بیستمین کنفرانس ملی دانشجویی مهندسی برق ایران
دانشگاه رازی کرمانشاه
انجمن علمی مهندسی برق دانشگاه رازی
20th IRANIAN STUDENT CONFERENCE ON ELECTRICAL ENGINEERING
سازمان علمی دانشجویی مهندسی برق کشور
اتحادیه انجمن‌های علمی دانشجویی مهندسی برق

# تعیین باس‌های بهینه برای اجرای برنامه پاسخ بار به منظور کاهش تلفات در شبکه توزیع

**محمد مهدی داوری[۱،۱]، محمد تقی عاملی [۲]**

**۱- دانشکده مهندسی برق ،دانشگاه شهید بهشتی**

**۲- دانشکده مهندسی برق ،دانشگاه شهید بهشتی**

**چکیده** — پاسخ بار را می توان به عنوان یک روش موثر مدیریت تراکم خطوط و تلفات شبکه در شبکه های توزیع برشمرد. با این حال، انتخاب باس‌های منتخب برای اجرای بهینه برنامه‌های پاسخ بار با توجه به محدودیت‌های هزینه سرمایه‌گذاری و تجهیزات اندازه‌گیری یکی از مسائل اصلی برای اپراتورهای سیستم توزیع است. در این مقاله، یک روش جدید توسعه‌یافته است که در آن مکان و زمان بهینه اجرای برنامه‌های پاسخ بار مشخص شده‌اند. باس بهینه براساس عوامل توان کل اتلافی و قابلیت انتقال در دسترس و مسئله پخش بار پیش رو و پس رو تعیین می‌شود. کاربرد روش توسعه‌یافته در کاهش تراکم خطوط، کاهش تلفات، بهبود پروفیل ولتاژ و افزایش تعداد مشتریان با توجه به ظرفیت موجود شبکه توزیع و مشخصه‌های منحنی بار بهبود می‌یابد و باعث جلوگیری از قطع برق و در نتیجه باعث افزایش قابلیت اطمینان شبکه می‌گردد. روش پیشنهادی بر روی سیستم تست ۳۳ باسه IEEE اعمال شده‌است. نتایج نشان‌دهنده کارایی و مزیت روش پیشنهادی است.

**کلمات کلیدی:** پاسخ بار، قابلیت انتقال در دسترس، مکان و زمان بهینه، پخش بار پیشرو و پسرو، توان کل اتلافی

## ۱. مقدمه

رشد تقاضای برق در سال‌های اخیر باعث مشکلاتی نظیر تراکم خطوط، کمبود ظرفیت تولید نسبت به مصرف، قطعی برق، افزایش قیمت برق و آلودگی محیط‌زیست به دلیل نیروگاه‌های سوخت فسیلی شده‌است. ادامه تقاضا، هزینه‌های اضافی برای ساخت نیروگاه های جدید و خطوط انتقال و پست های توزیع و فوق توزیع و توسعه شبکه توزیع را تحمیل می‌کند. با این حال، این هزینه‌ها تنها برای تامین برق در برخی از ساعات بحرانی در سال است. بنابراین، برای کاهش مصرف در ساعات اوج و در نتیجه کاهش تراکم ضروری است که برخی از روش‌ها مانند مدیریت مصرف را اعمال کرد. مدیریت تراکم و تلفات خطوط یکی از موضوعات اصلی در عملیات سیستم قدرت است. برنامه پاسخ باریکی از منابع مناسب برای ایجاد انعطاف‌پذیری وهمچنین یکی از مولفه‌های اصلی برای مدیریت شبکه هوشمند است[۱].

روش‌های مدیریت تراکم به طور عمده به دو دسته تقسیم می‌شود: روش‌های پیشگیرانه و اصلاحی. روش‌های پیشگیرانه مدیریت تراکم خطوط مبتنی بر استفاده از ظرفیت قابلیت انتقال در دسترس است. از سوی دیگر، روش‌های

Email: m.davary@mail.sbu.ac.ir

مبتنی بر قابلیت انتقال در دسترس بر اطلاع‌رسانی به مشتریان برای اصلاح بهینه الگوی مصرف آن‌ها به منظور کاهش تراکم و تلفات و افزایش مزایای آن‌ها تمرکز دارند [۳،۲]. پاسخ بار یکی از روش‌های موثر است که در آن مشتریان در برخی برنامه‌ها شرکت می‌کنند که منجر به تغییر الگوی منحنی بار روزانه می‌شود. به عبارت دیگر، مشتریانی که در برنامه مدیریت مصرف شرکت می‌کنند می‌توانند نقش مهمی در کاهش تراکم خطوط بازی کنند [۴]. اما این هدف تنها در صورتی به دست می‌آید که برنامه پاسخ بار به طور بهینه اجرا شوند. بنابراین بهترین مکان‌ها (خطوط بحرانی) و زمان‌ها (ساعات بحرانی) برای پیاده‌سازی مدیریت مصرف باید توسط اپراتور سیستم توزیع تعیین شود.

فرکانس و پشتیبانی ولتاژ ریزشبکه با هماهنگی منابع انرژی توزیع‌شده و مدیریت مصرف در[۵] ارائه شده‌است. روش پیشنهادی بر مبنای حساسیت‌های توان اکتیو و راکتیو در باس‌های مختلف جهت به حداقل رساندن انحراف ولتاژ و فرکانس است. نشان‌داده شده‌است که دو ساختار فوق می‌تواند به طور موثر از ولتاژ و فرکانس ریزشبکه جزیره‌ای پشتیبانی کند. مدلسازی ساختمان مسکونی خودکار توسط یک چارچوب مدیریت انرژی پویا در [۶] ارائه شده‌است. در این مدل، تقاضای مسکونی و زمان‌بندی بهینه وسایل نقلیه قابل‌کنترل از جمله وسایل نقلیه الکتریکی را تخمین می‌زند.

مرجع [۷] چالش‌ها و راه‌حل‌های بالقوه را تحت شبکه هوشمند معرفی کرد. آن‌ها نتیجه گرفتند که مدیریت مصرف می‌تواند به عنوان یک جز مهم از شبکه های هوشمند شمرده شود. انگیزه مبتنی بر مشوق [۸] و انگیزه مبتنی بر قیمت [۹] به طور هوشمندانه با مساله توزیع اقتصادی به صورت پویا ادغام شدند. برنامه‌های مدیریت مصرف برای هر دو طرف عرضه‌کننده و مصرف‌کننده سودمند خواهد بود. به عبارت دیگر در این وضعیت، هزینه‌های تولید کاهش‌یافته است، منافع مشتریان افزایش‌یافته است و ویژگی‌های منحنی بار به طور همزمان بهبود یافته‌است. در حقیقت، در [۸] رویه‌ای برای تعیین انگیزه‌های بهینه در بستر مشوق و در [۹] روشی برای تعیین قیمت بهینه در طول دوره‌های مختلف شبانه روز توسعه‌یافته است. توجه داشته باشید که در[۹،۸]، محدودیت‌های خط انتقال وتلفات کلی به حساب نیامده‌اند و مدیریت مصرف به عنوان ابزاری برای ظرفیت آزاد خطوط در نظر گرفته نشده است. در حقیقت، اثرات این برنامه بر کاهش هزینه‌ها و بهبود خصوصیات منحنی بار در در نظر گرفته شد. اما این امکان وجود دارد که با تعیین باس و زمان بهینه و قیمت مناسب در مدیریت مصرف به صورت بهتر امکان پذیر باشد. در مدل ارایه‌شده، ذخیره سازی توزیع‌شده به تسهیل تبادل توان بین ریزشبکه‌های مختلف کمک می‌کند. آن‌ها همچنین انگیزه مبتنی بر مشوق را در نظر گرفتند که در آن مشتریان اوج تقاضای خود را در طول ساعات پیک کاهش می‌دهند.

در [۱۰] مقایسه اقتصادی بین سیستم انتقال جریان متناوب انعطاف‌پذیر ومدیریت مصرف در بهبود وضعیت ظرفیت آزاد ارائه شده‌است. آن‌ها نشان دادند که کنترل مستقیم بر مصرف بار ظرفیت آزاد خطوط را بهبود می‌بخشد، اما هزینه‌های اضافی بالایی دارد که باید به عنوان انگیزه‌هایی برای مشتریان جهت مشارکت در برنامه پرداخت شود. بنابراین آن‌ها به این نتیجه رسیدند که به عنوان ابزاری برای بهبود ظرفیت آزاد وکاهش تلفات باید درست در شرایط اضطراری اجرا شود. در تمام آثار ذکر شده در بالا، مدیریت تقاضا برای کاهش هزینه‌ها و بهبود مشخصات منحنی بار و یا کاهش تراکم به اجرا در می‌آید. اما هیچ یک از آن‌ها یک روش برای اجرای بهینه این برنامه ارائه نکرده است در حالی که اهداف دیگر یعنی کاهش هزینه مرتبط با تلفات و بهبود قابلیت اطمینان را برآورده کرده‌است .به عبارت دیگر، یک کار کامل وجود ندارد که در آن باس‌ها و زمان‌های بهینه برای پیاده‌سازی مدیریت مصرف تعیین می‌شوند .اگر برنامه پاسخ بار به طور بهینه اجرا نشود ممکن است تراکم خطوط بهبود نیافته، بنابراین تعیین باس بهینه و زمان اجرای مدیریت مصرف بسیار مهم است .در حقیقت، اجرای بهینه برای رسیدن به وظایف مختلف نقشی قابل‌توجه است که در این مقاله توسعه داده شده‌است. در واقع در این کار، یک روش برای اهداف مذکور با استفاده از ضریب حساسیت تلفات کل به بار هر باس، ظرفیت آزاد خطوط، پخش بار پشرو وپسرو ارایه شده‌است که کاملاً منطبق با شرایط سیستم توزیع واقعی است و یک رویکرد علمی و عملی

است. برنامه پاسخ بار به انگیزه مبتنی بر مشوق و قیمت طبقه‌بندی می‌شوند. گاهی اوقات بر اساس موقعیت شبکه و سیاست‌های شرکت توزیع، ترکیبی از این دو برنامه ممکن است پیاده شود [۱۲،۱۱]. در روش مبتنی بر قیمت، قیمت‌ها در طول دوره‌های مختلف متفاوت هستند، بنابراین مشتریان را تحریک می‌کند تا الگوهای مصرف خود را اصلاح کنند. در انگیزه مبتنی برمشوق، محرک‌ها به مشتریان برای کاهش مصرف آن‌ها در طول ساعات بحرانی یا پیک داده می‌شود.

در این مقاله، ترکیبی از دو برنامه مبتنی بر قیمت یعنی زمان استفاده (TOU) و قیمت‌گذاری پیک بحرانی (CPP) در نظر گرفته شده است. در برنامه کاربردی موسوم به (TOU - CPP)، قیمت برق در دوره‌های مختلف براساس میزان مصرف متفاوت است. در قیمت‌گذاری TOU، قیمت‌ها در پیک بار، میان باری و دره به ترتیب نسبتاً بالا، متوسط و پایین هستند. علاوه بر این، در قیمت‌گذاری CPP تعرفه برق در ساعت بحرانی بسیار بالا است. بنابراین ترکیبی از قیمت‌گذاری ذکر شده در این مقاله در نظر گرفته می‌شود. سهم اصلی این مقاله توسعه یک روش جدید برای تعیین شین‌ها و زمان‌های بهینه برای پیاده‌سازی مدیریت تقاضا مبتنی بر عوامل فوق الذکر و همچنین بررسی اثرات این برنامه بر روی ظرفیت آزاد خطوط و کاهش تلفات و بهبود تراکم خطوط است.

بقیه این مقاله به شرح زیر سازماندهی شده‌است. در بخش دوم فرمول‌بندی مساله و در بخش سوم روش‌های حل و نتایج ایجاد می‌شوند. در بخش چهارم نتیجه‌گیری ارایه شده است.

## ۲. فرمول‌بندی مسئله

در این مقاله، یک روش جدید برای اهداف ذکر شده توسعه‌یافته است که براساس عوامل توان اتلافی کل توزیع شده[۱] ظرفیت آزاد خطوط و پخش بار پیشرو و پسرو استوار است. در حقیقت، این مقاله بر نقش برنامه مدیریت مصرف درتراکم خطوط وکاهش تلفات کل و در نتیجه بهبود قابلیت اطمینان تمرکز دارد. ظرفیت آزاد خط[۲] مقدار توان الکتریکی (MW) است که می‌تواند از یک نقطه یا ناحیه به نقطه یا ناحیه دیگر به صورت ایمن و مطمئن منتقل شود. ظرفیت آزاد خط بر اساس دو شاخص ارائه شده‌است که در (۱) دیده می‌شود:

$$ATC = TTC - ETC \quad (۱)$$

قابلیت انتقال کل (TTC) کل توانی است که می‌تواند از یک نقطه به یک نقطه دیگر در شبکه انتقال منتقل شودکه همان ظرفیت نامی خطوط است. توان انتقال موجود (ETC) میزان توان انتقالی از یک نقطه به نقطه دیگر با در نظر گرفتن مصرف فعلی است. مولفه تلفات کل درشبکه توزیع حساسیت تلفات کل شبکه را نسبت به هر باس را تعیین می‌کنند. پس از اعمال محاسبات پخش بار پیشرو و پسرو و محاسبه تلفات کل در مرحله قبل از اعمال مدیریت مصرف بهترین باس‌ها برای اجرای پاسخ بار تعیین می‌شوند. این رویکرد در بخش دوم و سوم توضیح داده خواهد شد. توجه داشته باشید که در این مقاله برای محاسبه پخش بارمستقیم، از mat power به همراه برخی اصلاحات مورد نیاز استفاده شده است. برنامه مدیریت مصرف براساس سیاست‌های متفاوت اجرا می‌شوند. معمولاً آن‌ها برای کاهش تقاضا در ساعات اوج و در نتیجه کاهش هزینه‌های تولید و انتقال وتوزیع، اجرا می‌شوند. به عبارت دیگر، اگر این برنامه به طور هوشمندانه اجرا

---

[۱] Power total loss distribution factors (PTLDFs)

[۲] Available transfer capability(ATC)

شوند، که با بهینه سازی مناسب مشوق ها و قیمت برق همراه باشد؛ می‌تواند هردو هزینه‌های عرضه و تقاضا را کاهش دهند.

برای حل مساله مذکور، یک روش به شرح زیر ارائه شده‌است: در ابتدا، روش محاسبه ضریب حساسیت تلفات کل بر حسب بارهر باس ارائه شده است. سپس فرمول‌بندی پخش بار مستقیم اقتصادی توسعه‌یافته است. در نهایت، روش اجرای بهینه پاسخ بار از طریق ادغام ضریب حساسیت تلفات کل با در نظر گرفتن ظرفیت آزاد خطوط و انجام پخش بار پیشرو وپسرو ارایه می‌شود.

## ۲,۱. محاسبه ضریب حساسیت تلفات

درابتدا با فرض عدم پاسخ بار یک پخش بار پیشرو و پسرو ۲۴ ساعتی انجام داده و تلفات کل در هر ساعت را با توجه به میزان جریان عبوری از هر خط و پارامتر امپدانس خط محاسبه می شود. آنگاه از طریق محاسبه ضریب حساسیت از رابطه (۳) که بیانگر تاثیر بار هر باس در ساعت پیک بحرانی که به علت مصرف زیاد، تلفات در آن زمان افزایش می‌یابد لذا این ساعت را درنظر می گیریم  با توجه به روابط (۲) و (۳) به دست می‌آید.

$$P_L = sum(3 \times real(Z) \times (I_{line})^2) \quad (۲)$$

$$\alpha = \frac{\Delta P_L}{\Delta P_{load}} \quad (۳)$$

برای انتخاب باس‌های بهینه به میزان حساسیت و  با توجه اینکه کل تغییر بار از ۲۰ درصد مجموع بار شین منتخب کمتر باشد، انتخاب می‌شود.

## ۲,۲. بهینه‌سازی پخش بار پیشرو و پسرو ۲۴ ساعته

خلاصه‌ای از فرمول مساله پخش بار شامل تابع هدف و قیود آن طبق رابطه (۴) تا (۹) است. این مساله در حقیقت مساله پخش بار پیشرو و پسرو است که برای حالت ۲۴ ساعته اعمال شده‌است.

$$min \sum_{t=1}^{24} \alpha \times P_L + \beta \times \Delta V \quad (۴)$$

ضرایب $\alpha$ و $\beta$ ضرایبی است که با توجه به اهمیت کاهش تلفات یا کنترل اندازه ولتاژ متغییر است. قید ۵ محدوده تغییر ولتاژ را به صورت پریونیت و قید ۶ بیانگر محدوده ظرفیت انتقال خط و قید ۷ بیان کننده محدودیت میزان مشارکت هر باس نسبت به میزان بارمتصل به آن باس است.

$$1.06^{PU} \le V_g \le 0.94^{PU} \quad g = 1,2,...,33 \quad (۵)$$

$$ATC = \mathrm{I}_{max} - I \ge 0 \quad (۶)$$

$$\Delta P = 0.2 \times S_{load} \qquad (۷)$$

پخش بار پیشرو و پسرو طبق فرمول (۸) تا (۱۰) مقدار تغییر ولتاژ را محاسبه کرده و سپس مقدار ولتاژ جدید را به صورت رفت و برگشت در رابطه (۸) تا (۱۰) جایگزین کرده تا چند مرحله برای هر ساعت اعمال کرده به صورتی که رابطه (۴) بهینه گردد. رابطه ۸ بیانگر جریان بار هر باس بوده و BIBC ماتریس تبدیل جریان هر باس به جریان عبوری از هر خط بوده و BCBV ماتریس تبدیل جریان هر شاخه به ولتاژ هر باس می‌باشد.

$$I = \frac{(P - Q \times i)}{\sqrt{3} \times V} \qquad (۸)$$

$$DLF = BCBV \times BIBC \qquad (۹)$$

$$\Delta V = DLF \times I \qquad (۱۰)$$

## ۲،۳. محاسبه منحنی بار

آدمی همواره به دنبال حداکثر کردن سود ویا حداقل کردن هزینه خود می‌باشد. در اینجا باتوجه به تفاوت نرخ برق در ساعات مختلف در بخش خانگی و صنعتی برای حداکثر کردن سود در بخش خانگی کارهای غیرضروری از ساعات پیک به غیر پیک منتقل میشود و در بارهای صنعتی با توجه به فرمول (۱۱):

$$NP(t) = Ben(d(t)) \times d(t) \qquad (۱۱)$$

که در آن Ben(d(t)) سود حاصل از تولید کالا دراثر مصرف انرژی در ساعت t می‌باشد و d(t) میزان مصرف انرژی در ساعت t و$\rho(t)$ هزینه در آن ساعت است منجربه انتقال زمان تولید برای کاهش هزینه می‌گردد. با توجه به فرمول‌های (۱۲) الی (۱۸) عمل بهینه‌سازی را انجام داده و میزان مصرف در هر ساعت پس از مدیریت مصرف به دست آید. حال با توجه به بار کل در هر ساعت بایستی با پخش بار اقتصادی بار عبوری از هر خط قبل و بعد از برنامه پاسخ بار به دست آورد. رابطه (۱۲) ضریب حساسیت قیمتی نسبت به ساعات دیگر را محاسبه نموده و در رابطه (۱۳) تغییر بار نسبت به بار اولیه با توجه به ضرایب قیمت نسبت به ساعات گوناگون و قیمت برق در هر ساعت به دست می‌آید.

$$ELS(t,t') = \frac{\rho_0(t')}{d_0(t)} \times \frac{\partial d(t)}{\partial \rho(t')} \qquad (۱۲)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta d(1)}{d_0(1)} \\ \frac{\Delta d(2)}{d_0(2)} \\ \vdots \\ \frac{\Delta d(24)}{d_0(24)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Els(1,1) & \cdots & Els(1,24) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Els(24,1) & \cdots & Els(24,24) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\Delta\rho(1)}{\rho_0(1)} \\ \frac{\Delta\rho(2)}{\rho_0(2)} \\ \vdots \\ \frac{\Delta\rho(24)}{\rho_0(24)} \end{bmatrix} \qquad (۱۳)$$

ماتریس فوق ماتریس قیمت نسبی[1]است که قیمت هر ساعت نسبت به ساعات دیگر است. حال برای پیدا کردن بهینه‌ترین سود از منظر مصرف کننده از رابطه سود مشتق گرفته و برابر صفر قرارداده و به رابطه (۱۷) می‌رسیم:

$$\frac{\partial NP(t)}{\partial d(t)} = \frac{\partial Ben(d(t))}{\partial d(t)} \times \rho(t) = 0 \qquad (۱۴)$$

$$\frac{\partial Ben(d(t))}{\partial d(t)} = \rho(t) \qquad (۱۵)$$

بسط تیلور Ben(d(t)) را نوشته و داریم :

$$B(d(t)) = \mathrm{B}(\mathrm{d}_0(t)) + \frac{\partial \mathrm{B}(\mathrm{d}_0(t))}{\partial d(t)}\left[d(t) - d_0(t)\right] + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 \mathrm{B}(\mathrm{d}_0(t))}{\partial d^2(t)}\left[d(t) - d_0(t)\right]^2 \qquad (۱۶)$$

ازجمله توان دوم به بعد برای سادگی صرف نظرنموده و رابطه ساده شده (۱۷) به دست می آید.

$$B(d(t)) = B(d_0(t)) + \frac{\partial B(d_0(t))}{\partial d(t)}\left[d(t) - d_0(t)\right] + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 B(d(t))}{\partial d^2(t)}\left[d(t) - d_0(t)\right]^2 \qquad (۱۷)$$

مشتق از رابطه فوق گرفته :

$$\frac{\partial Ben(d(t))}{\partial d(t)} = \rho_0(t) \times \left[1 + \frac{d(t) - d_0(t)}{Els(t,t') \times d_0(t)}\right] \qquad (۱۸)$$

با ترکیب روابط (۱۷) و (۱۴) رابطه (۱۹) به دست می‌آید :

$$d(t) = d_0(t) \times \left\{1 + \sum_{\substack{t'=1 \\ t \neq t'}}^{24} Els(t,t') \times \frac{\rho(t') - \rho_0(t)}{\rho_0(t')}\right\} \qquad (۱۹)$$

که بار در هر زمان را با توجه قیمت انرژی در ان ساعت و ساعت قبل و ارتباط ساعات گوناگون به دست می ایـد. براساس (۱۹)، تقاضا بعد از مدیریت مصرف به تقاضای اولیه قبل از اجرای مدیریت مصرف به ماتریس الاستیسیته، قیمت برق اولیه و قیمت ثانویه بعد از مدیریت مصرف بستگی دارد. اگر مدیریت مصرف اجرا نشود $\rho(t) = \rho_0(t)$ و مصرف در هر زمان برابر $d_0(t)$ است. برخی از فاکتورها به شرح زیر تعریف شده‌اند فرمول های (۲۰) تا (۲۲) تاثیر پیاده‌سازی برنامه پاسخ بار بر روی بهبود منحنی بار نشان می‌دهد. همواری منحنی بار توسط فاکتور بار ارزیابی می‌شود ( فرمول ۲۰). این عامل به طور ایده‌آل ۱۰۰ درصد است که نشان می‌دهد بار ثابت است و با زمان تغییر نمی‌کند [۹]

$$LF\% = 100 \times \left(\frac{\sum_{t=1}^{T} d(t)}{T \times d^{\max}}\right) \qquad (۲۰)$$

قله به دره عامل دیگری است که نسبت فاصله بین پیک تا دره به شکل ( ۲۱ ) را نشان می‌دهد.

[1] Elasticity in the price elasticity matrix( Els)

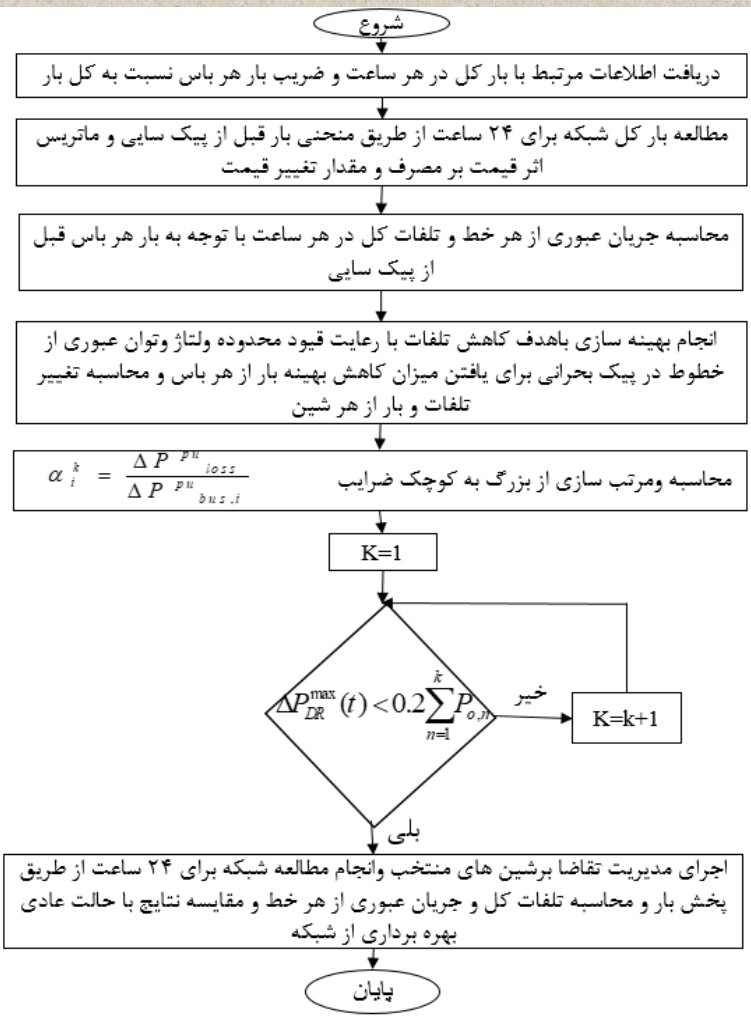
$$PTV\ \% = 100 \times \left( \frac{d^{\max}(t) - d^{\min}(t)}{d^{\max}(t)} \right) \quad (۲۱)$$

در نهایت، درصد کاهش پیک پس از اجرای برنامه مدیریت مصرف به صورت ( ۲۲ ) تعریف می‌شود و نرمال شده‌است.

$$PC\ \% = 100 \times \left( \frac{{d_0}^{\max}(t) - d^{\max}(t)}{{d_0}^{\max}(t)} \right) \quad (۲۲)$$

## ۳. روش حل مسئله

برای نشان دادن درستی و قابلیت کاربرد روش پیشنهادی، این روش بر روی سیستم ۳۳ باسه IEEE اعمال می‌شود. داده‌های سیستم از مرجع [۱۳] استخراج شده است. توجه داشته باشید که مقدار بار در هر باس برای ۲۴ ساعت براساس تغییرات بار کلی براساس منحنی بار ایران در سال ۲۰۰۷، هر باس بار به مدت ۲۴ ساعت نرمال شده‌است. همانطور که قبلا ذکر شد، روش (TOU-CPP) به عنوان برنامه پاسخ بار مورد استفاده قرار گرفته‌است. ۳۲ باس بار در سیستم تست ۳۳ باسه وجود دارد و مشخص است که همه مشتریان در برنامه پاسخ بار شرکت نمی‌کنند، بنابراین فرض بر این است که تنها ۱۰ باس در برنامه شرکت می نمایند. این ۱۰ باس براساس اولویت‌ها و محاسبات معین شده در بخش قبل و فلوچارت شکل ۱ تعیین می‌شود. باس‌های منتخب شامل: (۱۵،۱۷،۱۸،۲۱،۲۴،۲۵،۲۹،۳۰،۳۱،۳۲) می‌باشد. علت انتخاب این باس‌ها به دلیل داشتن بیش‌ترین میزان ضریب کاهش تلفات در میان سایر باس ها در طول ساعت بحرانی است. ماتریس الاستیسیته قیمت نیز در [۹] موجود است. منحنی بار روزانه به سه قسمت: پیک (ساعت ۲۰ تا ۲۴)، متوسط (ساعت ۹ تا ۱۸) و دره (ساعات۱تا۸) تقسیم می‌شود. قیمت برق در این دوره به ترتیب زیاد، متوسط و کم است. در اینجا میانگین قیمت برق برابر با ۱۵دلار بر مگاوات ساعت، در نقطه متوسط ۱۲دلار بر مگاوات ساعت و در دره ۱۸ دلار بر مگاوات ساعت است. در قیمت‌گذاری پیک بحرانی، قیمت برق در ساعت بحرانی یعنی ساعت ۲۱ بسیار بالا است و در اینجا حدود ۵۰ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته می‌شود.




**شکل۱) فلوچارت روند انتخاب شین‌های منتخب**

در حقیقت، روند اجرای بهینه برنامه فوق برای کاهش پیک و بهبود ظرفیت آزاد خطوط به شرح زیر است: ابتدا با توجه به منحنی بار مرجع[۱۳] که مربوط به منحنی بار روز پیک سال ۲۰۰۷ ایران است با مقیاس کوچک‌سازی ۲,۵ به محاسبه ضرایب حساسیت تلفات نسبت به هر باس پرداخته و بر ۱۰ باس فوق الذکر که براساس شاخص فوق انتخاب می‌گردد و سپس برنامه مدیریت تقاضا را با توجه به منحنی بار جدید که از طریق رابطه ۲۰ بدست آمده بر آن باس‌های منتخب اعمال نموده و نتایج فوق به دست آمده است. در روند پخش یشروپسرو پویا ۲۴ ساعته ممکن است با حالت منفی بودن ظرفیت آزاد خطوط مواجهه گشت که از طریق سه راهکار زیر می‌توان آنرا برطرف نمود:

۱. افزایش تعداد باس‌های کاندید برای اجرای مدیریت تقاضا

۲. استفاده از تولید پراکنده در باس های بحرانی به عنوان بارهای منفی

۳. دوبل کردن خطوط بحرانی یا ساختن خطوط جدید.

با توجه به منحنی بار به محاسبه پارامترهای پیک به دره, نسبت انرژی تولیدی به حداکثر انرژی قابل به دست آوردن, درصد کاهش پیک, توان مصرفی قبل و بعد از اجرای پاسخ بار و میزان صرفه جویی انرژی محاسبه نمود.

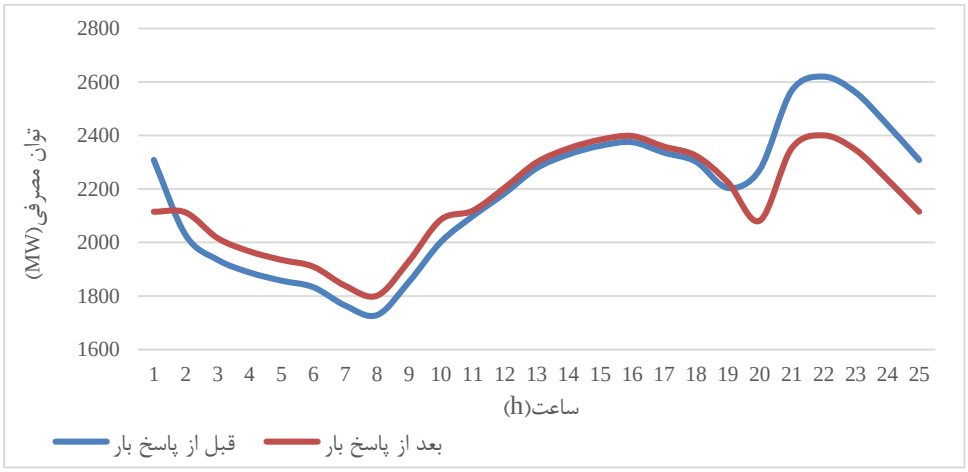
## ۴. نتایج شبیه‌سازی

اثرات استفاده از برنامه مدیریت تقاضا بر روی هزینه‌ها و مشخصه‌های منحنی بار در جدول ۱ ارایه شده‌است.

**جدول ۱) مقایسه ای میان قبل و بعد از اجرای مدیریت مصرف**

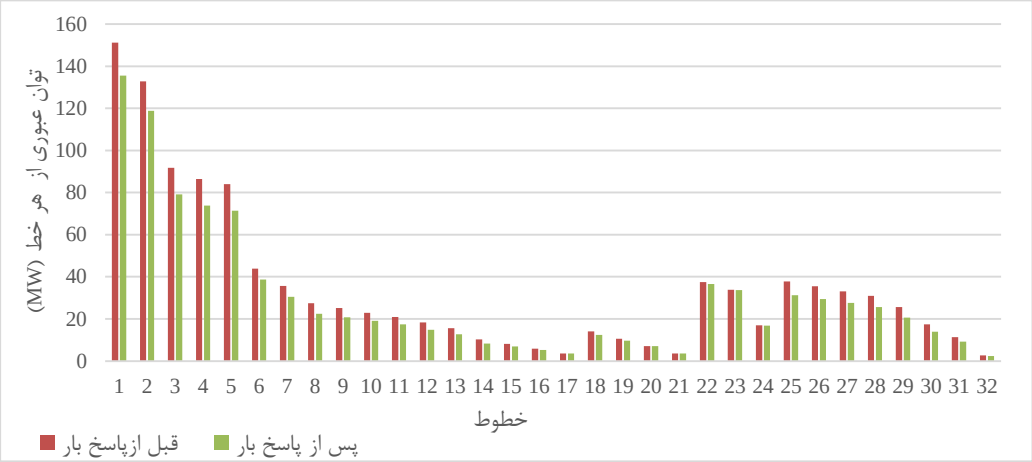
| متغییر ها | قبل از پاسخ بار | پس از پاسخ بار |
|---|---|---|
| مجموع توان تولیدی(MW) | ۱۳۰۳۳۰ | ۱۲۹۴۹۰ |
| میزان انرژی صرفه جویی شده (MWh) | --------- | ۸۴۷,۷۱ |
| ضریب بار(٪) | ۸۲,۹ | ۸۹,۹ |
| درصد کاهش پیک(٪) | --------- | ۰,۰۸۳۸ |
| اختلاف پیک با دره(٪) | ۳۴ | ۲۵ |
| میزان تلفات (MWh) | ۲۴,۰۴ | ۱۹,۴۹ |

از جدول۱، هزینه تامین بار از بالا دست بعد از اجرای برنامه (TOU-CPP) کاهش‌یافته است. دلیل این امر به علت این واقعیت است که تقاضا توسط مشتریان در ساعات پیک که هزینه‌های تولید بالا است کاهش می‌یابد یا به دوره متوسط و زمان دره یعنی دوره‌هایی که هزینه‌های تولید کم‌تر منتقل می‌شود و نیز چون تلفات کلی کاهشی حدود ۷۲ مگاوات ساعت دارد بر این امر تاثیر گذار است. همچنین، ویژگی‌های منحنی بار شامل پارامتر های پیک به دره (PTV)، نسبت انرژی تولیدی به حداکثر انرژی قابل به دست اوردن (LF)، درصد کاهش پیک(PC)، توان مصرفی قبل و بعد از اجرای پاسخ بار و میزان صرفه‌جویی انرژی بهبود می‌یابد. علاوه بر این، منحنی بار شبکه قبل و بعد از پاسخ بار در شکل ۲ نشان داده شده‌است.

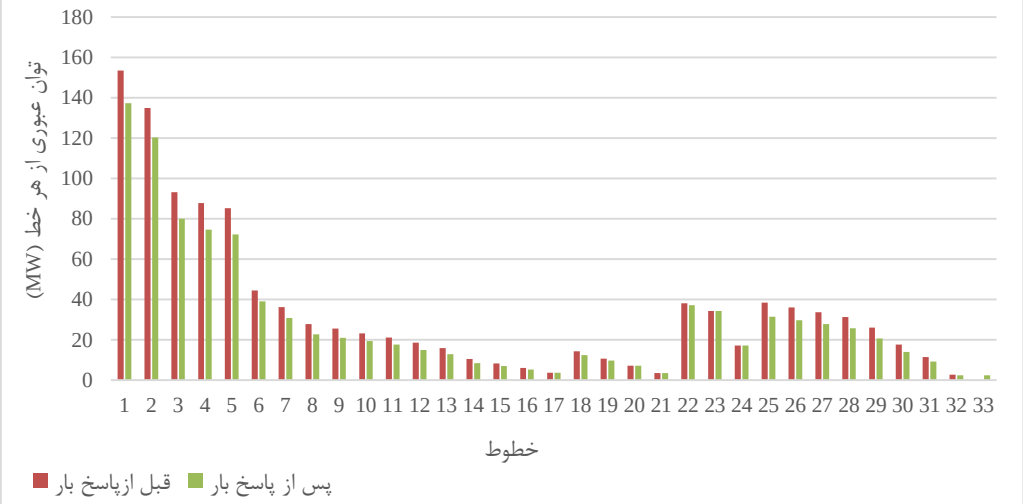



**شکل۲) نمودار تغییرات بار ۲۴ ساعته**

همانطور که از شکل ۲ پیداست، تقاضا در ساعات پیک (۲۰ الی ۲۳) کاهش‌یافته است و به دره یا ساعات غیـراوج منتقل می‌شود. از مشاهده شکل‌های (۳) و (۴) می‌توان مشاهده کرد که در زمان پیک، جریان الکتریکی عبوری از خطـوط با اعمال برنامه مدیریت مصرف کاهش می‌یابد و با توجه به ثابت بودن ظرفیت نامی خطوط، در نتیجه ظرفیت آزاد خطـوط بیشتر می‌گردد و نیز اعمال این برنامه در ساعات غیر پیک سبب می‌گردد خطوط که از ظرفیت آزاد آنها قبل از پاسخ بار به صورت بهینه و اقتصادی استفاده نمی‌شد، بهینه گردد.




**شکل ۳) جریان عبوری از هر خط در ساعت۲۰**




**شکل ۴) جریان عبوری از هر خط در ساعت ۲۱**

شکل ۵ نیز بیانگر اثر اعمال مدیریت مصرف بر بهبود پروفیل ولتاژ اشاره دارد.

**شکل۵) نمودار پروفیل ولتاژ در ساعت ۲۱**

این روش علاوه بر صرفه‌جویی انرژی اتلافی، از ایجاد قطعی ناخواسته به خاطر اضافه بارعبوری از خطوط کاسته و قابلیت اطمینان سیستم را افزایش یافته و موجب عدم نیاز به ایجاد زیر ساخت انتقال اضافی برای انتقال انرژی گردد و از این بابت باعث کاهش هزینه شود و چون نسبت پیک به دره را کاهش می‌یابد باعث می‌گردد که تا حدودی مقادیر توان مصرفی در طول روز به میانگین نزدیک شده و از احداث خطوط اضافی تنها برای تامین چند ساعت پیک در چند روز سال صرفه‌جویی هزینه رخ دهد.

## ۵. نتیجه‌گیری

پاسخ بار می‌تواند به عنوان یک روش مدیریت ازدحام قوی در عملکرد سیستم قدرت اعمال شود. با این حال، این هدف تنها با اجرای بهینه برنامه‌های پاسخ بار قابل‌دستیابی است. در این مقاله، یک روش جدید برای اجرای بهینه برنامه‌های پاسخ بار براساس عوامل توزیع انتقال قدرت، قابلیت انتقال موجود و پخش بار پیشرو و پسرو ۲۴ ساعته ارایه شده‌است. در روش ارایه شده، باس بهینه و زمان اجرای برنامه‌های پاسخ بار تعیین می‌شود. با روش پیشنهادی، تراکم خطوط کاهش می‌یابد، مقدار قابلیت انتقال موجود به طور قابل‌توجهی افزایش می‌یابد، تلفات کلی شبکه کاهش می‌یابد و در نتیجه قابلیت اطمینان سیستم بهبود می‌یابد. روش (TOU-CPP) به عنوان برنامه پاسخ بار مورد استفاده قرار گرفته‌است که یک برنامه مشوقی برمبنا قیمت است و با تغییر قیمت برق در طول دوره‌های مختلف، مشتریان را تحریک می‌کند تا الگوهای مصرف خود را تغییر دهند. برای اعتبارسنجی طرح پیشنهادی، این روش بر روی سیستم تست ۳۳ باسه IEEE پیاده گردید و نتایج کارایی و مزیت روش پیشنهادی را نشان داد. روش پیشنهادی را برای داشتن برق مطمئن و پایدار درروزهای پیک تابستان و جلوگیری از قطعی برق ناخواسته در شبکه توزیع به کار برد.

## ۶. مراجع


۱. Pillay, S. Prabhakar Karthikeyan, and D. P. Kothari, “Congestion management in power systems—A review,” Int. J. Elect. Power Energy Syst., vol. 70, pp. 83–9۰, □□□. ۲۰۱۵.
۲. S. Abhishek, P. Seema, and N. Laxmi Srivastava, “Congestion management in open access: A review,” Int. J. Sci., Eng. Technol. Res., vol. 2, no. 4, pp. 922–930, 2013.

۳. L. A. Tuan, K. Bhattacharya, and J. Daalder, “Transmission congestion management in bilateral markets: An interruptible load auction solution,” Elect. Power Syst. Res., vol. 74, pp. 379–3۸۹، ۲۰۰۵.

۴. M. Bayat, K. Sheshyekani, M. Hamzeh, and A. Rezazadeh, “Coordination of distributed energy resources and demand response for voltage and frequency support of MV microgrids,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 31, no. 2, pp. 1506–1516, Mar. 2016.

۵. M. Muratori and G. Rizzoni, “Residential demand response: Dynamic energy management and time-varying electricity pricing,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 31, no. 2, pp. 1108–1۱۱۷, □□□. ۲۰۱۶.

۶. F. Rahimi and A. Ipakchi, “Demand response as a market resource under the smart grid paradigm,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 1, no. 1, pp. 82–88, Jun. 2010.

۷. H. Abdi, E. Dehnavi, and F. Mohammadi, “Dynamic economic dispatch problem integrated with demand response (DEDDR) considering nonlinear responsive load models,” IEEE Trans. Smart Grid, to be published, doi:10.1109/TSG.2015.2508779.

۸. E. Dehnavi and H. Abdi, “Optimal pricing in time of use demand response by integrating with dynamic economic dispatch problem,” Energy, vol. 109, pp.1086–1۰۹۴, □□□. ۲۰۱۶.

۹. H. Ameli, M. Qadrdan, G. Strbac, “Coordinated operation strategies for natural gas and power systems in presence of gas-related flexibilities” IET Energy Systems Integration, 1(1), 3-13, 2019.

۱۰. E. Shayesteh, A. Yousefi, M. Parsa Moghaddam, and G. R. Yousefi, “An economic comparison between incorporation of FACTS devices and demand response programs for ATC enhancement,” in Proc. IEEE Electric Power Energy Conf., Vancouver, BC, Canada, Oct. 6–7, 2008, doi:10.1109/.2008.4763307.

۱۱. H. A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, and G. R. Yousefi, “Modeling and prioritizing demand response programs in power markets,” Elect. Power Syst. Res., vol. 80, no. 4, pp. 426–4۳۵, □□□. ۲۰۱۰.

۱۲. M. Rahmani-Andebili, “Modeling nonlinear incentive-based and price based demand response programs and implementing on real power markets,” Elect. Power Syst. Res., vol. 132, pp. 115–۱۲۴, Mar.2016.

۱۳. R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and D. Gan, “MATPOWER Mar. 2015: A MATLAB power system simulation Available: http://www.pserc.cornell.edu/matpower

۱۴. H. Ameli, M. Qadrdan, G. Strbac, “Coordinated Operation of Gas and Electricity Systems for Flexibility Study," Frontiers in Energy Research, 8, 120, 2020.