

مطالعه و آنالیز مدیریت تراکم در بازار برق هیبرید

مؤید محسنی^(۱) - محمود جورابیان^(۲) - حسن براتی^(۳) - علی رفیع‌نیا^(۴)

(۱) کارشناس ارشد - دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد دزفول

(۲) استاد - دانشکده مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز

(۳) استادیار - دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد دزفول

(۴) استادیار - دانشگاه آزاد اسلامی، واحد شادگان

تاریخ دریافت: پاییز ۱۳۹۰ تاریخ پذیرش: پاییز ۱۳۹۱

خلاصه: مدیریت تراکم عبارت است از یک روش سیستماتیک، که به طور مشترک گسترده شده و از یک ناحیه در شبکه شروع می‌شود، که بایستی جهت نرمال شدن سیستم در خلال تراکم، مدیریت مؤثر و ایمن با امکانات انتقال جدید فراهم شود. در این مقاله سعی شده، برخی از نقاطی که ممکن است در آن‌ها تراکم رخ دهد، به وسیله مدیریت تراکم به دست آیند. در این جا از مدل هیبرید بازار برق در حل مسائل به کار برده شده و جهت حل مسئله تراکم در شبکه از تکنیک بندرز به همراه پخش بار بهینه (OPF) استفاده گردیده است. الگوریتم بندرز در واقع کل مسئله را به دو مسئله اصلی و فرعی تقسیم می‌کند به طوری که مسئله اصلی مربوط به بخش اقتصادی بوده و در برگزیده هیچ موردی از شبکه نمی‌باشد، و مسئله فرعی به حل شبکه و بررسی صحت و درستی شرایط مورد نظر می‌پردازد. الگوریتم بندرز روی یک شبکه استاندارد ۲۴ شینه IEEE تست گردیده و از نرم‌افزار Matlab جهت پیاده‌سازی الگوریتم استفاده شده است.

کلمات کلیدی: بازار برق، مدیریت تراکم، تکنیک بندرز، پخش بار بهینه، سیستم‌های تجدید ساختار یافته.

۱- مقدمه:

در مقاله [۳] یک روش کارآمد برای خط حذف اضافه بار خطوط انتقال در سیستم قدرت تجدید ساختاریافته واقعی با استفاده از الگوریتم ژنتیک (RCGA) ارائه شده است. در اینجا با استفاده از الگوریتم ژنتیک، برای اصلاح عملکرد خط انتقال پیش‌بینی دقیقی برای کاهش اضافه بار به منظور جلوگیری از فروپاشی شبکه صورت گرفته است. نتایج به دست آمده دقت بالای این الگوریتم را نشان می‌دهد. در مقاله [۴] روش جدیدی برای تجزیه و تحلیل، مدیریت و قیمت تراکم انتقال در بازارهای برق بر اساس یک مکانیزم ساده مزایده‌ای ارائه گردیده است. روش کار به این صورت است که با استفاده از یک الگوریتم مبتنی بر تکرار به صورت on-line به بررسی تراکم سیستم انتقال پرداخته شده، سپس با تعریف یک ضریب، امنیت سیستم و حساسیت‌های مرتبط با آن به مدیریت تراکم در بازار برق پرداخته شده است. نتایج به دست آمده از این روش، دقت بالای آن را برای مدیریت تراکم انتقال در یک محیط تجدید ساختار یافته رقابتی را نشان می‌دهد.

مهمترین مسئله در سیستم‌های قدرت، مسئله مربوط به مدیریت تراکم و روش حذف آن می‌باشد. هر دوی سیستم‌های سنتی و تجدید ساختار یافته، ممکن است دچار تراکم شوند. در بازار برق، تراکم بین تولید و مصرف در سیستم قدرت یک حالت نامتعادلی ایجاد می‌کند. به عبارت دیگر مقدار تولید واحدهای تولیدی باعث ایجاد محدودیت‌هایی برای خطوط انتقال شده، و مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی مقدار مصرف خود را کاهش دهند که این خود نیز سبب کاهش عملکرد مطلوب سیستم انتقال می‌گردد [۱].

مفهوم تراکم به این معنی است که بعضی از واحدهای تولیدی ممکن است به خاطر موقعیت‌شان غیر قابل استفاده باشند. برای این منظور به کار بردن واحدهای مؤثر بیشتر در موقعیت‌های مختلف یک امر ضروری است. دلایل مختلفی می‌تواند باعث ایجاد تراکم شوند که عبارتند از: خارج شدن یک خط انتقال، خارج شدن ژنراتور، تغییرات انرژی مصرفی و معاملات غیرمنظم بازار [۲].

۲-۲- سود مشتری بازار

از لحاظ ریاضی سود مشتری را می‌توان به صورت تابعی از تقاضا نوشت، بنابراین سود مشتری در شین λ م به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$B(P_{di}) = a_{di} P_{di} + b_{di} P_{di}^2 + c_{di} \quad (2)$$

در رابطه فوق، P_{di} تقاضای انرژی در شین λ م است.

۲-۳- کاهش هزینه در قراردادهای عرضه و تقاضای دو طرفه

هزینه کاهش یک قرارداد دو طرفه معرف مقدار انرژی تحویل داده نشده به مشتری است که به صورت تابع زیر خواهد بود.

$$C_t(P_{ij}^{cut}) = a_{ij}^t (P_{ij}^{cut})^2 + b_{ij}^t P_{ij}^{cut} + c_{ij}^t \quad (3)$$

در رابطه فوق، P_{ij} مقدار کاهش بهای انرژی در شین است.

۲-۴- هزینه تولید انرژی توان راکتیو

بر اساس تئوری احتمال [۱۰] هزینه C_{gq} مربوط به تولید توان راکتیو Q_{gi} ناشی از تولید کننده در شین i م به صورت زیر خواهد بود:

$$C_{gq}(Q_{gi}) = \omega \left\{ C_{gp}(S_{gi}^{max}) - C_{gp} \left[\sqrt{(S_{gi}^{max})^2 - (Q_{gi})^2} \right] \right\} \quad (4)$$

در رابطه فوق، S_{gi}^{max} توان نامی تولیدکننده، W نرخ سود تولید توان اکتیو می‌باشد.

۲-۵- پخش بار بهینه:

برای سیستمی با تعداد n شین هدف مدل OPF برای مدیریت پرشدگی، مینم کردن تابع هزینه کل $F(x)$ است [۱۴].

$$F(x) = \sum_{i=1}^n [a_{gi}(P_{gi}^p)^2 + b_{gi}P_{gi}^p + c_{gi}] - \sum_{i=1}^n [a_{di}(P_{di}^p)^2 + b_{di}P_{di}^p + c_{di}] + \sum_{i,j=1}^n [a_{ij}^t(P_{ij}^{cut})^2 + b_{ij}^tP_{ij}^{cut} + c_{ij}^t] + \omega \sum_{i=1}^n \left\{ \begin{aligned} & [a_{gi}(S_{gi}^{max})^2 + b_{gi}S_{gi}^{max} + c_{gi}] \\ & - \left[a_{gi}((S_{gi}^{max})^2 - (Q_{gi})^2) + b_{gi}\sqrt{(S_{gi}^{max})^2 - (Q_{gi})^2} + c_{gi} \right] \end{aligned} \right\} + \sum_{i=1}^n c_{gi}Q_{ci}$$

برای حل کردن تابع هدف $F(x)$ بایستی از محدودیت‌های زیر استفاده کرد.

$$(P_{gi}^p + P_{gi}^b) - (P_{gi}^p + P_{gi}^b + 0.03Q_{si}) - V_i^2G_{ii} - V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \quad (6)$$

$$C_t(P_{ij}^{cut}) = a_{ij}^t (P_{ij}^{cut})^2 + b_{ij}^t P_{ij}^{cut} + c_{ij}^t \quad (7)$$

$$(Q_{gi}^p + Q_{si} + Q_{ci}) - Q_{di}^p + V_i^2B_{ii} - V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} - B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \quad (8)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (9)$$

(۵۶)

در مقاله [۵] از جایابی UPFC مبتنی بر الگوریتم PSO و ژنتیک بر روی سیستم ۱۴ شینه IEEE جهت مدیریت تراکم خطوط انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته جهت افزایش رفاه اجتماعی استفاده شده و نتایج حاصل با هم مقایسه شده‌اند.

در مقاله [۶] با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، سهم هر واحد تولیدی بر مقدار جریان خطوط انتقال محاسبه شده است. با استفاده از تجزیه قیمت محلی هر شین و با استفاده از ضریب توپولوژیکی توزیع تولید، تأثیر هر واحد تولیدی بر قیمت محلی هر شین محاسبه شده و هزینه تراکم بر اساس توزیع مجدد توان، در مقدار تقاضای ثابت، به دست آمده است. همچنین در این مقاله روش جدیدی برای تخصیص هزینه تراکم به ژنراتورها ارائه شده و بدین ترتیب، روشی منصفانه در تخصیص هزینه تراکم، به عوامل ایجاد تراکم، نسبت داده می‌شود.

پیدا کردن یک روش جهت حذف تراکم در سیستم‌های قدرت یک امر ضروری است. جهت یافتن این روش مطالعات زیادی انجام شده و بعضی روش‌های کارآمد به دست آمده است. در وهله اول باید مترکم بودن سیستم را بررسی کرد، سپس به کمک یکی از روش‌ها، تراکم ایجاد شده را حذف نمود.

یکی از این روش‌ها که اخیراً به کار برده شده و بسیار کارآمد می‌باشد، روش بندرز است. در این روش، مسئله مورد بررسی به دو بخش اصلی و فرعی تقسیم‌بندی می‌شود. آنگاه جهت حذف تراکم، بخش اصلی محدودیت‌های اولیه را حل کرده، و سپس بخش فرعی محدودیت‌های جدید ایجاد شده را حل می‌نماید. این محدودیت‌ها در بخش اصلی مسئله اعمال شده و این کار تا زمان حذف کل تراکم تکرار خواهد شد. تفاوت این روش نسبت به روش‌های دیگر این است که در این روش از توان راکتیو جهت حذف تراکم استفاده شده است. در حقیقت در نظر گرفتن توان راکتیو به منظور محاسبه هزینه توان راکتیو، فرموله کردن تجربیات جدید و کاربرد روش‌های نوین امری ضروری است. در این مقاله، از روش بندرز استفاده شده و سپس یک سیستم استاندارد برای تست حالت‌های مختلف خطا که ممکن است در سیستم انتقال رخ دهد، در نظر گرفته شده است. برای هر حالت خطا، سطوح مختلفی از خطا محاسبه و مطالعه شده است [۷-۱۳].

۲- مفاهیم اساسی

در این بخش مفاهیم اساسی مربوط به مسائل بازار برق در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته و همچنین روابط ریاضی مربوط به هر کدام آورده شده است. از این مفاهیم در حل مسئله مدیریت تراکم و همچنین به کارگیری الگوریتم بندرز استفاده شده است.

۲-۱- هزینه تولید توان اکتیو

در رابطه زیر (P_{gi}) بهای تولید انرژی و ضرایب (C_{gi}, b_{gi}, a_{gi}) مربوط به تولید می‌باشند.

$$C_{gp}(P_{gi}) = a_{gi} P_{gi}^2 + b_{gi} P_{gi} + c_{gi} \quad (1)$$

$$w(x) = w(\hat{x}) + \pi(x - \hat{x}) \quad (23)$$

$$\pi(x) = \frac{\partial w}{\partial x} = \frac{\partial w}{\partial y} \cdot \frac{\partial y}{\partial x} = u^T H \quad (24)$$

همچنین در روابط (۲۳) و (۲۴) مقدار کاهش بندرز به دست آمده است. برای حل مسأله پرشدگی مراحل الگوریتم بندرز به صورت زیر ارائه شده است.

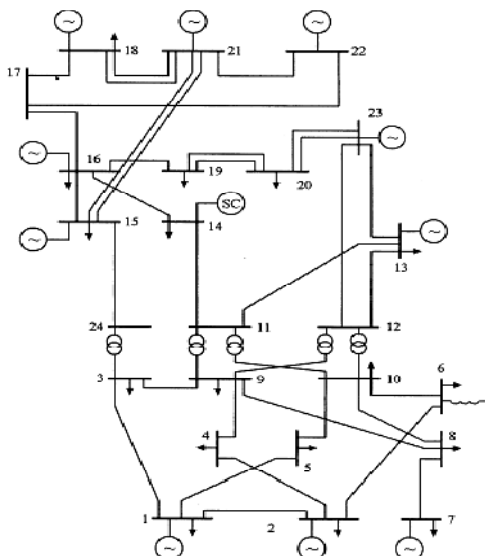
مرحله اول: هر کدام از تولیدکنندگان بهای انرژی تولیدی و مصرفی، قراردادهای عرضه و توزیع دو طرفه، محل انجام و همچنین مقدار کاهش بهای انرژی خود را مشخص نمایند.

مرحله دوم: بایستی توسط ISO یک مقدار اولیه به عنوان پیش فرض مسأله مشخص شود.

مرحله سوم: با توجه به نحوه توزیع مولدها و بارها در شبکه این مسأله تأیید می شود که آیا در شبکه پرشدگی وجود دارد یا نه؟ اگر پرشدگی وجود داشت به مرحله چهارم رفته و ادامه کار از آنجا دنبال شود. در غیر این صورت به مرحله پنجم مراجعه شود.

مرحله چهارم: با مقادیر به دست آمده در مرحله قبل، مقدار کاهش بندرز محاسبه شود و به مرحله دوم رفته و مسأله اصلی با داشتن شرایط جدید حل شود.

مرحله پنجم: مقدار توزیع مولدها و بارها به عنوان خروجی نهایی مسأله در نظر گرفته شود.



شکل (۱): شمای سیستم RTS-IEEE-24
Fig. (1): Schematic system (RTS-IEEE-24)

$$P_{gi}^2 + Q_{gi}^2 \leq (S_{gi}^{\max})^2 \quad (10)$$

$$Q_{si}^{\min} \leq Q_{si} \leq Q_{si}^{\max} \quad (11)$$

$$Q_{ci}^{\min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{\max} \quad (12)$$

که در روابط فوق $P_{gi}^{\min}, P_{gi}^{\max}$ به ترتیب حد بالا و پایین توان اکتیو تولیدکننده و $Q_{si}^{\min}, Q_{si}^{\max}$ به ترتیب حد بالا و پایین توان کندانسور سنکرون و $Q_{ci}^{\min}, Q_{ci}^{\max}$ به ترتیب حد بالا و پایین توان راکتیو مربوط به بانک خازنی می باشند.

$$P_{di}^{p,\min} \leq P_{di}^p \leq P_{di}^{p,\max} \quad (13)$$

در رابطه فوق $P_{di}^{p,\min}, P_{di}^{p,\max}$ به ترتیب حد بالا و پایین کاهش بهای انرژی مصرف کننده در شین i ام است.

$$P_{gi}^b = P_{ij}^{\text{reg}} - P_{ij}^{\text{cut}} \geq 0 \quad (14)$$

$$P_{di}^b = P_{ij}^{\text{reg}} - P_{ij}^{\text{cut}} \geq 0 \quad (15)$$

در روابط فوق الذکر محدودیت های مربوط به کاهش بهای انرژی در یک قرارداد دو طرفه مشخص می شود. که P_{ij}^{req} مقدار توان درخواست شده در قرارداد دو طرفه است.

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (16)$$

در رابطه فوق V_i^{\min}, V_i^{\max} به ترتیب حد بالا و پایین ولتاژ در شین i ام است و در نهایت محدودیت های توان های عبوری از خطوط بر صورت زیر خواهند بود:

$$-S_{ij}^{\max} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad (17)$$

$$-S_{ji}^{\max} \leq S_{ji} \leq S_{ji}^{\max} \quad (18)$$

که در روابط فوق الذکر $S_{ij}^{\max}, S_{ji}^{\max}$ به ترتیب نشان دهنده توان عبوری ماکزیمم توان عبوری از شین i به شین j و S_{ji}^{\max}, S_{ji} به ترتیب نشانگر توان عبوری از شین j به شین i می باشد.

۳- روش تجزیه بندرز

در این بخش روابط ریاضی و نحوه عملکرد الگوریتم بندرز بیان گردیده است. برای سهولت استفاده در روش تجزیه بندرز، روابط معرف مدل را به صورت زیر می توان نوشت:

روابط (۱۹) و (۲۰) به ترتیب روابط اصلی و فرعی روش تجزیه بندرز برای مینیمم کردن تابع هدف می باشند.

$$z = F(x) \quad (19)$$

$$\begin{cases} g(x) \geq 0 \\ E_x + F_y \geq h \end{cases} \quad (20)$$

در روابط فوق، X نشان دهنده متغیرهای کنترل مدیریت پرشدگی و Y نشان دهنده خطای کنترل مدیریت پرشدگی می باشد که با داشتن X^{\wedge} که از حل مسأله اصلی به دست می آید، مسأله فرعی به صورت زیر مینیمم خواهد شد.

$$w(\hat{x}) = e^T y \quad (21)$$

$$F_y \geq h - X_{\hat{x}} \quad (22)$$

کاهش بندرز نامیده می شود. در رابطه بالا

Table (1): The rate of load demand reduction of network after cutting three transmission lines

جدول (۱): میزان کاهش تقاضای بارها در شبکه پس از قطع سه خط انتقال

بار	میزان تقاضا به مگاوات	میزان کاهش تقاضا به درصد
1	94/040	12
2	84/390	13
3	148/400	12
4	64/120	12
5	61/770	13
6	118/320	13
7	108/740	13
8	140/480	12
9	144/740	11
10	171/600	12
13	224/240	14
14	164/900	14
15	272/620	14
16	83/000	17
18	279/720	16
19	142/040	16
20	103/680	19

۲-۵- خارج کردن دو مولد از شبکه

در این جا هدف خارج کردن دو مولد از شبکه است، بنابراین مولدهای واقع در شین‌های ۲۱ و ۷ حذف می‌شوند. اگرچه موقعیت این دو مولد با هم متفاوت است، اما در این آزمون هدف این است که با انتخاب دو مولد با موقعیت و تولید متفاوت نحوه رفع پرشدگی و میزان آن بررسی شود. بنابراین مولد واقع در شین ۲۱ به عنوان مولد ثابت در نظر گرفته شده و با در نظر گرفتن یک سری آزمون، و تغییر محل مولد دوم سعی شده تأثیر مکان‌های شبکه بر میزان پرشدگی در شبکه بررسی گردد. در جدول (۲) مولد حذف شده به همراه تعداد مراحل تکرار الگوریتم و حداقل و حداکثر میزان کاهش تقاضا با ذکر شین مربوطه نشان داده شده است.

با توجه به نتایج جداول (۲) و (۳) می‌توان گفت که محل مولد در میزان پرشدگی تأثیر چندانی نمی‌گذارد، بلکه مقدار توان تولید شده توسط مدار است که تأثیر مستقیمی بر میزان پرشدگی در شبکه دارد.

Table (2): The rate of minimum load demand reduction of network after cutting the generator

جدول (۲): میزان حداقل کاهش تقاضای بارها در شبکه پس از قطع مولد

شماره شین مولد	تعداد مراحل تکرار	میزان حداقل کاهش تقاضا به درصد	میزان حداقل تقاضا به مگاوات	شماره شین حداقل کاهش تقاضا به مگاوات
7	6	3	174/470	19
14	4	2	124/440	2
23	8	4	184/240	1

۳-۵- تغییر میزان تقاضای مصرف کننده

منظور از تغییر میزان تقاضا، همان افزایش تقاضا می‌باشد. بنابراین میزان بار اکتیو مصرف کننده واقع در شین ۱ به مقدار ۴٪ افزایش داده می‌شود، مقادیر انرژی تولید شده مولدها در جدول (۴) نشان داده شده است.

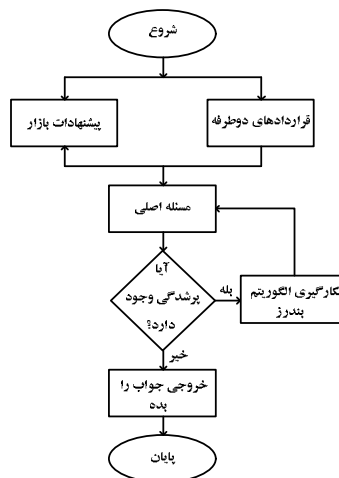
۴- سیستم تحت بررسی

به منظور بررسی کارایی روش بندرز برای مدیریت و حذف تراکم در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته از سیستم ۲۴ شینه (RTS-IEEE-24) استفاده شده است. شمای کلی سیستم در شکل (۱) نمایش داده شده است [۱۵].

برای بررسی و حل مسأله، ابتدا بر روی سیستم نمونه پخش بار بهینه اجرا گردیده و پس از به دست آوردن توان‌های اکتیو و راکتیو مبادله شده در سیستم از روش بندرز برای حذف تراکم استفاده شده است.

۵- تجزیه و تحلیل نتایج

در این قسمت ابتدا الگوریتم بندرز مطابق شکل (۲) برای حل مسأله اجرا گردیده و سپس با اعمال شرایط خاص بر روی سیستم نمونه، دقت روش تجزیه بندرز برای مدیریت و حذف تراکم در محیط تجدید ساختار یافته بررسی شده است.



شکل (۲): الگوریتم بندرز جهت رفع پرشدگی در شبکه

Fig. (2): Benders algorithm for removal congestion in network

۵-۱- قطع چند خط از شبکه

هدف این است که با ایجاد خطا در شبکه، پرشدگی حاصل توسط الگوریتم بندرز کاهش داده شود. ابتدا با قطع خطوط بین شین‌های ۱۴ و ۲۴ و همچنین شین‌های ۱۱ و ۱۳ مسأله حل می‌شود. با انجام این قطعی‌ها، شبکه انتقال عملاً به دو بخش تقسیم شده که تنها خط ۲۳ به ۱۳ وظیفه اتصال این دو بخش را به عهده دارد. این خط 230 kv می‌باشد و مسلماً توانایی تحمل عبور توان مورد نیاز را ندارد بنابراین انتظار داریم که پرشدگی به وجود آمده در شبکه بسیار شدید باشد. با حل مسأله می‌توان دریافت که پیش‌بینی انجام شده کاملاً درست است. به طوری که پس از انجام ۱۶ مرحله تکرار، به پایان الگوریتم رسیده و با بررسی مقادیر تقاضا متوجه کاهش شدید مقادیر تقاضا در شین‌ها می‌شویم، به طوری که حداقل کاهش تقاضا در شین ۹ بوده که به اندازه ۱۱٪ می‌باشد. جدول (۱) درصد میزان کاهش تقاضا در شین‌های مربوطه را بیان نموده است.

۴-۵- تغییر میزان تولید در مولد

در این جا منظور از تغییر میزان تولید، همان کاهش میزان تولید است که از آن می‌توان به عنوان تغییر یک قرارداد دو طرفه یاد کرد. فرض کنید که بر اساس قرارداد دو طرفه جدید، مولد واقع در شین ۱۴، میزان تولید خود را ۴٪ کاهش دهد. مسلماً مقدار تولید و مصرف در کل شبکه تغییر خواهد کرد و همانند حالت قبل می‌توان میزان این تغییرات را مشخص نمود. جداول (۶) و (۷) میزان تغییرات تولید و مصرف را در شین‌های مختلف نشان می‌دهد.

با توجه به نتایج جداول، می‌توان گفت که با افزایش تعداد مراحل آزمون و همچنین شین‌های حذف شده تعداد مراحل اجرای الگوریتم بندرز برای رفع پرشدگی افزایش یافته و این امر باعث پیچیده‌تر شدن شبکه خواهد شد.

۶- نتیجه‌گیری

با توجه به شبیه‌سازی انجام شده در این مقاله می‌توان استنباط کرد که با افزایش درجه تغییر در شبکه، میزان پرشدگی و در نتیجه میزان پیچیدگی مسأله بیشتر می‌شود. همچنین تعداد و مراحل الگوریتم افزایش می‌یابد و این امر باعث کاهش چشم‌گیر مصرف مازاد می‌شود، که این کاهش مصرف مترادف با افزایش تولید خواهد بود. بنابراین الگوریتم بندرز قادر است که هر شبکه را بهینه کند و پرشدگی ایجاد شده را سریعتر از بین ببرد.

Table (3): The rate of maximum load demand reduction of network after cutting the generator

جدول (۳): میزان حداکثر کاهش تقاضای بارها در شبکه پس از قطع مولد

شماره شین مولد	میزان حداکثر کاهش تقاضا	میزان حداکثر کاهش به مگاوات	شماره شین حداکثر کاهش تقاضا به درصد
7	9	144/610	8
14	12	170/720	14
23	10	162/900	19

Table (4): The rate of load demand reduction of network after cutting the generator

جدول (۴): میزان کاهش تقاضای بارها در شبکه پس از قطع مولد

میزان تغییر	مولد توان اکتیو به مگاوات	تعداد مراحل
8%+	67	1
2%+	63	2
4%-	72	7
6%-	194	13
3%+	68	14
2%-	43	16
4%+	104	18
3%-	103	21
4%+	62	22
1%+	241	23

ملاحظه می‌شود که تغییر مولدها نامحدود بوده و در مواردی تغییر به صورت کاهش و یا به صورت افزایش می‌باشد. هرچند میزان تقاضای بار متصل به شین ۱ تأمین شده اما با محاسبه مقدار انرژی کل تولیدی توسط مولدها، مشاهده می‌شود که تولید انرژی به اندازه ۳٪ افزایش یافته است. جدول (۵) میزان تغییرات تقاضای بارها، پس از اعمال الگوریتم مدیریت پرشدگی، بر اساس شماره هر شین را نشان می‌دهد. با تغییر یک قرارداد دو طرفه عرضه و تقاضا آن هم از سوی مصرف کننده، تمامی مولدها و بارها دست‌خوش تغییر شده و این تغییرات منجر به کم یا زیاد شدن تولید یا مصرف در شین‌ها می‌گردد.

Table (6): Test results of the increased rate of demand

جدول (۶): نتایج آزمون افزایش میزان تقاضا

افزایش توان	توان	تعداد مراحل	افزایش توان	افزایش توان
0/003%	287/0840	4	296/4484	1%
0/0004%	299/0240	4	314/212	4%
0/02%	313/0400	7	376/0	10%
0/1%	342/000	11	478/00	20%
2%	427/0400	17	641/0240	4%

Table (7): The rate of change of active power production in generators

جدول (۷): میزان تغییر تولید توان اکتیو مولدها

مولد توان اکتیو به مگاوات	میزان تغییر	تعداد مراحل
64	4%+	1
63	1%+	2
79	2%+	7
202	0%	13
62	-0/1%	14
44	0%	16
103	0%	18
101	1%+	21
62	1%-	22
238	1%+	23

Table (5): The rate of change of active power consumption in consumers

جدول (۵): میزان تغییر مصرف توان اکتیو بارها

بار توان اکتیو به مگاوات	میزان تغییر	تعداد مراحل
113/400	4%+	1
97/970	1%+	2
183/600	2%+	3
74/000	0%	4
70/929	-0/1%	4
136	0%	6
124	0%	7
172/710	1%+	8
173/240	1%-	9
196/240	1%+	10
246/000	0%	13
197/880	2%+	14
307/490	-3%	14
102/000	2%+	16
336/330	1%+	18
174/470	3%-	19
133/210	4%+	20

References

- [1] Y. Xiao, P. Wang, L. Goel, "Congestion management in hybrid power markets", Elsevier B.V., Elec. Power Sys. Res., pp. 1416-1423, 2009.
- [2] C. Grigg, 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 Trans. on Pow. Sys., Vol. 14, NO. 3, pp. 1010-1020, Aug, 1999.
- [3] S. Balaraman, "Congestion management in deregulated power system sing real coded genetic algorithm", Int. Jou. of Eng. Sci. and Tec., Vol. 2, No. 11, pp. 6681-6690, 2010.
- [4] A.C. Claudio, H. Chen, F. Milano, A. Singh, "Transmission congestion management and pricing in simple auction electricity markets", Int. Jou. of Eme. Ele. Pow. Sys., Vol. 1, 2004.
- [5] M.M. RahimiFard, A. JaliliIrani, "Transmission congestion management in electricity market restructured and increases the social welfare on the system IEEE 14-Bus", Aus. Jou. of Bas. and Appl.Sci., Vol. 5, No. 12, pp. 1744-1750, 2011.
- [6] M. Simab, G.R. Yousefi, "Transmission congestion management and pricing in electricity power markets", Modares Jou. of Elec. Eng., Vol. 9, No.1, pp. 17-29, Winter 2011.
- [7] R. Montemanni, L.M. Gambardella, "A benders decomposition approach for the robust shortest path problem with interval data", www.idsia.ch.
- [8] M.J.G.D. Goncalves, A. Zita, A. Vale, "Evaluation of transmission congestion impact in market power", IEEE/PTC, Vol. 4, pp. 6, June 2003.
- [9] I. Kockar, F.D. Galiana, "Combined pool/bilateral dispatch: II-curtailment of firm and nonfarm contacts", IEEE Trans. on Pow. Sys., Vol. 17, No. 4, pp. 1184-1190, Nov. 2002.
- [10] Y.H. Song, S. Phichaisawat, G.A. Taylor, "Congestion management considering voltage security constraints", IEEE/PST, Vol. 3, pp. 13-17, Oct. 2002.
- [11] X. Feng, J.Pan, L. Tang, H. Chao, J. Yang, "Economic evaluation of transmission congestion relief based on power market simulations", IEEE Pow. Eng. Soc. Gen. Mee., Vol. 2, pp. 13-17, July 2003.
- [12] Y.S. Yuen, K.L. Lo, L.A. Snider, "Congestion management in deregulated electricity markets", IEEE/ICEUDRPT, pp. 47-42, April 2000.
- [13] B. Jeffrey, J. Zhu, V. Banunarayanan, R. Mukerji, "Forecasting energy prices in a competitive market", IEEE Com. Appl. in Pow., Vol. 12, pp. 40-44, July 1999.
- [14] ERCOT Emergency Electric Curtailment Plan, Online: [http:// nodal.ercot.com /protocols /npr /040keydocs/040NPRR1SynchronizationofEmergencyElectricCurtailment.Doc](http://nodal.ercot.com/protocols/npr/040keydocs/040NPRR1SynchronizationofEmergencyElectricCurtailment.Doc).
- [15] L. Gyugyi, "Power electronics in electrical utilities: Static var compensators", Proceedings of the IEEE, Vol. 76, No. 4, pp. 483-494, April. 1988.