برق کشور*

Aliabadi, Danial Esmaeili, Murat Kaya, and Guvenc Sahin. "Competition, risk and learning in electricity markets: An agent-based simulation study." Applied Energy 195 (2017): 1000-1011.

Bublitz, A., et al. (2014). An agent-based model of the German electricity market with short-time uncertainty factors. 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14), IEEE.

Epstein, J. M. (1999). "Agent-based computational models and generative social science." Complexity 4(5): 41-60.

Guerci, E., et al. (2010). Agent-based modeling and simulation of competitive wholesale electricity markets. Handbook of Power Systems II, Springer: 241-286.

Hämäläinen, R. P., et al. (2000). "Cooperative consumers in a deregulated electricity market—dynamic consumption strategies and price coordination." Energy 25(9): 857-875.

Kok, K., et al. (2008). Agent-based electricity balancing with distributed energy resources, a multiperspective case study. Hawaii international conference on system sciences, proceedings of the 41st annual, IEEE.

Li, H. and L. Tesfatsion (2009). The AMES wholesale power market test bed: A computational laboratory for research, teaching, and training. 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE.

Lisin, E. and A. Grigryeva (2012). "Generators'strategic behaviour research based on the agent approach to the power market modeling" Czech Journal of Social Sciences Business and Economics(1): 75-82.

Müller, M., et al. (2007). "Simulation of current pricing-tendencies in the German electricity market for private consumption." Energy policy 35(8): 4283-4294.

Newman, H. B., et al. (2001). "A distributed agent-based architecture for dynamic services." CHEP, Beijing, China.

Papaemmanouil, A. and G. Andersson (2011). On the reduction of large power system models for power market simulations. 17th Power Systems Computation Conference (PSCC).

Pisica, I., et al. (2014). A multi-agent model for assessing electricity tariffs. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, IEEE.

Roop, J. M. and E. Fathelrahman (2003). "Modeling electricity contract choice: an agent-based approach." Summer Study for energy efficiency in industry, New York. http://gridwise. pnl. gov/docs/pnnl38282. pdf, downloaded 29: 2005.

Rumley, S., et al. (2008). Multi-agent approach to electrical distribution networks control. 2008 32nd Annual IEEE International Computer Software and Applications Conference, IEEE.

Thimmapuram, P. R. and J. Kim (2013). "Consumers' price elasticity of demand modeling with economic effects on electricity markets using an agent-based model." IEEE Transactions on Smart Grid 4(1): 390-397.

Ventosa, M., et al. (2005). "Electricity market modeling trends." Energy policy 33(7): 897-913.

Weidlich, A. and D. Veit (2008). "A critical survey of agent-based wholesale electricity market models." Energy Economics 30(4): 1728-1759.

Yu, J., et al. (2004). Agent-based retail electricity market: modeling and analysis. Machine Learning and Cybernetics, 2004. Proceedings of 2004 International Conference on, IEEE.

The Impact of Liberalizing Fuel Prices on Power Plants' Offered Electricity Prices using an Agent Based Model

Saeed Moshiri
Associate Professor, Economics, STM College, University of Saskatchewan, Canada, smoshiri@stmollege.ca

Habib Morovat
Assistant Professor, Economics, Allameh Tabataba'i, Tehran, Iran, habibmorovat@yahoo.com

Abbas Nasiri[1]
Master of Economics, National Grid Dispatching Deputy, IGMC, Tehran, Iran abnasiri@gmail.com
Received: 2017/06/10 Accepted: 2018/02/22

Abstract

In a competitive market, the daily or hourly electricity prices are set by the intersection between power plants' offers in an auction and consumers demand. In the Iranian semi-competitive electricity market, power plants offer their production and price schedules for the next day and the Independent System Operator (ISO) chooses the winners based on total costs of different suppliers. The producers receive the payment based on their bids and the consumers pay the set prices, which are often subsidized. The power plants also receive the fuel at subsidized prices to keep the production cost and the bidding prices low. The cheap fuel provides no incentive to the power plants to conserve fuel, which causes concerns about the efficiency and the excess pollution created by thermal plants. In this paper, we develop an agent-based model to analyze the impacts of liberalizing fuel prices on power plants production and offer prices. The model includes independent agents who learn from their own and others' actions and adapt accordingly. We use the AMES programme to simulate the model and estimate values of variable. The results show that if the fuel prices rise by a factor of 10, the electricity prices offered by the power plants will increase by a lower factor.

JEL Classification: C63, D44, L11, L94

Keywords: Electricity market, agent-based modeling, learning, electricity prices, Iran

1. Corresponding Author