

مشارکت خرده‌فروشان در مدیریت تراکم بر اساس پاسخ‌گویی بار نظارت‌شده توسط بهره‌بردار شبکه

علیرضا رئیسی^{۱*}، محمد عابدینی^۲

^۱ استادیار دانشکده فنی حرفه‌ای پسران اصفهان، اصفهان، ایران

ali_reza_reisi@yahoo.com

^۲ استادیار دانشکده مهندسی، دانشگاه آیت الله بروجردی، بروجرد، ایران

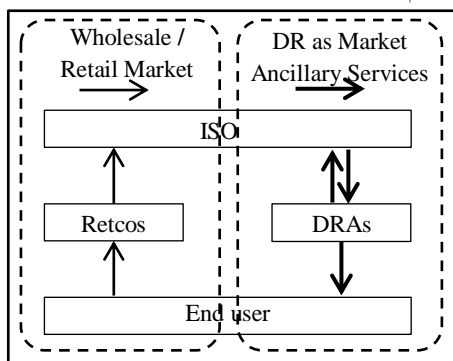
m.abedini@abru.ac.ir

چکیده: برنامه‌های پاسخ‌گویی بار از جمله اقداماتی هستند که هم خرده‌فروشان برای مدیریت ریسک سبد قراردادهایشان با هدف افزایش رفاه اجتماعی انجام می‌دهند و هم بهره‌بردار شبکه برای مدیریت تراکم. در این مقاله، ساختاری برای مدیریت تراکم شامل اجرای پاسخ‌گویی بار بر اساس مکانیزم بازار ارائه می‌شود که منفعت خرده‌فروشان نیز در آن لحاظ می‌گردد. در ساختار پیشنهادی، بهره‌بردار شبکه با استفاده از سیگنال‌های اقتصادی خرده‌فروشان را برای کاهش تقاضایشان در شینه‌های مشخص تشویق می‌کند. خرده‌فروشان در واکنش به سیگنال‌های اقتصادی و برای بیشینه کردن درآمدشان، در معامله پاسخ‌گویی بار با تجمیع کنندگان پاسخ‌گویی بار (DRAs) شرکت می‌کنند و تقاضاهای جدیدشان را برای بهره‌بردار شبکه ارسال می‌کنند. برای مدل‌سازی رفتار شرکت کنندگان در معامله پاسخ‌گویی بار، از تئوری بازی استکلبرگ استفاده خواهد شد که در آن، خرده‌فروشان به‌عنوان بازیکن‌های پیشرو و DRAs به‌عنوان بازیکن‌های پیرو هستند. در این مقاله، همچنین برای مشخص کردن تأثیر پاسخ‌گویی بار هر شینه بر کاهش تراکم شبکه، مفهوم الاستیسیته تراکم تعریف شده و در محاسبه منفعت خرده‌فروشان استفاده می‌شود. نتایج مدل‌سازی‌ها نشان داد که مدیریت تراکم بر اساس الگوریتم پیشنهادی ضمن کاهش تراکم شبکه سبب افزایش منفعت خرده‌فروشان نیز می‌شود.

واژه‌های کلیدی: مدیریت تراکم، پاسخ‌گویی بار، خرده‌فروشان، مکانیزم بازار، تئوری بازی.

۱. مقدمه

در اجرای پاسخ‌گویی بار، بهره‌بردار شبکه به روش کنترل مستقیم بار، بارهای قابل قطع را کنترل می‌کند. بدین منظور پیشنهادهای قطع یا کاهش بار DRAs در محاسباتش لحاظ می‌شوند [۱۱]. در بازار انرژی استرالیا، به‌عنوان مثال از روش کنترل مستقیم بار، بهره‌بردار شبکه برای اجرای پاسخ‌گویی بار مستقیماً از طریق DRAs اقدام می‌کند [۱۱]. بر اساس ساختار این بازار (شکل ۱)، DRAs مانند ژنراتورها، تقاضاهایشان مربوط به کاهش یا قطع بار را به بهره‌بردار شبکه اعلام می‌کنند. بهره‌بردار شبکه با لحاظ کردن این تقاضاها در کنار تقاضاهای ژنراتورها، با هدف بهینه کردن رفاه اجتماعی، موازنه تقاضاهای تولید و مصرف را انجام می‌دهد و بازار را تسویه می‌کند.



شکل (۱): ساختار اجرای پاسخ‌گویی بار در استرالیا

با رفع تراکم در این حالت، از یک طرف قابلیت اطمینان بهبود می‌یابد و از طرف دیگر قیمت برق در بازار عمده‌فروشی کاهش می‌یابد. در مدیریت تراکم با این روش اجرای پاسخ‌گویی بار، اگرچه اهداف شرکت‌های توزیع و انتقال که مسئول تأمین امنیت و قابلیت اطمینان شبکه‌اند بدون پرداخت هزینه تأمین خواهد شد، خرده‌فروشان منفعتی از کاهش قیمت برق در بازار عمده‌فروشی نخواهند داشت؛ چون قیمت تسویه برق با آن‌ها همان قیمت قبل از اجرای پاسخ‌گویی بار (قیمت متناسب با تقاضای اولیه خرده‌فروشان)، لحاظ می‌شود و درآمد حاصل از آن صرف هزینه‌های اجرای پاسخ‌گویی بار می‌شود [۱۱]. این ساختار در بلندمدت سبب می‌شود که خرده‌فروشان برای مدیریت ریسکشان، در قراردادهای آینده، قیمت فروش برق را افزایش دهند.

روش دیگر اجرای پاسخ‌گویی بار که مقبولیت بیشتری برای نهادهای بازار دارد، مکانیزم بازار است. در این روش اجرای پاسخ‌گویی بار، نهادهای بازار بر اساس منفعتشان در پاسخ‌گویی بار شرکت می‌کنند و بارهای قابل قطع به‌طور غیرمستقیم و بر اساس

خرده‌فروشان به‌عنوان واسطه بین بازار عمده‌فروشی و مصرف‌کنندگان، نقش برجسته‌ای در تشکیل بازار برق رقابتی دارند. چالش اصلی آن‌ها، فروش برق به مصرف‌کنندگان با قیمت ثابت و خرید آن در قیمتی متغیر است. در مرحله اول، آن‌ها طی قراردادهای بلندمدت، متعهد به تأمین برق موردنیاز مصرف‌کنندگان در قیمت‌های ثابت می‌شوند. در این قراردادهای، آن‌ها باید قیمت فروش برق را چنان تعیین کنند که هم تعداد مصرف‌کنندگان بیشتری به دست آورند و هم در ریسک کم، بیشترین سود را داشته باشند. در مرحله دوم، آن‌ها برق موردنیاز را از بازار عمده‌فروشی با قیمت متغیر خریداری می‌کنند. البته آن‌ها برای کاهش وابستگی به بازار عمده‌فروشی، در بازار خدمات جانبی نیز شرکت می‌کنند و از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار استفاده کنند [۱ و ۲].

در روزهای اوج تقاضای سالانه، به‌علت تراکم و افزایش قیمت برق، اهمیت شرکت خرده‌فروشان در بازار خدمات جانبی و اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بیشتر می‌شود. خرده‌فروشان برای مدیریت ریسکشان، پاسخ‌گویی بار را که به‌طور کل در دو روش کنترل مستقیم بار و مکانیزم بازار اجرا می‌شوند [۳ و ۴]، پیگیری می‌کنند. در روش کنترل مستقیم بار خرده‌فروشان بارهای قابل قطع را به‌طور مستقیم کنترل می‌کنند [۵ و ۶]. در این روش، مصرف‌کنندگان از قبل طی قراردادهای پیشنهادی قطع یا کاهش، بارشان را به خرده‌فروشان اطلاع داده‌اند. اما در روش اجرای پاسخ‌گویی بار بر اساس مکانیزم بازار، خرده‌فروشان بارهای قابل قطع را با استفاده از سیگنال اقتصادی، به‌طور غیرمستقیم کنترل می‌کنند [۳ و ۷]. در این روش، مصرف‌کنندگان بر اساس منفعتشان از سیگنال‌های اقتصادی خرده‌فروشان، در پاسخ‌گویی بار شرکت می‌کنند. اگرچه اجرای پاسخ‌گویی بار توسط خرده‌فروشان بر تراکم و قیمت‌های بازار عمده‌فروشی تأثیر می‌گذارد اما مدیریت تراکم بر اساس پاسخ‌گویی بار، از یک طرف به‌علت هزینه‌بر بودن، مشارکت تمام نهادهای ذی‌نفع از رفع تراکم را لازم دارد و از طرف دیگر به‌علت اینکه پاسخ‌گویی بار در شینه‌های مختلف تأثیرات مثبت و منفی متفاوتی بر تراکم دارد، هماهنگی و نظارت بهره‌بردار شبکه را لازم دارد.

مدیریت تراکم با هدف بهینه کردن رفاه اجتماعی^۱ توسط بهره‌بردار شبکه انجام می‌شود. بدین منظور اقدامات مختلفی شامل ترکیب‌بندی مجدد شبکه [۸]، تنظیم عملکرد تجهیزات FACTS [۹] و پخش بار مجدد ژنراتورها [۱۰]، اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار انجام می‌شود.

1. Social Welfare Maximization
2. Flexible AC Transmission

- الگوریتمی مبتنی بر نظریه بازی‌ها برای سازمان‌دهی خرده‌فروشان توسط بهره‌بردار شبکه، برای شرکت در پاسخ‌گویی بار با هدف کاهش تراکم شبکه ارائه می‌شود.
- بازی بین خرده‌فروشان و DRAs به گونه‌ای فرمول‌بندی می‌شود که نقطه تعادل نش بازی، نقطه بهینه هریک از آن‌ها باشد.
- برای مشخص کردن اثر پاسخ‌گویی بار در شینه‌های مختلف بر کاهش تراکم شبکه، ماتریس الاستیسیته تراکم جدیدی معرفی می‌شود که بر اساس اختلاف قیمت برق قبل و بعد از رفع تراکم ناشی از اجرای پاسخ‌گویی بار محاسبه می‌شود.
- توسعه الگوریتم پیشنهادی در سطوح دیگر و ملحق شدن نهادهای دیگر بازار به الگوریتم پیشنهادی بحث و بررسی خواهد شد.

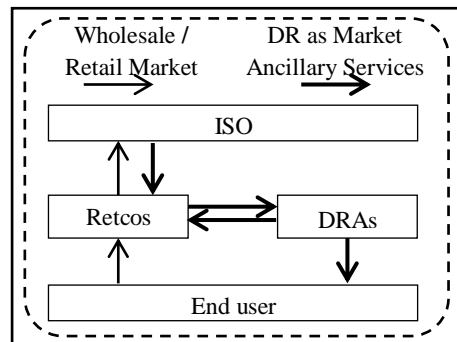
۱.۱. مروری بر کارهای انجام شده

پاسخ‌گویی بار یکی از اقداماتی است که هم خرده‌فروشان برای مدیریت سبب قراردادهایشان با هدف کاهش ریسک و هم بهره‌بردار شبکه برای مدیریت تراکم باهدف افزایش رفاه اجتماعی انجام می‌دهند. اگرچه اهداف بهره‌بردار شبکه از مدیریت تراکم، اهداف خرده‌فروشان را نیز در بر می‌گیرد، هیچ هماهنگی بین عملکرد این دو نهاد برای اجرای پاسخ‌گویی بار انجام نمی‌شود. در ادامه، مقالات ارائه شده مربوط به این دو موضوع مرور خواهند شد.

• مدیریت سبب قرارداد خرده‌فروشان

روش‌های مختلفی برای مدیریت سبب قرارداد خرده‌فروشان بر اساس پاسخ‌گویی بار ارائه شده است [۱۲-۱۵]. در مرجع [۱۲] یک مدل بهینه‌سازی چندهدفه برای حل مسئله تصمیم‌گیری کوتاه‌مدت خرده‌فروشان ارائه شده است که هدف اول آن، کاهش ریسک خرده‌فروشان با استفاده از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار تشویق‌محور است، و هدف دوم آن بهینه کردن مشوق‌های مالی است که به مصرف‌کننده نهایی پیشنهاد می‌شود. کاهش پیک تقاضا و افزایش درآمد خرده‌فروشان هدف دیگری است که در این مدل لحاظ شده است. در این مقاله، برای حل مسئله از الگوریتم ژنتیک چندهدفه NSGA-II^۳ استفاده شده است. در مرجع [۱۳] یک مدل دوسطحی دو مرحله‌ای برای قیمت‌گذاری برق و پخش بار از دیدگاه خرده‌فروشان پیشنهاد شده است: در مرحله اول، پاسخ‌گویی بار مصرف‌کنندگان با توجه به قیمت‌های خرده‌فروشی و با استفاده از تئوری بازی‌ها انجام می‌شود و در مرحله دوم، ریسک عدم قطعیت

سیگنال‌های اقتصادی بازار کنترل می‌شوند. در این مقاله، ساختاری برای مدیریت تراکم بر اساس مکانیزم بازار ارائه شده است که در آن اجرای پاسخ‌گویی بار با هماهنگی بین بهره‌بردار شبکه و خرده‌فروشان انجام می‌شود. در ساختار پیشنهادی (شکل ۲)، بهره‌بردار شبکه هنگام تراکم با استفاده از سیگنال‌های اقتصادی، خرده‌فروشان را برای کاهش تقاضایشان در شینه‌های مشخص، تشویق و راهنمایی می‌کند. از جمله این سیگنال‌های اقتصادی، ماتریس الاستیسیته تراکم^۱ است که میزان تأثیر کاهش تقاضا در هر شینه بر کاهش تراکم را بیان می‌کند. این ماتریس امکان محاسبه منفعت خرده‌فروش، از کاهش تقاضایشان در شینه‌های مختلف را فراهم می‌کند. خرده‌فروشان با شرکت در معامله پاسخ‌گویی بار با DRAs و با لحاظ کردن سیگنال‌های اقتصادی بهره‌بردار شبکه، تقاضاهای جدیدشان را محاسبه و به بهره‌بردار اعلام می‌کنند. سپس بهره‌بردار شبکه دوباره تراکم شبکه را بررسی می‌کند. این فرایند چند بار تکرار می‌شود تا تراکم رفع شود و یا منفعت رفع تراکم برای خرده‌فروشان با هزینه پاسخ‌گویی بار برابر شود. به‌منظور مدل‌سازی اثرات متقابل تصمیمات هریک از شرکت‌کنندگان در معامله پاسخ‌گویی بار، از نظریه بازی استکلبرگ^۲ استفاده شده است.



شکل (۲): الگوریتم پیشنهادی اجرای DR برای مدیریت تراکم

در این بازی، استراتژی خرده‌فروشان، بازیکن‌های پیشرو، تعیین قیمت بهینه‌ای است که DRAs را برای کاهش مقدار مشخصی بار تشویق کند. این قیمت بر اساس تابع سود خرده‌فروشان که با کاهش تراکم متناسب است و همچنین اطلاع آن‌ها از رفتار DRAs تعیین می‌شود. DRAs به‌عنوان بازیکن‌های پیرو، بر اساس تابع سودشان که متناسب با قیمت پیشنهادی خرده‌فروشان است، مقدار کاهش بارشان را تعیین و اعلام می‌کنند. به‌طور کلی، نوآوری‌های این مقاله بدین شرح بیان می‌شود:

1. Congestion Elasticity Matrix
2. Stackelberg Game

تجهیزات FACTs ارائه شده است که در آن، بازار در دو مرحله تسویه می‌شود: در مرحله اول، بازار با هدف بیشینه کردن رفاه اجتماعی تسویه می‌شود. اگر قیود شبکه نقض شوند و تراکم رخ دهد، در مرحله دوم پس از بهینه‌سازی در هماهنگی اجرای پاسخ‌گویی بار و عملکرد ادوات FACTs برای کاهش تراکم خطوط، تسویه بازار دوباره انجام می‌شود.

این مقاله در دو هدف با مرجع [۲۶] تفاوت دارد: ۱. در این مقاله منفعت خرده‌فروشان از مشارکت در پاسخ‌گویی بار، کاهش قیمت برق ناشی از رفع تراکم و منفعت مصرف‌کنندگان یا DRAs در فروش پاسخ‌گویی بار به خرده‌فروشان است. این هدف با نظارت بهره‌بردار پیگیری می‌شود. ۲. در این مقاله، ساختار شبکه، تعداد مصرف‌کنندگان در قرارداد با هر خرده‌فروش و رقابت DRAs در مشارکت خرده‌فروشان به منظور اجرای پاسخ‌گویی بار لحاظ شده‌اند. همچنین این مقاله در دو هدف با مرجع [۲۷] تفاوت دارد. اول، در مرجع [۲۷] نقش بهره‌بردار شبکه و تأثیر پاسخ‌گویی بار در شینه‌های مختلف بر منفعت خرده‌فروشان در نظر گرفته نشده است، اما در این مقاله تأثیر این موارد بر اساس سیگنال‌های اقتصادی بهره‌بردار شبکه و ماتریس الاستیسیته تراکم در شرایط تراکم شبکه لحاظ می‌شوند. دوم، در مرجع [۲۷] رقابت بین نهادهای بازار با اهداف مختلف از اجرای پاسخ‌گویی بار مدل‌سازی شده است اما در این مقاله رقابت خرده‌فروشان بر اساس سیگنال اقتصادی بهره‌بردار شبکه برای مدیریت تراکم شبکه و رقابت DRAs بر اساس استراتژی خرده‌فروشان با استفاده از تئوری بازی استکلبرگ مدل شده است.

۲. ساختار مسئله

۱.۲. ساختار بازار

در شبکه‌های تجدید ساختار شده، یکی از بازارهای برق عمده‌فروشی، بازار روز پیشین است. در این بازار، قیمت‌های ساعتی برق بر اساس مزایده/مناقصه^۴ تقاضاهای خریداران و فروشندگان برای ۲۴ ساعت آینده تعیین می‌شود و در زمانی مشخص مثلاً ساعت یک ظهر، توسط بهره‌بردار شبکه اعلام عمومی می‌شود. شرکت‌کنندگان در بازار روز پیشین باید تقاضاهای اولیه خود را چند ساعت قبل از زمان اعلام عمومی به بهره‌بردار شبکه اعلام کنند تا امکان اعمال مکانیسم‌های بازار در صورت نیاز، برای مدیریت تراکم فراهم باشد.

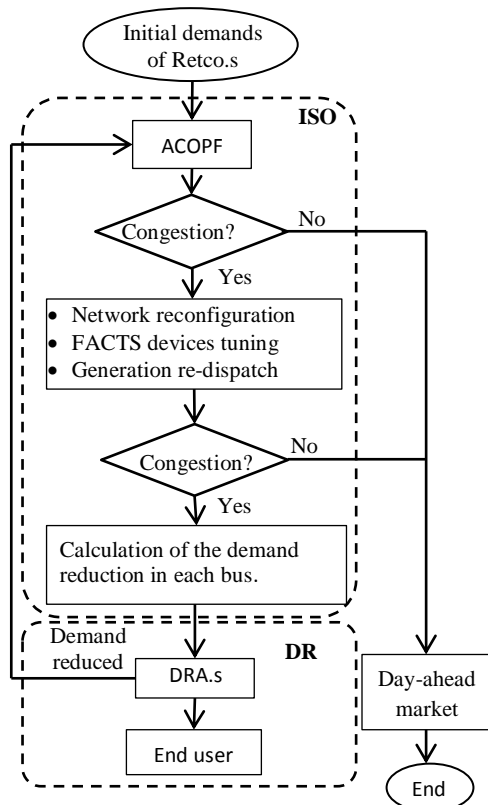
در بازار برق استرالیا، بهره‌بردار شبکه نخست بدون لحاظ قیود شبکه با اجرای برنامه پخش بار، قیمت‌های بهینه برق را مشخص

قیمت برق توسط بهینه‌سازی مقاوم خطی^۱ مدل‌سازی می‌شود. در مرجع [۱۴] یک الگوریتم برنامه‌ریزی تصادفی^۲ برای محدودسازی ریسک خرده‌فروشان در تعیین قیمت فروش برق ارائه شده است چنان‌که سودشان در سطح ریسک مشخصی، حداکثر شود. الگوریتم پیشنهادی با لحاظ کردن الاستیسیته مشترکین در برابر قیمت فروش برق، بهبود داده شده است. در مرجع [۱۵]، چن و همکاران روشی بر اساس نظریه بازی برای لحاظ کردن پاسخ‌گویی بار هنگام تطبیق تولید با تقاضا ارائه کرده‌اند. در این مرجع، رفتار مصرف‌کنندگان در قبال تصمیم شرکت‌های بهره‌برداری (به نیابت از سایر نهادها) مدل شده است. شرکت‌های بهره‌برداری مشوق‌های اقتصادی را در قبال قطع یا کاهش بار به مصرف‌کنندگان پیشنهاد می‌دهند. مصرف‌کنندگان نیز به دنبال حداکثر کردن سودشان از قطع بار می‌باشند، سود آن‌ها از یک طرف به قیمت نقدی برق که با کاهش یا قطع بار آن‌ها رابطه مستقیم دارد و از طرف دیگر، به مقدار مشوق‌های اقتصادی وابسته می‌شده است.

• مدیریت تراکم

مدیریت تراکم، مسئله بهینه‌سازی با متغیرهای فراوان است که به تازگی، حل آن بر اساس پاسخ‌گویی بار، بیشتر مورد توجه قرار گرفته است [۱۶-۱۸]؛ چنان‌که در مرجع [۱۹] یک الگوریتم چندهدفه با اهداف مختلف ارائه شده است که یکی از هدف‌های آن کاهش هزینه اجرای پاسخ‌گویی بار می‌باشد. هزینه مدیریت تراکم بر اساس پاسخ‌گویی بار به الاستیسیته بار بستگی دارد. مقالات مختلفی این موضوع رو بررسی کرده‌اند [۲۰-۲۴]. در مرجع [۲۰] آقای بومپارد و همکارانش، تأثیرات الاستیسیته بار بر مدیریت تراکم و قیمت را بررسی کرده‌اند. آن‌ها نشان دادند که اثر تراکم بر قیمت با افزایش الاستیسیته بار کاهش می‌یابد. در مرجع [۲۱] نشان داده شده است که تراکم منجر به جابه‌جایی بارهای حساس به قیمت از بازه زمانی قیمت‌های بالا به بازه قیمت‌های پایین می‌شود. در مرجع [۲۲] الاستیسیته پاسخ‌دهی بار به عنوان یک متغیر تأثیرگذار برای مدیریت تراکم معرفی شده است. در مرجع [۲۳] تأثیر الاستیسیته بارهای حساس به قیمت بر تراکم خطوط انتقال با یک روش تحلیلی ارزیابی شده است. همچنین در مرجع [۲۴] تأثیر الاستیسیته بار^۳ بر تراکم خطوط در پخش بار اقتصادی مدل‌سازی شده است. در مرجع [۲۵] الگوریتمی برای مدیریت تراکم با استفاده از ترکیب پاسخ‌گویی بار و

1. Linear Robust Optimization
2. Stochastic Programming
3. Load Elasticity



شکل (۳): الگوریتم استراليا برای اجرای پاسخ‌گویی بار به منظور رفع تراکم

۲.۲. بازی بین خرده‌فروشان و DRAs

اگرچه منفعت کلی خرده‌فروشان در اجرای پاسخ‌گویی بار و رفع تراکم است، هر خرده‌فروش ضمن توجه به رفع تراکم شبکه، تلاش می‌کند سهم کمتری از کاهش بار مشخص شده توسط بهره‌بردار را داشته باشد؛ زیرا بابت این کاهش متعهد به پرداخت هزینه است. آن‌ها که یک طرف معامله پاسخ‌گویی بار هستند، باید تصمیم بگیرند چه مقدار و با چه قیمتی، پاسخ‌گویی بار را از بازار خدمات جانبی بخرند تا پس از اجرای پاسخ‌گویی بار، سودشان مقدار بهینه‌ای باشد. در طرف دیگر، معامله پاسخ‌گویی بار DRAs می‌باشند که در راستای حداکثر کردن سودشان باهم و بر اساس تصمیم خرده‌فروشان رقابت می‌کنند. در نگاهی وسیع‌تر، می‌توان یک تقابل بین سود خرده‌فروشان و سود تجمیع‌کنندگان بار را نیز مشاهده کرد؛ یعنی سود خرده‌فروشان و همچنین سود تجمیع‌کنندگان به قیمت انجام معامله پاسخ‌گویی بار مربوط می‌شود؛ لذا مشخص شدن نقطه تعادل شرکت‌کنندگان در معامله پاسخ‌گویی بار منجر به انجام بازی می‌شود که طرح‌واره آن در شکل (۵) نشان داده شده است.

می‌کند. در مرحله دوم با لحاظ قیود شبکه، قیمت‌های برق را محاسبه می‌کند. در صورتی که اختلاف بین نتایج این دو حالت کم باشد، قیمت‌های حالت دوم به‌عنوان نتیجه نهایی به بازار اعلام می‌شود، اما اگر اختلاف بین نتایج این دو حالت زیاد باشد، تراکم رخ داده است. لذا چنان‌که بیان شد، بهره‌بردار شبکه برای مدیریت تراکم، مطابق با الگوریتم شکل (۳) اقدام می‌کند. همچنین برای اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار از طریق DRAs عمل می‌کند و بارهای قابل قطع را به‌طور مستقیم کنترل می‌کند. اگرچه این کار سبب کاهش پیک تقاضا و قیمت نقدی شبکه می‌شود، برای خرده‌فروشان قیمت برق در خط روند^۱ تقاضایشان محاسبه می‌شوند و اختلاف هزینه بین این دو حالت، صرف تأمین هزینه‌های پاسخ‌گویی بار می‌شود [۱۲]. در این مقاله، ساختار جدیدی بر اساس مکانیزم بازار، برای مدیریت بهینه تراکم از دیدگاه خرده‌فروشان که در هر دو بازار عمده‌فروشی و خدمات جانبی حضور دارند، پیشنهاد شده است که در آن منفعت خرده‌فروشان نیز تأمین می‌شود. مطابق با الگوریتم پیشنهادی، شکل (۴)، بهره‌بردار شبکه هنگام تراکم کاهش تقاضاها در شینه‌های مختلف را که منجر به رفع تراکم می‌شود، به‌همراه قیمت جدید برق هر شینه و همچنین ماتریس الاستیسیته تراکم محاسبه کرده به‌عنوان سیگنال اقتصادی به خرده‌فروشان اعلام می‌کند. (برای مثال بردارهای $X^1 = [x_1^1, x_2^1, \dots, x_n^1]$ و $X^2 = [x_1^2, x_2^2, \dots, x_n^2]$ دو عضو از مجموعه کاهش تقاضا جهت رفع تراکم و $\lambda^{NEW} = [\lambda^1, \lambda^2, \dots, \lambda^n]$ قیمت جدید برق بعد از رفع تراکم برای یک شبکه n شینه هستند).

خرده‌فروشان با لحاظ کردن اطلاعات دریافتی از بهره‌بردار شبکه بر مقدار درآمدشان، تقاضاهای جدیدشان از بازار عمده‌فروشی را محاسبه کرده و به بهره‌بردار شبکه اعلام می‌کنند. در حقیقت، آن‌ها بخشی از تقاضایشان را از بازار عمده‌فروشی کاهش می‌دهند و آن را از بازار خدمات جانبی و در معامله پاسخ‌گویی بار تأمین می‌کنند. اگرچه آن‌ها برای محاسبه تقاضاهای جدید متناسب با درآمدشان، از قیمت برق جدید و قیمت‌های خرید پاسخ‌گویی بار در بازار خدمات جانبی آگاه می‌باشند، از تصمیم دیگر خرده‌فروشان بی‌اطلاع‌اند. به‌عبارت دیگر، از آنجا که سود هر خرده‌فروش وابسته به تصمیم دیگر خرده‌فروشان است و تصمیمات خرده‌فروشان نیز متأثر از رفتار DRAs حاضر در بازار خدمات جانبی، مشخص شدن تصمیم نهایی خرده‌فروشان منجر به انجام بازی بین آن‌ها خواهد شد.

بازیکن‌های پیرو، DRAs، بر اساس تصمیم خرده‌فروشان برای بیشینه کردن سودشان، با هم رقابت می‌کنند و استراتژی‌شان، یعنی تعیین مقدار فروش پاسخ‌گویی بار را انتخاب می‌کنند. در ادامه، چگونگی محاسبه نقطه تعادل این بازی که ساختار آن به شرح زیر است، شرح داده خواهد شد.

بازیکن‌ها: زیرمجموعه‌ای از خرده‌فروشان (K) و زیرمجموعه‌ای از تجمع‌کنندگان (N) که در بازار پاسخ‌گویی بار ثبت‌نام کرده‌اند. استراتژی‌ها: هر خرده‌فروش (k) عضو از مجموعه K مقدار خرید پاسخ‌گویی بار (x_k) را در قیمت ρ و همچنین هر تجمع‌کننده پاسخ‌گویی بار (n) عضو از مجموعه N مقدار فروش پاسخ‌گویی بار (y_n) را به گونه‌ای انتخاب می‌کنند که سودشان بیشینه شود و شرط بهره‌بردار شبکه برای رفع تراکم که به فرم زیر است، تأمین شود.

$$X = \sum_{k=1}^K x_k = \sum_{n=1}^N y_n \quad (1)$$

سود (payoffs): محاسبه مقادیر سود خرده‌فروشان P_R(x_k, x_{-k}) و تجمع‌کنندگان P_d(y_n, y_{-n}) که در آن شامل تمام خرده‌فروشان به جز خرده‌فروش k می‌باشد؛ و به همین ترتیب y_{-n} نیز برای تجمع‌کنندگان تعریف می‌شود.

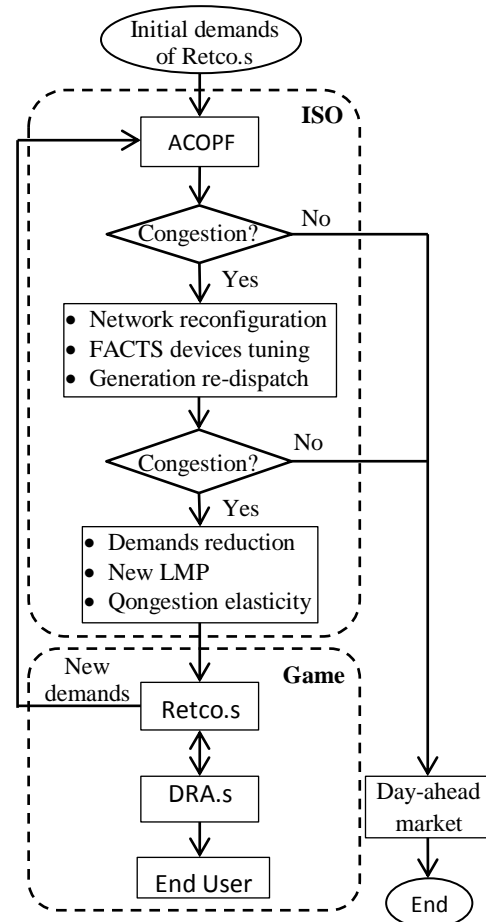
تجمع‌کنندگان بر اساس استراتژی خرده‌فروشان که انتخاب مقدار قیمت خرید پاسخ‌گویی بار (x_k, ρ) است و با لحاظ ارزش قطع بار مصرف‌کنندگان (C_{DR}) سودشان از شرکت در پاسخ‌گویی بار را به صورت زیر محاسبه می‌کنند.

$$S_d(y_n) = u_n[\rho y_n - C_{DR}(y_n)] \quad (2)$$

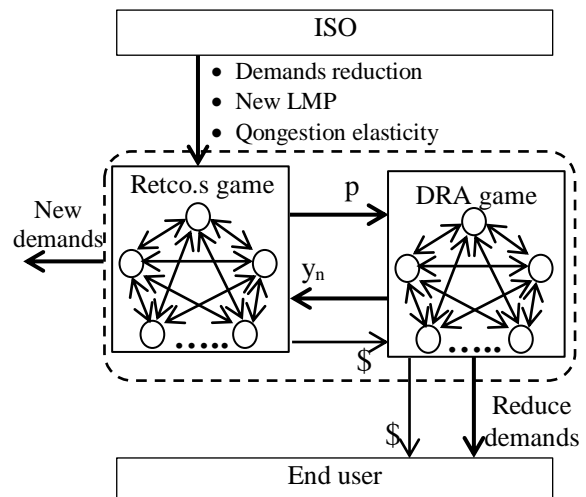
$$C_{DR}(y) = ay^2 + b(1 - \theta_n)y \quad (3)$$

$$u_n = \begin{cases} 1 & \rho \geq b(1 - \theta_n) \\ 0 & \rho < b(1 - \theta_n) \end{cases} \quad (4)$$

که در آن a و b ضرایب ثابت به ترتیب برحسب \$/MW² و \$/MW، y مقدار پاسخ‌گویی بار و θ_n تمایل مشترک nام برای شرکت در پاسخ‌گویی بار است که مقداری بین صفر تا یک دارد و u_n ضریب باینری است که تصمیم تجمع‌کنندگان برای شرکت در معامله پاسخ‌گویی بار را نشان می‌دهد. مقدار یک، بیانگر سود ده بودن و مقدار صفر بیانگر ضرر ده بودن معامله پاسخ‌گویی بار است. شکل (۶) منحنی‌های سود تجمع‌کنندگان را نشان می‌دهد که اکیداً محدب می‌باشند؛ از این رو بر اساس [۲۸] نقطه تعادل نش DRAs، نقطه بهینه تابع سود آنهاست پس با مشتق‌گیری از تابع سودشان، C_d نقطه تعادل نش بازی DRAs که بیانگر مقدار بهینه فروش پاسخ‌گویی بار تجمع‌کننده nام است، به صورت رابطه (۵) محاسبه می‌شود:



شکل (۴): الگوریتم پیشنهادی برای رفع تراکم بر اساس مکانیزم بازار



شکل (۵): طرح‌واره بازی بین خرده‌فروشان و DRAs

در این مقاله، از نظریه بازی استکلبرگ، برای مدل کردن رفتار خرده‌فروشان و DRAs استفاده شده است. نظریه بازی استکلبرگ یک الگوی تصمیم‌گیری سلسله‌مراتبی بر اساس یک فرایند متوالی از پیش تعیین شده، با دو دسته بازیکن پیشرو و پیرو است. در این فرایند نخست بازیکن‌های پیشرو، خرده‌فروشان، استراتژی‌شان را که تعیین مقدار و قیمت خرید پاسخ‌گویی بار است انتخاب می‌کنند، سپس

در ساعت h می‌باشند. با اجرای پاسخ‌گویی بار، تقاضای خرده‌فروش k ام در ساعت h به مقدار $x_{k,h}$ و قیمت برق به مقدار $\lambda_c(\sum_{k=1}^K x_{k,h})$ کاهش خواهند یافت؛ لذا تقاضا و قیمت جدید برق و درآمد حاصل از آن برای خرده‌فروش برابر خواهند شد با:

$$D_{k,h}^2 = D_{k,h}^1 - x_{k,h} \quad (۸)$$

$$\lambda \left(\sum_{k=1}^K D_{k,h}^2 \right) = \lambda \left(\sum_{k=1}^K D_{k,h}^1 \right) - \lambda_c \left(\sum_{k=1}^K x_{k,h} \right) \quad (۹)$$

$$B_R^2(D_{k,h}^2) = \left[\pi_{k,h} - \lambda \left(\sum_{k=1}^K D_{k,h}^2 \right) \right] D_{k,h}^2 - \rho_h x_{k,h} \quad (۱۰)$$

با توجه به رابطه (۱۰) مشاهده می‌شود که سود خرده‌فروش تابعی از قیمت نقدی برق است که این قیمت خود از شرایط تراکم خطوط شبکه تأثیر می‌پذیرد. تفاوت درآمد حاصل از اجرای و عدم اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، سود خرده‌فروش k ام، برابر خواهد شد با:

$$S_R = \sum_h S_{R,h} = \sum_h B_R^2(D_{k,h}^2) - B_R^1(D_{k,h}^1) \quad (۱۱)$$

$$S_{R,h} = D_{k,h}^1 \lambda_c \left(\sum_{k=1}^K x_{k,h} \right) - \left[\pi_{k,h} + \rho_h^* - \lambda \left(\sum_{k=1}^K D_{k,h}^2 \right) \right] x_{k,h} \quad \& \quad (۱۲)$$

الگوریتم (۱) نحوه محاسبه نقطه تعادل نش را بر اساس توابع سود هریک از بازیکن‌های پیشرو و پیرو نشان می‌دهد.

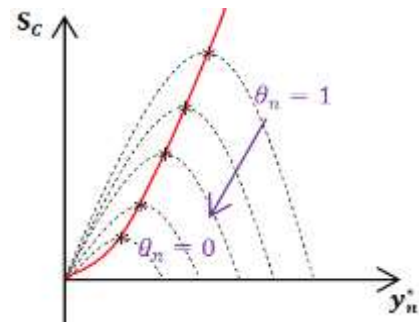
الگوریتم (۱): محاسبه نقطه تعادل نش بازی استکلبرگ

مقداردهی اولیه	
۱:	$x_k^* = 0 \rightarrow \rho = 0$
۲:	$y_n^*(\rho) = 0$
۳:	ϵ را تنظیم کن.
۴:	مقادیر x_{-k} و x_k تصادفی انتخاب شوند.
مراحل زیر را تکرار کن	
۵:	$x_k = x_k + \epsilon$
۶:	معادله (۶) را برای تعیین مقدار بهینه x_k^* و محاسبه ρ^* حل کن.
۷:	اگر: $P_R(x_k, x_{-k}^*) \geq P_R(x_k^*, x_{-k}^*)$
۸:	انجام بده: $x_k^* = x_k$
۹:	پایان اگر
۱۰:	تکرار را تا زمانی که $P_R(x_k, x_{-k}^*) < 0$ انجام دهد.

۳.۲. ماتریس الاستیسیته تراکم شبکه

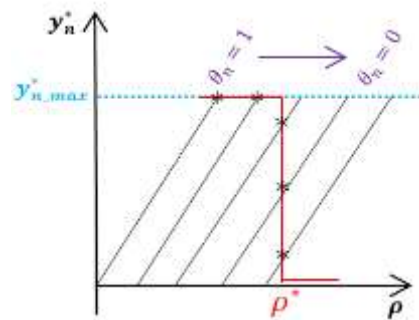
هنگامی که تراکم در خط بین دو شینه رخ دهد، قیمت برق نه تنها در شینه دریافت‌کننده توان بلکه در شینه‌های دیگر مجاورش نیز افزایش می‌یابد. در این حالت، پاسخ‌گویی بار در هریک از شینه‌هایی که قیمتشان افزایش یافته است، بر کاهش تراکم و در نتیجه کاهش قیمت دیگر شینه‌ها نیز تأثیر خواهد داشت. میزان تأثیر پاسخ‌گویی بار هریک از شینه‌ها بر تراکم، با مقدار افزایش قیمت برق ناشی از تراکم در آن شینه متناسب است. در این حالت، خرده‌فروشان به‌منظور مشارکت برای رفع

$$y_n^* = f(\rho) = \begin{cases} \frac{\rho - b(1 - \theta_n)}{2a} & \rho \geq b(1 - \theta_n) \\ 0 & \rho < b(1 - \theta_n) \end{cases} \quad (۵)$$



شکل (۶): منحنی‌های سود DRA (----) و منحنی سود متناظر با نقطه تعادل نش DRA (—)

شکل (۷) مقادیر نقطه تعادل تجمع‌کنندگان پاسخ‌گویی بار بر اساس معادله (۵) را نشان می‌دهد. این مقادیر تابعی از قیمت خرید پاسخ‌گویی بار خرده‌فروشان است. پس از آنکه خرده‌فروشان استراتژی‌شان را انتخاب کردند و با مشخص شدن مقدار قیمت نقطه تعادل (ρ^*) مقادیر y_n^* محاسبه می‌شود. با جای‌گذاری این مقادیر در تابع سود DRAs مقادیر بهینه محاسبه می‌شود (شکل ۷).



شکل (۷): منحنی‌های نقطه تعادل DRA ها بر حسب قیمت فروش

هر خرده‌فروش با اطلاع از مقادیر y_n^* و با دانستن استراتژی دیگر خرده‌فروشان، x_{-k} مقدار x_k^* را از رابطه (۶) محاسبه می‌کند:

$$\text{Maximize } P_R(x_k, x_{-k}) \quad (۶)$$

$$\text{for: } \rho^* = f^{-1} \left(\sum_k x_k^* = \sum_n y_n^* \right)$$

منفعت خرده‌فروشان در رابطه (۶) برابر با اختلاف درآمدشان قبل و بعد از اجرای پاسخ‌گویی بار است، درآمد خرده‌فروش k ام در ساعت h بدون اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار، $B_{R,h}^1$ ، از رابطه (۷) محاسبه می‌شود.

$$B_{R,h}^1(D_{k,h}^1) = \left[\pi_{k,h} - \lambda \left(\sum_{k=1}^K D_{k,h}^1 \right) \right] D_{k,h}^1 \quad (۷)$$

که در آن، π تعرفه قیمت فروش برق به مشترکین، D^1 تقاضای اولیه برق خرده‌فروش و $\lambda(\sum_{k=1}^K D_{k,h}^1)$ قیمت نقدی برق در تقاضا

جدول (۱): ضرایب توابع هزینه ژنراتورها

Generator	C ₂	C ₁	C ₀	P _{max} [MW]
G1	۰/۲۵	۳۰	۳۰۰	۲۰۰
G2	۱/۶۳	۴۰	۳۵۰	۱۰۰
G3	۱/۶۰	۵۰	۳۵۰	۱۰۰
G4	۱/۳۰	۵۰	۳۵۰	۱۰۰
G5	۱/۲۰	۵۰	۳۵۰	۱۰۰

جدول (۲): پروفایل بار شبکه برای ساعات پیک تقاضا

ساعت	بار کل	ساعت	بار کل
۱۷	۲۳۲/۲	۲۱	۲۵۶/۵
۱۸	۲۴۳/۵	۲۲	۲۵۱/۳
۱۹	۲۵۳/۹	۲۳	۲۳۸/۳
۲۰	۲۵۹/۱	۲۴	۲۳۳/۲

در این شبکه، سه خرده‌فروش حضور دارد که تقاضای شینه‌های مختلف شبکه را طبق جدول (۳) تأمین می‌کنند. تعرفه فروش برق توسط خرده‌فروشان در دوره شبانه ۱۳۰\$/MWh لحاظ شده است [۲۷]. همچنین پارامترهای پاسخ‌گویی بار، مربوط به معادله (۳)، در جدول (۴) نشان داده شده است [۲۷].

جدول (۳): خرده‌فروشان و مشترکین در قراردادشان در هر شینه

شینه	بار (MW)	خرده فروش			شینه	بار (MW)	خرده فروش		
		۱	۲	۳			۱	۲	۳
۲	۲۲	۳۰	۶۰	۲۰	۱۰	۹	۱۰۰	۰	۰
۳	۹۴	۵۰	۳۰	۲۰	۱۱	۳/۵	۰	۱۰۰	۰
۴	۴۷/۸	۳۰	۳۰	۴۰	۱۲	۶/۱	۰	۰	۱۰۰
۵	۷/۶	۰	۰	۱۰۰	۱۳	۱۳/۵	۰	۰	۱۰۰
۶	۱۱/۲	۷۵	۲۵	۰	۱۴	۱۴/۹	۰	۵۰	۵۰
۹	۲۹/۵	۲۰	۶۰	۲۰					

جدول (۴): پارامترهای پاسخ‌گویی بار

متغیر	مقدار
y_{n-max}	حداکثر ۲۰٪ از تقاضای اولیه باس شماره n
M	3
a	30 (\$/(MWh) ²)
b	40 (\$/MWh)
θ_n	$(n-1)/80$ $1 \leq n \leq 14$

۱.۳. اجرای الگوریتم پیشنهادی

بر اساس ساختار بازار بیان‌شده در بخش ۲، ISO در آغاز برای تقاضاهای اولیه خرده‌فروشان برنامه پخش بار اقتصادی (OPF) را اجرا می‌کند. در این حالت، اگر نقض قیود خطوط انتقال اتفاق افتاده باشد، برای رفع تراکم ISO اقدام می‌کند. در این شبکه قید خطوط ۱ و ۲ نقض شده است، بنابراین ISO همراه با ترکیب‌بندی مجدد شبکه و تنظیم ادوات FACTS، برنامه‌ریزی مجدد تولید را با هماهنگی GENCOs انجام می‌دهد. اگر این اقدام سبب افزایش قابل‌ملاحظه قیمت برخی از شینه‌ها شود، تراکم در شبکه وجود دارد. جداول (۵) و

تراکم بر اساس پاسخ‌گویی بار، باید به تأثیر کاهش تقاضا در هر شینه بر تراکم توجه داشته باشند. برای مدل کردن اثر پاسخ‌گویی بار در هر شینه بر تراکم شبکه، ماتریس الاستیسیته تراکم، که نشان‌دهنده حساسیت کاهش قیمت برق نسبت به پاسخ‌گویی بار در هر شینه می‌باشد، به‌صورت رابطه (۱۳) تعریف شده است.

$$E_{ij} = \frac{D_j \frac{\partial \lambda_{ci}}{\partial D_j}}{\lambda_{ci}} \quad i, j \in N \quad (13)$$

که در آن، E_{ij} بیانگر کاهش قیمت شینه‌ام به‌ازای پاسخ‌گویی بار در شینه‌ام در یک شبکه با N شینه است. طبق این رابطه، اثر کاهش تراکم در هر شینه، با کاهش قیمت برق در آن شینه مدل شده است. این ماتریس توسط بهره‌بردار شبکه محاسبه می‌شود و بر اساس آن، خرده‌فروشان که معمولاً در چند شینه حضور دارند، می‌توانند تأثیر کاهش تقاضا بر کاهش قیمت در یک شینه را علاوه بر همان شینه در شینه‌های دیگر نیز محاسبه کنند و آن را در سود نهایی‌شان لحاظ کنند. بر این اساس و با توجه به رابطه (۱۲)، سود خرده‌فروش k ام در ساعت h از پاسخ‌گویی بار به مقدار X_{ki} در شینه‌ام برابر خواهد شد با:

$$S_{Ri,h} = D_{ki,h}^1 \lambda_{ci} \left(\sum_{j=1}^N E_{ij} \sum_{k=1}^K x_{ki,h} \right) - \left[\pi_{ki,h} + \rho_{i,h}^* - \lambda \left(\sum_{k=1}^K D_{ki,h}^2 \right) \right] x_{ki,h} \quad (14)$$

$$\& \sum_{k=1}^K x_{ki,h} = \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N y_{ni,h}^*$$

که در آن N تعداد شینه‌های شبکه، K و تعداد خرده‌فروشان، y_{ni}^* مقدار فروش پاسخ‌گویی بار هر تجمیع‌کننده و S_{ki} سود، D_{ik}^1 تقاضای اولیه، x_{ik} مقدار خرید پاسخ‌گویی بار و π_{ik} تعرفه فروش برق مربوط به خرده‌فروش k ام در شینه‌ام هستند. همچنین $\lambda \left(\sum_{k=1}^K D_{ki,h}^2 \right)$ قیمت نقدی برق شبکه، $\lambda \left(\sum_{j=1}^N E_{ij} \sum_{k=1}^K x_{ki,h} \right)$ پاسخ‌گویی بار و $\rho_{i,h}^*$ قیمت خرید پاسخ‌گویی بار در شینه‌ام است. در محاسبه مقدار λ_{ci} ، مشارکت تمام خرده‌فروشان و تأثیر کاهش تقاضای آن‌ها در شینه‌های دیگر نیز با استفاده از ماتریس E_{ij} لحاظ می‌شود. در نهایت سود خرده‌فروش k ام از پاسخ‌گویی بار در کل شبکه برابر $S_k = \sum_i S_{ki}$ خواهد شد.

۳. شبیه‌سازی و بحث

در این بخش برای ارزیابی روش پیشنهادی، از شبکه IEEE 14-bus استفاده می‌شود [۲۶]. این شبکه شامل ۵ ژنراتور است که ضرایب توابع هزینه‌شان در جدول (۱) آمده و ۱۸ خط انتقال با حداکثر ظرفیت 100MW است. پروفایل بار شبکه برای ساعات پیک تقاضا در جدول (۲) ارائه شده است.

(۶) نتایج اجرای OPF و برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰ را نشان می‌دهند.

جدول (۵): اجرای OPF در ساعت ۲۰

شینه	بدون قیود	با قیود	شینه	بدون قیود	با قیود
۱	۱۱۲/۰	۱۰۲/۶	۸	۱۲۰/۵	۱۳۱/۴
۲	۱۱۶/۴	۱۳۳/۰	۹	۱۲۰/۶	۱۳۱/۴
۳	۱۲۲/۸	۱۳۶/۸	۱۰	۱۲۱/۰	۱۳۱/۶
۴	۱۲۰/۳	۱۳۱/۵	۱۱	۱۲۰/۱	۱۳۰/۴
۵	۱۱۸/۸	۱۲۸/۱	۱۲	۱۲۱/۵	۱۳۰/۵
۶	۱۱۸/۵	۱۲۸/۳	۱۳	۱۲۱/۱	۱۳۱/۳
۷	۱۲۰/۵	۱۳۱/۴	۱۴	۱۲۳/۴	۱۳۱/۱

جدول (۶): برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰

شینه	برنامه‌ریزی تولید (MW)	برنامه‌ریزی مجدد تولید (MW)	Δp (MW)
۱	۱۶۴/۰۴	۱۴۵/۱۹	-۱۸/۸۵
۲	۲۳/۴۴	۲۸/۵۲	۵/۰۹
۳	۲۲/۷۵	۲۷/۱۱	۴/۳۶
۴	۲۶/۳۵	۳۰/۱۱	۳/۷۶
۵	۲۹/۳۵	۳۳/۹۰	۴/۵۵

برنامه‌ریزی مجدد تولید در بازار انرژی برق با لحاظ کردن SCUC [۲۷]، بر اساس یک هماهنگی ایجاد شده بین ISO و GENCOs انجام می‌شود. در هنگام تراکم، ISO سیگنال برنامه‌ریزی مجدد تولید را برای GENCOs می‌فرستد، سپس GENCOs پیشنهاد قیمت جدید را برای ISO می‌فرستد. در این حالت ISO تلاش خواهد کرد که با لحاظ کردن پیشنهادهای جدید GENCOs، به همراه دیگر اقدام‌های مدیریت تراکم، تراکم شبکه را با هزینه کمتر کاهش دهد. چنان‌که نتایج جدول (۵) نشان می‌دهد، برنامه‌ریزی مجدد تولید سبب افزایش قیمت برخی از شینه‌ها خواهد شد، بنابراین ISO برای کاهش هزینه تأمین برق، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را اجرا می‌کند.

۲.۳. سناریو اول: حالت پایه

در الگوریتم استرالیا قیمت نهایی برق برای خرده‌فروشان قیمت محاسبه شده در جدول (۵) پس از انجام برنامه‌ریزی مجدد تولید است و خرده‌فروشان درآمدشان را بر اساس همین قیمت محاسبه می‌کنند، I^{before} در مقایسه بر طبق الگوریتم پیشنهادی، خرده‌فروشان با همکاری ISO پاسخ‌گویی بار را اجرا می‌کنند و با لحاظ کردن سیگنال اقتصادی شامل بردار کاهش تقاضا در شینه مرجع تراکم، ماتریس الاستیسیته تراکم و ماتریس قیمت جدید برق، تقاضاهایشان را اصلاح و درآمدشان، I^{after} را بر اساس قیمت‌های جدید محاسبه می‌کنند.

$$X_{[i=3, h]} = [0 \ 9.2 \ 12.9 \ 15.7 \ 14.6 \ 7.5 \ 0 \ 0]$$

$$E = \begin{bmatrix} 0 & -0.20 & -0.22 & 0.18 & 0.06 & 0.07 & 0 & 0 & 0.15 & 0.05 & 0.02 & 0.04 & 0.09 & 0.09 \\ 0 & 1.29 & 4.89 & 2.15 & 0.31 & 0.46 & 0 & 0 & 1.30 & 0.39 & 0.15 & 0.26 & 0.57 & 0.66 \\ 0 & 1.36 & 5.81 & 2.39 & 0.34 & 0.51 & 0 & 0 & 1.45 & 0.44 & 0.17 & 0.28 & 0.64 & 0.73 \\ 0 & 1.47 & 5.86 & 2.76 & 0.39 & 0.59 & 0 & 0 & 1.68 & 0.51 & 0.19 & 0.33 & 0.73 & 0.85 \\ 0 & 1.58 & 6.32 & 2.97 & 0.44 & 0.66 & 0 & 0 & 1.81 & 0.55 & 0.21 & 0.37 & 0.82 & 0.93 \\ 0 & 1.54 & 6.14 & 2.88 & 0.43 & 0.68 & 0 & 0 & 1.68 & 0.52 & 0.21 & 0.37 & 0.82 & 0.89 \\ 0 & 1.48 & 5.94 & 2.80 & 0.40 & 0.58 & 0 & 0 & 1.74 & 0.52 & 0.19 & 0.32 & 0.73 & 0.87 \\ 0 & 1.48 & 5.94 & 2.80 & 0.40 & 0.58 & 0 & 0 & 1.74 & 0.52 & 0.19 & 0.32 & 0.73 & 0.87 \\ 0 & 1.49 & 5.98 & 2.81 & 0.40 & 0.58 & 0 & 0 & 1.78 & 0.53 & 0.20 & 0.32 & 0.73 & 0.88 \\ 0 & 1.50 & 6.01 & 2.83 & 0.41 & 0.59 & 0 & 0 & 1.77 & 0.59 & 0.21 & 0.33 & 0.74 & 0.88 \\ 0 & 1.52 & 6.07 & 2.85 & 0.42 & 0.63 & 0 & 0 & 1.73 & 0.56 & 0.24 & 0.35 & 0.78 & 0.89 \\ 0 & 1.54 & 6.12 & 2.87 & 0.43 & 0.67 & 0 & 0 & 1.68 & 0.52 & 0.21 & 0.50 & 0.87 & 0.91 \\ 0 & 1.53 & 6.11 & 2.87 & 0.42 & 0.66 & 0 & 0 & 1.70 & 0.52 & 0.20 & 0.39 & 0.96 & 0.96 \\ 0 & 1.51 & 6.04 & 2.84 & 0.41 & 0.61 & 0 & 0 & 1.75 & 0.53 & 0.20 & 0.35 & 0.83 & 1.18 \end{bmatrix}$$

$$\lambda_{[i=h]}^{after} = \begin{bmatrix} 105 & 108 & 111 & 112 & 111 & 110 & 106 & 105 \\ 108 & 112 & 115 & 116 & 116 & 114 & 110 & 108 \\ 114 & 117 & 121 & 123 & 122 & 120 & 115 & 114 \\ 112 & 115 & 119 & 120 & 119 & 118 & 113 & 112 \\ 110 & 114 & 117 & 119 & 118 & 116 & 112 & 110 \\ 110 & 113 & 117 & 119 & 118 & 116 & 112 & 110 \\ 112 & 115 & 119 & 120 & 120 & 118 & 113 & 112 \\ 112 & 115 & 119 & 120 & 120 & 118 & 113 & 112 \\ 112 & 115 & 119 & 121 & 120 & 118 & 114 & 112 \\ 112 & 116 & 119 & 121 & 120 & 118 & 114 & 112 \\ 111 & 115 & 118 & 120 & 119 & 118 & 113 & 111 \\ 112 & 115 & 119 & 120 & 120 & 118 & 113 & 112 \\ 112 & 116 & 119 & 121 & 120 & 118 & 114 & 112 \\ 114 & 118 & 122 & 123 & 122 & 121 & 116 & 114 \end{bmatrix}$$

مقادیر مختلف درآمد خرده‌فروشان برای الگوریتم استرالیا و الگوریتم پیشنهادی و همچنین مقادیر کاهش تقاضا، هزینه اجرای DR و سود خرده‌فروشان در جداول (۷) و (۸) است. چنان‌که مشاهده می‌شود خرده‌فروش اول بیشترین زیان از تراکم و بیشترین منفعت از اجرای پاسخ‌گویی بار را دارد. با توجه به ماتریس الاستیسیته تراکم مشاهده می‌شود که پاسخ‌گویی در شینه‌های مختلف، بر کاهش قیمت شینه‌های ۳ و ۴ بیشترین تأثیر را دارد. با بررسی ستون ۳ و ۴ این ماتریس مشخص می‌شود که کاهش تقاضا در شینه‌های انتهایی (۱۰، ۱۱، ۱۲ و...) نسبت به کاهش تقاضا در شینه‌های ۳ و ۴ بر رفع تراکم مؤثرترند. در این حالت، تراکم با اجرای پاسخ‌گویی بار کامل رفع می‌شود و الگوریتم در تکرار سوم همگرا می‌گردد. برنامه‌ریزی تولید مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰ در جدول (۹) آمده است.

جدول (۷): درآمد خرده‌فروشان

خرده فروش	با قیود		بدون قیود
	درآمد (دلار)		درآمد (دلار)
	I^{before}	I^{after}	
۱	۳۷۰۲/۵	۲۶۲۰/۸	۸۷۸۶/۶
۲	۳۸۲۵/۵	۶۱۸۹/۴	۸۶۴۳/۷
۳	۴۲۹۸/۹	۶۷۶۴/۳	۸۷۲۰/۲

جدول (۱۱): برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰

G No.	برنامه‌ریزی تولید (MW)	برنامه‌ریزی مجدد تولید (MW)	Δp (MW)
۱	۱۶۴/۰۴	۱۴۵/۱۹	-۱۸/۸۵
۲	۲۳/۴۴	۲۶/۷۹	۳/۳۵
۳	۲۲/۷۵	۲۵/۴۹	۲/۷۴
۴	۲۶/۳۵	۲۸/۳۲	۱/۹۷
۵	۲۹/۳۵	۳۱/۸۶	۲/۵۱

۴.۳. بحث

• الاستیسیته تراکم

در این مقاله، مفهوم الاستیسیته تراکم، تأثیر پاسخ‌گویی بار در شینه‌های مختلف بر رفع تراکم شبکه، معرفی شد. مقدار الاستیسیته تراکم به آرایش شبکه وابسته است. اگر مقدار الاستیسیته تراکم شبکه‌ای بزرگ باشد، یعنی حالتی که بخشی از بار شینه‌های دیگری توسط خط در تراکم تأمین شود و یا خطوط دیگری از ژنراتورهای با تولید برق ارزان‌تر به شینه‌های مجاور خط در تراکم وجود نداشته باشند، مشارکت خرده‌فروشان برای پاسخ‌گویی بار بر سود آن‌ها تأثیر بیشتری می‌گذارد. به عبارت دیگر در این حالت تراکم خطوط انتقال سبب افزایش قیمت برق در تعداد بیشتری از شینه‌های می‌شود پس کاهش تقاضا بین شینه‌های بیشتری تقسیم خواهد شد؛ لذا در این حالت رقابت بیشتری بین DRAs وجود خواهد داشت. اما اگر مقدار الاستیسیته تراکم کم است، یعنی حالتی که تراکم در یکی از خطوط، فقط بر قیمت شینه متصل به آن خط تأثیرگذار باشد، کاهش تقاضا بر عهده خرده‌فروشان حاضر در همان شینه است. در این حالت، سود خرده‌فروشان از مشارکت در پاسخ‌گویی بار برای رفع تراکم کمتر از حالت قبل است، ولی DRAs سود بیشتری خواهند داشت؛ زیرا خرده‌فروشان گزینه‌های مختلفی برای خرید پاسخ‌گویی بار ندارند و در نتیجه رقابت کمتری بین آن‌ها خواهد بود.

• توسعه الگوریتم

با توجه به اینکه رفع تراکم علاوه بر خرده‌فروشان منفعت سایر نهادهای بازار را نیز در بر دارد و همچنین اجرای پاسخ‌گویی بار بر دیگر خدمات جانبی، مانند انرژی‌های نو، تأثیر متقابل دارد، الگوریتم پیشنهادی را می‌توان به سطوح بیشتری گسترش داد. در بازار عمده‌فروشی رفع تراکم علاوه بر کاهش هزینه تأمین برق، منجر به افزایش قابلیت اطمینان شبکه نیز می‌شود، پس می‌توان الگوریتم پیشنهادی را گسترش داد و قابلیت اطمینان را نیز در آن لحاظ کرد. همچنین می‌توان شرکت‌های دیگر ذی‌نفع از رفع تراکم را همراه با خرده‌فروشان در دسته اول بازیکن‌ها لحاظ کرد. شرکت‌های بهره‌برداری

جدول (۸): کاهش تقاضا، هزینه پاسخ‌گویی بار و سود خرده‌فروشان

خرده‌فروش	کاهش تقاضا (MW)	هزینه پاسخ‌گویی بار (\$)	Payoff (\$)
۱	۲۴/۳	۳۱۷۸	۲۵۲۸/۳
۲	۲۱/۷	۲۸۱۶	۲۳۶۳/۹
۳	۲۲/۰	۲۸۶۰	۲۴۶۵/۴

جدول (۹): برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰

G No.	Dispatch (MW)	Re-dispatch (MW)	Δp (MW)
۱	۱۶۴/۰۴	۱۴۴/۸۹	-۱۹/۱۵
۲	۲۳/۴۴	۲۴/۴۲	-۰/۹۸
۳	۲۲/۷۵	۲۳/۱۸	-۰/۴۳
۴	۲۶/۳۵	۲۶/۰۶	-۰/۲۹
۵	۲۹/۳۵	۲۹/۲۲	-۰/۱۳

۳.۳. سناریو دوم: الاستیسیته بار زیاد

در این حالت فرض شده که الاستیسیته بار کم است؛ از این‌رو مصرف‌کنندگان به کاهش یا تغییر زمان مصرفشان، تمایل کمی دارند، پس قیمت خرید پاسخ‌گویی بار زیاد است؛ در نتیجه، هزینه اجرای پاسخ‌گویی بار در این سناریو زیادتر است. بدین منظور ضرایب a و b دو برابر حالت قبل (یعنی به ترتیب، $b = a = 60\$/MWh$)² لحاظ شده‌اند.

نتایج اجرای الگوریتم پیشنهادی در جدول (۱۰) ارائه شده است. چنان‌که مشاهده می‌شود در این حالت، درآمد و سود خرده‌فروشان نسبت به حالت قبل کمتر است. علت آن افزایش هزینه اجرای پاسخ‌گویی بار است، در این حالت تراکم شبکه با اجرای پاسخ‌گویی بار کامل رفع نمی‌شود و در نقطه تعادل بین شینه‌ها اختلاف قیمت وجود خواهد داشت. الگوریتم پیشنهادی در تکرار پنجم همگرا می‌گردد، همچنین برنامه‌ریزی تولید مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰، به صورت جدول (۱۱) است. در این حالت، بخشی از تراکم بر اساس پاسخ‌گویی بار کاهش یافته و برای رعایت قیود خطوط و با در نظر گرفتن امنیت-مقید مشارکت واحدهای تولیدی برنامه‌ریزی مجدد تولید انجام شده است.

جدول (۱۰): مقایسه درآمد و سود خرده‌فروشان در دو سناریو یک و دو

Recos	سناریو اول		سناریو دوم	
	الاستیسیته بار زیاد		الاستیسیته بار کم	
	$\left(\frac{\sum y_n}{\sum C_{DR}}\right)_{Nash} = 0.0132$		$\left(\frac{\sum y_n}{\sum C_{DR}}\right)_{Nash} = 0.0043$	
	I^{after} (\$)	Payoff (\$)	I^{after} (\$)	Payoff (\$)
۱	۶۲۰۳/۸	۲۵۲۸/۳	۵۳۶۰/۸	۱۶۵۸/۳
۲	۶۹۸۷/۴	۲۳۶۳/۹	۵۴۰۳	۱۵۷۷/۵
۳	۶۷۶۴/۳	۲۴۶۵/۴	۵۹۰۳/۸	۱۶۰۴/۹

برق در هر شینه را به عنوان سیگنال اقتصادی به خرده‌فروشان اطلاع می‌دهد. سپس خرده‌فروشان با توجه به سیگنال اقتصادی دریافتی در معامله پاسخ‌گویی بار با DRAS مقدار کاهش تقاضایشان را بر اساس منفعتشان مشخص کرده و تقاضای جدیدش را به بهره‌بردار اعلام می‌کنند. در این مقاله، برای مدل‌سازی رفتار متقابل خرده‌فروشان و DRAS در معامله پاسخ‌گویی بار از تئوری بازی استکلبرگ استفاده شد که در آن استراتژی خرده‌فروشان به عنوان بازیکن‌های پیشرو، تعیین کاهش تقاضایشان در هر شینه است. با مشخص شدن استراتژی خرده‌فروشان، قیمت خرید پاسخ‌گویی بار در هر شینه تعیین می‌شود، سپس DRAS به عنوان بازیکن‌های پیرو، با توجه به قیمت خرید پاسخ‌گویی بار، برای حداکثر کردن سودشان با هم رقابت می‌کنند. در این مقاله همچنین برای تعیین تأثیر پاسخ‌گویی بار در شینه‌های مختلف بر تراکم، ماتریس الاستیسیته تراکم معرفی و امکان محاسبه منفعت خرده‌فروشان که در چند شینه حضور دارند و در پاسخ‌گویی بار شینه‌های مختلف شرکت می‌کنند، فراهم شد. نتایج مدل‌سازی‌ها نشان داد که مشارکت خرده‌فروشان در مدیریت تراکم بر اساس سیگنال‌های اقتصادی بهره‌بردار شبکه سبب بهبود درآمدشان می‌شود. همچنین با بررسی این نتایج در سناریوهای مختلف مشاهده شد که الاستیسیته بار و الاستیسیته تراکم تأثیر مستقیمی بر منفعت خرده‌فروشان دارند.

از شبکه از جمله این شرکت‌ها هستند که منفعت آن‌ها از رفع تراکم افزایش قابلیت اطمینان شبکه است. بدین منظور بازی مطرح‌شده در مرجع [۲۳] را می‌توان با تعریف تابع سود این شرکت‌ها بر اساس قابلیت اطمینان به الگوریتم پیشنهادی اضافه کرد. در سطح بازیکن‌های پیرو هم می‌توان سطوح بازی را افزایش داد و علاوه بر پاسخ‌گویی بار تولیدات پراکنده، انرژی‌های نو و مشابه آن را نیز لحاظ کرد؛ این امر منجر به انجام بازی‌های دیگر برای مشخص شدن نقطه تعادل این بازیکن‌ها خواهد شد. مثلاً با اضافه شدن انرژی‌های نو، انجام بازی تعریف‌شده در مرجع [۲۸]، بین تجمع‌کنندگان و انرژی‌های نو، برای تعیین نقطه تعادل بین آن‌ها لازم است.

۴. نتیجه‌گیری

منفعت اجرای پاسخ‌گویی بار هنگام تراکم برای خرده‌فروشان، کاهش قیمت برق است. اما از آنجا که امکان منحصردن این منفعت به خرده‌فروشان شرکت‌کننده در پاسخ‌گویی بار نیست، سازمان‌دهی (مشارکت) تمام خرده‌فروشان ذی‌نفع از اجرای پاسخ‌گویی بار ضروری است. بدین منظور در این مقاله پیشنهاد شد که اجرای پاسخ‌گویی بار با نظارت و هدایت بهره‌بردار شبکه و بر اساس مکانیزم بازار صورت گیرد. بدین منظور از دیدگاه خرده‌فروشان ساختاری پیشنهاد شد که در آن نخست بهره‌بردار برای رفع تراکم، مقدار کاهش تقاضا و قیمت جدید

مراجع

- [1] Hatami, A., Seifi, H., Kazem, M. and Eslami, S., "A Stochastic-Based Decision-Making Framework for an Electricity Retailer: Time-of-Use Pricing and Electricity Portfolio Optimization", IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 26, No. 4, pp. 1808-1816, 2011.
- [2] Nojavan, S., Mohammadi-Ivatloo, B. and Zare, K., "Optimal Bidding Strategy of Electricity Retailers Using Robust Optimisation Approach Considering Time-of-Use Rate Demand Response Programs Under Market Price Uncertainties", IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 9, No. 4, pp. 328-338, 2015.
- [3] Liu, W., Wu, Q., Wen, F. and Østergaard, J., "Day-Ahead Congestion Management in Distribution Systems Through Household Demand Response and Distribution Congestion Prices", IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 5, No. 6, pp. 2739-2747, 2014.
- [4] Palensky, P. and Dietrich, D., "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads", IEEE Trans. Ind. Informat., Vol. 7, No. 3, pp. 381-388, 2011.
- [5] Chu, C. M. and Jong, T. L., "A novel direct air-conditioning load control method", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 23, No. 3, pp. 1356-1363, 2008.
- [6] Chen, C., Wang, J. and Kishore, S., "A Distributed Direct Load Control Approach for Large-Scale Residential Demand Response", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 29, No. 5, pp. 2219-2228, 2014.
- [7] Ma, J., Deng, J., Song, L. and Han, Z., "Incentive Mechanism for Demand Side Management in Smart Grid Using Auction", IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 5, No. 3, pp. 1379-1388, 2014.
- [8] Heidarifar, M. and Ghasemi, H., "A Network Topology Optimization Model Based on Substation and Node-Breaker Modeling", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 31, No. 1, pp. 247-255, 2016.
- [9] Mishra, A. and Nagesh Kuma, G.V., "Congestion Management of Power System with Interline Power Flow Controller Using Disparity Line Utilization Factor and Multi-objective Differential Evolution", csee journal of power and energy systems, Vol. 1, No. 3, pp. 76-85, 2015.
- [10] Vargas, L. S., Bustos-Turu, G. and Larraín, F., "Wind Power Curtailment and Energy Storage in Transmission Congestion Management Considering Power Plants Ramp Rates", IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 30, No. 5, pp. 2498-2506, 2015.
- [11] AEMO, "Demand Response Mechanism and Ancillary Services Unbundling High Level Market Design, 30 July 2013.
- [12] Ghazvini, M. A. F., Soares, J., Horta, N., Neves, R., Castro R. and Vale, Z., "A Multi-Objective Model for Scheduling Of Short-Term Incentive-Based Demand Response Programs Offered by Electricity Retailers", Applied Energy, Vol. 151, pp. 102-118, 2015.
- [13] Wei, W., Liu, F. and Mei, S., "Energy Pricing and Dispatch for Smart Grid Retailers Under Demand Response and Market Price Uncertainty", IEEE Trans. Smart Grid, Vol.

- 6, No. 3, pp.1364-1374, 2015.
- [14] Carrion, M., Conejo, A. J. and Arroyo, J. M., "Forward Contracting and Selling Price Determination for a Retailer", IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 22, No. 4, pp. 2105-2114, 2007.
- [15] Chen, L., Li, N., Low, S. H. and Doyle, J. C., "Two Market Models for Demand Response in Power Networks", in Proc. IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun. (SmartGridComm), Gaithersburg, MD, USA, pp. 397-402, Oct. 2010.
- [16] Plink, R., "DR to Alleviate National Congestion in the Dutch Power System", Technical University of Delft, 2013.
- [17] Pérez-Arriaga, I. J., and Olmos, L., "A plausible congestion Management Scheme for the Internal Electricity Market of the European Union", Utilities Policy, Vol. 13, No. 2, pp. 117-134, Jun. 2005.
- [18] Nojavan, S., Mohammadi-Ivatloo, B. and Zare, K., "Optimal Bidding Strategy of Electricity Retailers Using Robust Optimisation Approach Considering Time-of-use Rate Demand Response Programs under Market Price Uncertainties", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 9, No. 4, pp. 328-338, 2015.
- [19] Zugno, M., Morales, J. M., Pinson, P. and Madsen, H., "A Bilevel Model for Electricity Retailers' Participation in a Demand Response Market Environment", Energy Economics Vol. 36, pp. 182-197, 2013.
- [20] Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G. and Gross, G., "The Role of Load Demand Elasticity in Congestion Management and Pricing", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, pp. 2229-2234, 2000.
- [21] Singh, K., Padhy, N. P. and Sharma, J., "Influence of Price Responsive Demand Shifting Bidding on Congestion and LMP in Pool-based Day-ahead Electricity Markets", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 26, No. 2, pp. 886-896, 2011.
- [22] Chung, T. S., Fang, D. Z. and Kong, X. Y., "Power Market Congestion Management Incorporating Demand Elasticity Effects", WSEAS Trans, Power Syst., Vol. 1, No. 7, pp. 1378-1382, 2006.
- [23] Sadr, S. and Mashhadi, H., "Evaluation of Price-Sensitive Loads' Impacts on Transmission Network Congestion Using an Analytical Approach", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 9, No. 6, pp. 523-530, 2015.
- [24] Jadid, S. and Amoli, N., "Factoring the Price Elasticity of Demand in the Optimal Power flow", Power Eng. Conf., IPEC, pp. 12-17, 2007.
- [25] Yousefi, A., Nguyen, T., Zareipour, H. and Malik, O., "Congestion Management Using Demand Response and FACTS Devices", Electrical Power and Energy Syst., Vol. 37, No. 1, pp. 78-85, 2012.
- [26] Power Systems Test Cases Archive, Aug. 1999. [Online] Available: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- [27] Nguyen, D., Negnevitsky, M. and Groot, M., "Market-Based Demand Response Scheduling in a Deregulated Environment", IEEE Trans. smart grid, Vol. 4, No. 4, pp. 1948-1956, 2013.
- [28] Nekouei, E., Alpcan, T. and Chattopadhyay, D., "Game-Theoretic Frameworks for Demand Response in Electricity Markets", IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 6, No. 2, 2015.