

اجرای همزمان برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (TOU) و مشارکت واحدها در حضور

مزارع بادی به روش MILP

محسن کیا^۱، مهرداد ستایش نظر^۲، محمد صادق سپاسیان^۳

۱- دانشجوی دکتری برق، پردیس فنی شهید عباسپور- دانشگاه شهید بهشتی - تهران- ایران

mohsenkia80@gmail.com

۲- استادیار، پردیس فنی شهید عباسپور- دانشگاه شهید بهشتی - تهران- ایران

setayeshnazar@pwut.ac.ir

۳- استادیار، پردیس فنی شهید عباسپور- دانشگاه شهید بهشتی - تهران- ایران

sepasian@pwut.ac.ir

چکیده: برنامه‌ریزی مشارکت واحدها شامل بهینه‌سازی منابع تولید برای حداقل‌سازی هزینه تولید توان با رعایت قیود مربوطه است. با تثبیت تجدید ساختار در سیستم‌های قدرت، افزایش بهای انرژی الکتریکی در بعضی ساعات روز و همچنین افزایش قیمت سوخت، برنامه مدیریت سمت بار از سوی مصرف‌کنندگان مورد توجه بیشتری قرار گرفته است. در این مقاله، تأثیر اجرای بهینه برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (TOU) به عنوان یکی از روش‌های برنامه پاسخ‌گویی بار، بر کاهش هزینه مشارکت واحدها در حضور منابع بادی بررسی شده است. اجرای همزمان مسأله مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار یک مسأله پیچیده غیرخطی با متغیرهای پیوسته و گسسته است که از تکنیک برنامه‌ریزی خطی اعداد صحیح و غیرصحیح (MILP^۲) برای حل مسأله استفاده شده است. این بهینه‌سازی با استفاده از روش CPLEX که در حل مسائل مختلط با اعداد صحیح بسیار کارا است، در برنامه GAMS پیاده‌سازی شده است. روش پیشنهادی در یک شبکه کاربردی و یک شبکه ۲۴ شینه استاندارد IEEE-RTS اجرا شده و نتایج با تحلیل حساسیت‌های مربوطه در انتها آورده شده است.

واژه‌های کلیدی: برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده، برنامه ریزی مختلط با اعداد صحیح، مدیریت سمت بار، مشارکت واحدها.

۱- مقدمه

مدیریت مصرف رهنمون کرده است. بنابراین، مدیریت مصرف انرژی دارای اهمیت بوده و هر اقدامی برای بهینه‌سازی مصرف در راستای حفظ سرمایه‌های ملی، تأمین رفاه عمومی، کاهش قیمت کالاهای تولیدی، کاهش آلودگی محیط‌زیست و در نهایت ارتقا کیفی شرایط زندگی خواهد شد.

محدود بودن منابع اولیه انرژی قابل تبدیل به انرژی الکتریکی و پایین بودن راندمان فرایند تبدیل در نیروگاه‌ها، دست‌اندرکاران امور انرژی را به سیاست‌های بهینه‌سازی و

مدیریت بار عبارت است از اعمال روش‌های مدیریتی بر مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی از طریق کاهش اوج بار سیستم و یا افزایش ضریب بار شبکه (که در صورت امکان ضریب‌های به تولید وارد نکند) با توجه به متغیر بودن میزان مصرف در ساعات شبانه روز و در فصل‌های مختلف. از

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۲/۰۵/۳۰

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۳/۰۳/۰۵

نام نویسنده مسئول : محسن کیا

نشانی نویسنده مسئول : ایران - تهران - پردیس فنی شهید عباسپور

زمان استفاده در کاهش هزینه مشارکت واحدها پرداخته است.

در این مقاله، مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (TOU) در حضور مزارع بادی به طور همزمان و بهینه لحاظ می‌شوند و با خطی‌سازی مسأله و استفاده از روش حل مناسب، بهبود قابل توجهی در سرعت اجرای برنامه حاصل شده است. ضمن اینکه به بررسی تأثیر شاخص‌های مختلف در این بهینه‌سازی پرداخته می‌شود.

در ادامه بخش‌های زیر بررسی می‌شوند. در بخش ۲، به مدیریت سمت بار پرداخته شده است. بخش ۳ به برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و فرمولاسیون مدل اقتصادی پرداخته است. بخش ۴، تابع هدف پیشنهادی و قیدهای بهینه‌سازی ارائه شده است. شبیه‌سازی و ارائه نتایج در شبکه‌های نمونه و استاندارد در بخش ۵ نشان داده شده است. در نهایت، در بخش ۶ نتیجه‌گیری از بهینه‌سازی پیشنهادی ارائه شده است.

۲- مدیریت سمت بار

مدیریت سمت تقاضا را می‌توان به عنوان استراتژی کاهش مصرف اوج بار تلقی کرد که روش‌های صرفه جویی، تولید مشترک و استفاده از فناوری‌های کارآمد از نظر مصرف انرژی را در بر می‌گیرد.

یکی از مواردی که همزمان با تجدید ساختار در بحث‌های بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت مطرح شده است، پاسخ‌گویی سمت بار است. پاسخ‌گویی سمت بار به این شکل تعریف شده است "تغییرات مصرف انرژی توسط مشترکین در پاسخ به تغییرات قیمت برق در طول زمان و یا تغییرات مصرف انرژی در پاسخ به پرداخت‌های انگیزشی که به هدف کاهش مصرف در ساعات پرباری و یا ساعات بحرانی از نظر قابلیت اطمینان به آن‌ها اعطا می‌شود" [۳۰].

در [۱۶] برنامه‌های پاسخ‌گویی سمت بار به دو دسته کلی و چندین دسته فرعی تقسیم می‌شوند:

الف) روش‌های انگیزشی

- کنترل مستقیم بار

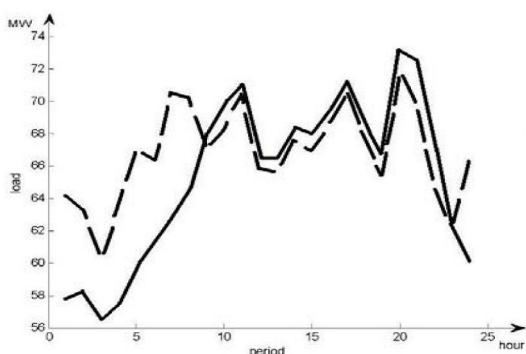
- سرویس قطع بار

طرفی زمان وقوع اوج مصرف در کشورهای مختلف با توجه به شرایط اجتماعی، فرهنگی، اقتصادی و اقلیمی متفاوت کشورها، با همدیگر تفاوت دارند.

در ایران فقط چندین ساعت در شبانه روز، شرایط اوج مصرف اتفاق می‌افتد و در سایر ساعات شبانه روز حتی به یک سوم مصرف زمان اوج می‌رسد و در عمل از ظرفیت‌ها و سرمایه‌گذاری‌های موجود استفاده مطلوب نمی‌شود [۲۴]. در ادامه مروری بر کارهای انجام‌شده در زمینه مدیریت سمت بار می‌آید.

مرجع [۷،۱۳] به برنامه ریزی مشارکت واحدهای حرارتی و آبی با استفاده از الگوریتم‌های هوشمند پرداخته است. مرجع [۸] به مدیریت هوشمند توان در سیستم تولید توان ترکیبی توسط کنترل کننده هوشمند پرداخته است. در مرجع [۱۴] مدلی برای پاسخ‌گویی سمت بار با در نظر گرفتن بارهای قابل قطع ارائه شده است. در مرجع [۱۶] به روش‌های مختلف پاسخ‌گویی بار مانند برنامه زمان مصرف برق و پاسخ‌گویی بار اضطراری پرداخته است. در مراجع [۶ و ۹] به معرفی روش‌های مختلف کنترل بار در بازارهای برق پرداخته شده است. مرجع [۲] به تأثیر برنامه پاسخ‌گویی بار بر مصرف برق روزانه پرداخته است. در مرجع [۵] میزان تعرفه برای مدیریت پیک مصرف بررسی شده است. مرجع [۱۵] زمان بهینه اجرای برنامه زمان مصرف برق برای شبکه ایران را به دست آورده است. در مرجع [۱۷] به اثر پاسخ‌گویی بار بر روی قابلیت اطمینان در سیستم‌های تجدید ساختار شده پرداخته است. در مرجع [۲۷] از برنامه پاسخ‌گویی بار برای تأمین رزرو با در نظر گرفتن قیدهای قابلیت اطمینان استفاده شده است. در مرجع [۱۱] به بررسی هم‌سویی پاسخ‌گویی بار با استفاده از فناوری‌های بالا پرداخته شده است. مرجع [۲۹] به مسأله همزمان پاسخ‌گویی بار اضطراری (EDRP^۳) و مشارکت واحدها به صورت بلند مدت پرداخته و نتایج آن را با قراردادهای بارهای قابل قطع مقایسه کرده است. در مراجع [۱ و ۱۰] به تعیین مقدار بهینه پاداش برنامه پاسخ‌گویی بار پرداخته شده است. در مراجع [۳ و ۲۴] به تأثیر اجرای همزمان برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری در کاهش هزینه مشارکت واحدها پرداخته است. در مرجع [۴] به تأثیر اجرای همزمان برنامه پاسخ‌گویی بار

بازیگران بازار برق تولیدکنندگان مستقل توان، شرکت‌های منطقه‌ای خطوط انتقال و قانون‌گذاران بازار بودند و مصرف‌کنندگان کم‌ترین مشارکت را در بازار داشتند. مصرف‌کنندگان از سود بازار بهره‌ای نداشتند و از اخبار آن مطلع نمی‌شدند. از سوی دیگر راضی بودند که قیمت برق مصرفی آن‌ها تحت تأثیر نوسانات بازار قرار نگرفته و محاسبات آن‌ها را بهم نزند. اما در حال حاضر قیمت برق به طور مستقیم از میزان تقاضا تأثیر می‌پذیرد و مشترکین، مصرف خود را با قیمت برق تنظیم می‌کنند.



شکل (۱): تأثیر اجرای برنامه قیمت زمان استفاده بر روی بار

الاستیسیته عبارت است از حساسیت تقاضا نسبت به

تغییرات قیمت که در رابطه (۱) نمایش داده شد [۲۰]:

$$E = \frac{\partial q}{\partial p} = \frac{p_0}{q_0} \cdot \frac{dq}{dp} \quad (1)$$

که در این رابطه الاستیسیته تقاضا E ، میزان تقاضا q برحسب MWh ، قیمت انرژی p برحسب $\$/MWh$ ، میزان تقاضای اولیه $q_0(i)$ و قیمت اولیه انرژی $p_0(i)$ است. بر اساس تعریف بالا، الاستیسیته تقاضای بازه Δ نسبت به بازه Δ م به شکل رابطه (۲) تعریف می‌شود [۲۰]:

$$E(i, j) = \frac{\partial q(i)}{\partial p(j)} = \frac{p_0(j)}{q_0(i)} \cdot \frac{dq(i)}{dp(j)} \quad (2)$$

$E(i, j)$ بیانگر نحوه تغییرات مصرف در بازه Δ م نسبت به تغییرات قیمت در بازه Δ م است. هنگامی که در یک بازه قیمت افزایش می‌یابد، تمایل مصرف‌کنندگان به استفاده از انرژی در آن بازه کاهش یافته و از سوی دیگر مصرف‌کنندگان تمایل دارند بار خود را در صورت امکان به

- برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری

- برنامه بازار ظرفیت

- بازار سرویس‌های جانبی

(ب) روش‌های بر پایه زمان

- برنامه زمان استفاده (TOU)

- برنامه قیمت‌دهی آبی

- برنامه قیمت‌دهی پیک اضطراری

براساس این برنامه‌ها، مشترکان علاقه دارند تا در زمان‌هایی که قیمت برق بالا است، مصرف خود را کاهش دهند. این برنامه‌ها به منظور یکنواخت کردن قیمت برق در ساعات مختلف طراحی شده‌اند. متداول‌ترین این برنامه‌ها شامل برنامه زمان استفاده از انرژی، برنامه قیمت‌دهی آبی و برنامه قیمت‌دهی پیک بحرانی هستند.

۳- مدل برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده

(TOU)

بهره‌بردار مستقل شبکه با اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار به کمک اطلاعات قیمت و پیش‌بینی بار کوتاه مدت قصد دارد تا حدودی بار پیک شبکه را کاهش دهد [۱۹]. در برنامه TOU قیمت فروش انرژی الکتریکی در هر ساعت وابسته به هزینه تولید در همان ساعت است؛ بنابراین، قیمت انرژی الکتریکی در زمان کم‌باری ارزان، در زمان میان‌باری متوسط و در زمان اوج بار گران خواهد بود. اجرای برنامه TOU باعث می‌شود مشترکین مصرف خود را با قیمت انرژی الکتریکی تطبیق داده و بار خود را از ساعات گران قیمت به ساعات دیگر منتقل کنند؛ در نتیجه با اجرای این برنامه، پیک بار سیستم کاهش یافته و بسیاری از شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه بهبود می‌یابد [۱۶].

شکل (۱) اجرای برنامه قیمت زمان استفاده بر روی یک شبکه واقعی را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، اپراتور مستقل سیستم توانسته با اجرای برنامه قیمت زمان استفاده و انتخاب قیمت‌های مناسب برای دوره‌های متفاوت، پیک بار شبکه را به میزان دو مگاوات و فاصله پیک بار تا دره را به میزان پنج مگاوات کاهش دهد [۴].

در سال‌های اول تجدید ساختار در صنعت برق، بیشتر

برنامه پاسخ‌گویی بار است.

ماکزیم سود خالص مصرف‌کننده زمانی حاصل می‌شود که مشتق تابع سود خالص مصرف‌کننده نسبت به بار مصرفی صفر شود، که در رابطه (۴) نمایش داده شده است:

$$\frac{\partial NCS}{\partial DEM_u^{new}} = \frac{\partial GCS(DEM_u^{new})}{\partial DEM_u^{new}} - P_u^{old} = 0 \quad (4)$$

$$\Rightarrow \frac{\partial GCS(DEM_u^{new})}{\partial DEM_u^{new}} = P_u^{old}$$

عبارت مزاد ناخالص مصرف‌کننده معمولاً به شکل یک عبارت درجه دوم از مقدار بار مصرفی در نظر گرفته می‌شود که در رابطه (۵) نمایش داده شده است [۱۶]:

$$GCS(DEM_u^{new}) = GCS(DEM_u^{old}) + P_u^{old} \times (DEM_u^{new} - DEM_u^{old}) \times \left(1 + \frac{(DEM_u^{new} - DEM_u^{old})}{2 \times DEM_u^{old} \times \sum_{u'=1}^{N_i} E(u, u')} \right)$$

$$GCS(DEM_u^{new}) = GCS(DEM_u^{old}) + P_u^{old} \times (DEM_u^{new} - DEM_u^{old}) \times \left(1 + \frac{(DEM_u^{new} - DEM_u^{old})}{2 \times DEM_u^{old} \times \sum_{u'=1}^{N_i} E(u, u')} \right) \quad (5)$$

با مشتق‌گیری از عبارت مزاد ناخالص مصرف‌کننده در رابطه (۶) داریم [۱۶]:

$$\frac{\partial GCS(DEM_u^{new})}{\partial DEM_u^{new}} = P_u^{old} \times \left(1 + \frac{(DEM_u^{new} - DEM_u^{old})}{DEM_u^{old} \times \sum_{u'=1}^{N_i} E(u, u')} \right) \quad (6)$$

در این صورت با ترکیب روابط (۴) و (۶) میزان بار مطابق رابطه (۷) خواهد بود [۱۶]:

$$DEM_u^{new} = DEM_u^{old} \times \left(1 + \frac{P_u^{new} - P_u^{old}}{P_u^{old}} \times \sum_{u'=1}^{N_i} E(u, u') \right) \quad (7)$$

که در این رابطه DEM_u^{new} بار مصرفی پس از شرکت در برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده، DEM_u^{old} بار مصرفی قبل از شرکت در برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و P_u^{old}

ساعات و بازه‌های دیگر منتقل نمایند. بنابراین، الاستیسیته خودی همواره منفی و الاستیسیته متقابل همواره مثبت است. بارها در رویارویی با تغییرات قیمت دو عکس‌العمل از خود نشان می‌دهند [۲۵]:

- بارهایی با "حساسیت تک دوره‌ای"، این بارها که تنها با حساسیت خودی سنجیده می‌شوند امکان جابجایی در بازه‌های مختلف را نداشته و تنها عکس‌العمل آن‌ها در مقابل تغییرات قیمت، خاموش شدن و یا روشن ماندن آن‌ها است.

- بارهایی با "حساسیت چند دوره‌ای"، این بارها که حساسیت متقابل سنجیده می‌شوند امکان جابجایی در بازه‌های مختلف را داشته و مصرف‌کننده می‌تواند مصرف خود را از زمان پیک به زمان غیر پیک منتقل کرده و هزینه‌های خود را کاهش دهند [۲۸].

به دلیل ویژگی خاص انرژی الکتریکی، مصرف‌کنندگان کوچک، به سختی به تغییرات قیمت آن پاسخ می‌دهند و در دسته اول قرار می‌گیرند. از طرفی مصرف‌کنندگان صنعتی به منظور کاهش هزینه‌های خود مایل به کاهش بار خود در هنگام پیک بار و افزایش مصرف در هنگام کم‌باری و میان‌باری بوده و در دسته دوم جای می‌گیرند. مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی هنگامی که با قیمت‌های گران انرژی الکتریکی در دوره اوج بار و قیمت‌های ارزان انرژی الکتریکی در زمان‌های کم‌باری مواجه می‌شوند، سعی می‌کنند مصرف خود را با قیمت انرژی الکتریکی تطبیق داده و بار خود را از ساعات گران قیمت به ساعات ارزان قیمت منتقل کنند. مشترکین با مصرف انرژی الکتریکی کالای خود را تولید کرده و برای خود درآمدزایی کرده و صورت حساب هزینه برق را پرداخت می‌کنند. بنابراین، تابع مزاد خالص مصرف‌کننده به شکل رابطه (۳) خواهد بود [۱۶].

$$NCS = \{GCS(DEM_u^{new})\} - \{DEM_u^{new} \times P_u^{new}\} \quad (3)$$

مقدار مزاد ناخالص مصرف‌کننده بیانگر درآمد مشتری به دلیل تولید کالا در اثر مصرف انرژی الکتریکی است. NCS مقدار تابع مزاد خالص مصرف، GCS مقدار تابع مزاد ناخالص مصرف‌کننده، P_u^{new} مقدار قیمت انرژی الکتریکی و DEM_u^{new} مقدار بار مصرفی بعد از اجرای

مشارکت واحدها با برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در حضور مزارع بادی، که در این مقاله استفاده شده، در رابطه (۱۰) آمده است.

$$\text{Min} \sum_{u=1}^{N_u} \sum_{i=1}^{N_g} \left[g_{u,i} \times (MC_i + EP \times EMIS_i) + \alpha_{u,i} \times SU_cost_i + \beta_{u,i} \times SD_cost_i \right] + \sum_{u=1}^{N_u} C_{TOU}(u) + \sum_{j=1}^{N_w} C_{wind,j} \quad (10)$$

u نشان دهنده زمان، i نشان دهنده واحدهای حرارتی، N_i مدت زمان مورد نظر در برنامه‌ریزی تولید، N_g تعداد واحدهای تولیدی، $g_{u,i}$ مقدار توان خروجی واحد i در ساعت u ، $EMIS_i$ انتشار آلودگی حدی واحد i ، EP قیمت انتشار آلودگی، MC_i هزینه حدی تولید واحد i ، $\alpha_{u,i}$ نشان دهنده وضعیت روشنایی (روشن شدن) واحد، $\beta_{u,i}$ نشان دهنده وضعیت خاموشی (خاموش شدن) واحد، SU_cost_i هزینه راه‌اندازی واحد i در ساعت u و SD_cost_i هزینه خاموش شدن واحد i در ساعت u را بیان می‌کند. j نشان‌دهنده شین‌های دارای واحد بادی بوده و C_{wind} هزینه بهره‌برداری واحد بادی را نشان می‌دهد و به شکل رابطه (۱۱) تعریف می‌شود [۲۶]:

$$C_{wind,j} = \lambda_j \times g_{wind,j} \quad \forall j \quad (11)$$

در این رابطه، λ_j هزینه بهره‌برداری به ازای هر مگاوات تولید توان، $g_{wind,j}$ مقدار توان خروجی واحد بادی j در ساعت u است.

قیدهای مورد استفاده در برنامه مشارکت واحدهای هم‌زمان با برنامه پاسخ‌گویی بار در حضور مزارع بادی به شکل زیر هستند:

- تعادل توان در سیستم قدرت با حضور مزارع بادی [۲۶]

$$\sum_{i=1}^{N_g} g_{u,i} + \sum_{j=1}^{N_w} g_{wind,j} = DEM_u^{new} \quad \forall u \quad (12)$$

- قیدهای مربوط به متغیرهای باینری نشان‌دهنده وضعیت خاموش و روشن شدن واحدها [۲۴]

$$\alpha_{u,i} + \beta_{u,i} \leq 1 \quad (13)$$

و p_u^{new} قیمت انرژی الکتریکی قبل و بعد از اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده است که برای هر یک از سه بازه یاد شده مقدار مشخصی دارد. بنابراین، میزان بار مصرفی مصرف‌کننده مشخص است، اگر قیمت انرژی الکتریکی در دوره‌های مختلف یکسان باشد، مصرف‌کننده تمایلی برای انتقال بار مصرفی خود از پیک بار به دره بار نشان نخواهد داد.

هزینه اجرای برنامه TOU برای شرکت تولیدی^۴ به خاطر تغییرات قیمت انرژی الکتریکی و تغییرات بار شبکه است. به عبارت دیگر، این هزینه برابر با تغییرات درآمد GenCo است که به شکل رابطه (۸) به دست می‌آید [۴]:

$$C_{TOU}(u) = p_u^{old} \times DEM_u^{old} - p_u^{new} \times DEM_u^{new} = DEM_u^{old} \times (p_u^{old} - p_u^{new}) \times \left(1 + \frac{p_u^{new}}{p_u^{old}} \times \sum_{u'=1}^{N_u} E(u, u') \right) \quad (8)$$

همانطور که مشاهده می‌شود، هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار TOU توسط GenCo با $C_{TOU}(u)$ نمایش داده شده که تابع شاخص‌هایی همچون کشش تقاضا، میزان مصرف شبکه و قیمت انرژی الکتریکی در دو حالت قبل و بعد از اجرای برنامه TOU است. مطابق تعریف، نحوه طراحی برنامه زمان استفاده، تغییر قیمت فروش انرژی الکتریکی در زمان‌های مختلف شبانه روز است. در این مقاله، قیمت انرژی الکتریکی توسط متغیر $m(u)$ تغییر داده می‌شود که در رابطه (۹) آورده شده است [۱۲]:

$$\mu = \begin{cases} p_{peak,u}^{new} > p_{peak,u}^{old} + m(u) \\ p_{off-peak,u}^{new} = p_{off-peak,u}^{old} \\ p_{valley,u}^{new} < p_{valley,u}^{old} - m(u) \end{cases} \quad (9)$$

در رابطه (۹) $p_{peak,u}^{new}$ ، $p_{off-peak,u}^{new}$ و $p_{valley,u}^{new}$ قیمت انرژی الکتریکی بعد از اجرای برنامه TOU به ترتیب در دوره‌های پر باری، میان باری و کم‌باری است.

۴- تابع هدف

در این مقاله، مسأله اجرای بهینه هم‌زمان برنامه پاسخ‌گویی بار و مشارکت واحدها در حضور مزارع بادی انجام شده است؛ تابع هدف و قیدهای مسأله اجرای هم‌زمان

مینیم کردن تابع هدف، نتایج بهینه‌سازی مشارکت واحدها و پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در حضور مزارع بادی به طور بهینه به دست می‌آید.

۵- شبیه‌سازی و ارایه نتایج

فرمولاسیون پیشنهادی ابتدا بر روی یک شبکه کاربردی نمونه اعمال شده و سپس، بر روی یک شبکه ۲۴ شینه استاندارد IEEE-RTS شبیه‌سازی شده است. در این مقاله برای اجرای بهینه‌سازی از برنامه GAMS 23.6 [۲۱] که برنامه‌ای بسیار قوی در امر بهینه‌سازی می‌باشد، استفاده شده است؛ در حل این مسأله از روش CPLEX که یکی از روش‌های کارا در حل مسائل MIP می‌باشد، استفاده شده است [۱۸]. شبیه‌سازی‌های ارایه شده بر روی یک دستگاه لپ‌تاپ مدل Dell Vostro1520 با ۴ گیگا بایت RAM و پردازشگر Core2duo اجرا شده است، زمان اجرای این برنامه برای هر دو شبکه نمونه کمتر از ۱ ثانیه بوده است.

برای اجرای همزمان برنامه مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (TOU) در حضور مزارع بادی که فرمولاسیون آن‌ها در قسمت‌های قبل نشان داده شده است، از تکنیک برنامه‌ریزی خطی مختلط با اعداد صحیح (MILP) استفاده شده است.

۵-۱- شبیه‌سازی شبکه کاربردی

شبکه کاربردی مورد استفاده در این مقاله دارای ۱۹ واحد تولیدی بوده است. بارها و مقدار رزرو هر ناحیه در تمام ساعات دوره مطالعه (۲۴ ساعت) در جدول (۱) آورده شده است. اطلاعات مورد نیاز واحدهای این شبکه کاربردی در مرجع [۲۳] آمده است. در شبیه‌سازی یاد شده از ساعت ۱ تا ۱۰ کم‌باری، از ساعت ۱۱ تا ۱۸ پر باری و از ساعت ۱۹ تا ۲۴ میان‌باری است. هزینه انرژی در ساعات کم‌باری ۸۰ دلار بر مگاوات ساعت، در ساعات میان‌باری ۱۴۰ دلار بر مگاوات ساعت و در ساعات پر باری ۲۵۰ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. الاستیسیته خودی و متقابل در شبکه‌های کاربردی در جدول (۲) نشان داده شده است.

$$\alpha_{u,i} - \beta_{u,i} = z_{u,i} - z_{u-1,i} \quad (14)$$

- قیدهای حداقل و حداکثر توان تولیدی واحدها حرارتی [۲۴]

$$Pmin_i \cdot z_{u,i} \leq g_{u,i} \quad \forall i, u \quad (15)$$

$$g_{u,i} \leq Pmax_i \cdot z_{u,i} \quad \forall i, u \quad (16)$$

- قیدهای مربوط به حداقل و حداکثر توان تولیدی واحدهای بادی [۲۴]

$$g_{wind,j}^{min} \leq g_{wind,j} \leq g_{wind,j}^{max} \quad \forall j \quad (17)$$

- شیب افزایشی و کاهش‌ی توان تولید [۲۱]

$$g_{u,i} - g_{u-1,i} \leq (1 - \alpha_{u,i}) \times RAMP_i^{up} + \alpha_{u,i} \times Pmin_i \quad \forall u \quad (18)$$

$$g_{u-1,i} - g_{u,i} \leq (1 - \beta_{u,i}) \times RAMP_i^{dn} + \beta_{u,i} \times Pmin_i \quad \forall u \quad (19)$$

- حداقل زمان خاموش و روشن بودن واحدها [۲۴]

$$\sum_{u=u-MUT_i}^{u-1} z_{u,i} \geq MUT_i \times \beta_{u,i} \quad \forall i, u \quad (20)$$

$$\sum_{u=u-MDT_i}^{u-1} (1 - z_{u,i}) \geq MDT_i \times \alpha_{u,i} \quad \forall i, u \quad (21)$$

- رابطه هزینه مربوط به برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (رابطه ۸)

- قید میزان بار پس از مشارکت سمت تقاضا در برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (رابطه ۷)

- قید مربوط به تغییر قیمت انرژی (رابطه ۹)

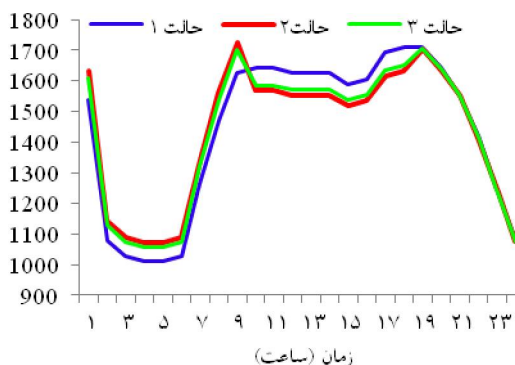
در روابط بالا $z_{u,i}$ نشان دهنده وضعیت روشن بودن واحد i ، $Pmax_i$ ، حداکثر توان خروجی واحد i ، $Pmin_i$ نشان‌دهنده حداقل توان تولیدی واحد i ، $g_{wind,j}^{max}$ ، حداکثر توان خروجی واحد بادی j ، $g_{wind,j}^{min}$ نشان‌دهنده حداقل توان تولیدی واحد بادی j ، $RAMP_i^{up}$ ماکزیمم شیب افزایشی مجاز واحد i ، $RAMP_i^{dn}$ ، ماکزیمم شیب کاهش‌ی مجاز واحد i ، MUT_i حداقل زمان روشن بودن واحد i و MDT_i حداقل زمان خاموشی واحد i است. با در نظر گرفتن قیدهای بالا در مسأله بهینه‌سازی و

هزینه برنامه مشارکت واحدهای نیروگاهی و هزینه ناشی از

برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده را نیز شامل می‌شود.

در حالت سوم برنامه مشارکت واحدهای تولید با برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و حضور مزارع بادی اجرا می‌شود. در این حالت هزینه کل شامل هزینه برنامه مشارکت واحدهای نیروگاهی و هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و هزینه تولید در مزارع بادی را نیز شامل شده است.

شکل (۲) تأثیر پیاده‌سازی برنامه‌ریزی پاسخ‌گویی بار زمان استفاده بر روی منحنی بار شبکه کاربردی را در سه حالت فوق نشان می‌دهد. میزان هزینه کل در برنامه‌ریزی حالت ۱ برای این شبکه کاربردی برابر $۹۰۵۶۷۷/۳$ دلار، در حالت ۲ این هزینه برابر $۸۶۶۳۸۸/۷$ دلار و در حالت ۳ برابر $۶۹۷۹۲۶/۷$ دلار شده است. همان‌طور که در شکل (۳) مشخص است هزینه بهره‌برداری کل در حالت سوم که با اجرای برنامه همزمان مشارکت واحدها و پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در حضور مزارع بادی بوده کم‌ترین مقدار برنامه‌ریزی به‌دست آمده است.



شکل (۲): منحنی بار شبکه کاربردی در سه حالت مختلف

شکل (۴) مقدار قیمت انرژی الکتریکی برای حالات قبل و بعد از پیاده‌سازی برنامه‌ریزی پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در حضور مزارع بادی در شبکه کاربردی را در سه حالت مقایسه می‌کند. مشاهده می‌شود که قیمت انرژی الکتریکی در برخی از ساعات تغییر می‌یابد که این به دلیل حضور هم‌زمان برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و برنامه‌ی مشارکت واحدهای تولید می‌باشد و گاهی در

جدول (۱): اطلاعات بارها در شبکه کاربردی

زمان	بار MW	زمان	بار MW
۱	۱۵۳۹	۱۳	۱۶۲۴/۵
۲	۱۰۷۷/۳	۱۴	۱۶۲۴/۵
۳	۱۰۲۶	۱۵	۱۵۹۰/۳
۴	۱۰۰۸/۹	۱۶	۱۶۰۷/۴
۵	۱۰۰۸/۹	۱۷	۱۶۹۲/۹
۶	۱۰۲۶	۱۸	۱۷۱۰
۷	۱۲۶۵/۴	۱۹	۱۷۱۰
۸	۱۴۷۰/۶	۲۰	۱۶۴۱/۶
۹	۱۶۲۴/۵	۲۱	۱۵۵۶/۱
۱۰	۱۶۴۱/۶	۲۲	۱۴۱۹/۳
۱۱	۱۶۴۱/۶	۲۳	۱۲۴۸/۳
۱۲	۱۶۲۴/۵	۲۴	۱۰۷۷/۳

جدول (۲): الاستیسیته خودی و متقابل در شبکه کاربردی و

استاندارد ۲۴ شیبه IEEE RTS

	کم باری	میان‌باری	پر باری
کم باری	-۰/۱	۰/۰۱۶	۰/۰۱۲
میان‌باری	۰/۰۱۶	-۰/۱	۰/۰۱
پر باری	۰/۰۱۲	۰/۰۱	-۰/۱

در این مقاله با استفاده از روش معرفی شده، در سه حالت زیر نتایج با هم مقایسه شده است.

- حالت ۱: بدون برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و

نبود مزارع بادی

- حالت ۲: با برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و نبود

مزارع بادی

- حالت ۳: با برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و

حضور مزارع بادی (با تولید بادی ۱۵۰ مگا وات)

ابتدا بدون در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی بار و در

شرایط نبود مزارع بادی، برنامه مشارکت واحدها اجرا شده

است که در این حالت هزینه کل، شامل هزینه برنامه

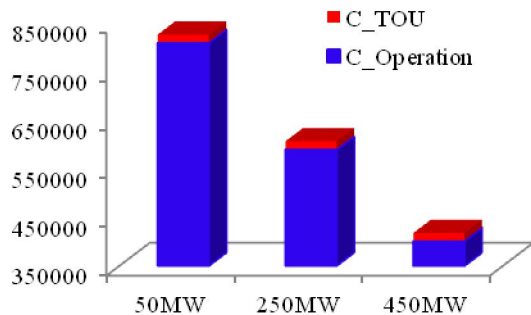
مشارکت واحدهای نیروگاهی است.

در حالت دوم برنامه مشارکت واحدها و برنامه

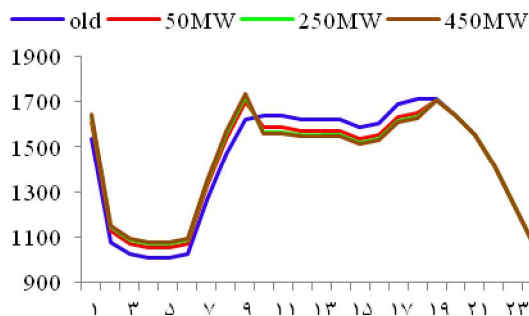
پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و نبود مزارع بادی اجرا شده

است. در این حالت نیز هزینه شامل هزینه قسمت قبل یعنی

کاربردی در شکل (۶) نشان داده شده است. همان طور که از قبل قابل پیش بینی بود، در ازای ضریب نفوذهای مختلف بادی در شبکه، برنامه های مختلفی برای برنامه پاسخ گویی بار به دست می آید که در شکل (۶) برای شبکه کاربردی نمایش داده شده است.



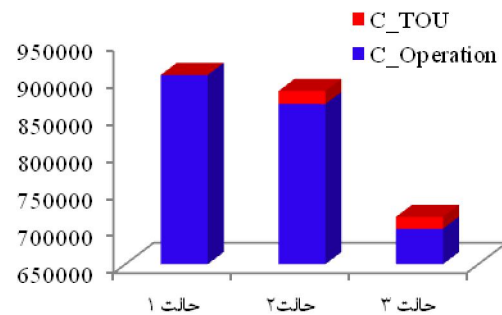
شکل (۵): هزینه بهره برداری و هزینه اجرای برنامه پاسخ گویی بار زمان استفاده در هریک از سناریوهای مختلف نفوذ انرژی بادی در شبکه کاربردی



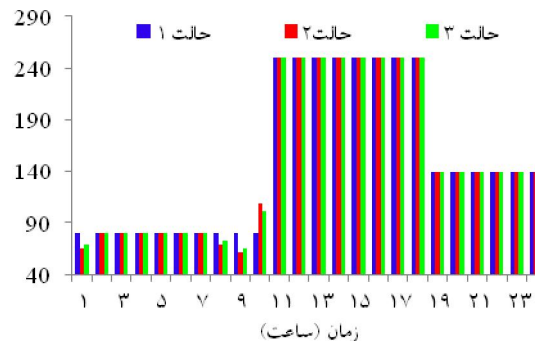
شکل (۶): منحنی بار پس از اجرای برنامه پاسخ گویی بار زمان استفاده به ازای سناریوهای مختلف نفوذ باد در شبکه کاربردی

منحنی بار در ازای قیمت های مختلف انرژی الکتریکی در سه دوره پر باری، میان باری و کم باری در شبکه کاربردی در شکل (۷) برای شبکه کاربردی نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود در ازای قیمت های مختلف انرژی الکتریکی مشارکت مصرف کنندگان در برنامه پاسخ گویی بار متفاوت می شود، که امری طبیعی است.

برخی موارد قیدهای واحدهای تولید، افزایش قیمت انرژی را به شبکه تحمیل می کند.



شکل (۳): هزینه های بهره برداری و پاسخ گویی بار زمان استفاده در شبکه کاربردی در سه حالت مختلف



شکل (۴): قیمت انرژی در شبکه کاربردی در سه حالت مختلف

شکل (۵) نشان دهنده هزینه بهره برداری و هزینه اجرای برنامه پاسخ گویی بار زمان استفاده در شبکه کاربردی است؛ مجموع این هزینه ها نشان دهنده کل هزینه بهره برداری است. این نمودار دارای سه ستون بوده که هر یک نشان دهنده یک سناریو است. در هر سناریو میزان نفوذ انرژی بادی به شکل درصدی از کل تولید است. میزان تولید انرژی الکتریکی بادی در هر سناریو در شکل (۵) بر حسب مگا وات (MW) نشان داده شده است. در شکل (۵) هزینه های بهره برداری کل متناسب با افزایش حضور تولید بادی در شبکه، روندی کاهشی پیدا می کند.

منحنی بار پس از اجرای برنامه پاسخ گویی بار زمان استفاده به ازای سناریوهای مختلف نفوذ بادی در شبکه

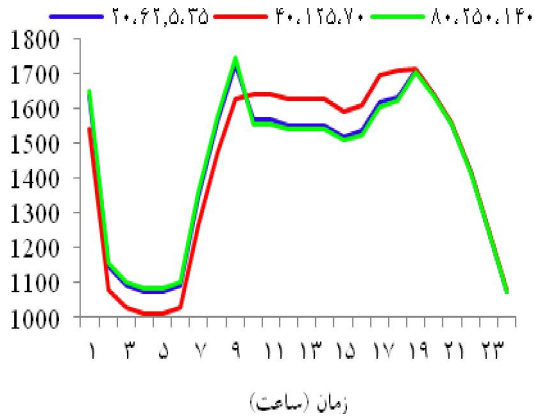
۵-۲- شبیه‌سازی شبکه ۲۴ شینه استاندارد

IEEE-RTS

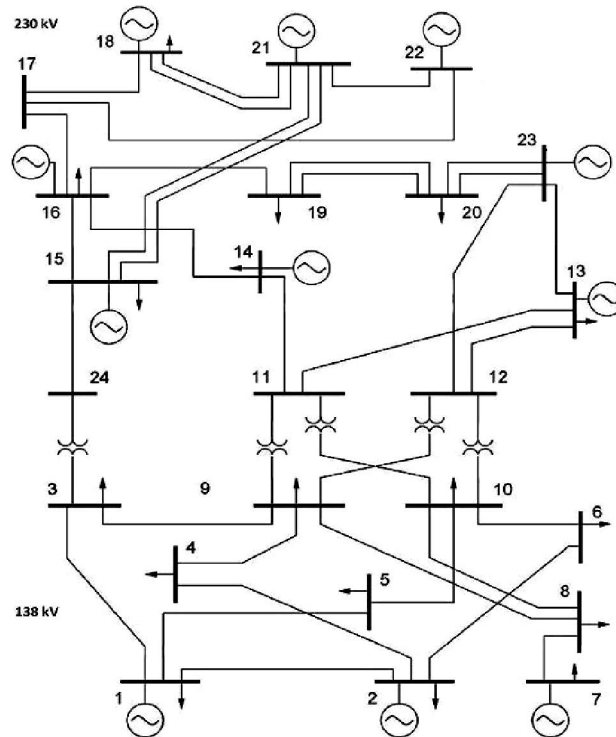
روش پیشنهاد شده در این مقاله بر روی شبکه ۲۴ شینه IEEE-RTS که در شکل (۸) نشان داده شده، پیاده‌سازی شده است. تمام اطلاعات مورد نیاز این شبکه مانند هزینه راه‌اندازی و هزینه خاموشی واحدها، محدوده مجاز توان تولیدی واحدها، شیب افزایش و کاهش توان تولیدی واحدها، حداقل زمان خاموش و روشن بودن واحدها و سایر اطلاعات از مرجع [۲۲] گرفته شده است؛ واحدهای آبی موجود در این شبکه در نظر گرفته نشده است.

بار ساعتی مورد استفاده متناسب با یک روز تابستان با بار پیک ۲۸۵۰ مگاوات در نظر گرفته شده است. مدت زمان مورد مطالعه به شکل ۲۴ ساعته (یک شبانه روز) است. فرض شده که پاسخ‌گویی بار در تمامی شین‌های دارای مصرف‌کننده (۱۷ شین) پیاده‌سازی می‌شود. جدول اطلاعات مربوط به الاستیسیته خودی و متقابل شبکه ۲۴ شینه در سه دوره همانند جدول الاستیسیته در شبکه کاربردی (جدول ۲)

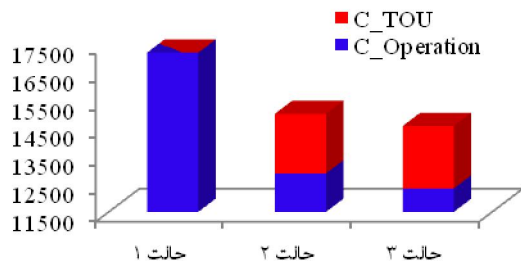
است.



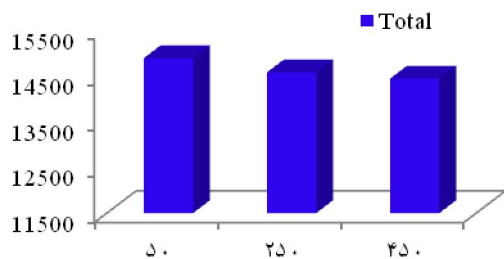
شکل (۷): منحنی بار به تفکیک قیمت‌های مختلف انرژی در سه دوره پر باری، میان باری و کم باری در شبکه کاربردی



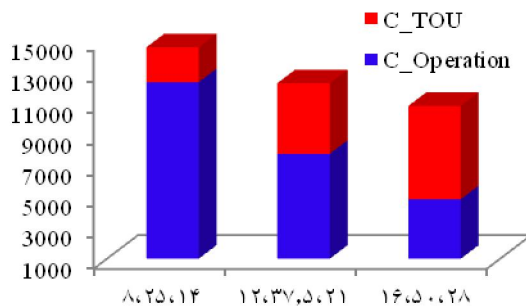
شکل (۸): دیاگرام شبکه ۲۴ شینه استاندارد IEEE RTS



شکل (۹): هزینه‌های بهره برداری و پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در شبکه ۲۴ شینه در سه حالت مختلف



شکل (۱۰): هزینه کل در هر یک از سناریوهای مختلف نفوذ انرژی بادی در شبکه ۲۴ شینه



شکل (۱۱): هزینه کل به تفکیک قیمت‌های مختلف انرژی در سه دوره پر باری، میان باری و کم باری در شبکه ۲۴ شینه

با بررسی نتایج مشاهده می‌شود، اجرای برنامه مشارکت واحدها همزمان با برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در حضور مزارع بادی موجب کاهش هزینه سیستم شده است. همانطور که در قسمت قبل بیان شد اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان سبب استفاده بهینه‌تر از ظرفیت موجود را فراهم می‌آورد. ارایه فرمولاسیون برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده با مدل اقتصادی برای نحوه برخورد مشترکین با قیمت انرژی الکتریکی، یک بهینه‌سازی نزدیک به واقعیت را به همراه داشته و بسیاری از مباحث خرد و کلان اقتصادی بر پایه مدل‌های عرضه و تقاضا و کشش‌های متقابل و خودی تکیه دارد.

در شبیه‌سازی‌های این شبکه از ساعت ۱ تا ۹ دره، از ساعت ۱۰ تا ۱۸ پیک و از ساعت ۱۹ تا ۲۴ میان‌باری است. هزینه انرژی در ساعات دره ۸ دلار بر مگاوات ساعت، در ساعات میان‌باری ۱۴ دلار بر مگاوات ساعت و در ساعات پیک ۲۵ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.

نتایج مطالعات عددی در این شبکه نیز همانند بخش قبل در سه حالت به بررسی نتایج پرداخته می‌شود. ابتدا بدون در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی بار و در شرایط نبود مزارع بادی اجرا شده است. در حالت دوم برنامه برنامه مشارکت واحدهای تولید با پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و در شرایط نبود مزارع بادی اجرا می‌شود. در حالت سوم برنامه مشارکت واحدهای تولید با پاسخ‌گویی بار زمان استفاده و در حضور مزارع بادی اجرا می‌شود. در حالت سوم میزان تولید بادی در شبکه ۲۴ شینه، ۲۵۰ مگاوات در نظر گرفته شده است.

در شکل (۹) مشاهده می‌شود که میزان هزینه کل در برنامه‌ریزی حالت ۱ برای شبکه ۲۴ شینه برابر ۱۷۱۹۸/۱ دلار، در حالت ۲ این هزینه برابر ۱۲۸۷۷/۵ دلار و در حالت ۳ برابر ۱۲۳۳۶/۶ دلار شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود در این شبکه نیز نتایج همچون بخش قبل بوده است؛ شکل (۱۰) نشان دهنده هزینه مشارکت واحدها و هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در ازای سناریوهای مختلف نفوذ تولید بادی (بر حسب مگاوات) به شبکه، در شبکه استاندارد ۲۴ شینه IEEE-RTS است، که مجموع این هزینه‌ها نشان دهنده کل هزینه بهره‌برداری سیستم است. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش نفوذ تولید بادی در شبکه هزینه بهره‌برداری در سیستم کاهش می‌یابد. با تغییر قیمت انرژی الکتریکی در سه دوره پر باری، میان‌باری و کم‌باری در شبکه استاندارد ۲۴ شینه IEEE-RTS نیز مشاهده می‌شود که هزینه‌های بهره‌برداری مختلفی در ازای این قیمت‌های مختلف انرژی الکتریکی که در شکل (۱۱) نشان داده شده، به دست آمده است.

۶- نتیجه‌گیری

برنامه مدیریت سمت بار در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده اهمیت ویژه‌ای داشته است؛ از این‌رو در این مقاله، به شبیه‌سازی برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری به عنوان یکی از روش‌های برنامه پاسخ‌گویی بار پرداخته شد. در شبیه‌سازی‌های انجام شده مشاهده شد که اجرای برنامه زمان استفاده (TOU) سبب بهبود ضریب بار شده است؛ ضمن اینکه با اجرای همزمان برنامه مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده، مصرف‌کننده تغییر در ساعات مصرف انجام داده و هزینه کل بهره‌برداری کاهش یافته است.

تحلیل حساسیت نسبت به میزان نفوذ تولیدهای بادی در شبکه بررسی و مشخص شد که هر چه درصد نفوذ تولیدات بادی در شبکه بیشتر باشد، تأثیر بیشتری در کاهش هزینه کل سیستم خواهد داشت. تحلیل حساسیت نسبت به قیمت‌های مختلف انرژی الکتریکی در سه دوره کم‌باری، میان‌باری و پرباری در شبکه بررسی و مشخص شد در ازای قیمت‌های مختلف در برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده، تأثیرهای متفاوتی ایجاد شده و هزینه‌های بهره‌برداری را نیز تحت تأثیر قرار می‌دهد. شایان ذکر است که برای افزایش سرعت حل مسأله، از خطی‌سازی و روش حل مناسب استفاده شده است. ضمن اینکه روش پیشنهادی به راحتی قابل اجرا برای شبکه‌های بزرگتر است.

مراجع

- Conference on Electricity, 2011.
- [5] Ansari M., "Analysis of tariff for energy consumption management at peak hours subscriber major", 8 Conference on Electricity Distribution Networks, Association of Electrical and Electronics Engineering, 2003.
- [6] Baanirad N., Hashemi M., "Load management and demand on the electrical energy consumption", 8 Conference on Electricity Distribution Networks, Association of Electrical and Electronics Engineering, 2003.
- [7] Tavakoli H. Mozaffari B., "Short-term scheduling heat-water units using Modified Bee Colony Algorithm algorithm", Computational Intelligence in Electrical Engineering, No. 3, 2012.
- [8] Hajizadeh A., Hasanzadeh F., "Intelligent power management in combines wind power / fuel cell / energy storage", Computational Intelligence in Electrical Engineering, No. 3, 2012.
- [9] Simab M., Parsamoghaddam M., "A review of Load management programs in the electricity market", 6 National Conference on Energy, 2007.
- [10] Shayesteh A., Kazempour J., Alaami H., "Optimal allocation of incentive for industry in the demand response program using economic evaluation in Iran", 14 Conference on Electricity Distribution Networks, 2009.
- [11] Madaeni H., Parsamoghaddam M., "Analysis of the alignment of energy efficiency programs and Demand Response programs for economic evaluations", 13 Conference on Electricity Distribution Networks, 2008.
- [12] Minouchehr R., Yaghmaei M., "Pricing bid for demand response programs", 16 Conference on Electricity Distribution Networks, 2011.
- [13] Najadi A., Farshad M., Falaghi H., "UC with an innovative method based on artificial bee colony algorithm", Computational Intelligence in Electrical Engineering, No. 1, 2009.
- [14] Aalami, H. A., ParsaMoghaddam, M., Yousefi, G., "Demand Response Modeling Considering Interruptible/Curtailable Loads And Capacity Market Programs", Applied Energy, pp. 243-250, 2010.
- [15] Aalami, H. A., ParsaMoghaddam, M., Yousefi, G., "Optimum Time of Use Program Proposal for Iranian Power Systems", Electric Power and Energy Conversion Systems, 2009.
- [16] Aalami, H. A., Yousefi, G., ParsaMoghaddam, M., "Demand Response Model Considering EDRP and TOU Programs", IEEE/PES, 2008.
- [17] Azami, R., Abbasi, A., Shakeri, J., FarajiFard, A., "Impact of EDRP on Composite Reliability of Restructured Power Systems", IEEE 2009 Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd.
- [18] CPLEX 11.0 Manual, IBM Corporation, Armonk, NY, 2010.
- [19] Fahliglu, M., Alvarado, F. L., "Designing Incentive Compatible Contracts for Effective Demand Management", IEEE, Transaction on Power Systems, Vol. 15, No 4, PP 1255-1260, Nov 2000.
- [1] Alaami H., Parsamoghaddam M., Yousefi G., "Determine of optimal Incentive for demand response programs using DR model", 22 International Conference on Electricity, 2007.
- [2] Alaami H., Yousefi G., Parsamoghaddam m., "Analysis of impact on demand response Program daily power consumption curve" Iranian Journal of Electrical Engineering and Computer Engineering, No. 6, pp. 308-316, 2008.
- [3] Andabili M. Parsamoghadam M. Alaami H. Andabili S., "Reduce the cost of UC implementing Emergency Demand Response Programming using an algorithm simulated anealing", 25 International Conference on Electricity, 2010.
- [4] Andabili M. Parsamoghadam M. Alaami H. Andabili S., "Implementing the intelligent Time of Use (TOU) program by a GenCo in order to minimize the cost of UC", 26 International

- [26] Morales, J. M., Conejo, A. J., Perez-Ruiz, J., "Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power", Power & Energy Society General Meeting, IEEE PES, pp. 1-8, July 2009.
- [27] Parvania, M., FotuhiFiruzabad, M., "Demand Response Scheduling by Stochastic SCUC", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, No. 1, JUNE 2010.
- [28] Roos, J. G., Lane, I. E., "Industrial Power Demand Response Analysis for One Port Real Time Pricing", IEEE Trans. on Power System, Vol. 13, No. 1, pp. 159-164, Feb. 1998.
- [29] Sahebi, M., AbediniDuki, E., Kia, M., Soroudi, A., Ehsan, M., "SimultaneousEDRP and Unit Commitment Programming In Comparison With Interruptible Load Contracts", IET Generation Transmmission Distribution, Vol. 6, Iss. 7, pp. 605-611, 2012.
- [30] U. S. Department of Energy, "Energy policy Act of 2005", section 1252, February 2006.
- [20] FERC, "Regulatory Commission Survey on Demand Response and Time Based Rate Programs/Tariffs", www.FERC.Gov, August 2006.
- [21] GAMS User Guide, Available At: [Http://www.GAMS.com](http://www.GAMS.com)
- [22] Grigg, C., et al., "The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.
- [23] Jonghe D., "Short Term Demand Response in Electricity Generation Planning and Scheduling Facilitating Wind Power Integration", A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirement for the Ph.D. Degree, CKatholieke Universiteit Leuven, 2010.
- [24] Kia, M., Sahebi, M., Abedini, E., Hosseini, S. H., "Simultaneous Implementation of Optimal Demand Response and Security Constrained Unit Commitment", 16th Electric Power Distribution Conference, Iran, 2011.
- [25] Kirschen, D. S., Strbac, G., Fundamenals of Power System Economics, Willey 2004.

¹ Time Of Use

² Mixed Integer Linear Programming

³ Emergency Demand Response Programming

⁴ GenCo.

