Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

پتانسیل‌سنجی اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار (مطالعه موردی: استان کرمانشاه)

احسان ده‌نوی [۱]، حمدی عبدی [۲]

تاریخ دریافت مقاله: ۹۵/۰۸/۱۶

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۶/۰۱/۱۰

چکیده:

پاسخگویی بار (Demand Response) به عنوان یکی از مؤلفه‌های اصلی شبکه‌های هوشمند الکتریکی به معنی مشارکت مصرف کنندگان در اصلاح الگوی مصرف در زمان‌های پیک بار به منظور دست‌یابی به قیمت‌های مناسب و بهبود قابلیت اطمینان شبکه است. در این مقاله، ابتدا انواع برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت و مبتنی بر تشویق و همچنین تمام زیر مجموعه‌های مربوط بررسی می‌شوند، سپس برنامه‌های مدل‌سازی شده بر منحنی مصرف برق استان کرمانشاه در تاریخ ۹۴/۴/۳۱ پیاده‌سازی می‌شوند. همچنین اثرات اجرای آنها بر کاهش هزینه، بهبود مشخصات منحنی بار و در نتیجه افزایش قابلیت اطمینان شبکه تجزیه و تحلیل می‌گردد. در پایان، راهکاری مناسب به منظور اولویت‌بندی اجرای انواع برنامه‌های پاسخگویی بار بر اساس سیاست‌های مختلف شرکت برق ارائه خواهد شد.

کلمات کلیدی:

برنامه‌های پاسخگویی بار، شبکه هوشمند، مدل‌سازی و اولویت بندی، استان کرمانشاه

۱) کارشناسی ارشد، گروه مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی دانشگاه رازی Dehnavi.eh@gmail.com

۲)) استادیار، گروه مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی دانشگاه رازی (نویسنده مسئول) Hamdiabdi@razi.ac.ir

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

مقدمه

شبکه‌های هوشمند برق به طور فراگیر در اروپا، آمریکای شمالی و آسیا راه اندازی شده و یا در حال راه اندازی هستند در حالی‌که در دیگر نقاط جهان روند اجرای این شبکه‌ها به صورت تدریجی درحال شکل‌گیری است. بیشتر کشورهای اروپایی یا دارای یک چارچوب قانونی برای اجرای شبکه‌های برق هوشمند بوده و یا درحال تدوین آن می‌باشند [۲۷]. در بخش عظیمی از کشورهای کانادا و آمریکا، بسترهای کنتورهای هوشمند تدوین و درحال بهره برداری است و این کشورها درحال استفاده از کاربری پاسخ به تقاضا هستند [۱۲]. در کشورهای اقیانوسیه پروژه‌های آزمایشی در زمینه نصب و راه‌اندازی سامانه‌های اندازه گیری هوشمند[1] (AMIs) و پاسخ به تقاضا اجرا گردیده است درحالی که بخش عظیمی از سرمایه گذاری بر پروژه های تولید پراکنده در کشورهایی هم‌چون استرالیا تمرکز یافته است [۱۶]. در آسیا، کشورهایی همچون چین و کره جنوبی کاربری‌های AMI و پاسخ به تقاضا را بهره برداری کرده‌اند در حالی‌که کشورهایی نظیر پاکستان، سنگاپور، هند و ترکیه [۱۴] به صورت پروژه‌های آزمایشی کاربری‌های مذکور را به اجرا گذاشته‌اند و در نظر دارند در آینده‌ای نزدیک بهره برداری کامل از این کاربری‌ها را در دستور کار خود قرار دهند. طبق آمار رسمی ارائه شده، اجرای برنامه پاسخگویی بار در سال ۲۰۰۶ باعث کاهش پیک تقاضا ۴.۱-۱.۴ درصد در ایالات متحده آمریکا گردیده است [۱۸].

در ایران نیز همانند سایر کشورها، سرمایه گذاری در شبکه برق هوشمند بیشتر معطوف به نصب کنتورهای سیستم‌های توزیع شده است. بر اساس مصوبات هیئت محترم دولت، اجرای سیستم هوشمند بر عهده وزارت نیرو نهاده شده است و ناظر و طراح اصلی کاربری‌های شبکه‌های برق هوشمند، شرکت توانیر می باشد. این شرکت مسئولیت طراحی شبکه را به سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا) واگذار نموده و قرارداد مهندسی مشاور این پروژه با شرکت مونتکو در سال ۲۰۰۹ امضاء شده است. شرکت مونتکو یک چارچوب ابتدایی و طرح اولیه کار را برای سیستم‌های برق هوشمند تهیه کرده است. نتیجه این مطالعات به اجرای پروژه‌های متعدد آزمایشی در سراسر کشور منجر شده است که تمرکز این پروژه‌ها روی کاربری‌های AMR[2]/AMI است.

در زمینه پاسخگویی بار، مطالعات متعددی گزارش شده اند. دوستی زاده و قاسمی اثرات اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار[3] (DRPs) مبتنی بر قیمت را بر شبکه ۶ باسه بررسی نمودند و نتیجه گرفتند که از مجموعه برنامه‌های مبتنی بر قیمت، برنامه قیمت‌گذاری زمان حقیقی[4] (RTP)، نتایج بهتری به همراه دارد [۳].

1) Advanced Metering Infereqtructures
2) Automatic Meter Reading
3) Demand Response Programs
4) Real Time Pricing

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

مدقق و همکاران به بررسی خروجی یکی از طرح‌های پایلوت (طرح پیاده سازی AMI در مقیاس کوچک) در راستای اجرای پروژه فراسامانه هوشمند اندازه‌گیری و مدیریت انرژی (فهام) پرداختند و دریافتند که استفاده از فناوری جدید PLC مبتنی بر استاندارد IEC61334 بسیار کارا بوده و تمام ابهامات بوجود آمده در زمینه استفاده از فناوری PLC را رفع می‌نماید [۴].

اعلمی و همکاران اثرات تغییر پارامترهای مختلف از جمله نرخ پاداش و جریمه‌های مختلف و همچنین مقادیر متفاوت ماتریس الاستیسیته را بر مشخصات منحنی بار و هزینه بررسی نمودند [۶].

نیکزاد و همکاران اثر برنامه‌های پاسخگویی بار را بر بهبود مشخصه‌های منحنی بار و در نتیجه، بهبود قابلیت اطمینان شبکه و همچنین کاهش هزینه‌های سمت مصرف بررسی نمودند. آنها برنامه پاسخگویی بار به همراه برنامه پخش بار جریان مستقیم[1] را با استفاده از نرم افزار GAMS به منظور ارزیابی بهبود قابلیت اطمینان بر سه سیستم مطالعاتی شبکه ایران، IEEE-RTS و IEEE-29 bus اجرا نمودند که نتایج آن بهبود قابلیت اطمینان شبکه و کاهش هزینه‌ها را پس از اجرای DR تأیید می‌کند [۲۱].

عبدی و همکاران پس از مدل‌سازی انواع برنامه‌های پاسخگویی بار خطی و غیر خطی، مدل تلفیقی برنامه‌های مبتنی بر تشویق و مساله توزیع اقتصادی هزینه آلودگی دینامیک[2] (DEED) را نیز ارائه دادند. در مدل ارائه شده آنها، هزینه‌های سمت تولید و مصرف، همزمان کمینه شده و پاداش بهینه در برنامه‌های پاسخگویی بار به صورت همزمان تعیین می‌گردد [۹].

مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر تشویق و قیمت به منظور پیش بینی صحیح منحنی بار برای شرکت‌های برق از اهمیت بسزایی برخوردار است. اعلمی و همکاران انواع مدل‌های خطی و غیرخطی برنامه‌های مبتنی بر قیمت را استخراج و تأثیر هر مدل را بر کاهش هزینه و افزایش قابلیت اطمینان شبکه بررسی نمودند[۷].

بدون شک، در صورت فراهم آمدن زیر ساخت‌های مورد نیاز، در آینده‌ای نه چندان دور شاهد اجرای شبکه‌های هوشمند و برنامه‌های پاسخگویی در کشور خواهیم بود. طرح فهام سازمان بهره وری انرژی ایران که پروژه‌های پایلوت آزمایشی کوچکی را در سراسر کشور در قالب نصب کنتورهای AMI پیاده سازی می‌کند، به عنوان گام اولیه‌ای در این راستا به حساب می‌آید. قبل از اجرای عملی هر طرحی مخصوصا طرح‌های بزرگ، مطالعات پتانسیل‌سنجی آن طرح از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است. در همین راستا، قبل از پیاده‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار، ابتدا باید مطالعات محلی در راستای پتانسیل سنجی آن صورت پذیرد. در این مقاله نیز ضمن معرفی، بیان ماهیت، نحوه قیمت‌گذاری و مدل‌سازی

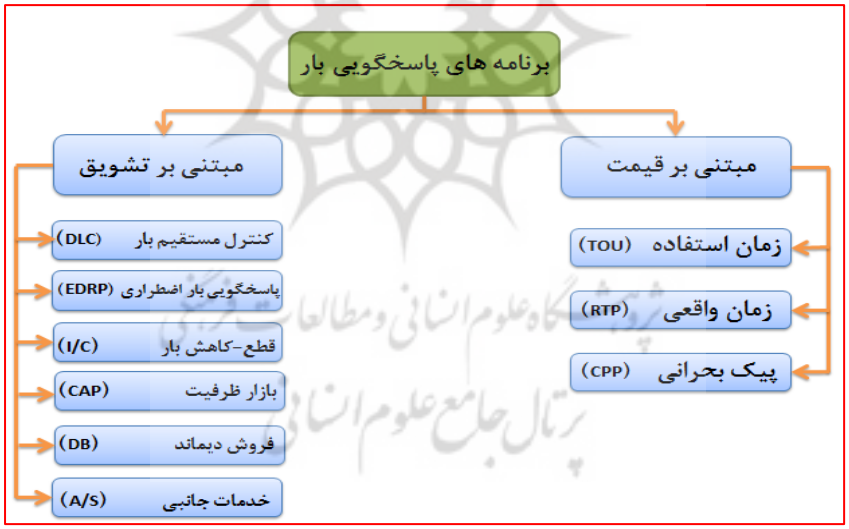
1) DC Load Flow
2) Dynamic Economic Emission Dispatch

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

ریاضیاتی انواع برنامه‌های پاسخگویی بار، به بررسی پتانسیل اجرای انواع برنامه‌ها در استان کرمانشاه و تأثیرات آن بر هزینه ها و مشخصات منحنی بار و قابلیت اطمینان شبکه پرداخته شده است. در پایان، با توجه به سیاست‌های مختلف شرکت برق، برنامه‌های پاسخگویی بار اولویت‌بندی می‌گردند. چنانچه به هر دلیلی موانعی در راستای اجرای یک برنامه پیش آید، شرکت برق برنامه بعدی با اولویت بالاتر را اجرا می‌نماید. این قیمت گذاری‌ها، مدل‌سازی‌ها و اولویت‌بندی‌ها برای شرکت‌های برق در راستای اجرای هر چه بهتر برنامه‌های پاسخگویی بار بسیار مفید و مؤثر خواهند بود.

برنامه‌های پاسخگویی بار

برنامه‌های پاسخگویی بار به دو دسته اصلی برنامه‌های مبتنی بر تشویق[1] و برنامه‌های مبتنی بر قیمت[2] طبق شکل (۱) تقسیم می‌شوند که هر کدام شامل زیربرنامه‌هایی نیز می‌باشند.



شکل ۱) انواع برنامه‌های پاسخگویی بار

برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت

در این نوع برنامه‌ها، مشتریان به تغییرات قیمت در دوره‌های زمانی متفاوت پاسخ می‌دهند به گونه‌ای که مصرف‌کنندگان مصرف خود را در زمان‌های با قیمت بالا کاهش و یا مصرف را در این زمان‌ها به دوره‌های با قیمت پایین انتقال می‌دهند [۱۵،۱۷].

1) Incentive Based
2) Price Based

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

برنامه‌های پاسخگویی بار زمان استفاده[1] (TOU)

در برنامه‌های پاسخگویی بار زمان استفاده، ساعات روز به چند بازه زمانی ثابت تقسیم می‌شوند و در هرکدام قیمت متفاوتی برای انرژی در نظر گرفته می‌شود. این قیمت‌ها برای ساعات یک روز، روزهای یک هفته یا فصل‌های مختلف یک سال می‌تواند تغییر کند [۱۳].

برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان واقعی[2] (RTP)

در این برنامه، قیمت فروش انرژی در هر ساعت به هزینه‌های تولید در همان زمان وابسته است. لذا قیمت در زمان کم باری، ارزان و در زمان میان باری، متوسط و در زمان پیک بار، گران خواهد بود [۲۰،۲۶].

برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان پیکِ بحرانی[3] (CPP)

در این برنامه‌ها، در برخی از ساعات در طول سال که مصرف برق بالاست، قیمتی بسیار بالا برای انرژی تعیین می‌شود. ساعاتی که این برنامه اجرا می‌شود، کمتر از ۱ درصد ساعات سال است و به مصرف‌کنندگان حداقل از یک روز قبل اطلاع داده می‌شود[۱۳].

برنامه‌های پاسخگویی بار مبتنی بر تشویق

برنامه‌های تشویقی با ایجاد انگیزه موجب می‌شوند مصرف‌کنندگان مصرف خود را در زمان اعلامی شرکت برق کاهش دهند. برنامه‌های مبتنی بر تشویق سبب می‌گردند مصرف‌کنندگان میزان مصرف خود را با توجه به تفاوت قیمت در زمان‌های مختلف روز تغییر دهند [۱۱].

برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری[4] (EDRP)

شرکت‌های برق با استفاده از برنامه پاسخگویی بار اضطراری سعی در کاهش پیک مصرف و جلوگیری از بروز جهش‌های قیمت می‌نمایند. مشترکین عمده‌ای که تمایل به قطع قسمتی از بار خود در زمان اعلامی شرکت برق دارند، در این برنامه شرکت می‌کنند و در قبال این کاهش، مبلغ قابل توجهی به عنوان جایزه دریافت می‌نمایند [۱۰].

برنامه‌های قطع / کاهش بار (I/C)[1]

1) Time of Use
2) Real Time Pricing
3) Critical Peak Pricing
4) Emergency Demand Response Program

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

در این برنامه‌ها، مشتریان در ازای کاهش و قطع بار، تخفیف یا اعتبار برق[۲] دریافت می‌کنند. در این برنامه‌ها، قراردادهایی بین مشتریان شرکت‌های برق امضا می‌شود که در آن دوره قطع بار، ظرفیت قابل کاهش یا قطع، میزان تخفیف یا اعتبار برق و جریمه‌ها در صورت عدم رعایت مفاد قرارداد لحاظ می‌گردد [۲۵].

برنامه های فروش دیماند / بازخرید[۳](DB)

در این روش که به روش DB معروف است، مشترکین عمده مقدار بار قابل کاهش را همراه با قیمت به بهره بردار شبکه پیشنهاد می‌دهند و پس از اجرای عملیات بازار چنانچه پیشنهاد پذیرفته شود، مشتری موظف به اجرای قرارداد است و در غیر این صورت، با جریمه روبرو خواهد شد [۲۲].

برنامه‌های بازار ظرفیت[۴](CMP)

در این برنامه‌ها، بهره‌بردار همواره باید مقداری از ظرفیت تولید خود را به عنوان ذخیره نگه دارد تا در صورت بروز یک پیشامد در سیستم (نظیر عیب در یک نیروگاه) بتواند کمبود توان را جبران نماید. مانند بیمه، ممکن است عملاً نیازی به کاهش این بارها نباشد، اما مبلغ تشویقی به خاطر آمادگی برای قطع، همواره پرداخت خواهد شد. در این برنامه‌ها اگر مشترکین در موقع خواسته شده مصرف خود را کاهش ندهند، جریمه خواهند شد [۱].

برنامه های خدمات جانبی[۵](A/S)

در برنامه‌های خدمات جانبی، مشترکین قطع و یا کاهش بار خود را به صورت ذخیره بهره برداری در بازار به شرکت برق پیشنهاد می‌دهند. اگر پیشنهاد آنان قبول شود، قیمت تسویه بازار[۶] را بابت آماده نگه داشتن قطع بارشان دریافت می‌کنند. همچنین اگر به کاهش بار این مشترکین نیاز باشد، شرکت‌کنندگان توسط شرکت برق فراخوانی خواهند شد. در این صورت، به آنها قیمت بازار لحظه‌ای انرژی نیز پرداخت می‌شود. این نوع بارها باید سرعت پاسخگویی شان زیاد باشد تا در هنگام وقوع پیشامد بتوانند به سرعت عمل کنند.

برنامه‌های کنترل مستقیم بار[۷](DLC)

1) Interruptible/Curtail able
2) Bill Credit
3) Demand Bidding
4) Capacity Market Program
5) Ancillary Service
6) Market Clearing Price
1) Direct Load Control

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

در برنامه‌های کنترل مستقیم بار، اپراتور شبکه، وسایل الکتریکی مشتریان را از راه دور خاموش و یا کنترل می‌کند. از جمله این وسایل می‌توان به وسایل خانگی مانند سیستم‌های تهویه مطبوع و وسایل گرمایشی آب و همچنین وسایل تجاری کوچک اشاره نمود که در صورت قطع مصرف، آسیب زیادی متوجه کیفیت ارائه سیستم نمی‌گردد. متناسب با دوره زمانی انتخاب شده برای کنترل بارها، به مشتریان مبالغ تشویقی پرداخت می‌شود. این برنامه‌ها به صورت موفقیت‌آمیزی برای دهه‌ها در ایالات متحده آمریکا اجرا شده اند[۱۹،۲۴].

مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار

مدل‌سازی بارهای پاسخگو بر اساس ماتریس الاستیسیته تقاضا[1] (PEM)، یکی از رایج‌ترین و قوی‌ترین روش‌ها در این زمینه به حساب می‌آید. همچنین برای به دست آوردن مصرف بهینه در سمت تقاضا، الاستیسیته به صورت حساسیت تقاضا نسبت به تغییرات قیمت طبق رابطه (۱) تعریف می شود [۱۷،۲۳].

$$E(t,t') = \frac{\rho_0(t')}{d_0(t)} \frac{\partial d(t)}{\partial \rho(t')} \begin{cases} E(t,t') \le 0 & if\ t = t' \\ E(t,t') \ge 0 & if\ t \ne t' \end{cases} \quad (۱)$$

در رابطه فوق، E الاستیسیته، $d(t)$ و $d_0(t)$ تقاضای مصرف کننده بعد و قبل از اجرای DRP، $\rho(t')$ و $\rho_0(t')$ قیمت برق بعد و قبل از اجرای DRP در طول دوره t' می‌باشند.

برای ۲۴ ساعت شبانه روز، الاستیسیته های خودی و متقابل می‌توانند به صورت یک ماتریس ۲۴×۲۴ طبق رابطه (۲) نمایش داده شوند.

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta d(1)}{d_0(1)} \\ \frac{\Delta d(2)}{d_0(2)} \\ \frac{\Delta d(3)}{d_0(3)} \\ \cdots \\ \frac{\Delta d(24)}{d_0(24)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E(1,1) & \cdots & E(1,24) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ E(24,1) & \cdots & E(24,24) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\Delta \rho(1)}{\rho_0(1)} \\ \frac{\Delta \rho(2)}{\rho_0(2)} \\ \frac{\Delta \rho(3)}{\rho_0(3)} \\ \cdots \\ \frac{\Delta \rho(24)}{\rho_0(24)} \end{bmatrix} \quad (۲)$$

کل مبالغ پرداختی به مصرف کنندگان به صورت رابطه (۳) است.

$$INC\ (\Delta d(t)) = inc\ (t) \times [(\Delta d(t)] \quad (۳)$$

2) Price Elasticity Matrix

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

که در آن، inc (t) نرخ پاداش پرداختی به مصرف‌کنندگان در بازه زمانی t است. در برخی از DRPs، برای مشتریانی که متعهد شده‌اند تا در برنامه شرکت کنند، ولی بر خلاف قرارداد، در ساعات مورد نظر بار خود را کاهش یا انتقال نمی‌دهند، جریمه‌هایی طبق رابطه (۴) در نظر می‌گیرند.

$$PEN(\Delta d(t)) = pen(t) \times \{IC(t) - [\Delta d(t)]\} \quad (۴)$$

که در آن، $IC\ (t)$ مقدار باری است که مصرف کننده متعهد به کاهش یا انتقال آن است. سود کلی مصرف کننده به صورت رابطه (۵) به دست می‌آید.

$$NP(t) = B\big(d(t)\big) - d(t)\rho(t) + INC\big(\Delta d(t)\big) - PEN\big(\Delta d(t)\big) \quad (۵)$$

که در آن، B سودی است که مشتریان با مصرف بار به دست می‌آورند. برای حداکثر کردن سود، مشتق رابطه (۵) باید صفر باشد:

$$\frac{\partial NP}{\partial d(t)} = \frac{\partial B\big(d(t)\big)}{\partial d(t)} - \rho(t) + \frac{\partial INC}{\partial d(t)} - \frac{\partial PEN}{\partial d(t)} = 0 \quad (۶)$$

$$\frac{\partial B\big(d(t)\big)}{\partial d(t)} = \rho(t) + inc(t) - pen(t) \quad (۷)$$

سری تیلور B به صورت رابطه (۸) است.

$$B(d(t)) = B\big(d_0(t)\big) + \frac{\partial B(d_0(t))}{\partial d(t)}[d(t) - d_0(t)] + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 B(d_0(t))}{\partial d^2(t)}[d(t) - d_0(t)]^2 \quad (۸)$$

برای تعیین مصرف بهینه، که توسط آن مصرف کنندگان حداکثر سود را به دست می آورند، طبق رابطه (۹) داریم:

$$B(d(t)) = B\big(d_0(t)\big) + \rho_0(t)[d(t) - d_0(t)] + \frac{1}{2}\frac{\rho_0(t)}{E(t,t)d_0(t)}[d(t) - d_0(t)]^2 \quad (۹)$$

با مشتق گیری از رابطه (۹):

$$\frac{\partial B(d(t))}{\partial d(t)} = \rho_0(t)\left(1 + \frac{d(t) - d_0(t)}{E(t,t)d_0(t)}\right) \quad (۱۰)$$

با ترکیب روابط (۷) و (۱۰)، مدل تک دوره‌ای بار (بارهای قابل کاهش یا قطع، با در نظر گرفتن فقط عناصر قطری PEM) طبق رابطه (۱۱) محاسبه می‌شود.

$$d(t) = d_0(t) \times \left(1 + \frac{\rho(t) - \rho_0(t) + inc(t) - pen(t)}{\rho_0(t)} E(t,t)\right) \quad (۱۱)$$

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

همچنین مدل چند دوره‌ای بار (بارهای قابل انتقال با در نظر گرفتن فقط عناصر غیر قطری PEM)، طبق رابطـه (۱۲) محاسبه می‌شود.

$$d(t) = d_0(t) \times \left\{ 1 + \sum_{\substack{t'=1 \\ t' \neq t}}^{24} E(t,t') \times \frac{[\rho(t') - \rho_0(t') + mot(t') - pen(t')]}{\rho_0(t')} \right\} \quad (۱۲)$$

سرانجام مدل ترکیبی، با توجه به روابط (۱۱) و (۱۲) که شامل مدل‌های تک دوره‌ای و چند دوره‌ای بـار اسـت، طبـق رابطه (۱۳) محاسبه می‌شود.

$$d(t) = d_0(t) \times \left\{ 1 + \sum_{t'=1}^{24} E(t,t') \times \frac{[\rho(t') - \rho_0(t') + mot(t') - pen(t')]}{\rho_0(t')} \right\} \quad (۱۳)$$

معمولا برای مقایسه عملکرد راهبردهای مختلف، برنامه‌های پاسخگویی بار توسط شرکت برق اولویت‌بندی می‌شوند. در این مقاله، شاخص راهبرد[۱] (SI) و شاخص موفقیت راهبرد[۲] (SSI)، به‌صورت روابط (۱۴) و (۱۵) تعریف شده‌اند. با توجه سیاست‌های مختلفی که شرکت برق اتخاذ می‌کند، برنامه‌های پاسخگویی بار اولویت‌بندی‌های متفاوتی دارند[۶،۸].

$$SI = \sum_{i=1}^{24} (St_1(t))^{W1} \times (St_2(t))^{W2} \times \dots (St_k(t))^{Wk} \quad (۱۴)$$

$$SSI = \frac{\sum_{i=1}^{N} SI(i)}{\sum_{i=1}^{N} SI(max)} \times 100 \quad (۱۵)$$

برای نشان دادن تأثیر اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار بر منحنی بار، برخی ضرایب طبق روابط (۱۶) تا (۱۹) تعریف می‌شوند. برای ارزیابی میزان صاف بودن منحنی بار، ضریب بار[۳] مطابق رابطه (۱۶) تعریف شده‌است [۹].

$$LF\% = 100 \times \left(\frac{\sum_{t=1}^{T} d(t)}{T \times d^{max}(t)} \right) \quad (۱۶)$$

شاخص‌های مهم دیگر در اجرای DRPs عبارتند از درصد اختلاف پیک و دره[۴]، نسبت جبران پیک[۵] و نسبت انحراف اختلاف پیک و دره[۶] که به ترتیب در روابط (۱۹)-(۱۷) معرفی شده‌اند.

$$PV\% = 100 \times \left(\frac{d^{max}(t) - d^{min}(t)}{d^{max}(t)} \right) \quad (۱۷)$$

---

1) Strategy Index
2)Strategy Success Index
3) Load Factor
4) Peak to valley
۵) Peak compensate
٦) Deviation of peak to valley

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

$$PC\% = 100 \times \left(\frac{{d_0}^{max}(t) - d^{max}(t)}{{d_0}^{max}(t)} \right) \quad (۱۸)$$

$$DPV\% = 100 \times \left(1 - \frac{d^{max}(t) - d^{min}(t)}{{d_0}^{max}(t) - {d_0}^{min}(t)} \right) \quad (۱۹)$$

در روابط فوق، T دوره مورد مطالعه (T=24)، $d(t)$ میزان تقاضا در دوره t و علائم ۰، max و min به ترتیب بیانگر اولیه و مقادیر حداکثر و حداقل می‌باشد.

شایان ذکر است که در این مقاله به منظور مدل‌سازی ریاضیاتی فرمولاسیون بیان شده، از کد نویسی در محیط نرم افزار MATLAB استفاده شده است.

اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در استان کرمانشاه

در این قسمت، برنامه‌های پاسخگویی بار بر منحنی مصرف برق استان کرمانشاه در تاریخ ۳۱ تیر ماه سال ۱۳۹۴ مصادف با ۲۲ ژولای سال ۲۰۱۵ میلادی پیاده‌سازی می‌گردند. اطلاعات منحنی بار از شرکت توزیع نیروی برق استان کرمانشاه اخذ گردیده است. ریز مصرف استان در جدول (۱) آورده شده است [۲].

جدول ۱) ریز مصرف استان کرمانشاه در تاریخ ۱۳۹۴/۰۴/۳۱ [۸۸]

ساعت	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲
بار (MW)	۵۴۸/۴۱	۵۰۲/۱۹	۴۶۵/۴۴	۴۴۴/۲۲	۴۳۲/۲۹	۴۲۱/۲۱	۴۰۲/۳۶	۴۰۹/۴۹	۴۴۴/۷۵	۴۸۴/۸۳	۵۱۸/۸۷	۵۴۴/۷۳
ساعت	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
بار (MW)	۵۶۰/۶۸	۵۵۹/۷۱	۵۳۸/۷۸	۵۰۶/۴۶	۴۸۲/۰۰	۴۷۹/۱۷	۴۷۴/۴۰	۴۶۵/۷۶	۵۱۱/۰۲	۵۶۷/۸۱	۵۶۶/۲۶	۵۳۹/۶۴

میانگین قیمت فروش برق در سال ۹۴، ۵۸۰ ریال بر کیلووات ساعت بوده [۵] و مشارکت مصرف کنندگان در برنامه‌های پاسخگویی بار ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است. به عبارتی فرض شده است که ۱۰ درصد از کل بار استان کرمانشاه در برنامه‌های پاسخگویی بار شرکت می‌کنند. مقادیر ماتریس الاستیسیته نیز در [۶،۹،۲۱] موجود است. ۲۴ ساعت شبانه روز نیز به سه دوره‌ی کم باری از ساعت ۱ تا ۱۰، میان باری از ساعت ۱۶ تا ۲۱، و بار پیک از ساعت ۱۰ تا ۱۶ و ۲۱ تا ۲۴ تقسیم شده است.

برای بررسی اثرات اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار، این برنامه‌ها در قالب سه گروه و سیزده سناریو طبق جدول (۲) در نظر گرفته شده‌اند. در گروه اول، برنامه‌های مبتنی بر قیمت، در گروه دوم، برنامه‌های مبتنی بر پاداش و در گروه سوم،

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

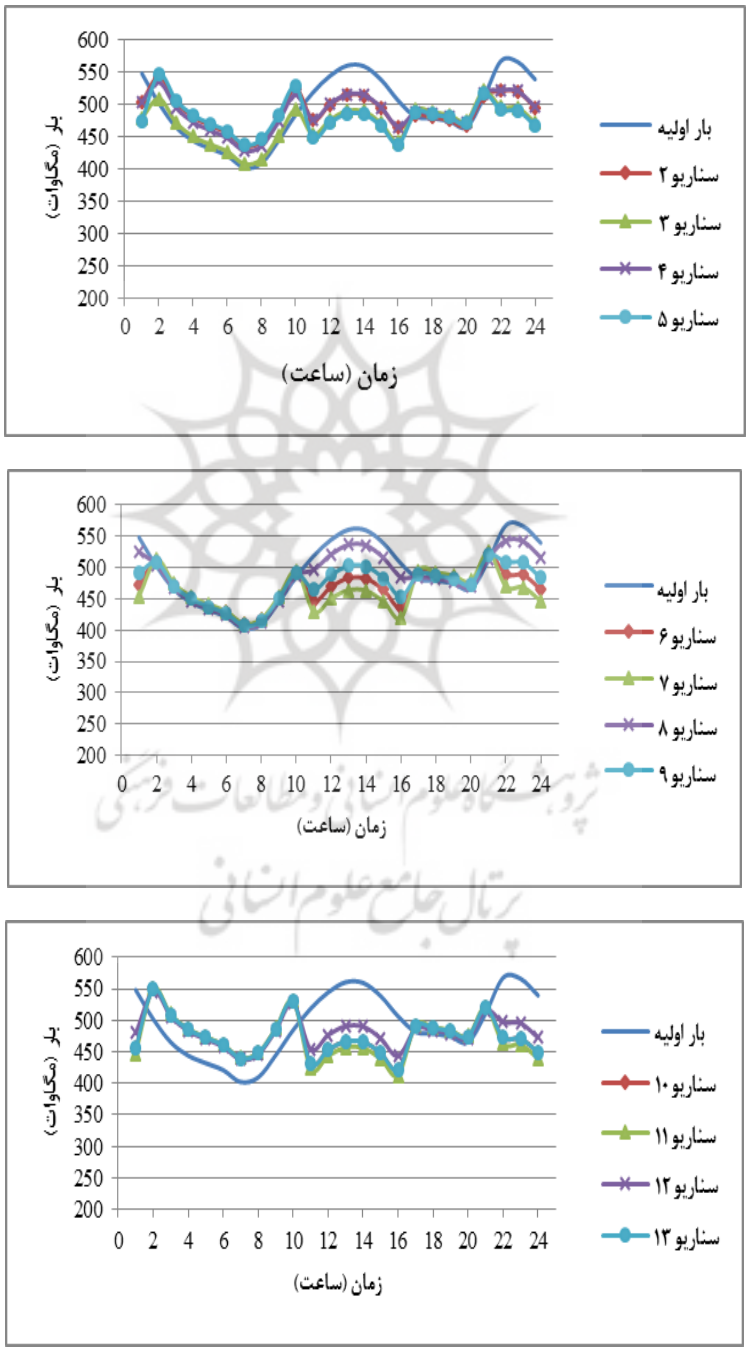
برنامه‌های تلفیقی (مبتنی بر قیمت و پاداش) در نظر گرفته شده‌اند. قیمت الکتریسیته در برنامه‌های مبتنی بر قیمت و همچنین نرخ تشویق و جریمه در برنامه‌های مبتنی بر تشویق، هر کدام متناسب با نوع برنامه در جدول (۲) ارائه شده اند.

جدول ۲) جزئیّات اجرای انواع برنامه‌های پاسخگویی بار (Rial/kWh)

سناریو	نوع برنامه	قیمت الکتریسیته	نرخ تشویق	نرخ جریمه
۱	—	۵۸۰	۰	۰
۲	TOU	کم باری: ۱۰۰؛ بار میانه: ۵۸۰؛ بار پیک: ۱۰۰۰	۰	۰
۳	CPP	در ساعات ۱۳ ۲۲ ۲۳: ۳۰۰۰	۰	۰
۴	RTP	به ترتیب برابر با: ۷۰۰ ۵۸۰ ۱۵۰ ۱۵۰ ۷۰ ۷۰ ۷۰ ۷۰ ۱۵۰ ۵۸۰ ۵۸۰ ۷۰۰ ۱۸۰۰ ۷۰۰ ۵۸۰ ۵۸۰ ۵۸۰ ۵۸۰ ۵۸۰ ۱۵۰ ۵۸۰ ۱۸۰۰ ۱۸۰۰ ۷۰۰	۰	۰
۵	TOU+CPP	کم باری: ۱۰۰؛ بار میانه: ۵۸۰؛ بار پیک: ۱۰۰۰؛ در ساعات ۱۳ ۲۲ ۲۳: ۲۰۰۰	۰	۰
۶	DLC	۵۸۰	۸۰۰	۰
۷	EDRP	۵۸۰	۱۰۰۰	۰
۸	CAP	۵۸۰	۴۰۰	۱۵۰
۹	I/C	۵۸۰	۱۰۰۰	۴۰۰
۱۰	TOU+DLC	کم باری: ۱۰۰؛ بار میانه: ۵۸۰؛ بار پیک: ۱۰۰۰	۵۰۰	۰
۱۱	TOU+EDRP	کم باری: ۱۰۰؛ بار میانه: ۵۸۰؛ بار پیک: ۱۰۰۰	۶۰۰	۰
۱۲	TOU+CAP	کم باری: ۱۰۰؛ بار میانه: ۵۸۰؛ بار پیک: ۱۰۰۰	۴۰۰	۱۵۰
۱۳	TOU+I/C	کم باری: ۱۰۰؛ بار میانه: ۵۸۰؛ بار پیک: ۱۰۰۰	۱۰۰۰	۵۰۰

منحنی بار برای تمام سناریوها قبل و بعد از اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در شکل (۲) نشان داده شده است. همان‌طور که از شکل (۲) مشخص است، میزان مصرف در زمان پیک بار کاهش و در زمان کم باری و میان باری افزایش می‌یابد. این موضوع به دلیل افزایش قیمت الکتریسیته (یا دریافت پاداش یا اعمال جریمه) در زمان‌های پیک بار و کاهش آن در زمان کم باری است. به عبارتی، مصرف کنندگان به این تغییرات قیمت پاسخ می‌دهند.

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018



شکل ۲) منحنی بار پس از اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار برای سناریوهای مختلف

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

جدول ۳) اثرات اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار بر هزینه و مشخصات منحنی بار (هزینه‌ها بر حسب میلیون ریال است)

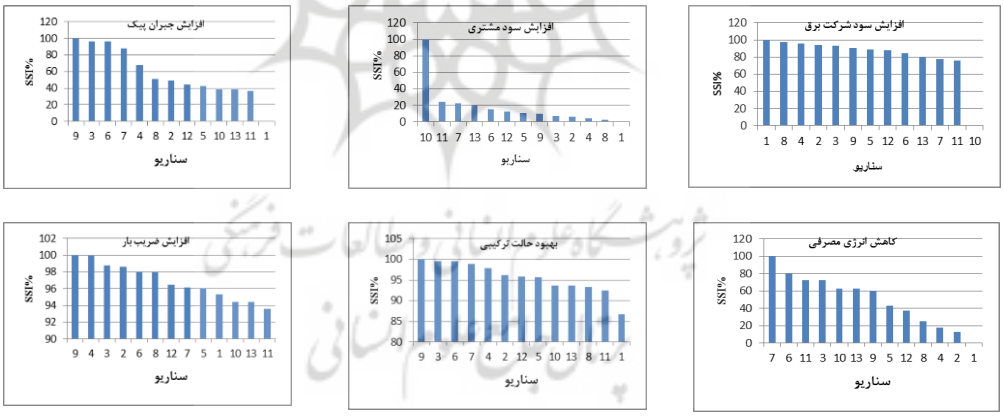
شماره	پاداش کل	جریمه کل	پرداختی مشتری	سود مشتری	نسبت فاصله پیک تا دره٪	نسبت جبران پیک٪	نسبت جبران اختلاف پیک و دره٪	ضریب بار ٪	کاهش انرژی مصرفی ٪
۱	—	—	۶۸۸۴/۹	—	۲۹/۱۴	—	—	۸۷/۱۱	—
۲	—	—	۶۵۱۷/۲	۳۶۷/۷۳	۱۹/۸۸	۴/۲۰	۳۴/۶۴	۹۰/۱۶	۰/۸۵
۳	—	—	۶۴۴۸/۸	۴۳۶/۰۸	۲۱/۶۵	۸/۲۰	۳۱/۷۹	۹۰/۳۰	۴/۸۳
۴	—	—	۶۵۹۲/۳	۲۹۲/۶۳	۱۹/۸۸	۵/۷۹	۳۵/۷۳	۹۱/۳۷	۱/۱۸
۵	—	—	۶۱۹۱/۲۱	۶۹۳/۶۹	۱۹/۸۸	۳/۶۵	۳۴/۲۷	۸۷/۸۴	۲/۸۴
۶	۶۰۱/۵۳	۰	۵۹۱۶/۶	۹۶۸/۲۹	۲۱/۶۹	۸/۰۲	۳۱/۵۳	۸۹/۶۵	۵/۳۳
۷	۹۳۹/۸۹	۰	۵۴۸۶/۶	۱۳۹۸/۳۰	۲۱/۷۹	۷/۵۲	۳۰/۸۴	۸۷/۹۲	۶/۶۶
۸	۹۳/۹۹	۳۵/۲۵	۶۷۱۱/۵	۱۷۳/۳۶	۲۵/۵۶	۴/۳۱	۱۶/۰۵	۸۹/۵۲	۱/۶۶
۹	۵۶۳/۹۳	۲۲۵/۵۷	۶۲۷۱/۵	۶۱۳/۴۳	۲۱/۵۸	۸/۵۱	۳۲/۲۳	۹۱/۴۱	۴
۱۰	۴۵۶/۷۱	۰	۶۳۱۴/۸۰	۵۷۰/۱	۲۳/۲۳	۳/۲۹	۲۲/۹۰	۸۶/۳۱	۴/۱۷
۱۱	۶۰۴/۴۵	۰	۵۳۷۶/۹	۱۵۰۸	۲۴/۹۶	۳/۱۰	۱۷	۸۵/۵۴	۴/۸۴
۱۲	۲۷۱/۳۸	۱۰۱/۷۷	۶۱۲۴/۳	۷۶۰/۵۹	۱۹/۸۸	۳/۷۴	۳۴/۳۳	۸۸/۲۲	۲/۵۱
۱۳	۹۱۳/۴۲	۴۵۶/۷۱	۵۶۱۴	۱۲۷۰/۹۰	۲۳/۲۳	۳/۲۹	۲۲/۹۰	۸۶/۳۱	۴/۱۷

با توجه به جدول (۳)، در برنامه‌های مبتنی بر قیمت از آنجا که پرداختی به عنوان پاداش به مشتری وجود ندارد و معمولاً مصرف کنندگان درصد کمی از بار خود را به زمان های کم باری انتقال می دهند، لذا سود مشتری در این برنامه‌ها معمولاً کمتر از برنامه‌های دیگر است. البته در صورت افزایش درصد مشارکت، تغییر ماتریس الاستیسیته و تغییر قیمت‌ها در دوره‌های مختلف، ممکن است برنامه همچنین منجر به سود بیشتر مصرف کننده شود و تمام این برنامه‌ریزی‌ها به سیاست‌های شرکت برق بستگی دارد. در برنامه‌های دیگر، از آنجا که پرداخت‌های تشویقی برای مشتری وجود دارد، لذا معمولاً سود مشتری بیشتر از برنامه‌های دیگر است. همان‌طور که در جدول (۳) مشاهده می‌شود، اجرای تمام برنامه‌ها سبب پیک زدایی و بهبود مشخصه‌های منحنی بار می‌شود. از میان برنامه‌ها، سناریوی ۷ (EDRP) با ۶/۶۶ درصد بیشترین درصد کاهش انرژی و سناریوی ۲ (TOU) با ۰/۸۵ درصد کمترین درصد کاهش انرژی را به دنبال دارند.

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

اولویت‌بندی برنامه‌ها

در این بخش، برنامه‌های تعریف شده در جدول (۲) بنابر سیاست‌های مختلف اولویت‌بندی می‌گردند. سود مشتری، سود شرکت برق، افزایش ضریب بار، نسبت جبران پیک، درصد کاهش انرژی و ترکیبی از موارد فوق بـه عنـوان سیاسـت‌هـای شرکت برق برای اولویت بندی برنامه‌ها در نظر گرفتـه شـده انـد. در حالـت ترکیبـی، ضـریب هرکـدام در محاسـبه SSI (رابطه‌های۱۴و ۱۵)، برابر با ۰/۱۶۶۷ در نظر گرفته شده است. همان‌طـور کـه از شـکل (۳) مشـخص اسـت، سـناریوهای مختلف با توجه به سیاست‌های مختلف، دارای اولویت بندی متفاوتی می باشند. اولویت بندی سناریوها برای شرکت برق از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است. به عبارتی، هنگامی که در اجرای یک سناریو با SSI بالا محدودیتی وجود دارد، شرکت برق سناریوی بعدی با اولویت کمتر را اجرا می‌کند. به عنوان مثال، چنانچه هدف اجرای برنامه پاسخگویی بار افزایش سـود مشتری باشد، سناریوی ۱۰ (اجرای TOU+DLC) از اولویت بالاتری (SSI بالاتر) نسـبت بـه سـایر سـناریوها برخـوردار است.



شکل ۳) اولویت بندی سناریوها مبتنی بر اساس سیاست‌های مختلف

جمع بندی

از جمله فواید عمده‌ی برنامه‌های پاسخگویی بار می‌توان به کـاهش هزینـه‌هـای تولیـد و مصـرف و افـزایش قابلیـت اطمینان شبکه اشاره نمود به گونه‌ای که اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار را به اولویـت‌هـای اصـلی و اساسـی بسـیاری از بازارهای برق در سراسر جهان تبدیل نموده است. این برنامه‌ها در واقـع یـک بـازی بـرد–بـرد بـرای مصـرف کننـدگان و تولیدکنندگان به حساب می‌آید. مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار برای شرکت‌های برق در برنامه ریزی تولید و مصـرف و پیش بینی بار از اهمیت خاصی برخوردار است. در این مقاله، انواع برنامه‌های پاسخگویی بار بر اساس ماتریس الاستیسیته تقاضا (PEM) که یکی از رایج‌ترین و قوی‌ترین روش‌ها در این زمینه است، مـدل‌سـازی گردیـد. ایـن مـدل‌سـازی‌هـا در

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

پیش‌بینی میزان تقاضای بار بسیار مفید و مؤثر خواهد بود. همچنین پیاده سازی انواع برنامه‌ها بر پیک منحنی بار استان کرمانشاه در تاریخ ۱۳۹۴/۴/۳۱ نشان داد که پیاده‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار سبب کاهش هزینه‌ها و بهبود مشخصات منحنی بار از جمله ضریب بار، نسبت فاصله پیک تا دره، نسبت جبران پیک و نسبت جبران فاصله پیک تا دره گردید. انجام این گونه مطالعات پتانسیل سنجی قبل از اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در تمام مناطق کشور با توجه به وسعت و عظیم بودن طرح ضرورت دارد. در پایان، انواع برنامه‌های پاسخگویی بار بر اساس سیاست‌های مختلف و همچنین بر اساس شاخص‌های موفقیت راهبرد (SSI) اولویت‌بندی گردیدند. این روش اولویّت بندی به شرکت‌های برق کمک می‌کند که در صورت بروز هر گونه مساله یا مانع در اجرای یک برنامه، برنامه‌ی دیگری با اولویت بالاتر را انتخاب و اجرا نمایند. همچنین نشان داده شد که بر اساس سیاست‌های مختلف، اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در استان کرمانشاه دارای اولویت‌بندی‌های متفاوتی است. در خاتمه، نشان داده شد که برنامه‌های پاسخگویی بار دارای ظرفیت‌های بالقوه‌ای به منظور اجرا در استان کرمانشاه در راستای اجرای سیاست‌های مدیریت مصرف انرژی هستند.

سپاسگزاری

با تشکر از سازمان بهره وری انرژی ایران (سابا) که حمایت مالی از پایان نامه را متقبل گردیدند.

منابع

[۱] جدید، شهرام. ذکریا زاده، علیرضا. (۱۳۹۳)، شبکه های توزیع هوشمند، انتشارات دانشگاه علم و صنعت.

[۲] دفتر فنی شرکت توزیع نیروی برق استان کرمانشاه. (۱۳۹۴)، اطلاعات زیر مصرف برق روزانه استان کرمانشاه.

[۳] دوستی زاده، میثم. قاسمی، حسن. (۱۳۸۹)، ارزیابی تاثیر کنتورهای هوشمند و برنامه های پاسخ تقاضا بر بازار برق، بیست و پنجمین کنفرانس بین المللی برق، تهران.

[۴] مدقق، هادی. سالک گیلانی، نادر. خسروی، حمید. منوچهری، محمد. (۱۳۹۰)، بررسی پایلوت اجرا شدهٔ طرح فهام با استفاده از بستر ارتباطی PLC در لایه LAN، بیست ششمین کنفرانس بین المللی برق، تهران.

[۵] . وزارت نیرو، تعرفه، قوانین و مقررات فروش برق. (۱۳۹۴)، (tariff.moe.gov.ir).

[6] Aalami, H.A., Parsa Moghaddam, M., and Yousefi, G.R. 2010. "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs," *Applied Energy*, Vol. 87, pp. 243-250.

[7] Aalami, H.A., Parsa Moghaddam, M., and Yousefi, G.R. 2015. "Evaluation of nonlinear models for time-based rates demand response Programs," *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 65, pp. 282-290..

[8] Aalami, H.A., Parsa Moghaddam, M., and Yousefi, G.R. 2010. "Modeling and prioritizing demand response programs in power markets," *Electric Power Systems Research*, Vol. 80, No. 7, pp. 426-435.

[9] Abdi, H., Dehnavi, E., and Mohammadi, F. 2015. "Dynamic Economic Dispatch Problem Integrated With Demand Response (DEDDR) Considering Non-Linear Responsive Load Models," *IEEE Transactions on Smart Grid*, No. 99. DOI: 10.1109/TSG.2015.2508779.

[10]] Aghaei, J., and Alizadeh, M.I. 2013. "Critical peak pricing with load control demand

Downloaded from necjournals.ir at 10:10 +0330 on Tuesday January 9th 2018

response program in unit commitment problem," *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 7, No. 7, pp. 681-690.

[11] Aghaei, J., and Alizadeh, M.I. 2013. "Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 18, pp. 64-72.

[12] Albadi, M.H., and El-Saadany, E.F. 2008. "A Summary of demand response in electricity markets," *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, pp. 1989-1996.

[13] Alexander, B. 2007. "Smart meters, Real Time Pricing, and Demand Response Program: Implication for low income electric custumers," *Report, Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative*, Available online at: http://www.pulp.tc.

[14] Bloustein, E. 2005. "Schiil of Planning and Public Policy, Assessment of Customer Response to Real Time Pricing," *Rutgers – The State University of New Jersey*, June 30, 2005, available at : http://www.policy.rutgers.edu.

[15] Chen, Z., Wu, L., and Fu, Y. 2012. "Real-Time Price-Based Demand Response Management for Residential Appliances via Stochastic Optimization and Robust Optimization," *IEEE transactions on smart grid*, Vol. 3, pp. 1822-1831.

[16] Dengwei, D., Junyong, L., Huaiping, N., and Jiguang, W. 2004. "A Risk-evasion TOU Pricing Method for Distribution Utility in Deregulated Market Environment," *International Conference on Power System Technology, POWERCON*, Singapore.

[17] Falsafi, H., Zakariazadeh, A., Jadid, Sh. 2013. "The role of demand response in single and multi-objective wind-thermal generation scheduling: A stochastic programming," *Energy*, Vol. 64, pp. 853-867.

[18] Federal Energy Regulatory Commission. 2008. "Assessment of demand response and advanced metering: staff report," Dec. 2008. [Online]. Available: http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-08-demand-response.pdf.

[19] http://hooshmand.saba.org.ir.

[20] Li Y., and Peter, F. 2005. "Deregulated power prices: changes over time," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, pp. 565-572.

[21] Nikzad, M., and Mozafari, B. 2014. "Reliability assessment of incentive- and priced-based demand response programs in restructured power systems," *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 56, pp. 83-96.

[22] Ozturk, Y., Senthilkumar, D., Kumar, S., Lee, G. 2013. "An Intelligent Home Energy Management System to Improve Demand Response," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 2, pp. 694-701.

[23] Rahmani-andebili, M. 2016. "Modeling nonlinear incentive-based and price-based demand response programs and implementing on real power markets," *Electric Power Systems Research*, Vol. 132, pp. 115–124.

[24] Series of Reports available at: http://www.iransg.com/fa/reportfaham.

[25] Shen, B., Ghatikar, G., Lei, Z., Li, J., Wikler, G., and Martin, P. 2014. "The role of regulatory reforms, market changes, and technology development to make demand response a viable resource in meeting energy challenges," *Applied Energy*, Vol. 130, pp. 814-823.

[26] Tang, Y., Song, H., and Ho, F. 2005. "Investigation on TOU pricing principles," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES Conf.*, Vol. 1, pp. 1-9.

[27] Vardakas, J. S., Zorba, N., and Verikoukis, C. V. 2015. "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms," *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, Vol. 17, No. 1, pp. 152-178.