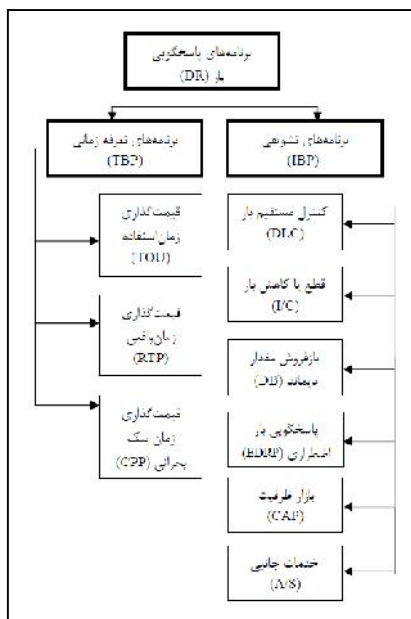


ارائه روشی جدید برای قیمت گذاری تعرفه‌های کنتور هوشمند برق با استفاده از مدل پاسخگویی بار

محمد حسین جاویدی
گروه برق، دانشکده مهندسی
دانشگاه فردوسی مشهد
مشهد، ایران

مهدی صمدی
دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر
دانشگاه حکیم سبزواری
سبزوار، ایران

این برنامه‌ها منجر به کاهش پیک، اصلاح منحنی بار و به طور کلی بهبود شرایط بهره‌برداری می‌گردد. کمیته تنظیم مقررات انرژی آمریکا برنامه‌های پاسخگویی بار را در دو بخش اصلی تشویق محور و زمان محور (تعرفه زمانی) مطابق شکل ۱ طبقه بندی کرده است [۴-۱]:



شکل ۱: نحوه طبقه بندی انواع برنامه های پاسخگویی بار [۳]

از مزایای مهم برنامه‌های پاسخگویی بار می‌توان کاهش قیمت برق و نوسانات آن در بازار، لغو یا تعویق برنامه‌های توسعه تولید، انتقال و توزیع،

چکیده — یکی از کاربردی‌ترین برنامه‌های پاسخگویی بار، برنامه قیمت گذاری زمان استفاده می‌باشد. در حال حاضر وزارت نیرو با نصب کنتورهای هوشمند (چند تعرفه‌ای)، بدنبال گسترش اجرای این نوع برنامه مدیریت مصرف در سطح کشور می‌باشد. استفاده از تعرفه مناسب برای بازه‌های مختلف این برنامه (پر باری، میان باری و کم باری) از اهمیت بالایی برخوردار است. این قیمت گذاری باید طوری صورت بگیرد که علاوه بر اصلاح منحنی بار، رضایت مشترکین را نیز در پی داشته باشد. در این مقاله، با مدلسازی واکنش مصرف کنندگان، دو روش جدید برای قیمت گذاری بهینه تعرفه‌های برق، پیشنهاد و نتایج با هم مقایسه شده است. در این راستا با داشتن حد بالا و پایین قیمت تمام شده برق در بازه‌های مختلف، قیمت بهینه تعرفه‌ها از حل یک مسئله بهینه‌سازی بدست می‌آید. استفاده از نتایج روش پیشنهادی می‌تواند، چگونگی رفتار مشترکین و اثرات آن بر منحنی بار را به خوبی نشان داده و به سیاستگذاران در تعیین قیمت گذاری مناسب کمک نماید.

واژه‌های کلیدی — پاسخگویی بار؛ قیمت گذاری زمان استفاده؛ ضریب بار.

۱. مقدمه

در سالهای اخیر برنامه‌های پاسخگویی بار مورد توجه فراوان قرار گرفته‌اند. صرفه اقتصادی گزینه‌های سمت تقاضا نسبت به گزینه‌های سمت تولید از مهمترین دلایل توسعه برنامه‌های پاسخگویی بار بوده است. اجرای

مرجع [۱] به تعریف و طبقه‌بندی برنامه‌های پاسخگویی بار و بیان سود و هزینه‌های آنها پرداخته است. همچنین شاخصهای سنجش و ارزیابی این برنامه‌ها معرفی و تجربیات چند شرکت در این زمینه ارائه شده است. در این مقاله، تأثیر برنامه‌های پاسخگویی بار بر قیمت به کمک یک شبیه‌سازی موردی بررسی شده است.

مرجع [۲] به بررسی اثرات بکارگیری دو نوع برنامه پاسخگویی بار در چند سناریوی مختلف پرداخته است. برای تحلیل و مقایسه نتایج شاخصهایی مانند پیک شبکه، انرژی مصرفی مشترکین، ضریب بار، فاصله پیک تا دره مورد توجه قرار گرفته است. همچنین با استفاده از روش ضرایب موفقیت استراتژی، برنامه بهینه معرفی شده است.

در مرجع [۳] با استفاده از ضرایب حساسیت قیمتی تقاضا و تابع سودمندی مشترکین، برنامه TOU مدل‌سازی شده است. در این مقاله، سناریوهای مختلف مانند قیمت‌گذاریهای گوناگون، تغییر ساعات پروندهای پیک، میان پیک و دره، تغییر میزان حساسیت مشترکین نسبت به تغییر قیمتها و افزایش تعداد کنتورهای هوشمند شبیه‌سازی شده است. مدل مزبور بر روی منحنی بار شبکه سراسری کشور در سال ۸۶ اعمال و تغییرات منحنی بار بررسی گردیده است.

در مرجع [۵] از اطلاعات گذشته کمیتهای قیمت و مصرف که در طی اجرای برنامه TOU اندازه‌گیری شده، برای آنالیز رفتار مشتری بهره گرفته شده است.

مرجع [۶] روشی برای کمی‌سازی تأثیر مشارکت بار در بازار برق پیشنهاد داده است. در این روش، رفتار مشتری در جابجایی مصرف خود، در فرایند تسویه بازار مدل‌سازی شده است. طبق نتایج، افزایش سطح شیف‌ت بار، می‌تواند قیمت تسویه بازار را کاهش دهد.

در مرجع [۷] بهینه‌سازی برنامه قیمت‌گذاری زمان استفاده، مورد مطالعه قرار گرفته است. شبیه‌سازیهای این مرجع نشان می‌دهد که برنامه TOU بخوبی پیک را کاهش داده و منحنی بار را هموارتر می‌کند.

مرجع [۸] با بررسی اثر برنامه TOU بر کاهش بار پیک، روش جدیدی ارائه کرده، که در این روش تعیین مقادیر تعرفه‌ها و تقسیم‌بندی زمانی بصورت همزمان انجام شده است. اهداف در نظر گرفته شده، حداقل کردن بار پیک و هزینه‌های مصرف‌کننده و همچنین بهبود امنیت سیستم بوده و برای حل این مسأله بهینه‌سازی، از الگوریتم ژنتیک استفاده شده است.

بهبود شاخصهای قابلیت اطمینان و پرداختهای تشویقی برای شرکت‌کنندگان در این برنامه‌ها را نام برد [۱].

برنامه قیمت‌گذاری زمان استفاده (TOU: Time Of Use)، ساده‌ترین و کاربردی‌ترین برنامه پاسخگویی بار زمان‌محور می‌باشد. در حال حاضر در کشور ما این برنامه اجرا می‌شود و وزارت نیرو با توسعه نصب کنتورهای هوشمند بدنبال گسترش اجرای این نوع برنامه مدیریت مصرف در سطح کشور است.

پیک سایه، دره زدایی و صافتر کردن منحنی بار روزانه (و در نتیجه افزایش ضریب بار (Load Factor (LF) از مهمترین اهداف بکارگیری قیمت‌گذاری زمان استفاده می‌باشد [۵].

استفاده از تعرفه مناسب در برنامه قیمت‌گذاری زمان استفاده موضوع مهمی است که تا به حال زیاد به آن پرداخته نشده است. در واقع این قیمت‌گذاری (که ارتباط مستقیمی با قیمت تمام شده برق در ساعت مختلف دارد)، باید طوری صورت بگیرد که علاوه بر اصلاح منحنی بار، رضایت مشترکین را نیز در پی داشته باشد.

در این مقاله، دو روش جدید برای قیمت‌گذاری بهینه تعرفه‌های برنامه TOU پیشنهاد شده است. در این راستا واکنش مصرف‌کنندگان به تعرفه‌ها، به کمک روابط پاسخگویی بار مدل‌سازی گردیده است. در روشهای پیشنهادی حداقل بودن هزینه برق پرداختی بعنوان تابع هدف مطلوب مشترکین، و حداکثر بودن ضریب بار بعنوان تابع هدف مطلوب بهره‌بردار سیستم مورد توجه قرار گرفته است. ضمناً با افزودن تعدادی قید، سعی شده مدل پیشنهادی به شرایط واقعی نزدیکتر گردد. توضیحات بیشتر در بخش سوم مقاله ارائه شده است.

در ادامه و در بخش دوم تعدادی از کارهای انجام شده تا به حال مختصراً مورد بررسی قرار گرفته است. بخش سوم به توضیح روش پیشنهادی می‌پردازد. در بخش چهارم نتایج شبیه‌سازی ارائه و تجزیه و تحلیل شده است. در نهایت نیز جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ارائه گردیده است.

۲. مروری بر مقالات

مطالعات و تحقیقات بسیار زیادی در زمینه‌های مرتبط با پاسخگویی بار وجود دارد، که در اینجا به تعداد محدودی از آنها اشاره می‌شود.

با پارامتری بنام نشان داده شده است. شبیه‌سازیها برای میزان مشارکت ۵٪ تا ۳۵٪ انجام شده است. کل مصرف $d(h)$ پس از اجرای برنامه TOU از رابطه (۲) بدست می‌آید:

$$d(h) = (1-x) \times d_0(h) + d_e(h) \quad h = 1, 2, \dots, 24 \quad (2)$$

۳.۲. تابع هدف پیشنهادی

از دید مشترکین، قیمت‌گذاری مطلوبتر است که هزینه کمتری را برای آنها به همراه داشته باشد. هزینه مشترکین (مبلغ پرداختی بابت مصرف برق)، از مجموع حاصلضرب مصرف هر ساعت، در قیمت برق آن ساعت بدست می‌آید. در تابع هدف پیشنهادی اول (برای قیمت‌گذاری تعرفه‌های برق)، کمینه‌سازی هزینه مشترکین مطابق رابطه (۳) مورد توجه قرار گرفته است. با حذف جمله ثابت و قرار دادن $d_e(h)$ از رابطه (۱)، حداقل‌سازی هزینه، معادل سطر دوم رابطه (۳) خواهد بود.

روش اول: کمینه‌سازی هزینه مشترکین

$$\begin{aligned} \text{Min Cost} &= (1-x) \sum_{h=1}^{24} d_0(h) + \sum_{h=1}^{24} d_e(h) \\ &\equiv \text{Min} \sum_{h=1}^{24} \left(x \dots (h). d_0(h). \sum_{k=1}^{24} \left\{ E(h, k). \frac{[\dots(k) - \dots_0(k)]}{\dots_0(k)} \right\} \right) \end{aligned} \quad (3)$$

از دیدگاه بهره‌بردار شبکه، قیمت‌گذاری که منحنی بار را صافتر کند، می‌تواند قیمت‌گذاری مطلوبتری قلمداد شود. یکی از متداولترین معیارها برای سنجش همواری منحنی بار، ضریب بار است که از تقسیم متوسط بار روزانه به بار پیک بدست می‌آید. لذا در روش دوم، حداکثر سازی ضریب بار طبق رابطه (۴) پیشنهاد شده است.

روش دوم: حداکثر سازی ضریب بار

$$\begin{aligned} \text{Max LF} &= \frac{\sum_{h=1}^{24} d(h)}{\text{Max}\{d(h)\}} \\ &\equiv \text{Max} \left(\frac{\frac{1}{24} \left(\sum_{h=1}^{24} (1-x). d_0(h) + x. d_0(h). \sum_{k=1}^{24} E(h, k). \frac{[\dots(k) - \dots_0(k)]}{\dots_0(k)} \right)}{\text{Max}_h \left\{ (1-x). d_0(h) + x. d_0(h). \sum_{k=1}^{24} E(h, k). \frac{[\dots(k) - \dots_0(k)]}{\dots_0(k)} \right\}} \right) \end{aligned} \quad (4)$$

در مرجع [۹] به بررسی کاهش هزینه برق ناشی از اجرای طرح دیماندا منعطف در کنار قیمت‌گذاری TOU، از دیدگاه یک مشترک صنعتی بزرگ پرداخته شده است. نتایج بدست آمده منافع اقتصادی روش پیشنهادی در این مقاله را بخوبی آشکار نموده است.

۳. روش پیشنهادی

هدف از این مقاله ارائه روشی برای تعیین قیمت بهینه برق در بازه‌های مختلف (کم باری، میان باری و پر باری) با استفاده از مدل پاسخگویی بار می‌باشد. در این راستا با شبیه‌سازی واکنش مصرف‌کنندگان به تعرفه‌ها، قیمت بهینه برای سه بازه مذکور با حل یک مسئله بهینه‌سازی بدست می‌آید. فرض شده است که بهره‌بردار سیستم، حد بالا و پایین قیمت تمام شده برق در بازه‌های مختلف را در اختیار دارد.

۳.۱. مدل پاسخگویی بار بکار رفته

در مرجع [۱۰] با استفاده از تابع منفعت مشتری مدلی اقتصادی برای پاسخگویی بار ارائه شده که تغییر در مصرف مشترکین در پاسخ به تغییر در قیمت برق را به خوبی نشان می‌دهد. این مدل و مدل‌های توسعه یافته آن، در مقالات بسیاری برای آنالیز برنامه‌های پاسخگویی بار بکار رفته است [۲-۳] و [۱۱-۱۳]. در اینجا نیز از این مدل (مطابق رابطه (۱)) استفاده شده است:

$$d_e(h) = x \times d_0(h) \times \sum_{k=1}^{24} E(h, k) \times \frac{[\dots(k) - \dots_0(k)]}{\dots_0(k)} \quad (1)$$

$$h = 1, 2, \dots, 24$$

در این رابطه داریم:

: میزان مشارکت در برنامه TOU بر حسب درصد

$d_e(h)$: مصرف مشترکین حساس به قیمت در ساعت h م (بعد از اجرای برنامه TOU) بر حسب (MWh)

$d_0(h)$: مصرف پیش بینی شده کل برای ساعت h م (قبل از اجرای برنامه TOU) بر حسب (MWh)

$E(h, k)$: کشش قیمتی ساعت h م نسبت به ساعت k م

k : تعرفه برق در ساعت k م بر حسب (Rial/MWh)

$o(k)$: قیمت اولیه در ساعت k م بر حسب (Rial/MWh)

معمولاً زیرساخت لازم برای پیاده‌سازی برنامه TOU برای همه مشترکین وجود ندارد. از طرفی بخشی از مشترکین در این برنامه مشارکت نمی‌کنند. لذا در این مقاله، میزان مشارکت مشترکین در برنامه پاسخگویی بار

با قراردادن قیود تساوی لازم، مقدار (h) برای کل ساعات کم باری یکسان در نظر گرفته می‌شود (و مشابهاً برای ساعات میان باری و پرباری) که در اینجا برای اختصار از نوشتن روابط آن پرهیز شده است. کران بالا و پایین در نظر گرفته شده برای قیمت در سه بازه، مطابق جدول ۱ می‌باشد.

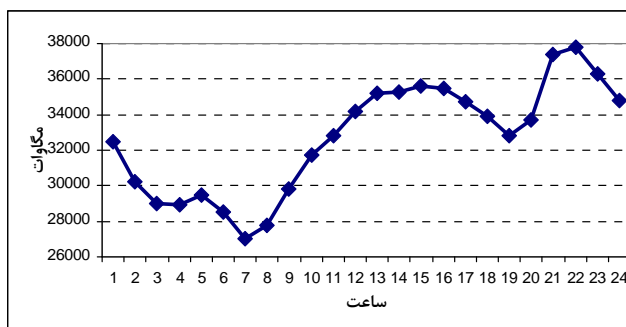
جدول ۱: حدود قیمت در بازه‌های مختلف (ریال بر مگاوات ساعت)

پر باری	میان باری	کم باری	حد پایین
۱۵۰۰۰۰	۹۰۰۰۰	۴۰۰۰۰	حد پایین
۳۰۰۰۰۰	۱۳۰۰۰۰	۷۰۰۰۰	حد بالا

با توجه به تابع هدف و قیود مربوطه، هر دو مسئله بهینه‌سازی تشکیل شده از نوع غیرخطی می‌باشند که شبیه‌سازی آنها به کمک ابزارهای بهینه‌سازی نرم افزار Matlab صورت پذیرفته است.

۴. نتایج عددی

برای بررسی روشهای پیشنهادی، اطلاعات روز پیک شبکه برق ایران در سال ۱۳۸۹ مطابق شکل ۲، مورد مطالعه قرار گرفته است [۱۴].



شکل ۲: منحنی بار روز پیک سال ۱۳۸۹ ایران (۱۳۸۹/۵/۳۱)

با توجه به شکل ۲، ساعات ۸-۱ بعنوان ساعات کم باری، ساعات ۲۰-۹ بعنوان ساعات میان باری و ساعات ۲۴-۲۱ بعنوان ساعات پرباری در نظر گرفته شده است. در شبیه‌سازی انجام شده، برای حساسیت تقاضا نسبت به قیمت (کشش قیمتی) مقادیر جدول ۲ بکار گرفته شده است [۲].

جدول ۲: کشش قیمتی خودی و متقابل

پر باری	میان باری	کم باری	کم باری
0.012	0.01	-0.1	کم باری

متغیر مسئله در این بهینه‌سازی‌ها، قیمت در نظر گرفته شده برای برنامه قیمت‌گذاری زمان استفاده (k) می‌باشد. برای هر دو تابع هدف، محدودیتهایی در نظر گرفته شده که برای پرهیز از تکرار، این قیود بصورت یکجا در روابط (۵) تا (۸) ارائه شده‌اند. (در واقع هر یک از این توابع هدف به همراه این قیود، یک مسئله بهینه‌سازی را تشکیل می‌دهند، که بصورت جداگانه حل می‌شوند). توضیحات مربوط به این قیود در ادامه بیان می‌شود.

$$d_e(h) \geq 0 \quad h=1,2,\dots,24 \quad (5)$$

$$\text{Max}_h\{d(h)\} \leq \text{Max}_h\{d_0(h)\} \quad (6)$$

$$|d(h) - d_0(h)| \leq 0.3 \times d_0(h) \quad h=1,2,\dots,24 \quad (7)$$

$$\sum_{h=1}^{24} d(h) \geq \sum_{h=1}^{24} d_0(h) \quad (8)$$

مقادیر $d_e(h)$ و $d(h)$ از روابط (۱) و (۲) بدست می‌آیند. با توجه به اینکه از نظر ریاضی، امکان منفی شدن $d_e(h)$ وجود دارد، لذا قرار دادن قیدی مطابق (۵) ضروری است. در واقع مشترکین حساس به قیمت در بالاترین سطح پاسخگویی نیز نمی‌توانند مصرف خود را کمتر از صفر کنند. طبق رابطه (۶)، باید قیمت‌گذاری طوری انجام شود که پیک روزانه پس از اجرای برنامه TOU از مقدار قبلی بیشتر نشود. طبق رابطه (۷) فرض شده تغییر مصرف مشترکین در هر ساعت، محدود به ۳۰٪ مقدار اولیه باشد، زیرا تغییر بسیار زیاد مصرف مشترکین پس از قیمت‌گذاری زمان استفاده، منطقی بنظر نمی‌رسد. طبق رابطه (۸)، انرژی مصرفی روزانه مشترکین بعد از قیمت‌گذاری نباید کمتر از مقدار اولیه باشد. چون هدف از قیمت‌گذاری TOU، بیشتر جابجایی مصرف از ساعات پرباری به کم باری است و نه کاهش انرژی مصرفی مشترکین.

با توجه به اینکه در روش دوم، هدف بهینه‌سازی تنها بهبود ضریب بار می‌باشد و روند بهینه‌سازی دخالتی در کنترل هزینه مشترکین ندارد؛ در بعضی حالتها ممکن است این هزینه افزایش زیادی داشته باشد. لذا برای جلوگیری از افزایش بی‌رویه هزینه مشترکین، قیدی مطابق رابطه (۹) نیز برای روش دوم در نظر گرفته شده است:

$$\text{Cost} \leq 1.02 \times \text{Cost}_0 \quad (\text{Cost}_0 = \sum_{h=1}^{24} \dots_0(h) \times d_0(h)) \quad (9)$$

با توجه به شکل ۴، با مشارکت ۲۰٪ مشترکین، پیک بار با ۴.۵ درصد کاهش به ۳۶۰۷۲ مگاوات و ضریب بار با افزایشی قابل ملاحظه به عدد ۹۰.۷٪ می‌رسد.

شبیه‌سازیها برای مقادیر از ۰ تا ۳۵٪ با گامهای ۵٪ انجام شده است. نتایج حالت $=0$ ، وضعیت سیستم در حالت عدم اجرای برنامه TOU (حالت پایه) را نشان می‌دهد. نتایج کامل شبیه‌سازیها در جداول (پ ۱) و (پ ۲) پیوست آمده است. منظور از روش اول در تمامی نمودارها، روش حداقل‌سازی هزینه مشترکین و منظور از روش دوم، روش حداکثر سازی ضریب بار می‌باشد.

در جدول ۳، میزان قیمت بهینه بدست آمده از شبیه سازی هر دو روش پیشنهادی (در مقادیر مختلف مشارکت مشترکین) گردآوری شده است.

جدول ۳: قیمت بهینه تعرفه‌ها (هزار ریال بر مگاوات ساعت)

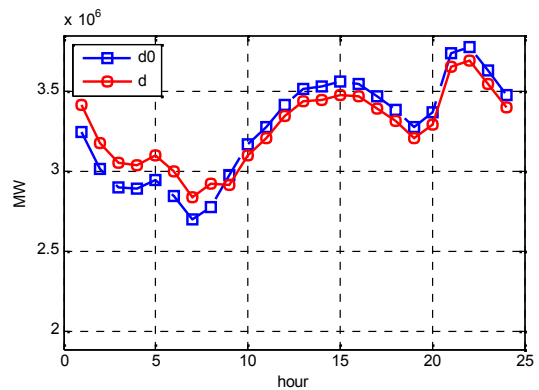
χ (%)	قیمت کم باری		قیمت میان باری		قیمت پر باری	
	روش اول	روش دوم	روش اول	روش دوم	روش اول	روش دوم
0	40	57.36	117.08	104.15	150	296.14
5	40	50.43	117.08	107.08	150	282.7
10	40	40	117.08	111.87	150	254.72
15	40	40	117.08	112.84	150	235.16
20	40	40	117.08	113.39	150	224.25
25	40	41.3	117.08	113.45	150	214.29
30	43.58	48.9	90	112.57	150	182.15

ملاحظه می‌شود، اگرچه در روش اول قیمت ساعات پیک همواره ثابت است ولی در روش دوم با افزایش میزان مشارکت، قیمت تعرفه پیک کاهش می‌یابد. با کاهش تعرفه پیک (در روش دوم) انتظار آن است که هزینه تحمیلی بر مشترکین نیز کاهش یابد؛ که این موضوع در شکل‌های بعدی بررسی شده است.

در شکل ۵، درصد تغییر در بهای برق شرکت‌کنندگان در برنامه TOU، نسبت به مقدار هزینه پرداختی آنها قبل از اجرای برنامه رسم شده است.

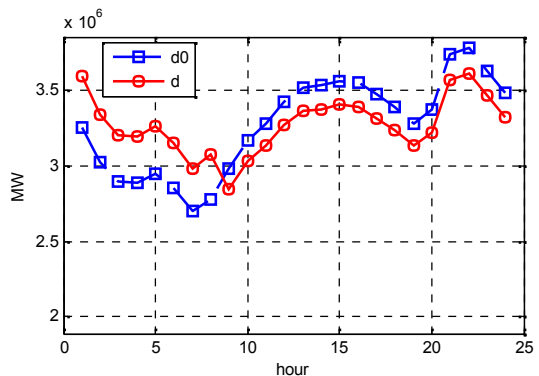
میان باری	0.01	- 0.1	0.016
پر باری	0.012	0.016	- 0.1

در ابتدا بعنوان نمونه، نتایج تغییر منحنی بار روزانه در نتیجه اجرای برنامه پاسخگویی بار ارائه شده است. در شکل ۳، اثر مشارکت ۱۰ درصدی مشترکین در برنامه TOU و در شکل ۴، نتیجه مشارکت ۲۰ درصدی آنها به نمایش در آمده است. پیک اولیه برابر ۳۷۷۷۰ مگاوات و ضریب بار اولیه برابر ۸۶.۶٪ بوده است.



شکل ۳: منحنی بار قبل و پس از اجرای برنامه TOU به ازای ۱۰٪ =

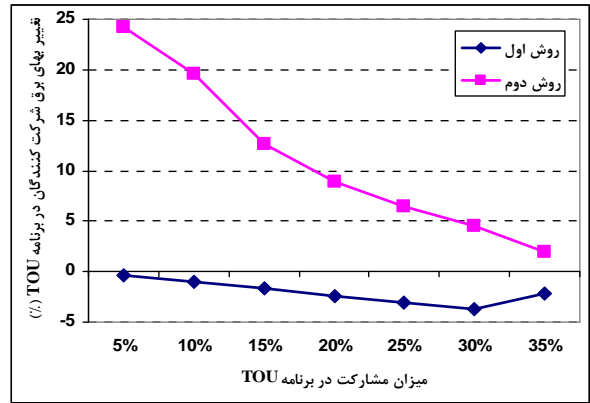
طبق نتایج، اگر ۱۰٪ مشترکین در برنامه TOU مشارکت کنند، پیک بار ۲.۲ درصد کاهش یافته و به ۳۶۹۲۱ مگاوات می‌رسد. همچنین ضریب بار تا مقدار ۸۸.۶٪ افزایش می‌یابد.



شکل ۴: منحنی بار قبل و پس از اجرای برنامه TOU به ازای ۲۰٪ =

شکل ۶: تغییر هزینه کل مشترکین نسبت به پارامتر

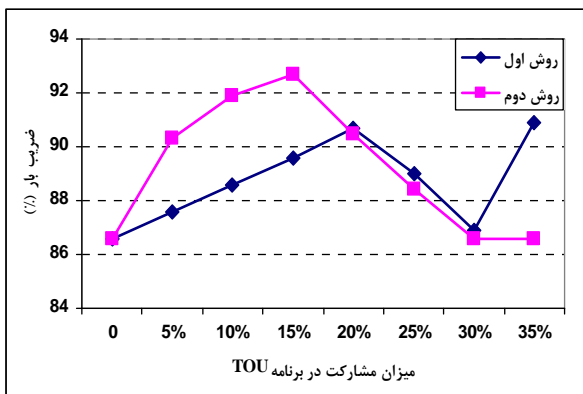
همچنین مشاهده می‌شود محدوده تغییرات در شکل ۶، نسبت به شکل ۵ بسیار کمتر است. برای مثال مشارکت ۱۰ درصدی در روش دوم، هزینه کل را فقط حدود ۰.۲٪ افزایش می‌دهد. این در حالی است که مقدار افزایش هزینه شرکت کنندگان در برنامه TOU حدود ۲۰٪ می‌باشد (شکل ۵). این موضوع در مورد نتایج روش اول نیز صادق است.



شکل ۵: تغییر بهای مشترکین DR نسبت به پارامتر

تغییرات ضریب بار سیستم به ازای تغییر در میزان مشارکت مشترکین در برنامه TOU نیز، در شکل ۷ رسم شده است. ملاحظه می‌شود در مشارکتهای کمتر از ۲۰٪، قیمت‌گذاری مطابق روش دوم، ضریب بار بهتری را نتیجه می‌دهد ولی به ازای $x \geq 20\%$ ، روش اول مناسبتر است. طبق این نتایج، افزایش مشارکت همیشه ضریب بار را زیاد نمی‌کند؛ که غیر خطی بودن رابطه ضریب بار، مهمترین عامل رفتار غیر قابل پیش بینی آن می‌باشد. در بهترین حالت ضریب بار تا ۹۲.۷٪ افزایش می‌یابد.

با دقت در شکل ۵ ملاحظه می‌شود، روش اول همواره کاهش بهای پرداختی را برای مشترکین به همراه دارد، که با توجه به تابع هدف روش اول (حداقل سازی هزینه)، امری منطقی است. علت بالا بودن هزینه در روش دوم بخصوص در مشارکتهای کمتر این است که تعداد کمی از مشترکین در بالا بردن ضریب بار شبکه نقش ایفا می‌کنند؛ که با افزایش میزان مشارکت، این افزایش هزینه بشدت کاهش می‌یابد. تغییر روند نمودار روش اول در مشارکت ۳۵٪ در برنامه قیمت‌گذاری زمان استفاده نیز، به علت افزایش انرژی مصرفی در این حالت است؛ که با مراجعه به جدول (پ ۲) در پیوست این موضوع بخوبی دیده می‌شود.

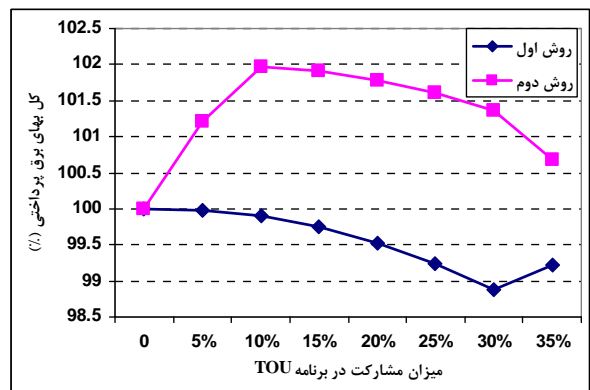


شکل ۷: تغییرات ضریب بار نسبت به پارامتر

در شکل ۶، تغییرات هزینه بهای برق همه مشترکین، به ازای مقادیر مختلف رسم شده است. برای سهولت در مقایسه، هزینه‌ها با مبنای قرار دادن هزینه حالت پایه (۷۸.۴۸ میلیارد ریال)، نرمالیزه شده‌اند. با دقت در این شکل ملاحظه می‌شود به ازای تمامی مقادیر، روش اول، هزینه کل کمتری برای مشتریان به همراه دارد.

۵. نتیجه گیری

در پیاده‌سازی برنامه پاسخگویی بار TOU، استفاده از تعرفه قیمتی مناسب در ساعات مختلف شبانه روز، اهمیت زیادی دارد. در این مقاله، با مدلسازی رفتار مصرف‌کنندگان به کمک روابط پاسخگویی بار، دو روش جدید برای قیمت‌گذاری بهینه برنامه TOU پیشنهاد گردیده است.



- [12] Shayesteh E, Yousefi A, Parsa Moghaddam M (2010) A probabilistic risk-based approach for spinning reserve provision using day-ahead demand response program. Energy, Volume 35, Issue 5, pp1908-1915.
- [13] Azami R, Abbasi AH, Shakeri J, Fard AF (2009) Impact of EDRP on composite reliability of restructured power systems. IEEE Power Tech, Bucharest, pp 1-6.
- [14] R. Effatnejad, "Electrical Load Components Of Iran Electrical Network", International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering (IJTPE), Volume2, Issue4, Dec 2010.

۷. پیوست

جدول (پ ۱): نتایج شبیه‌سازیها برای کل مشترکین سیستم

X (%)	ضریب بار (%)		هزینه کل (میلیارد ریال)		انرژی مصرفی (مگاوات ساعت)	
	روش اول	روش دوم	روش اول	روش دوم	روش اول	روش دوم
0	86.6	86.6	78.48	78.49	784860	784860
5	87.6	90.3	78.47	79.44	784860	784860
10	88.6	91.9	78.40	80.03	784860	784860
15	89.6	92.7	78.28	79.98	784860	784860
20	90.7	90.5	78.11	79.89	784860	784860
25	89	88.4	77.89	79.76	784860	784860
30	86.9	86.6	77.61	79.56	784860	784860
35	90.9	86.6	77.88	79.02	823763	784860

جدول (پ ۲): نتایج شبیه‌سازیها برای شرکت کنندگان در برنامه TOU

X (%)	هزینه (میلیارد ریال)		انرژی مصرفی (مگاوات ساعت)		نسبت هزینه به انرژی (هزار ریال بر مگاوات ساعت)	
	روش اول	روش دوم	روش اول	روش دوم	روش اول	روش دوم
5	3.91	4.88	39243	39243	99.62	124.25
10	7.77	9.39	78487	78487	98.95	119.63
15	11.6	13.3	117730	117730	98.28	112.69
20	15.3	17.1	156974	156974	97.61	108.94
25	19.0	20.9	196217	196217	96.94	106.46
30	22.7	24.6	235461	235461	96.27	104.57
35	26.9	28.0	313713	274705	85.62	101.94

مطابق انتظار، قیمت‌گذاری مطابق روش اول، بخاطر کاهش بهای برق مصرفی می‌تواند از نظر مشترکین مطلوبتر قلمداد شود؛ که افزایش سطح مشارکت، همواره هزینه تحمیلی بر مشترکین را کمتر می‌کند. طبق نتایج شبیه‌سازی، در میزان مشارکتهای کمتر از ۲۰٪، روش دوم، ضریب بار بهتری را نتیجه می‌دهد، ولی در سطح مشارکت بالاتر، نتایج دو روش تقریباً مشابه است. همچنین افزایش مشارکت الزاماً منجر به بهبود ضریب بار نمی‌شود، که این مسئله می‌تواند بعلت غیر خطی بودن رابطه ضریب بار باشد. اگر چه تغییر در بهای برق شرکت کنندگان در برنامه TOU، محدوده ای در حدود ۳۰٪ دارد، ولی این تغییرات در مورد بهای برق دریافتی از کل مشترکین حدود ۳٪ است، که این به خاطر مشارکت نسبتاً پایین در برنامه پاسخگویی بار می‌باشد.

با استفاده از نتایج روش پیشنهادی، سیاستگذاران می‌توانند با رعایت مصالحه بین اهداف بهره‌بردار و همچنین رضایت مشترکین، تعرفه قیمتی مناسبی برای برنامه مدیریت مصرف انتخاب نمایند. واضح است که بررسی کامل پیامدهای این برنامه‌ها به تحقیقات جامعتری نیاز دارد.

۶. مراجع

- [1] M.H. Albadi, E.F. El-Saadany "A summary of demand response in electricity markets", Electric Power Systems Research, Volume 78, Issue 11, November 2008
- [2] H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, G.R. Yousefi, "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs", Applied Energy, Volume 87, Issue 1, January 2010
- [] حبیب الله اعلمی، محسن پارسا مقدم، غلامرضا یوسفی، "ارزیابی اجرای برنامه TOU کشور و پیشنهاد برنامه بهینه با استفاده از مدل DR"، بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق، آبان ۱۳۸۸.
- [4] Staff Report. "Assessment of demand response and advanced metering"; August 2006. <http://www.FERC.gov>.
- [5] Zhong-fu TAN, Mian-bin WANG, Jian-xun QI, Jian-chao HOU, Xue LI (2008) Time-of-use Price Optimizing Model And Fuzzy Solving Method. Systems Engineering ,Theory & Practice, Volume 28, Issue 9, pp145-151.
- [6] Chua-Liang Su, Kirschen D (2009) Quantifying the Effect of Demand Response on Electricity Markets. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 24, Issue 3, pp 1199 – 1207.
- [7] Weihao Hu, Zhe Chen, Bak-Jensen B (2010) Optimal Load Response to Time-of-Use Power Price for Demand Side Management in Denmark. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), pp 1-4.
- [] غلامرضا شرکتی، "ارائه راهکاری جدید برای مدیریت غیر مستقیم مصرف در محیط تجدید ساختار شده"، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه فردوسی مشهد، ۱۳۸۶.
- [] مهدی ظریف، مهدی صمدی، امیر بشیان، محمد حسین جاویدی، مصطفی رجبی مشهدی، مصطفی فرانباشی، "بررسی اقتصادی طرح پیشنهادی برق خراسان در خصوص دیماند منعطف از دیدگاه مشترکین بر مصرف"، بیست و پنجمین کنفرانس بین‌المللی برق، آبان ۱۳۸۹.
- [10] Aalami H, Yousefi GR, Parsa Moghadam M (2008) Demand response model considering EDRP and TOU Programs. IEEE/PES Transmission and distribution Conference & Exhibition, pp 1-6.
- [11] Aalami HA, Parsa Moghaddam M, Yousefi GR (2010) Modeling and prioritizing demand response programs in power markets. Electric Power System Research, Volume 80, Issue 4, pp 426-435.