پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال سوم، شماره ۱۱، تابستان ۱۳۹۳، صفحات ۹۰-۶۷

برنامه‌ریزی بهینه پاسخگویی تقاضای برق بر اساس مدل‌سازی اقتصادی تابع تقاضای با کشش انعطاف‌پذیر در ایران

محمدجواد ایزدخواستی،[۱] رضا کی‌پور،[۲] حجت ایزدخواستی[۳]

تاریخ دریافت: ۱۳۹۳/۰۲/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۳/۱۱/۱۳

چکیده:

تحقیقات وسیعی که در سال‌های اخیر به سمت اجرای برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برقهدایت شده‌اند به دنبال کاهش قیمت برق، رفع تراکم خطوط انتقال، افزایش امنیت و بهبود نقدینگی بازار هستند. بر این اساس، برنامه‌های پاسخگویی تقاضا به دو دسته اصلی «برنامه‌های تشویق‌محور» و «برنامه‌های زمان‌محور» تقسیم می‌شوند. مدل اقتصادی تقاضای پاسخگویی تشویق‌محور/ زمان‌محور بر اساس کشش قیمتی تقاضای انعطاف‌پذیر و تابع مطلوبیت مشترکین به‌دست می‌آید. تقاضای مشترکین به علائم تصمیم‌گیری متفاوتی از قبیل قیمت برق، سطح مشارکت مشترکین، ارزش مشوق‌ها و جریمه‌های تعیین شده در برنامه‌های پاسخگویی تقاضا بستگی دارد و با استفاده از مدل اقتصادی پیشنهادی، این علائم با استفاده از نرم‌افزار *MATLAB* شبیه‌سازی شده و سپس عملکرد مدل پیشنهادی با استفاده از مطالعات عددی مشخصات بار شبکه در روز اوج مصرف ایران در سال ۱۳۸۷ بررسی شده است.

طبقه‌بندی *JEL*: *D1, C6*

۱- کارشناسی ارشد دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه سمنان / نویسنده مسئول
Email: im.javad89@yahoo.com
۲- استادیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه سمنان
Email: rkeypour@semnan.ac.ir
۳- استادیار اقتصاد دانشکده علوم اقتصادی و سیاسی دانشگاه شهید بهشتی
Email: izadkhasti321@gmail.com

واژه‌های کلیدی: برنامه‌های پاسخگویی تقاضا، کشش‌پذیری قیمتی انعطاف‌پذیر، مدل اقتصادی، سطح مشارکت

۱- مقدمه

در گذشته تصمیم‌گیرندگان اصلی در بازار برق، شرکت‌های تولید و انتقال برق، هیأت‌های تنظیم بازار و قانون‌گذاران صنعت برق بودند؛ چراکه عموم مشترکین (به عنوان مصرف‌کنندگان برق) نه از مزایا و سود بازار بهره‌مند بودند و نه اطلاعات و مهارت لازم را جهت حضور در بازارهای برق در اختیار داشتند. به همین دلیل صنعت برق به مصرف‌کنندگان به عنوان عناصر غیرفعال و صرفاً تقاضاهای ساده‌ای که باید به آن‌ها خدمت‌رسانی کرد، نگاه می‌کرد و بنا بر ساختار سنتی صنعت برق، مشترکین نیز علاقمند به دریافت برق با قیمت ثابت بدون توجه به نوسانات بازار بودند (پالنسکی[1]، ۲۰۱۱). این نگرش بروز مشکلاتی از قبیل وقوع جهش‌های قیمت در زمان حداکثر مصرف و تراکم خطوط را موجب شد و عدم حضور مشترکین در بازار و نبود حساسیت به قیمت برق در زمان‌های حداکثر مصرف در بسیاری از بازارها، منجر به فروپاشی بازار و اعمال خاموشی‌های گسترده شد (سنتوللا[2]، ۲۰۱۰).

برنامه‌های پاسخگویی تقاضا به عنوان ابزاری مناسب برای استفاده از پتانسیل مشترکین در مدیریت بهینه شبکه، زمینه حضور فعال مشترکین را در بهبود عملکرد سیستم قدرت فراهم می‌کند و این برنامه‌ها در شریط بحرانی می‌توانند در یک زمان نسبتاً کوتاه، کاهش تقاضای مورد نیاز سیستم را فراهم کنند.

مشترکین مصرف برق در برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق، قراردادی را با واحد تولید محلی برق یا اپراتور مستقل سیستم[3] امضا می‌کند تا در صورت درخواست آن‌ها، تقاضای خود را کاهش دهند. نفع تولیدکننده در کاهش اوج تقاضا و در نتیجه کاهش

1- Palensky
2- Centolella
3- Independent System Operator (ISO)

هزینه گزاف تولید رزرو و تضمین قابلیت اطمینان سیستم است. نفع مصرف‌کننده نیز در کاهش هزینه مصرف برق و به ویژه بهره‌مند شدن از تشویق‌های ارائه شده از سوی تولیدکننده محلی یا اپراتور مستقل سیستم است (هیرست[1]، ۲۰۰۲).

هدف این مقاله، طراحی مدل پاسخگویی تقاضای با کشش انعطاف‌پذیر است تا با استفاده از آن تأثیر برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان‌محور و تشویق‌محور در سناریوهای متفاوت شبیه‌سازی شود. با استفاده از مدل اقتصادی برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان‌محور/ تشویق‌محور مبتنی بر کشش قیمتی تقاضای انعطاف‌پذیر و تابع سود مشترکین، رفتار مشترکین مصرف برق در سیستم قدرت هوشمند محاسبه شده، سپس با استفاده از مدل اقتصادی پیشنهادی، رفتار مشترکین در اختیار اپراتور سیستم برای قیمت‌های مختلف، مشوق‌ها، جریمه‌ها و سطح مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق با استفاده مشخصات بار شبکه در روز اوج مصرف ایران در سال ۱۳۸۷ با استفاده از نرم‌افزار *MATLAB* شبیه‌سازی می‌شود تا سیاست‌گذاران و قانون‌گذاران بازارهای برق، رفتار مشترکین برق را در قبال برنامه‌های مختلف ارزیابی کرده و اثرات برنامه‌های پاسخگویی تقاضا بر کاهش قیمت‌ها و افزایش قابلیت اطمینان سیستم را پیگیری کنند. علت انتخاب بار شبکه در اوج مصرف در سال ۱۳۸۷ این است که تا قبل از سال ۱۳۸۷، برق سه تعرفه‌ای (میان‌باری، اوج بار و کم باری) محاسبه می‌شده و بعد از آن روش محاسبه به پلکانی تغییر کرده است. بنابراین با توجه به اینکه در مدل تحقیق رفتار مشترکین برای قیمت‌های مختلف، مشوق‌ها و جریمه‌ها در برنامه‌های پاسخگویی تقاضا مورد توجه است از قیمت‌گذاری برق به صورت سه تعرفه‌ای استفاده شده است.

در بخش دوم، مروری پیشینه تحقیق و مروری بر برنامه‌های پاسخگویی تقاضا به اختصار بیان شده و در بخش سوم، مدل‌سازی اقتصادی پاسخگویی تقاضای برق صورت می‌گیرد. تحلیل نتایج عددی شبیه‌سازی برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق در برنامه‌های

1-Hirst

زمان‌محور و تشویق‌محور در بخش چهارم انجام شده و در نهایت در بخش پنجم نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادات صورت گرفته است.

۲- پیشینه تحقیق و مروری بر برنامه‌های پاسخگویی تقاضا

پاسخگویی تقاضای برق -مطابق تعریف بخش انرژی آمریکا[1]- تغییر در مصرف انرژی الکتریکی است که توسط مصرف‌کنندگان از مقدار عادی الگوی مصرف در پاسخ به تغییر قیمت برق در طی زمان و یا هزینه‌های تشویقی- تنبیهی تعیین شده برای کاهش مصرف برق (در ساعاتی که قیمت برق در بازار بالا و یا قابلیت اطمینان سیستم در خطر است) صورت می‌گیرد. بنابراین پرداخت‌های تشویقی در برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق برای ترغیب مشترکین به مصرف برق کمتر در زمان‌هایی که قیمت بازار عمده‌فروشی زیاد بوده و یا قابلیت اطمینان سیستم در خطر است، طراحی شده‌اند (البادی[2]، ۲۰۰۸). در زمینه برنامه‌های پاسخگویی تقاضا، تحقیقات گسترده‌ای انجام شده که در ادامه به برخی از آنها و انواع برنامه‌های پاسخگویی تقاضا پرداخته می‌شود.

پارسا مقدم، عبدالهی و رشیدی‌نژاد (۲۰۱۱) در مقاله‌ای با استفاده از مدل تقاضای پاسخگویی انعطاف‌پذیر به بررسی عملکرد بازار برق در روز اوج مصرف برق ایران در سال ۲۰۰۷ پرداخته و اقدام به پیش‌بینی تقاضای برق در سناریوهای مختلف بر اساس سیستم تنبیه و تشویق کردند.

یاستا، خودار و آردانتا[3] (۲۰۰۷)، اعلمی، پارسا مقدم و یوسفی (۲۰۰۸)، گول، وو و وانگ[4]، کیرچن[5] (۲۰۰۹)، فورک، هاجوس، هلدیک و نوول[6] (۲۰۱۰) با استفاده از مدل‌های اقتصادی پاسخگویی تقاضا به بررسی اثرات این‌گونه برنامه‌ها بر بازار انرژی

1- U.S Department Of Energy (DOE)
2- Albadi
3- Yusta, Khodar and Urdaneta
4- Goel Wu and Wang
5- Kirschen
6- Faruqui, Hajos, Hledik and Newell

پرداخته‌اند. در این تحقیقات، کشش قیمتی تقاضا به صورت یک مقدار ثابت از پیش تعیین شده در نظر گرفته شده، این در حالی است که کشش قیمتی تقاضا با توجه به قیمت برق در هر دوره و یا میزان پاداش/ جریمه در نظر گرفته شده در برنامه‌های پاسخگوی تقاضا متفاوت بوده و متناسب با آن رفتار مصرف‌کننده تغییر می‌کند. بنابراین برای واقعی‌تر کردن مشخصات مدل اقتصادی تقاضا، نیاز به درنظر گرفتن کشش قیمتی انعطاف‌پذیر تقاضا است.

تحقیقات کیرچن (۲۰۰۰) نشان داده است چگونه می‌توان با استفاده از این مدل پاسخگویی تقاضا، برنامه‌ریزی تولید و قیمت‌گذاری در بازار برق مبتنی بر حوضچه توان را انجام داد.

اشوپ، کارامانیس، تابورس و بون[1] (۱۹۸۸)، اصول قیمت‌گذاری لحظه‌ای برق را با فرض اینکه مصرف‌کنندگان می‌توانند مصرف خود را متناسب با قیمت‌های لحظه‌ای افزایش یا کاهش دهند، فرمول‌بندی کرده و توسعه داده‌اند. در این تحقیق با استفاده از یک مدل اقتصادی جامع از برنامه‌های پاسخگویی تقاضا به بررسی تأثیر مشارکت مصرف‌کنندگان در برنامه‌های پاسخگویی تقاضا بر مشخصات منحنی تقاضا پرداخته‌اند.

اعلمی، یوسفی و پارسامقدم (۱۳۸۷) در مقاله‌ای با استفاده از تأثیر برنامه‌های پاسخگویی بار به تحلیل منحنی مصرف روزانهی برق در ایران پرداخته‌اند و منحنی‌های مصرف جدید، میزان انرژی مصرفی، درصد کاهش پیک، مبلغ درآمد شرکت برق، میزان جایزه پرداختی و مقدار سود مشتری مصرف برق محاسبه شده است.

انرژی کمیسیون تنظیم مقررات کارکنان فدرال[2] (۲۰۰۶) برنامه‌های پاسخگویی تقاضا را در قالب سه دسته کلی گروه‌بندی کرده است:

۱- برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان‌محور[3]؛ که در آن قیمت برق در دوره‌های مختلف تغییر می‌کند. بر این اساس، مشترکین به عنوان مصرف‌کننده برق باید میزان مصرف خود را مطابق با تعرفه‌های موجود تعدیل کنند. این برنامه‌ها شامل برنامه‌های زمان

1- Schweppe, Caramanis, Tabors and Bohn
2- Federal Energy Regulatory Commission Staff
3- Time Based Demand Response Programs (TBDRP)

استفاده (*TOU*)[۱]، برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان واقعی (*RTP*)[۲] و برنامه‌های قیمت‌گذاری اوج بحرانی (*CPP*)[۳] است.

۲- برنامه‌های پاسخگویی تقاضای تشویق‌محور[۴]؛ که در آن مشترکین به عنوان مصرف‌کننده برق توسط اپراتور مستقل سیستم و یا شرکت‌های تولید محلی برق، تشویق می‌شوند که میزان مصرف خود را کاهش دهند. این برنامه‌ها شامل برنامه‌های کنترل مستقیم بار (*DLC*)[۵]، برنامه‌های پاسخگویی تقاضای اضطراری (*EDRP*)[۶]، برنامه‌های قطع یا کاهش خدمات تقاضا (*I/C*)[۷] و برنامه‌های بازار ظرفیتی (*CAP*)[۸] است. برنامه‌های کنترل مستقیم بار و برنامه‌های پاسخگویی تقاضای اضطراری، برنامه‌های داوطلبانه هستند و در صورتی که مشترکین تقاضای خود را قطع نکنند، جریمه نمی‌شوند. قطع یا کاهش خدمات و برنامه‌های بازار ظرفیتی، برنامه‌هایی هستند که چنانچه مشترکین هنگام نیاز تقاضای خود را کاهش ندهند، جریمه می‌شوند.

۳- برنامه‌های پاسخگویی تقاضای بازار محور[۹]؛ که در آن تمامی بازیگران بازار به دو گروه خریداران و فراهم‌کنندگان تقسیم می‌شوند. خریداران برای بهبود قابلیت اطمینان سیستم و تجارت وابسته به برق خود به این برنامه‌ها احتیاج دارند. فراهم‌کنندگان نیز ظرفیت لازم برای شرکت در این برنامه‌ها را دارند و با مشارکت در این برنامه‌ها به منافعی از نظر اقتصادی می‌رسند. برنامه‌های مبتنی بر بازار شامل پیشنهاد قیمت طرف تقاضا (*DB*)[۱۰] و برنامه‌های خدمات جانبی (*A/S*)[۱۱] است. برنامه‌های پیشنهاد قیمت طرف تقاضا، مصرف‌کننده‌های بزرگ را تشویق به کاهش مصرف برق می‌کند، اما برنامه‌های خدمات

1- Time of Use (TOU)
2- Real Time Pricing (RTP)
3- Critical Peak Pricing (CPP)
4- Incentive Based Demand Response Programs (IBDRP)
5- Direct Load Control (DLC)
6- Emergency Demand Response Programs (EDRP)
7- Interruptible rruptible/Curtailable Service (I/C)
8- Capacity Market Programs (CAP)
9- Market Based Demand Response Programs (MBDRP)
10- Demand Side Bidding (DB)
11- Ancillary Service Market Programs (A/S)

جانبی به مصرف‌کنندگان امکان ارائه پیشنهاد قطع تقاضا به‌عنوان ظرفیت رزرو را می‌دهد (کمیته تنظیم انرژی آمریکا [1]، ۲۰۰۶).

۳- مدل‌سازی اقتصادی پاسخگویی تقاضای برق

تابع خطی تقاضا، ساده‌ترین و در عین حال متداول‌ترین نوع مدل‌سازی رابطه بین قیمت و مقدار تقاضای مشترکین مصرف برق است که به صورت رابطه خطی (۱) در نظر گرفته می‌شود (اشوپ، کارامانیس، تابورس و بون، ۱۹۸۸):

(۱)

$$D(i) = b - aP(i)$$

که در آن $D(i)$ تقاضای مصرف برق و $P(i)$ قیمت برق مصرفی است. a شیب تابع تقاضا و b عرض از مبدأ آن است. با استفاده از تعریف کشش قیمتی خودی تقاضا خواهیم داشت:

(۲)

$$E(i,i) = \frac{P(\mathrm{i})}{D(i)} \times \frac{\partial D(i)}{\partial P(i)}$$

با جای‌گذاری رابطه (۱) در رابطه (۲) کشش خودی انعطاف‌پذیر تقاضا به صورت رابطه (۳) محاسبه می‌شود:

(۳)

$$E(i,i) = \frac{-a.P(i)}{-aP(i)+b}$$

در ابتدا فرض می‌شود که برق با سه قیمت متفاوت $P(i)$، $P(j)$ و $P(k)$ به ترتیب برای ساعت‌های کم‌مصرفی، میان‌مصرفی و اوج مصرف به مشترکین عرضه می‌شود. هنگامی که قیمت برق برابر با $P(i)$ ریال بر کیلووات ساعت باشد، مصرف‌کننده به میزان $D(i)$

1- Federal Energy Regulatory Commission Staff

کیلووات ساعت مصرف می‌کند و به طور مشابه برای قیمت‌های $P(j)$ و $P(k)$ ریال بر کیلووات ساعت، میزان $D(j)$ و $D(k)$ کیلووات ساعت به عنوان مصرف مشترکین برق در نظر گرفته می‌شود. در این صورت مبلغی که مشترکین برق جهت مصرف برق در بازه زمانی مشخصی می‌پردازند (I) به صورت رابطه (۴) خواهد بود:

(۴)

$$P(i)D(i)+P(\mathrm{j})D(j)+P(k)D(k)=I$$

با استفاده از رابطه (۱)، مقادیر $P(i)$، $P(j)$ و $P(k)$ در روابط (۶) تا (۸) بیان می‌شوند:

(۵)

$$P(i)=\frac{-D(i)+b}{a}$$

(۶)

$$P(j)=\frac{-D(j)+b}{a}$$

(۷)

$$P(k)=\frac{-D(k)+b}{a}$$

با جای‌گذاری روابط (۵)، (۶) و (۷) در رابطه (۴) خواهیم داشت:

(۸)

$$-D(i)^{2}+bD(i)-(\mathrm{a})^{2}.(P(i)^{2}+P(k)^{2})+a.b.(P(j)+\mathrm{P(k)})-\mathrm{aI}=0$$

با به دست آوردن $D(i)$ از رابطه (۸) و محاسبه مشتق آن نسبت به $P(j)$ رابطه (۹) برقرار است:

(۹)

$$\frac{\partial D(i)}{\partial P(j)}=\frac{-2a^{2}.P(j)+a.b}{\left\{b^{2}+4\left[-a^{2}\left(P(j)^{2}+P(k)^{2}\right)+a.b\left(P(j)+P(k)\right)-a.I\right]\right\}^{1/2}}$$

با استفاده از تعریف کشش متقابل تقاضا،کشش متقابل تقاضای انعطاف‌پذیر (برای دوره iام در مقابل دوره jام) به صورت رابطه (۱۰) خواهد بود:

(۱۰)

$$E(i,j)=\frac{-2a^{2}.P(j)+a.b}{\left\{b^{2}+4\left[-a^{2}\left(P(j)^{2}+P(k)^{2}\right)+a.b\left(P(j)+P(k)\right)-a.I\right]\right\}^{1/2}}\times\frac{P(j)}{-a.P(i)+b}$$

بر این اساس برای یک دوره ۲۴ ساعته، ضرایب کشش خودی و متقابل به صورت یک ماتریس ۲۴×۲۴ خواهد بود که می‌توان آن را به صورت ر فرمول‌بندی کرد:

(۱۱)

$$\begin{bmatrix}\Delta D(1)\\ \Delta D(2)\\ \Delta D(3)\\ \vdots\\ \Delta D(24)\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}E(1,1) & E(1,2) & \cdots & \cdots & E(1,24)\\ E(2,1) & E(2,2) & \cdots & \cdots & \cdots\\ \cdots & \cdots & E(i,i) & \cdots & \cdots\\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots\\ E(24,1) & \cdots & E(24,j) & \cdots & E(24,24)\end{bmatrix}\times\begin{bmatrix}\Delta P(1)\\ \Delta P(2)\\ \Delta P(3)\\ \vdots\\ \Delta P(24)\end{bmatrix}$$

عناصر قطری این ماتریس بیانگر کشش خودی و عناصر غیر قطری آن بیانگر کشش متقابل است. ستون jام این ماتریس نشان می‌دهد چگونه تغییر قیمت در دوره jام، بر میزان قیمت در سایر دوره‌ها تأثیر می‌گذارد. عناصر قطری این ماتریس کشش خودی و عناصر غیرقطری آن کشش متقابل است.

۳-۱- مدل‌سازی تقاضای برق کشش‌پذیر یک‌دوره‌ای

بعضی از تقاضاهای برق قادر به جابه‌جایی از یک دوره به دوره دیگر نیستند (مانند روشنایی‌های عمومی) و این نوع روشنایی‌ها فقط می‌توانند روشن یا خاموش شوند. چنین تقاضاهایی دارای کشش یک دوره‌ای هستند و با کشش خودی قیمت نشان داده می‌شوند. اگر مصرف‌کننده براساس مقادیری که به عنوان پاداش و جریمه در قرارداد تعیین می‌شود،

میزان تقاضای خود را از $D_{\cdot}(i)$ (مقدار مصرف اولیه) به $D(i)$ تغییر دهد، تغییر در تقاضا برابر است با (رابطه (۱۲)):

(۱۲)

$$\Delta D(i) = D(i) - D_{\cdot}(i)$$

اگر $A(i)$ واحد پولی به عنوان پاداش در دوره iام به ازای هر کیلووات ساعت کاهش در تقاضا به مصرف‌کننده برق پرداخت شود، کل پاداش پرداخته شده ناشی از مشارکت در برنامه پاسخگویی تقاضا ($Pr(\Delta D(i))$) به صورت رابطه (۱۳) خواهد بود:

(۱۳)

$$Pr(\Delta D(i)) = A(i).[D(i) - D_{\cdot}(i)]$$

بنابراین، اگر مصرف‌کننده‌ای در برنامه‌های پاسخگویی تقاضا شرکت کرده و بر اساس قرارداد به تعهدات خود عمل نکند با جریمه مواجه خواهد شد. اگر میزان کاهش تقاضای قرارداد شده برای دوره‌ی iام برابر با $IC(i)$ و میزان جریمه برای همین دوره برابر با $Pen(i)$ باشد در این صورت کل جریمه ناشی از افزایش تقاضا برابر $Pen(\Delta D(i))$ خواهد بود و برابر است با رابطه (۱۴):

(۱۴)

$$Pen(\Delta D(i)) = Pen(i).\{IC - [D_{\cdot}(i) - D(i)]\}$$

با این فرض که $B(D(i))$ برابر با میزان درآمد مشترکین مصرف برق در دوره iام از مصرف $D(i)$ کیلووات ساعت برق باشد، مطلوبیت مشترکین مصرف برق در دوره iام به صورت رابطه (۱۵) خواهد بود (کیرشن[1]، ۲۰۰۲):

(۱۵)

$$U = B(D(i)) - D(i).P(i) + \Pr(\Delta D(i)) - Pen(\Delta D(i))$$

1- Kirschen

براساس قواعد بهینه‌سازی کلاسیک به منظور حداکثر کردن مطلوبیت مشترکین مصرف برق باید $\frac{\partial U}{\partial D(i)}$ برابر با صفر باشد، بنابراین (رابطه (۱۶)):

(۱۶)

$$\frac{\partial U}{\partial\left(D\left(i\right)\right)}=\frac{\partial B\left(D\left(i\right)\right)}{\partial D\left(i\right)}-P\left(i\right)+\frac{\partial Pr\left(\Delta D\left(i\right)\right)}{\partial D\left(i\right)}-\frac{\partial Pen\left(\Delta D\left(i\right)\right)}{\partial D\left(i\right)}=۰$$

با حل رابطه (۱۶)، رابطه (۱۷) را خواهیم داشت:

(۱۷)

$$\frac{\partial B\left(D\left(i\right)\right)}{\partial D\left(i\right)}=P\left(i\right)+A\left(i\right)+Pen\left(i\right)$$

تابع مطلوبیت مشترکین مصرف برق -که اغلب مورد استفاده قرار می‌گیرد- تابعی درجه دو و به صورت رابطه (۱۸) در نظر گرفته می‌شود (اشوپ، کارامانیس، تابورس و بون، ۱۹۸۸):

(۱۸)

$$B\left(D\left(i\right)\right)=B_{۰}\left(i\right)+P_{۰}\left(i\right)\left[D\left(i\right)-D_{۰}\left(i\right)\right]\left\{۱+\frac{D\left(i\right)-D_{۰}\left(i\right)}{۲E\left(i,i\right).D_{۰}\left(i\right)}\right\}$$

که در آن $B_{۰}\left(i\right)$ سود اولیه ناشی از متقاضای اولیه $D_{۰}\left(i\right)$ و $E\left(i,i\right)$ کشش قیمتی خودی تقاضای برق در دوره iام است. با مشتق‌گیری از رابطه (۱۸) و محاسبه $\frac{\partial B\left(\mathrm{D(i)}\right)}{\partial D(i)}$ و قرار دادن آن در رابطه (۱۷)، رابطه (۱۹) را خواهیم داشت:

(۱۹)

$$P\left(i\right)+A\left(i\right)+Pen\left(i\right)=P_{۰}\left(i\right)\left\{۱+\frac{D\left(i\right)-D_{۰}\left(i\right)}{E\left(i,i\right).D_{۰}\left(i\right)}\right\}$$

بنابراین با استفاده از رابطه (۱۹) میزان تقاضای مصرف‌کننده در دوره‌ی iام به صورت رابطه (۲۰) حاصل می‌شود:

(۲۰)

$$D(i)=D_{0}(i)\left\{1+E(i,i).\frac{\left[P(i)-P_{0}(i)+A(i)+Pen(i)\right]}{P_{0}(i)}\right\}$$

۳-۲- مدلسازی تقاضای برق کشش‌پذیر چند دوره‌ای

بعضی از مصارف می‌توانند از یک دوره اوج مصرف به دوره با مصرف کمتر انتقال پیدا کنند. چنین رفتاری، کشش چند دوره‌ای نامیده می‌شود و با کشش متقابل نشان داده می‌شود. بر اساس تعریف کشش‌پذیری متقابل تقاضا و با فرض خطی بودن تابع تقاضا رابطه (۲۱) را خواهیم داشت:

(۲۱)

$$\frac{\partial D(i)}{\partial P(j)}=Constant \qquad for\ i,j=1,2,3,\ldots,24$$

در این‌صورت رابطه خطی (۲۲) بین قیمت و مقدار تقاضا برقرار خواهد بود (شایسته و مقدم[1]، ۲۰۱۰):

(۲۲)

$$D(i)=D_{0}(i)+\sum_{i=1,\ i\neq j}^{24}E(i,j).\frac{D_{0}(i)}{P_{0}(j)}.\left[P(j)-P_{0}(j)\right] \qquad i=1,2,3,\ldots,24$$

اگر پاداش و جریمه نیز در نظر گرفته شود، مدل چند دوره‌ای به صورت رابطه (۲۳) خواهد بود (اعلمی، مقدم و یوسفی[2]، ۲۰۱۰):

(۲۳)

$$D(i)=D_{0}(i)\left\{1+\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{24}E(i,j).\frac{\left[P(j)-P_{0}(j)+A(i)+Pen(i)\right]}{P_{0}(j)}\right\}$$

1- Shayesteh & Moghaddam
2- Aalami , Moghaddam and Yousefi

مدل‌سازی اقتصادی پاسخگویی تقاضای برق از ترکیب مدل‌سازی تقاضاهای تک دوره‌ای و چنددوره‌ای حاصل می‌شود بنابراین با ترکیب روابط (۲۰) و (۲۳)، مدل اقتصادی تقاضای برق مبتنی بر پاداش و جریمه به صورت رابطه‌ی (۲۴) خواهد بود:

(۲۴)

$$D(i) = D_0(i)\{1 + E(i,i).\frac{[P(i) - P_0(i) + A(i) + Pen(i)]}{P_0(i)} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{24} E(i,j).\frac{[P(j) - P_0(j) + A(j) + Pen(j)]}{P_0(j)}\}$$

حال با جای گذاری روابط (۳) و (۱۰) مربوط به کشش خودی و متقابل قیمتی تقاضا در رابطه (۲۴)، مدل اقتصادی تقاضای برق با کشش انعطاف‌پذیر به صورت رابطه (۲۵) به دست می‌آید:

(۲۵)

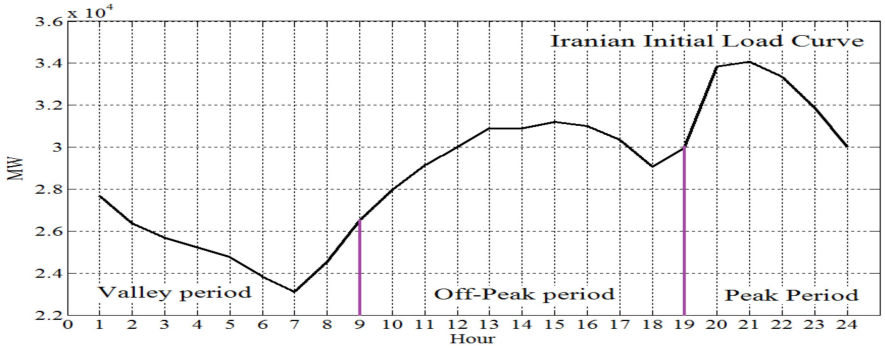
$$D(i) = D_0(i)\{1 + \frac{-a.P(i)[P(i) - P_0(i) + A(i) + Pen(\mathrm{i})]}{P_0(i)[-a.P(i) + b]} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{24} \frac{-2a^2.P(j) + a.b}{\left\{b^2 + 4\left[-a^2\left(P(j)^2 + P(k)^2\right) + a.b\left(P(j) + P(k)\right) - a.I\right]\right\}^{1/2}}. \times \frac{P(\mathrm{j})[P(j) - P_0(j) + A(j) + Pen(j)]}{P_0(j)[-a.P(j) + b]}\}$$

رابطه (۲۵) میزان تقاضای مصرف‌کنندگان برق در یک دورهی ۲۴ ساعته با شرکت در برنامه‌های پاسخگویی تقاضا را مشخص می‌کند. در این حالت سود مصرف‌کنندگان برق حداکثر می‌شود. با استفاده از این رابطه می‌توان میزان مصرف مشترکین برق را پس از

اجرای هر یک از برنامه‌های پاسخگویی تقاضا برای ساعت‌های کم‌مصرفی، میان‌مصرفی و اوج مصرف تعیین کرد. بر اساس رابطه (۲۵)، میزان کشش تقاضای برق به میزان قیمت برق در هر ساعت، قیمت برق در ساعت‌های کم‌مصرفی، میان‌مصرفی و اوج مصرف و همچنین مقدار تشویق/ جریمه تعیین شده در هر برنامه بستگی دارد و با تغییر قیمت یا تغییر میزان تشویق و جریمه در هر یک از برنامه‌های پاسخگویی تقاضا، می‌توان میزان تقاضای برق در هر دوره (در این حالت هر ساعت) را به دست آورد.

٤- تحلیل نتایج تجربی شبیه‌سازی برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق در سناریوهای مختلف

در این قسمت با شبیه‌سازی برنامه‌های پاسخگویی تقاضای حاصل شده در رابطه (۲۵)، تأثیر این برنامه‌ها بر منحنی تقاضا در سناریوهای مختلف بررسی شده و سپس مؤثرترین راهکارها در هر مورد شناسایی شده و مورد ارزیابی قرار می‌گیرند. در تحلیل عددی صورت گرفته، منحنی تقاضای روزانهی مصرف برق ایران در تاریخ ۱۳۸۷/۰۶/۰۵ (روز اوج مصرف برق) برای مطالعه در نظر گرفته شده است که در شکل (۱) نشان داده شده است. این منحنی به سه دوره جداگانه کم‌مصرفی (ساعات ۲۴ شب الی ۹ صبح)، میان‌مصرفی (ساعات ۹ صبح الی ۱۹) و ساعات اوج مصرف (ساعات ۱۹ الی ۲۴) تقسیم شده است.



شکل (۱)- منحنی تقاضای برق ایران در روز اوج مصرف ۲۰۰۷/۰۸/۲۸- (۱۳۸۷/۰٦/۰۵)

منبع: Moghaddam et al. (2011)

قیمت فروش برق در سال ۱۳۸۷، ۱۶۰ریال (برای هر کیلووات ساعت) به عنوان تعرفه ثابت، ۴۰۰ ریال (برای هر کیلووات ساعت) در ساعات اوج مصرف، ۱۶۰ ریال (برای هر کیلووات ساعت) در ساعات میان‌مصرفی و ۴۰ ریال (برای هر کیلووات ساعت) در ساعات کم‌مصرفی گزارش شده است (آمارهای گزارش شده وزارت نیرو در سال ۱۳۸۷).

٤-۱- شبیه‌سازی برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق زمان‌محور

در این قسمت، برنامه‌های زمان استفاده (*TOU*)، برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان واقعی (*RTP*)، برنامه‌های قیمت‌گذاری اوج بحران (*CPP*) و ترکیب برنامه‌های زمان استفاده (*TOU*) به عنوان برنامه‌های زمان‌محور مورد بررسی و مقایسه قرار می‌گیرند. حداکثر پتانسیل اجرای برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان‌محور برابر با ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است (خدایی و دیگران[1]، ۲۰۱۱). به عبارت دیگر، فرض می‌شود ۱۰ درصد از کل مشترکین برق در اجرای این برنامه‌ها شرکت می‌کنند تا به این وسیله اپراتور مستقل سیستم (*ISO*) بتواند پیک‌سایی انجام داده و از جهش قیمت‌ها یا بروز خاموشی جلوگیری کند.

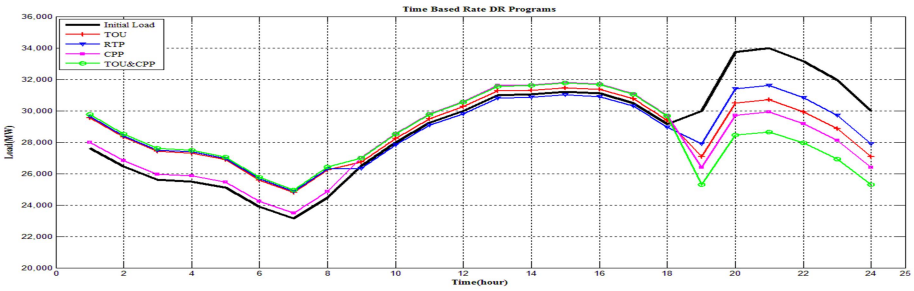
با استفاده از مدل به دست آمده برای برنامه‌های پاسخگویی تقاضا و استفاده از مقادیر ذکر شده در جدول (۱) برای قیمت‌های مختلف برق و میزان پاداش و جریمه و با فرض مشارکت ۱۰ درصدی مشترکین در برنامه پاسخگویی، با استفاده از نرم‌افزار *MATLAB*، شبیه‌سازی سناریوهای مختلف روی منحنی تقاضای اولیه مشترکین اجرا می‌شود تا منحنی تقاضای جدید مشخص شود. در شکل (۲) تأثیر اجرای این برنامه‌ها بر منحنی تقاضا فوق نشان داده شده است.

1- Khodaei, Shahidehpour and Bahramirad

جدول (۱)- جزئیات برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق زمان‌محور

شماره برنامه	نوع برنامه	(ریال/کیلووات ساعت)		
		قیمت الکتریسیته	مبلغ پاداش	مبلغ جریمه
۰	حالت مبنا	۱۶۰ در تمام ساعات	۰	۰
۱	*TOU*	۴۰،۱۶۰،۴۰۰ در ساعات کم مصرفی، میان مصرفی و اوج مصرف	۰	۰
۲	*CPP*	۸۰۰ در ساعات ۲۰،۲۱،۲۲	۰	۰
۳	*RTP*	۴۰،۴۰،۴۰،۴۰،۲۰،۲۰،۲۰،۲۰ ۱۶۰،۱۶۰،۱۶۰،۱۶۰ ۲۰۰،۲۰۰،۲۰۰،۲۰۰،۱۶۰،۱۶۰،۱۶۰ ۵۰۰،۵۰۰،۵۰۰،۱۶۰،۱۶۰ بترتیب در ساعات ۱ تا ۲۴	۰	۰
۴	*TOU+CPP*	۴۰،۱۶۰،۴۰۰ در ساعات کم مصرفی، میان مصرفی و اوج مصرف و ۸۰۰ در ساعات ۲۰،۲۱،۲۲	۰	۰

منبع: آمارهای گزارش شده وزارت نیرو در سال ۱۳۸۷



شکل (۲)- تأثیر اجرای برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان‌محور روی منحنی تقاضا

منبع: یافته‌های تحقیق

با توجه به نتایج شبیه‌سازی شده، در حالت اجرای برنامهی پاسخگویی تقاضای زمان استفاده *(TOU)*، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف

و عدم اجرای برنامه پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۴۶۲ مگاوات ساعت و به میزان ۸/۲ درصد کاهش یافته است. در حالت اجرای برنامه قیمت‌گذاری اوج بحران (*CPP*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۷۹۹ مگاوات ساعت و به میزان ۷/۱ درصد کاهش یافته است. در حالت اجرای برنامه قیمت‌گذاری زمان واقعی (*RTP*) تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۶۲۲ مگاوات ساعت و به میزان ۷/۷ درصد کاهش یافته است. در حالت اجرای همزمان برنامه پاسخگویی تقاضای زمان استفاده و برنامه قیمت‌گذاری اوج بحران (*CPP*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۷۶۲ مگاوات ساعت و به میزان ۷/۲ درصد کاهش یافته است. بنابراین، اجرای برنامه قیمت‌گذاری اوج بحران (*CPP*) نسبت به دیگر برنامه‌های زمان‌محور بیشترین کاهش را در تقاضای برق نسبت به روز اوج مصرف ایجاد کرده است.

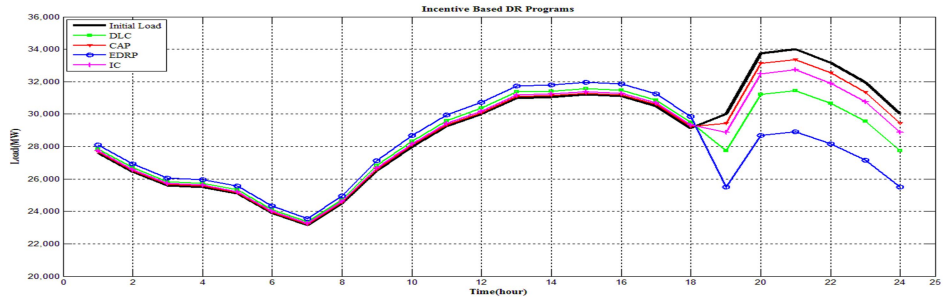
٤-۲- شبیه‌سازی برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق در برنامه‌های تشویق‌محور

در این قسمت، برنامه‌های کنترل مستقیم تقاضا (*DLC*)، برنامه‌های پاسخگویی تقاضای اضطراری (*EDRP*)، برنامه‌های قطع یا کاهش خدمات تقاضا (*I/C*) و برنامه‌های بازار ظرفیتی (*CAP*) به عنوان برنامه‌های تشویق‌محور مورد بررسی قرار می‌گیرند. مشابه قسمت قبل نتایج شبیه‌سازی برای پتانسیل ۱۰ درصدی اجرای برنامه‌های پاسخگویی تقاضا ارزیابی شده است. ویژگی‌های هر یک از این سناریوها در جدول (۲) بیان شده است. با استفاده از مدل اقتصادی پاسخگویی تقاضا و با اعمال تغییرات در میزان پاداش و جریمه، سناریوهای مختلفی روی منحنی تقاضای برق اولیه اجرا می‌شود تا منحنی تقاضای جدید مشخص شود. شکل (۳) تأثیر اجرای این برنامه‌ها بر منحنی تقاضا را نشان می‌دهد.

جدول (۲)- جزئیات برنامه‌های پاسخگویی تقاضای تشویق‌محور با اعمال تغییرات در میزان پاداش و جریمه

شماره برنامه	نوع برنامه	(ریال/کیلووات ساعت)		
		قیمت الکتریسیته	مبلغ پاداش	مبلغ جریمه
۰	حالت مبنا	۱۶۰ در تمام ساعات	--	--
۵	*DLC*	۱۶۰ در تمام ساعات	۲۰۰	۰
۶	*EDRP*	۱۶۰ در تمام ساعات	۴۰۰	۰
۷	*CAP*	۱۶۰ در تمام ساعات	۱۰۰	۵۰
۸	*I/C*	۱۶۰ در تمام ساعات	۲۰۰	۱۰۰

منبع: آمارهای گزارش شده وزارت نیرو در سال ۱۳۸۷



شکل (۳)- تأثیر اجرای برنامه‌های پاسخگویی تقاضای تشویق‌محور روی منحنی تقاضا

منبع: یافته‌های تحقیق

با توجه به نتایج شبیه‌سازی شده، در حالت اجرای برنامه پاسخگویی تقاضای کنترل مستقیم تقاضا *(DLC)*، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۵۷۴ مگاوات ساعت و به میزان ۷/۹ درصد کاهش یافته است. با اجرای برنامه پاسخگویی تقاضای اضطراری

(*EDRP*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۹۴۹ مگاوات ساعت و به میزان ۶/۶ درصد کاهش یافته است. با اجرای برنامه بازار ظرفیتی (*CAP*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه‌ی پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۳۳۶۳ مگاوات ساعت و به میزان ۲ درصد کاهش یافته است. با اجرای برنامه‌های قطع یا کاهش خدمات تقاضا (*I/C*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۲۷۲۵ مگاوات ساعت و به میزان ۴ درصد کاهش یافته است. بنابراین، اجرای برنامه پاسخگویی تقاضای کنترل مستقیم تقاضا (*DLC*)، نسبت به دیگر برنامه‌های تشویق‌محور بیشترین کاهش را در تقاضای برق نسبت به روز اوج مصرف ایجاد کرده است.

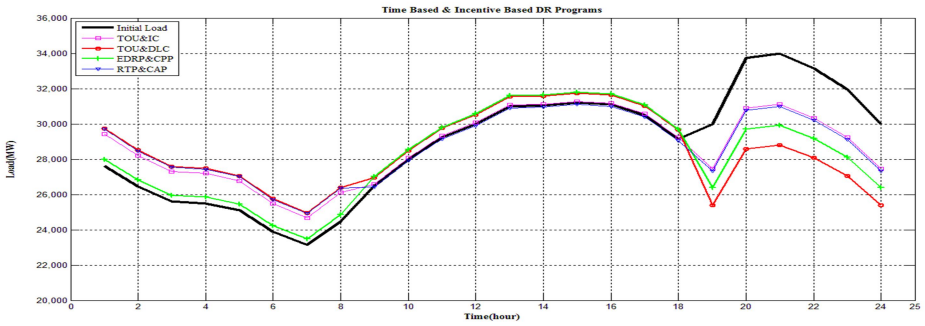
٤-۳- شبیه‌سازی برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق با اجرای همزمان برنامه‌های زمان‌محور و تشویق‌محور

در این قسمت به بررسی اجرای همزمان برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان‌محور و تشویق‌محور پرداخته شده است. با استفاده از مدل اقتصادی برنامه‌های پاسخگویی تقاضا و با اعمال تغییرات در قیمت برق، پاداش و جریمه، سناریوهای مختلف روی منحنی تقاضای اولیه اجرا می‌شود تا منحنی تقاضای جدید مشخص گردد. ویژگی‌های هر یک از این سناریوها در جدول (۳) بیان شده است. در شکل (۴) نیز تأثیر اجرای این برنامه‌ها بر منحنی تقاضا به ازای مشارکت ۱۰ درصدی مشترکین برق نشان داده شده است.

جدول (۳)- جزئیات برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان محور و تشویق محور (اجرای همزمان)

شماره برنامه	نوع برنامه	(ریال/کیلووات ساعت)		
		قیمت الکتریسیته	مبلغ پاداش	مبلغ جریمه
۰	حالت مبنا	۱۶۰ در تمام ساعات	--	--
۹	*TOU&DLC*	۴۰،۱۶۰،۴۰۰ به ترتیب در ساعات کم مصرفی، میان مصرفی و اوج مصرف	۲۰۰	۰
۱۰	*TOU&I/C*	۴۰،۱۶۰،۴۰۰ به ترتیب در ساعات کم مصرفی، میان مصرفی و اوج مصرف	۲۰۰	۱۰۰
۱۱	*RTP&CAP*	۴۰،۴۰،۴۰،۴۰،۲۰،۲۰،۲۰،۲۰،۱۶۰،۱۶۰،۱۶۰، ۲۰۰،۲۰۰،۲۰۰،۲۰۰،۱۶۰،۱۶۰،۱۶۰،۵۰۰،۵۰۰،۵۰ ۰،۱۶۰،۱۶۰ به ترتیب در ساعات ۱ تا ۲۴	۱۰۰	۵۰
۱۲	*CPP&EDRP*	۸۰۰ در ساعات ۲۰،۲۱،۲۲	۴۰۰	۰

منبع: آمارهای گزارش شده وزارت نیرو در سال ۱۳۸۷



شکل (۴)- تأثیر اجرای همزمان برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان محور و تشویق محور

منبع: یافته‌های تحقیق

با اجرای همزمان برنامه‌های زمان استفاده *(TOU)* و کنترل مستقیم تقاضا *(DLC)*، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه

پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۷۴۳ مگاوات ساعت و به میزان ۷/۳ درصد کاهش یافته است. با اجرای همزمان برنامه‌های زمان استفاده (*TOU*) و برنامه‌های قطع یا کاهش خدمات تقاضا (*I/C*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۲۷۴ مگاوات ساعت و به میزان ۸/۹ درصد کاهش یافته است. با اجرای همزمان برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان واقعی (*RTP*) و قیمت‌گذاری اوج بحران (*CAP*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه‌ی پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۰۹۷ مگاوات ساعت و به میزان ۹/۵ درصد کاهش یافته است. با اجرای همزمان برنامه‌های پاسخگویی تقاضای قیمت‌گذاری اوج بحران (*CPP*) و برنامه‌های پاسخگویی تقاضای اضطراری (*EDRP*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه پاسخگویی) از ۳۴۰۵۸ به ۳۱۷۹۹ مگاوات ساعت و به میزان ۷/۱ درصد کاهش یافته است. بنابراین، اجرای همزمان برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان واقعی (*RTP*) و قیمت‌گذاری اوج بحران (*CAP*)، تقاضای برق مصرفی در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه پاسخگویی) نسبت به دیگر برنامه‌های همزمان اجرا شده، بیشترین کاهش را در تقاضای برق ایجاد کرده است.

این نتایج منطبق با نتایج اعلمی، مقدم و یوسفی (۲۰۱۰)، پارسامقدم، عبدالهی و رشیدی‌نژاد (۲۰۱۱) و اشوپ، کارامانیس، تابورس و بون۱ (۱۹۸۸) است، بنابراین اجرای برنامه قیمت‌گذاری اوج بحران (*CPP*)، برنامه‌های زمان‌محور برنامه‌های پاسخگویی تقاضای کنترل مستقیم تقاضا (*DLC*)، برنامه‌های تشویق‌محور و اجرای همزمان برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان واقعی (*RTP*) و قیمت‌گذاری اوج بحران (*CAP*)، تقاضای برق مصرفی را در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه پاسخگویی) کاهش می‌دهند.

1- Schweppe, Caramanis, Tabors and Bohn

۵- نتیجه‌گیری و پیشنهاد

در حال حاضر به منظور جلوگیری از جهش قیمت‌ها و افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های قدرت، در بسیاری از بازارهای برق دنیا، برنامه‌های پاسخگویی تقاضای برق اجرا می‌شود. مدل‌سازی ریاضی این برنامه‌ها به مجریان، سیاست‌گذاران و قانون‌گذاران بازارهای برق این امکان را می‌دهد تا رفتار مشترکین برق را در قبال برنامه‌های مختلف ارزیابی کرده و اثرات برنامه‌های پاسخگویی تقاضا بر کاهش قیمت‌ها و افزایش قابلیت اطمینان سیستم را بررسی کنند.

اپراتورهای بازار برق می‌توانند با استفاده از مدل اقتصادی پاسخگویی تقاضا مشخصات جدید منحنی تقاضا را با وجود برنامه‌های پاسخگویی تقاضا تخمین زده و براساس آن برای بهره‌برداری شبکه قدرت برنامه‌ریزی کنند. در این راستا مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی تقاضا به عنوان یکی از مهم‌ترین ابزارهای مدیریتی کنترل تقاضا جهت شبیه‌سازی رفتار مشترکان مورد بررسی قرار گرفته و یک مدل اقتصادی از برنامه‌های پاسخگویی تقاضا بر اساس کشش تقاضا و تابع سودمندی مشترکین برق ارائه شده است. در پایان با استفاده مدل پاسخگویی تقاضای با کشش انعطاف‌پذیر، تأثیر برنامه‌های پاسخگویی تقاضای زمان‌محور و تشویق‌محور در سناریوهای متفاوت شبیه‌سازی شده است. نتایج عددی حاصل از شبیه‌سازی بیانگر این است که در اجرای برنامه قیمت‌گذاری اوج بحران *(CPP)*، نسبت به دیگر برنامه‌های زمان‌محور بیشترین کاهش را در تقاضای برق نسبت به روز اوج مصرف ایجاد کرده است. همچنین اجرای برنامه‌ی پاسخگویی تقاضای کنترل مستقیم تقاضا *(DLC)*، نسبت به دیگر برنامه‌های تشویق‌محور بیشترین کاهش را در تقاضای برق نسبت به روز اوج مصرف ایجاد کرده است. اجرای همزمان برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان واقعی *(RTP)* و قیمت‌گذاری اوج بحران *(CAP)*، تقاضای برق مصرفی را در مقایسه با حالت مبنا (روز اوج مصرف و عدم اجرای برنامه‌ی پاسخگویی) نسبت به دیگر برنامه‌های همزمان اجرا شده، بیشترین کاهش را در تقاضای برق ایجاد کرده است.

از آنجا که در مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی تقاضا به عوامل خاص شبکه‌های جدید نظیر قیمت برق و محرک‌های پاداش و جریمه پرداخته می‌شود، بررسی تأثیر سایر عوامل همچون وجود حامل‌های مکمل و جایگزین انرژی که بر شیب تابع تقاضا تأثیر می‌گذارند، در تحقیقات بعدی پیشنهاد می‌شود.

٦- منابع

الف) فارسی

۱- اعلمی، حبیب الله، یوسفی، غلامرضا و پارسامقدم، محسن (۱۳۸۷)، «تأثیر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر منحنی مصرف برق روزانه کشور»، نشریه مهندسی برق و کامپوتر ایران، سال ۶(۴): ۱۶-۳۰۸.

۲- محمد حسینی میرزایی، شهلا و حدادی‌پور، شاپور (۱۳۹۱)، «بررسی برنامه‌های پاسخگویی بار برای شرکت توزیع برق استان اصفهان»، تهران: *کنفرانس منطقه‌ای سیرد*.

ب) انگلیسی

1- Aalami, H. A., M. P. Moghaddam and G. R. Yousefi (2010), "Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs," *Applied Energy*, 87(1), pp. 243-250.

2- Albadi, M. H. and E. F. El-Saadany (2008), "A summary of demand response in electricity markets", *Electric Power Systems Research*, 78(11): 1989-1996.

3- Centolella, P (2010), "The integration of Price Responsive Demand into Regional Transmission Organization (RTO) wholesale power markets and system operations", *Energy*, 35(4): 1568 -1574.

4- Farhangi, H (2010), "The Path of the Smart Grid", *IEEE power & energy magazine,* Vol.8.

5- Federal Energy Regulatory Commission Staff (2009), "Assessment of Demand Response and Advanced Metering", Federal Energy Regulatory Commission, FERC.

6- Herter, K., P. McAuliffe, and A. Rosenfeld (2007), "An exploratory analysis of California Residential Customer Response to Critical Peak Pricing of Electricity", *Energy, 32*(1), pp. 25-34.

7- Hirst, E (2002), "The Financial and Physical Insurance Benefits of Price-Responsive Demand", *The Electricity Journal*, 15(4), pp. 66-73.

8- Iran Ministry of Energy (2008), "Statistical Information on Energy Balance". <http://www.iranenergy.org.ir>.

9- Iran Power Industry Statistics, <http://amar.tavanir.org.ir>.

10- Khodaei, A., M. Shahidehpour and S. Bahramirad (2011), "SCUC With Hourly Demand Response Considering Intertemporal Load Characteristics," *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(3): 564-571.

11- Kirschen, D. S., G. Strbac, P. Cumperayot and D. Mendes (2000), "Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices," *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2): 612-617.

12- Palensky,P. and D. Dietrich (2011), "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3): 381-388.

13- Schweppe, F. C., M. C. Caramanis, R. D. A. Tabors and R. E. Bohn (1988), "Spot Pricing of Electricity", Boston, MA: Kluwer Academic Publishers.

14- Shayesteh, E., M. P. Moghaddam, A. Yousefi, M-R. Haghifam and M. K. Sheik-El-Eslami (2010), "A demand side approach for congestion management in competitive environment," European Transactions on Electral Power, 20(4): 470-490.

15- Valero, S., M. Ortiz, C. Senabre, C. Alvarez, F. Franco and A. Gabaldon (2007), "Methods For Customer and Demand Response Policies Selection in New Electricity Markets", *IET Generation, Transmission & Distribution*, 1(1): 104-110.