

# مدیریت استاتیکی و مبتنی بر تحلیل حساسیت تراکم انتقال در بازارهای رقابتی برق

محمد موسی تبریزیان، حسین سیفی و محمد کاظم شیخ‌الاسلامی

و حیاتی‌ترین وظایف بهره‌بردار مستقل سیستم<sup>۴</sup> (ISO) برای عملکرد روان بازار رقابتی برق شناخته شده است. بهره‌بردار سیستم در یک بازار رقابتی برق، مسئول تشخیص اعمال لازم جهت حصول اطمینان از عدم تجاوز نسبت به محدودیت‌های شبکه می‌باشد. این مجموعه اعمال و روندها را در اصطلاح مدیریت تراکم<sup>۵</sup> (CM) گویند که اصولاً شامل توزیع مناسب سطوح بار و تولید به‌گونه‌ای است که سیستمی پایدار و بدون تخطی از محدودیت‌های شبکه پدید آید. هزینه مدیریت تراکم، نقش مهمی در دستیابی به چنین جایگاهی خواهد داشت؛ به‌علاوه، بهره‌بردار سیستم می‌تواند جهت مدیریت تراکم، در صورت نیاز شبکه را به زیربخش‌های مختلف از نظر قیمت‌گذاری تقسیم نماید.

با توجه به مشکلات موجود در زمینه ساخت خطوط انتقال جدید به دلیل مشکل حق مسیر و کمبود منابع مالی و افزایش بی‌رویه تبادلات توان در بازار رقابتی برق، حفظ امنیت سیستم به یکی از دغدغه‌های اصلی بازار و بهره‌برداران سیستم تبدیل شده است. تراکم انتقال می‌تواند از عقد قراردادهای جدید جلوگیری کرده و منجر به افزایش خاموشی و افزایش بهای برق در برخی مناطق گردیده و نیز ممکن است امنیت<sup>۶</sup> و قابلیت اعتماد<sup>۷</sup> سیستم را به مخاطره اندازد [۲].

ابزار مدیریت تراکم، بر اساس دستورات بهره‌بردار سیستم برای گروه‌های مختلف جهت تجدید نظر در قراردادها، دیسپچ مجدد ژنراتورها، استفاده از دستگاه‌های مختلف کنترلی و یا بارزدایی در شرایط اضطراری هنگامی که سایر روش‌ها نتوانند تراکم را بهبود بخشند، به کار می‌رود. راه‌حل‌های دیگر بر اساس یافتن قراردادی جدید برای تغییر مسیر جریان در خط متراکم شده استوار است؛ شیف‌دهنده‌های فاز<sup>۸</sup>، ترانسفورماتورهای با انشعاب متغیر<sup>۹</sup> و ادوات<sup>۱۰</sup> FACTS می‌توانند نقش مهمی در بازار رقابتی برق، جهت حل مشکلات تراکم انتقال ایفا نمایند [۳].

بر اساس بررسی منابع عمده مختلف، به‌طور کلی روش‌های عمده مدیریت تراکم مبتنی بر بازار برق<sup>۱۱</sup> را می‌توان به‌طور خلاصه به دسته‌های زیر تقسیم‌بندی نمود:

الف) روش‌های مبتنی بر ضرایب حساسیت<sup>۱۲</sup> [۴] تا [۷].

ب) روش‌های مبتنی بر حراج<sup>۱۳</sup> [۸] تا [۱۲].

ج) روش‌های مبتنی بر قیمت‌گذاری<sup>۱</sup> [۱۳] تا [۱۸].

چکیده: مدیریت تراکم یکی از مهم‌ترین مباحث مدیریت شبکه‌های انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده و بازارهای برق دنیا می‌باشد. در این مقاله پس از بررسی موضوع تراکم انتقال، روشی کامل‌تر نسبت به مقالات قبلی برای مدیریت استاتیکی کوتاه‌مدت تراکم ارائه خواهد شد. مبنای روش پیشنهادی، برنامه‌ریزی (دیسپچ) مجدد تولید توان‌های حقیقی و راکتیو در شین‌های حساس شبکه بر اساس تعیین ضرایب توزیع تراکم (ضرایب حساسیت) و دسته‌بندی شین‌های شبکه انتقال بر پایه این ضرایب حساسیت است. در این مقاله، بازار برق و فرایندهای آن به‌صورت ترکیبی مدل شده است و امکان وجود قراردادهای قطعی انتقال نیز در نظر گرفته شده است. در پایان، روش پیشنهادی بر یکی از شبکه‌های استاندارد، مورد آزمون قرار گرفته است و نتایج عددی کارآمدی آن را نشان می‌دهد.

کلید واژه: انتقال انرژی، بازار برق، تحلیل حساسیت، سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده، مدیریت تراکم.

## ۱- مقدمه

وجود محدودیت‌های سیستم انتقال، میزان معین توانی را که می‌توان در یک شبکه بین دو نقطه انتقال داد تعیین می‌کند. در عمل شاید نتوان همه قراردادهای دوجانبه و چندجانبه برای تأمین نیازها با کم‌ترین هزینه را به‌طور کامل ایفا نمود، زیرا که این عامل خود منجر به تجاوز از محدودیت‌های عملی مانند محدودیت ولتاژ و اضافه بار می‌گردد. به این محدودیت شبکه انتقال در اصطلاح تراکم<sup>۱</sup> گفته می‌شود. تراکم در یک سیستم انتقال، چه در سیستم‌های الکتریکی یک‌پارچه عمودی<sup>۲</sup> و چه غیر یک‌پارچه، به‌جز برای مدت کوتاهی قابل تحمل نخواهد بود، زیرا ممکن است باعث قطع متوالی انرژی و اتلاف غیر قابل کنترل توان گردد. هزینه مرتبط با راه‌حل‌های رفع تراکم نیز ممکن است تا جایی بالا رود که خود باعث پدید آمدن مانعی در خرید و فروش برق گردد. بنابراین، مدیریت تراکم همواره کانون بحث‌هایی در زمینه تسهیل رقابت در صنعت برق بوده است [۱].

مشکل مدیریت تراکم و نرخ‌گذاری انتقال<sup>۳</sup> به‌عنوان یکی از اصلی‌ترین

این مقاله در تاریخ ۲۶ آبان ماه ۱۳۸۶ دریافت و در تاریخ ۱۸ تیر ماه ۱۳۸۷ بازنگری شد.

محمد موسی تبریزیان، آزمایشگاه پژوهشی برنامه‌ریزی در شبکه‌های قدرت، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس، (email: mm\_tabrizian@yahoo.com).  
حسین سیفی، گروه برق- قدرت و رئیس مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس، (email: seifi\_ho@modares.ac.ir).

محمد کاظم شیخ‌الاسلامی، گروه برق- قدرت، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس، (email: aleslam@ut.ac.ir).

1. Congestion
2. Vertically Integrated
3. Transmission Pricing

4. Independent System Operator
5. Congestion Management
6. Security
7. Reliability
8. Phase Shifters
9. Tap- Changing Transformers
10. Flexible AC Transmission Systems
11. Market- Based Congestion Management
12. Sensitivity Factors Based Methods
13. Auction Based Methods

ترتیب با استفاده از تحلیل حساسیت، تعداد شرکت‌کنندگان در شرایط تراکم انتقال بسیار کمتر از تعداد کل شرکت‌کنندگان فعال در بازار است تا سطح رقابت شرکت‌کنندگان بازار برق در حد امکان، حفظ گردیده و چندان تنزل نیابد.

## ۲-۲ ضرایب توزیع تراکم اکتیو و راکتیو

مبنای روش مورد استفاده، برنامه‌ریزی (دیسپیچ) مجدد میزان تولید توان‌های حقیقی و راکتیو در شین‌های حساس شبکه بر اساس تعیین ضرایب توزیع تراکم (ضرایب حساسیت) AC و منطقه‌بندی (دسته‌بندی) شین‌های شبکه بر مبنای آن می‌باشد.

ضرایب AC توزیع تراکم خط  $k$  واقع بین شین‌های  $i$  و  $j$  ناشی از تغییر در توان‌های تزریقی حقیقی و راکتیو در شین دلخواه  $m$  از نظر ریاضی چنین بیان می‌گردد

$$PTCDF_m^k = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_m} \quad (۱)$$

$$QTCDF_m^k = \frac{\Delta Q_{ij}}{\Delta Q_m} \quad (۲)$$

با استفاده از تقریب سری تیلور، روابط تغییرات توان‌های اکتیو و راکتیو در خطوط انتقال را می‌توان چنین نوشت

$$\Delta P_{ij} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} \Delta V_i + \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (۳)$$

$$\Delta Q_{ij} = \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} \Delta V_i + \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (۴)$$

برای تعیین ضرایب حساسیت AC رابطه ژاکوبین زیر به کار می‌رود

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{1r} \\ J_{r1} & J_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (۵)$$

با صرف نظر از ارتباط توان حقیقی با اندازه ولتاژ و ارتباط توان راکتیو با زاویه ولتاژ، (۵) چنین خلاصه می‌گردد

$$\Delta P = [J_{11}] [\Delta \delta] \quad (۶)$$

$$\Delta Q = [J_{r1}] [\Delta \delta] \quad (۷)$$

و با استفاده از تقریب سری تیلور و ساده‌کردن روابط، در نهایت خواهیم داشت

$$\Delta P_{ij} = PTCDF_{11}^k \Delta P_{11} + PTCDF_{1r}^k \Delta P_{1r} + \dots + PTCDF_{rn}^k \Delta P_{rn} \quad (۸)$$

$$\Delta Q_{ij} = QTCDF_{r1}^k \Delta Q_{11} + QTCDF_{r2}^k \Delta Q_{21} + \dots + QTCDF_{rn}^k \Delta Q_{rn} \quad (۹)$$

بنابراین ضرایب AC توزیع تراکم توان‌های حقیقی و راکتیو، از روی عناصر ماتریس ژاکوبین و نتایج پخش بار در ساعت مورد نظر برای هر یک از خطوط انتقال قابل محاسبه‌اند [۶] که تعیین این ضرایب بر اساس مدل خطی فوق، بخش مقدماتی و پیش‌نیاز مسئله اصلی بهینه‌سازی را تشکیل می‌دهد.

## ۳-۲ تعریف مسئله بهینه‌سازی (دیسپیچ مجدد توان)

تابع هدف مورد نظر به صورت کمینه‌سازی هزینه حاصل از اعمال مدیریت تراکم در شبکه انتقال با در نظر گرفتن قیود پخش بار بهینه با استفاده از دیسپیچ مجدد ژنراتورها و منابع راکتیو واقع در شین‌های حساس

(د) روش‌های مبتنی بر دیسپیچ مجدد و تمایل به پرداخت [۱۹] تا [۲۴].

از بین این روش‌ها، روش‌های دسته (ج) و (د) برای مدیریت تراکم در شرایط مقررات‌زدایی شده و محیط بازار بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرد. مبنای روش‌های دسته (ج) سیگنال‌های قیمت و اساس روش‌های دسته (د) تنظیم انتقال (یا دیسپیچ مجدد تبادل) است که در این مقاله، تلفیق آن با روش‌های دسته (الف) یعنی ضرایب حساسیت مورد توجه است.

در این مقاله ابتدا کلیات روش مبنای مقاله، یعنی دیسپیچ مجدد تبادل بر اساس ضرایب AC توزیع تراکم اکتیو و راکتیو تشریح گردیده و سپس روش پیشنهادی و نوآوری‌های آن مطرح شده است؛ سرانجام نتایج شبیه‌سازی آزمون‌شده بر شبکه نمونه ۳۹ شینه New England ارائه شده و مورد بررسی قرار گرفته است.

## ۲-۲ کلیات روش برنامه‌ریزی (دیسپیچ) مجدد تبادل مبتنی بر ضرایب حساسیت

### ۱-۲ مقدمه

در این روش از ضرایب توزیع تراکم انتقال (TCDF) در تعیین مناطق (مجموعه شین‌های) مؤثر بر تراکم در سیستم استفاده می‌شود و فرض می‌شود که کل سیستم تحت مدیریتی واحد یعنی بازار از نوع متمرکز است، اگرچه نواحی مختلف ممکن است به‌طور جداگانه عمل کنند. لازم به ذکر است که روش‌های مدیریت تراکم به‌وسیله ISO اگرچه تا حدودی از سطح رقابت و آزادی عمل بازار می‌کاهد، اما در مجموع هزینه‌های مربوط به شبکه انتقال را کنترل نموده و در نتیجه میزان رفاه اجتماعی<sup>۵</sup> کلی را در سطح مناسبی نگه می‌دارد؛ ضمن این که در صورت پیشامد وقوع تراکم، کاربرد این روش‌ها در بازه زمانی کوتاه‌مدت (بازار روز-پیش) اجتناب‌ناپذیر است.

در این روش مدیریت استاتیکی کوتاه‌مدت تراکم داخلی، بر اساس دیسپیچ مجدد تبادل یا همان تجدید آرایش تولید توان‌های حقیقی و راکتیو پیشنهاد شده است. مناطق، بر اساس ضرایب حساسیت که به آن عوامل توزیع تراکم گفته می‌شود، تقسیم‌بندی می‌شوند و دو دسته شاخص حساسیت تحت عنوان ضرایب توزیع تراکم انتقال اکتیو (PTCDF) و ضریب توزیع تراکم انتقال راکتیو (QTCDF)<sup>۷</sup> در نظر گرفته می‌شود. ژنراتورها همراه با منابع توان راکتیو واقع در نقاط حساس‌تر با ضرایب توزیع شدید و غیر یکنواخت، شاخص حساسیت برای برنامه‌ریزی مجدد توان خروجی در نظر گرفته می‌شوند. برای تشخیص بهتر نحوه منطقه‌بندی، می‌توان ابتدا ضرایب حساسیت به‌دست آمده را به‌ترتیب صعودی یا نزولی مرتب<sup>۸</sup> نمود.

باید توجه کرد اهمیت موضوع تحقیق صرفاً در محیط تجدید ساختار شده و بازارهای برق رقابتی است و مزیت روش مورد مطالعه (مبتنی بر تحلیل حساسیت) نسبت به روش‌های عادی پخش بار بهینه (OPF) در کاهش نقض قراردادهای و امکان انحراف کمتر از برنامه بازار است. به این

1. Pricing Based Methods
2. Re-Dispatch and Willingness to Pay Methods
3. Transaction Re-Dispatch
4. Transmission Congestion Distribution Factors
5. Social Welfare
6. Active Power Transmission Congestion Distribution Factors
7. Reactive Power Transmission Congestion Distribution Factors
8. Sort

$$\Delta P_g^{\min} \leq \Delta P_g \leq \Delta P_g^{\max}, \quad g = 1, 2, \dots, N_g \quad (14)$$

$$\Delta Q_g^{\min} \leq \Delta Q_g \leq \Delta Q_g^{\max}, \quad g = 1, 2, \dots, N_g \quad (15)$$

$$\Delta Q_c^{\min} \leq \Delta Q_c \leq \Delta Q_c^{\max}, \quad c = 1, 2, \dots, N_c \quad (16)$$

$$V_i' - V_i^{\min} \leq \Delta V_i \leq V_i^{\max} - V_i', \quad i = 1, 2, \dots, N_b \quad (17)$$

$$\sum_g^{N_g} \Delta P_g - \sum_g^{N_g} \frac{\partial P_L}{\partial P_g} \Delta P_g - \sum_g^{N_g} \frac{\partial P_L}{\partial Q_g} \Delta Q_g - \sum_c^{N_c} \frac{\partial P_L}{\partial Q_c} \Delta Q_c = 0 \quad (18)$$

$$\sum_g^{N_g} \Delta Q_g - \sum_g^{N_g} \frac{\partial Q_L}{\partial Q_g} \Delta Q_g - \sum_c^{N_c} \frac{\partial Q_L}{\partial Q_c} \Delta Q_c - \sum_g^{N_g} \frac{\partial Q_L}{\partial P_g} \Delta P_g = 0 \quad (19)$$

مدل ریاضی ارائه شده می‌تواند قابل هماهنگی با شرایط وجود چند تراکم هم‌زمان نیز باشد، که در این حالت باید شین‌های حساس را با توجه به ضرایب حساسیت به دست آمده نسبت به کل مجموعه خطوط تراکم در نظر گرفت.

### ۳- روش پیشنهادی

به‌طور خلاصه یکی از نقایص عمده مقالات قبلی مرتبط با موضوع پژوهش، عدم توجه به برخی شرایط واقعی بازارهای برق، نظیر ترکیبی بودن مدل بازار<sup>۲</sup> و امکان وجود قراردادهای قطعی انتقال است که در این مقاله به این موارد توجه شده است.

فرضیات عمده در روش پیشنهادی به این شرح است:

الف) نوع بازار انرژی به صورت متمرکز<sup>۳</sup> و پیش‌رو<sup>۴</sup> فرض شده که معمولاً بازار روز-پیش<sup>۵</sup> در نظر گرفته می‌شود.

ب) مدل بازار به صورت ترکیبی فرض شده که می‌تواند شامل قراردادهای نوع حوضچه‌ای<sup>۶</sup> همراه با برخی قراردادهای تبادل دوجانبه یا چندجانبه نیز باشد.

ج) عناصر اصلی فرض شده برای بازار عبارتند از: بهره‌بردار مستقل سیستم (با فرض داشتن اختیارات کافی)<sup>۷</sup>، شرکت‌های تولیدی<sup>۸</sup>، شرکت‌های انتقال<sup>۹</sup>، شرکت‌های توزیع<sup>۱۰</sup> و مصرف‌کنندگان عمده<sup>۱۱</sup>.

سایر عناصر فرعی بازار می‌توانند حضور داشته ولی در موضوع مدیریت تراکم به‌طور مستقیم و صریح در نظر گرفته نمی‌شوند.

د) بازه زمانی مورد نظر در موضوع پیشنهادی به صورت کوتاه‌مدت<sup>۱۲</sup> است که به‌وسیله ISO پس از دریافت همه پیشنهادات عرضه یا تقاضا<sup>۱۳</sup> تا قبل از اجرای برنامه بازار در نظر گرفته شده و حل مسئله مدیریت تراکم باید به‌صورت معمولاً ساعت به ساعت برای برنامه روز آینده در نظر گرفته شود. فرامین صادره به‌وسیله ISO نیز طبعاً بایستی تا قبل از اجرای بازار با شرکت‌کنندگان مربوطه توافق و

شبکه می‌باشد. مسئله بهینه‌سازی غیر خطی دیسیج مجدد تبادل جهت مدیریت تراکم به‌صورت زیر قابل بیان است.

### ۲-۳-۱ تابع هدف

رابطه زیر تابع هدف مسئله، یعنی کمینه‌سازی هزینه تغییر تولید حقیقی و راکتو ژنراتورهای مربوطه، به‌علاوه هزینه تولید راکتو منابع مورد نظر را بیان می‌کند

$$\min \sum_g^{N_g} C_g (\Delta P_g) \Delta P_g + \sum_g^{N_g} C_{qg} (\Delta Q_g) \Delta Q_g + \sum_c^{N_c} C_c (\Delta Q_c) \Delta Q_c \quad (10)$$

در (۱۰)، عبارت اول یعنی هزینه تولید توان اکتیو ژنراتورها، همان قیمت پیشنهادی پذیرفته‌شده برای ژنراتور بوده که با استفاده از تابع درجه دوم چنین مدل شده است

$$C_{pg} (P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (11)$$

که در آن پارامترهای  $a$ ،  $b$  و  $c$  ضرایب هزینه تعیین شده برای هر ژنراتور است و نحوه پرداخت هزینه به ژنراتورها توسط ISO مطابق قیمت پیشنهادی برنده‌شده (یعنی به‌صورت Pay As Bid) فرض شده است. عبارت دوم در تابع هدف، هزینه فرصت (یا همان هزینه ثابت) متناظر با توان راکتو تولیدی توسط ژنراتورهاست که چنین مدل شده است [۶]

$$C_{qg} (\Delta Q_g) = [C_{pg} (S_{G, \max}) - C_{pg} (\sqrt{(S_{G, \max})^2 - (\Delta Q_g)^2})] k \quad (12)$$

در (۱۲)  $S_{G, \max}$  توان ظاهری نامی ژنراتور و  $k$  ضریب نرخ سود تولید توان اکتیو (معمولاً بین ۱/۰۵ تا ۱/۱۰) که در اینجا معادل ۱/۰۸ در نظر گرفته شده است [۶] و سرانجام عبارت سوم در تابع هدف شامل هزینه معادل برای بازگشت سرمایه اولیه منابع توان راکتو نصب‌شده در شبکه و مورد استفاده توسط ISO جهت دیسیج مجدد توان راکتو با هدف مدیریت تراکم است که در محاسبه آن، عمر مفید این تجهیزات ۱۵ سال، نرخ متوسط استفاده از آنها معادل دوسوم کل ظرفیت و هزینه اولیه نصب برابر با ۱۱۶۰۰ دلار بر مگاوار فرض شده است [۶].

### ۲-۳-۲ قیود (محدودیت‌ها)

روابط (۱۳) تا (۱۹) به‌ترتیب قیود مربوط به ظرفیت مجاز بارگذاری خطوط انتقال، حدود ظرفیت اکتیو و راکتو ژنراتورهای در نظر گرفته شده، حدود ظرفیت منابع راکتو مربوطه و قیود مربوط به تغییرات ولتاژ و تعادل توان در شین‌های شبکه یا در واقع همان قیود پخش بار بهینه است؛ در این روابط  $N_i$  تعداد کل خطوط انتقال،  $N_b$  تعداد کل شین‌ها،  $N_g$  تعداد ژنراتورهای برگزیده و  $N_c$  تعداد منابع توان راکتو (غیر ژنراتوری) در نظر گرفته شده برای دیسیج مجدد است.  $P_{ij}$  و  $Q_{ij}$  توان‌های اکتیو و راکتو عبوری از خطوط انتقال قبل از دیسیج مجدد،  $\Delta P_g$  میزان تغییر توان اکتیو ژنراتورها،  $\Delta Q_g$  میزان تغییر توان راکتو ژنراتورها و  $\Delta Q_c$  میزان تغییر توان راکتو منابع راکتو (غیر ژنراتوری) پس از دیسیج مجدد بوده،  $S_{ij, \max}$  حداکثر ظرفیت توان انتقالی خطوط،  $\Delta V_i$  میزان تغییر ولتاژ شین‌های شبکه،  $P_L$  و  $Q_L$  نیز کل تلفات اکتیو و راکتو خطوط انتقال را نشان می‌دهد

$$(P_{ij} + \sum_g^{N_g} PTCDF_g^k \times \Delta P_g)^2 + (Q_{ij} + \sum_g^{N_g} QTCDF_g^k \times \Delta Q_g)^2 \leq (S_{ij, \max}^{\max})^2 \quad ij \in N_i \quad (13)$$

1. Multi-Congestion
2. Hybrid Model
3. Centralized
4. Forward Market
5. Day-Ahead
6. Pool
7. MaxISO
8. Genco
9. Transco
10. Distco
11. Large Consumers
12. Short Term
13. Offers & Bids

راکتیو در هر باس دلخواه  $m$  که در قیود تعادل توان‌های اکتیو و راکتیو کل شبکه (معادلات ۱۸ و ۱۹) به کار می‌رود به شکلی ابتکاری با استفاده از مشتقات جزئی زنجیره‌ای طبق روابط ذیل (معادلات ۲۳ تا ۲۶) محاسبه گردیده‌اند که در آن مشتق کل تلفات توان اکتیو شبکه از جمع کردن مشتق تلفات اکتیو هر یک از خطوط به‌دست آمده و در محاسبه مشتق تلفات اکتیو هر خط به شکل زنجیره‌ای، ابتدا مشتق تلفات اکتیو خط نسبت به زوایای ولتاژ شین‌های دو طرف خط و سپس مشتق زوایای ولتاژ شین‌های دو طرف خط نسبت به توان تزریقی اکتیو در باس دلخواه  $m$  در نظر گرفته می‌شود. همچنین در محاسبه مشتق تلفات راکتیو هر خط نیز به شکل زنجیره‌ای، ابتدا مشتق تلفات راکتیو خط نسبت به اندازه‌های ولتاژ شین‌های دو طرف خط و سپس مشتق اندازه‌های ولتاژ شین‌های دو طرف خط نسبت به توان تزریقی راکتیو در باس دلخواه  $m$  در نظر گرفته می‌شود

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_m} = \sum_{k=1}^{n_i} \frac{\partial P_{loss_k}}{\partial P_m} = \sum_{k=1}^{n_i} \left( \frac{\partial P_{loss_k}}{\partial \delta_i} \cdot \frac{\partial \delta_i}{\partial P_m} \right) + \sum_{k=1}^{n_j} \left( \frac{\partial P_{loss_k}}{\partial \delta_j} \cdot \frac{\partial \delta_j}{\partial P_m} \right) \quad (۲۳)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial q_m} = \sum_{k=1}^{n_i} \frac{\partial P_{loss_k}}{\partial q_m} = \sum_{k=1}^{n_i} \left( \frac{\partial P_{loss_k}}{\partial |V_i|} \cdot \frac{\partial |V_i|}{\partial q_m} \right) + \sum_{k=1}^{n_j} \left( \frac{\partial P_{loss_k}}{\partial |V_j|} \cdot \frac{\partial |V_j|}{\partial q_m} \right) \quad (۲۴)$$

$$\frac{\partial Q_{loss}}{\partial P_m} = \sum_{k=1}^{n_i} \frac{\partial Q_{loss_k}}{\partial P_m} = \sum_{k=1}^{n_i} \left( \frac{\partial Q_{loss_k}}{\partial \delta_i} \cdot \frac{\partial \delta_i}{\partial P_m} \right) + \sum_{k=1}^{n_j} \left( \frac{\partial Q_{loss_k}}{\partial \delta_j} \cdot \frac{\partial \delta_j}{\partial P_m} \right) \quad (۲۵)$$

$$\frac{\partial Q_{loss}}{\partial q_m} = \sum_{k=1}^{n_i} \frac{\partial Q_{loss_k}}{\partial q_m} = \sum_{k=1}^{n_i} \left( \frac{\partial Q_{loss_k}}{\partial |V_i|} \cdot \frac{\partial |V_i|}{\partial q_m} \right) + \sum_{k=1}^{n_j} \left( \frac{\partial Q_{loss_k}}{\partial |V_j|} \cdot \frac{\partial |V_j|}{\partial q_m} \right) \quad (۲۶)$$

#### ۴- نتایج شبیه‌سازی

حالت‌های مختلف روش پیشنهادی مدیریت تراکم، روی شبکه نمونه ۳۹ شینه New England (شکل ۱) که اطلاعات این شبکه در [۲۵] داده شده است، با استفاده از نرم‌افزارهای Matlab و GAMS شبیه‌سازی گردید.

ابتدا با استفاده از نرم‌افزار Matlab بخش مقدماتی مسئله یعنی محاسبات پخش بار و تعیین ضرایب توزیع تراکم، بر مبنای مدل خطی بیان شده در بخش ۲-۲ انجام گردیده و سپس با استفاده از نرم‌افزار GAMS مدل ریاضی قسمت اصلی مسئله یعنی بهینه‌سازی دیسپچ مجدد تبادل، به شکل یک مسئله برنامه‌ریزی غیر خطی گسسته (DNLP) فرمول‌بندی و با استفاده از GAMS/CONOPT solver حل شده است. با توجه به فرضیات روش پیشنهادی (ذکرشده در بخش ۳) نوع بازار به‌صورت روز-پیش و مدل آن ترکیبی در نظر گرفته شده و مدیریت استاتیکی کوتاه‌مدت تراکم داخلی برای یک ساعت خاص وقوع تراکم (معمولاً در زمان اوج بار) در نظر گرفته شده است و فرض شده است شرکت‌کنندگان برگزیده از تحلیل حساسیت در شرایط رقابتی و بدون تبعیض، قابلیت دیسپچ مجدد توان و همکاری با ISO جهت رفع تراکم انتقال را دارند.

با فرض وقوع تراکم در خط مفروض شماره ۸ مابین شین‌های ۱۴ و ۳۴ (با اضافه بار غیر مجاز فرض شده معادل ۹ MVA) که ضرایب توزیع

هماهنگی گردد و در صورت عدم حصول توافق مناسب، ISO باید محدودیت‌های اضافی پیش‌آمده را در مدل مسئله در نظر گرفته و یا در صورت لزوم شرکت‌کنندگان دیگری را نیز جهت دیسپچ مجدد در نظر بگیرد.

ه) فرض می‌شود که فقط شرکت‌کنندگانی از بازار توسط ISO برای برنامه‌ریزی مجدد در نظر گرفته شده‌اند که علاوه بر تأثیر عمده از نظر حساسیت بر شرایط تراکم، قبلاً برای این منظور اعلام آمادگی نموده و توسط ISO مناسب تشخیص داده شده باشند. بالطبع ISO باید هزینه‌های اضافی مرتبط با دیسپچ مجدد را به شرکت‌کنندگان مربوطه پرداخت و در صورت امکان به‌نحو مناسب جبران نماید.

و) ویژگی بازار به‌صورت کاملاً رقابتی و بدون وجود شرایط غیر رقابتی یا قدرت بازار<sup>۱</sup> فرض می‌شود.

در روش پیشنهادی عمدتاً موارد ذیل به کارهای ارائه‌شده در مقالات قبلی مربوط به روش پیشنهادی ([۵] و [۶]) افزوده شده است:

الف) امکان حضور هم‌زمان شرکت‌کنندگان بازار در هر دو نوع مدل حوضچه‌ای و مدل قراردادهای دوجانبه یا چندجانبه:

کارهای گذشته و مقالات قبلی مربوطه مبتنی بر این فرض بود که هر یک از تولیدکنندگان (ژنراتورها) به‌طور هم‌زمان در بازارهای حوضچه‌ای و چندجانبه مشارکت ندارند. با توجه به این که در یک بازار واقعی امکان حضور هم‌زمان شرکت‌های تولیدی در هر دو نوع تبادل حوضچه‌ای و چندجانبه وجود دارد، تأثیر این موضوع در روش پیشنهادی برای مدیریت تراکم، در اینجا ملاحظه و شبیه‌سازی شده است. از لحاظ ریاضی هرگونه تبادل دوجانبه بین فروشنده‌ای در شین  $m$  و خریداری در شین  $n$  رابطه تعادلی زیر را ایجاد می‌کند

$$\beta_m P_{Gm} - P_{Dn} = 0 \quad (۲۰)$$

تبادل دوجانبه می‌تواند به‌صورت چندجانبه نیز باشد و رابطه تعادل کل توان مربوطه چنین خواهد شد

$$\sum_m \beta_m^k P_{Gm}^k - \sum_n P_{Dn}^k = 0, \quad k = 1, 2, \dots \quad (۲۱)$$

که در (۲۰) و (۲۱)،  $k$  تعداد قراردادهای چندجانبه و ضریب  $\beta_m^k$  سهم (درصد) مشارکت تولیدکننده  $m$  در تأمین قرارداد دوجانبه یا چندجانبه را (نسبت به کل تولید خودش) نشان می‌دهد.

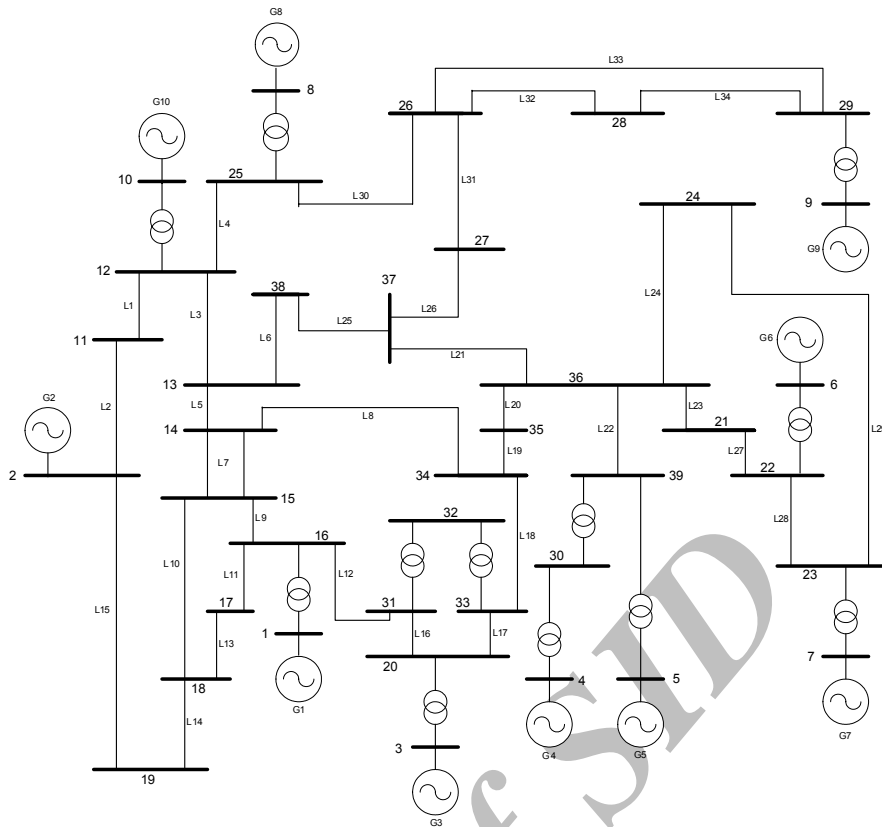
ب) در نظر گرفتن محدودیت قراردادهای قطعی انتقال (FTR)<sup>۲</sup> موجود در بازار در حل مسئله مدیریت تراکم:

در کارهای گذشته مرتبط با روش پیشنهادی، امکان وجود قراردادهای قطعی انتقال توسط برخی از شرکت‌کنندگان بازار، در حل مسئله مدیریت تراکم در نظر گرفته نشده است، در حالی که در بازارهای واقعی این محدودیت می‌تواند وجود داشته باشد و مدل کردن آن یکی از موارد انجام‌شده در این مقاله بوده که رابطه زیر به‌عنوان قید اضافی در مدل ریاضی مسئله، متناظر با این محدودیت است

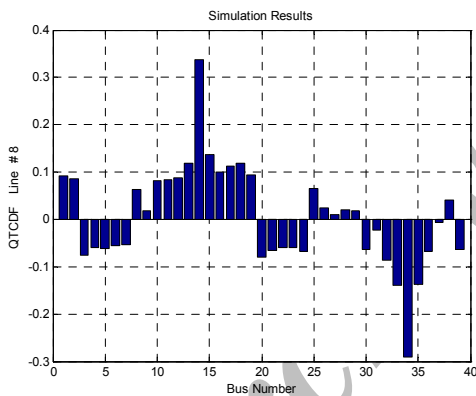
$$\left( P_{ij} + \sum_g^{N_g} PTCDF_g^k \times \Delta P_g \right)^2 \geq (FTR_{ij})^2 \quad (۲۲)$$

در شبیه‌سازی مسئله، عبارت‌های مشتق تلفات توان اکتیو و مشتق تلفات توان راکتیو در کل خطوط انتقال نسبت به توان تزریقی اکتیو یا

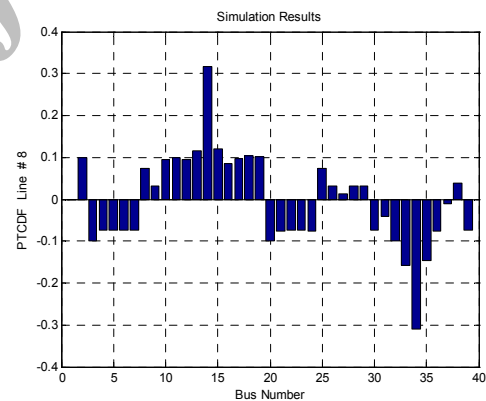
1. Market Power
2. Firm Transmission Rights



شکل ۱: نمودار تک‌خطی شبکه ۳۹ شینه New England.



شکل ۳: ضرایب توزیع تراکم (ضرایب حساسیت) توان راکتیو برای خط شماره ۸.



شکل ۲: ضرایب توزیع تراکم (ضرایب حساسیت) توان اکتیو برای خط شماره ۸.

## ۵- بحث درباره نتایج

خلاصه نتایج شبیه‌سازی‌های فوق شامل میزان تغییر توان‌های اکتیو و راکتیو در شین‌های حساس مورد مطالعه و میزان هزینه دیسپچ مجدد در هر حالت، در جدول ۲ ارائه شده است. به دلیل عدم دسترسی به کل داده‌های فرض شده در [۶]، مقدار عددی نتایج به دست آمده در اینجا برای برخی از حالت‌های مشابه با آن مقاله، به طور دقیق قابل مقایسه نمی‌باشد؛ البته صحت نتایج به دست آمده، با چک کردن مراحل اجرای برنامه و مشاهده فایل‌های خروجی مربوطه در نرم‌افزار GAMS و هم‌چنین با استفاده از محاسبات جداگانه پخش بار نیز قابل تأیید است.

با در نظر گرفتن حالت‌های کم‌هزینه‌تر در نتایج حاصله از قسمت‌های مختلف شبیه‌سازی‌های (الف)، (ب)، (ج)، (د) و (ه) که شامل حالت‌های (الف-۴)، (ب-۲)، (ج-۲)، (د-۱) و (ه-۳) می‌باشد، میزان تغییر توان حقیقی در شین‌های ژنراتوری حساس مورد مطالعه (شامل شین‌های ۳ و ۸ و ۱۰) در شکل ۴ و میزان تغییر توان راکتیو در شین‌های ژنراتوری ۳ و

تراکم مربوط به این خط در شکل‌های ۲ و ۳ نشان داده شده است، برنامه‌ریزی مجدد شین‌های منتخب بر مبنای ضرایب توزیع تراکم اکتیو و راکتیو (PTCDF, QTCDF) شامل شین‌های ژنراتوری ۳، ۸ و ۱۰ و شین غیر ژنراتوری شماره ۱۴ (به عنوان شین فرضی شامل منبع توان راکتیو با ظرفیت بیشینه فرض شده معادل ۲۰۰ MVAR) صورت گرفت. مطالعات موردی و حالت‌های مختلف شبیه‌سازی شده، به طور خلاصه در جدول ۱ توصیف شده است و شبیه‌سازی‌های مربوط به بخش‌های (ب) و (ج) و (د) و (ه) نیز روی حالت (الف-۴) که کامل‌تر از موارد قبلی بخش (الف) و به عنوان حالت مینا در نظر گرفته شده است، انجام گردید.

لازم به ذکر است در شبیه‌سازی انجام شده روی شبکه نمونه، چون تعداد متغیرهای مسئله مورد مطالعه چندان زیاد نیست لذا زمان اجرای برنامه کامپیوتری توسط نرم‌افزار GAMS نسبتاً کوتاه (اغلب کمتر از یک ثانیه و در برخی موارد تا حداکثر چند ثانیه) بوده که با در نظر گرفتن شرایط اولیه و مرزبندی متغیرها، سرعت اجرای برنامه و همگرایی آن باز هم بهبود می‌یابد.

جدول ۱: توصیف حالت‌های مختلف شبیه‌سازی.

حالت‌های شبیه‌سازی	مطالعات موردی:
بخش (الف):	بازار حوضچه‌ای (Pool):
(الف-۱)	با فرض بازار از نوع حوضچه‌ای و بدون پشتیبانی توان راکتیو
(الف-۲)	با فرض بازار حوضچه‌ای همراه با پشتیبانی توان راکتیو توسط فقط ژنراتورها (ظرفیت بیشینه توان راکتیو تولیدی یا دریافتی ژنراتورهای در نظر گرفته شده، معادل ۳۰۰ MVar فرض شده است).
(الف-۳)	با فرض بازار حوضچه‌ای همراه با پشتیبانی توان راکتیو توسط منابع توان راکتیو (غیر ژنراتوری)
(الف-۴)	با فرض بازار حوضچه‌ای همراه با پشتیبانی توان راکتیو توسط ژنراتورها و منابع توان راکتیو (غیر ژنراتوری)
بخش (ب):	بازار حوضچه‌ای همراه با برخی قراردادهای دوجانبه یا چندجانبه، با فرض این که منابع تولیدی شرکت‌کننده در قرارداد دوجانبه یا چندجانبه در بازار حوضچه‌ای حضور ندارند:
(ب-۱)	حالت (الف-۴) همراه با وجود یک قرارداد دوجانبه معادل ۲۴۷/۵ مگاوات بین شین‌های ۱۰ و ۲۳ (با فرض این که منبع تولیدی موجود در شین ۱۰ فقط در قرارداد دوجانبه شرکت نموده و در بازار حوضچه‌ای حضور ندارد).
(ب-۲)	با وجود یک قرارداد چندجانبه معادل ۶۴۹/۴ مگاوات بین شین ۳ با شین‌های ۳۵ و ۳۶
(ب-۳)	با وجود هم‌زمان یک قرارداد دوجانبه معادل ۲۴۷/۵ مگاوات بین شین‌های ۱۰ و ۲۳ و یک قرارداد چندجانبه معادل ۶۴۹/۴ مگاوات بین شین ۳ با شین‌های ۳۵ و ۳۶ (تلفیق هر دو مورد (ب-۱) و (ب-۲))
بخش (ج):	بازار از نوع ترکیبی (هیبرید): (بازار حوضچه‌ای همراه با برخی قراردادهای دوجانبه یا چندجانبه با فرض این که منابع تولیدی شرکت‌کننده در قرارداد دوجانبه یا چندجانبه می‌توانند هم‌زمان در بازار حوضچه‌ای نیز حضور داشته باشند)
(ج-۱)	حالت (الف-۴) همراه با وجود یک قرارداد دوجانبه معادل ۲۷۴ مگاوات بین شین‌های ۸ و ۲۱ (با فرض بازار از نوع ترکیبی (هیبرید) به طوری که ۵۰٪ تولید در شین ۸ به قرارداد دوجانبه اختصاص داشته و ۵۰٪ دیگر در بازار حوضچه‌ای حضور دارد (یعنی جمعاً ۲×۲۷۴ مگاوات)).
(ج-۲)	با وجود یک قرارداد دوجانبه معادل ۱۳۹ مگاوات بین شین‌های ۱۰ و ۲۶ (با فرض بازار از نوع ترکیبی به طوری که ۶۰٪ تولید در شین ۱۰ به قرارداد دوجانبه اختصاص داشته و ۴۰٪ دیگر در بازار حوضچه‌ای حضور دارد (یعنی جمعاً ۲۳۱/۷+۹۲/۷+۱۳۹ مگاوات)).
(ج-۳)	با وجود یک قرارداد چندجانبه معادل ۲۹۷ مگاوات بین شین ۸ با شین‌های ۲۶ و ۳۸ (با فرض بازار از نوع ترکیبی به طوری که ۵۳٪ تولید در شین ۸ به قرارداد چندجانبه اختصاص داشته (۱۳۹ مگاوات برای شین ۲۶ و ۱۵۸ مگاوات برای شین ۳۸) و ۴۷٪ دیگر در بازار حوضچه‌ای حضور دارد (یعنی جمعاً ۲۹۷+۲۶۳=۵۶۰ مگاوات)).
بخش (د):	وجود چند تراکم هم‌زمان (Multi-congestion) در خطوط انتقال:
(د-۱)	حالت (الف-۴) با فرض وجود چند تراکم هم‌زمان در هر دو خط انتقال شماره ۸ و شماره ۳ (وجود اضافه بار غیرمجاز ۹ مگاوات‌آمپر در خط ۸ و اضافه بار غیرمجاز ۲۸ مگاوات‌آمپر در خط ۳).
(د-۲)	با فرض وجود چند تراکم هم‌زمان در هر دو خط انتقال شماره ۸ و شماره ۵ (وجود اضافه بار غیرمجاز ۹ مگاوات‌آمپر در خط ۸ و اضافه بار غیرمجاز ۲۶ مگاوات‌آمپر در خط ۵).
(د-۳)	با فرض وجود چند تراکم هم‌زمان در هر سه خط انتقال شماره ۸ و شماره ۵ و شماره ۳ (وجود اضافه بار غیرمجاز ۹ مگاوات‌آمپر در خط ۸ و اضافه بار غیرمجاز ۲۸ مگاوات‌آمپر در خط ۳ و اضافه بار غیرمجاز ۲۶ مگاوات‌آمپر در خط ۵).
بخش (ه):	وجود قراردادهای قطعی انتقال (FTR):
(ه-۱)	حالت (الف-۴) با فرض وجود یک قرارداد قطعی انتقال (FTR) معادل ۳۴۴ مگاوات در خط شماره ۳
(ه-۲)	با فرض وجود یک قرارداد قطعی انتقال معادل ۱۱۳ مگاوات در خط شماره ۱
(ه-۳)	با فرض وجود یک قرارداد قطعی انتقال معادل ۷۰ مگاوات در خط شماره ۳۰
(ه-۴)	با فرض وجود یک قرارداد قطعی انتقال معادل ۵۹ مگاوات در خط شماره ۵
(ه-۵)	با فرض وجود قراردادهای قطعی انتقال (FTR) در همه خطوط موارد (ه-۱) تا (ه-۴) (FTR معادل ۳۴۴ مگاوات در خط شماره ۳ و ۱۱۳ مگاوات در خط شماره ۱ و ۷۰ مگاوات در خط شماره ۳۰ و ۵۹ مگاوات در خط شماره ۵)

حقیقی است. موضوع دیگر وجود قراردادهای دوجانبه یا چندجانبه است که سبب افزایش هزینه تراکم می‌شود و در این موارد ISO می‌تواند هزینه اضافی تحمیل شده را عمدتاً از طرفین این نوع قراردادها تأمین نماید.

در موارد وجود تراکم هم‌زمان در چند خط انتقال هم هرچند که احتمال وقوع آن کمتر است، طبعاً هزینه دیسپچ مجدد مورد نیاز برای مدیریت تراکم افزایش خواهد یافت.

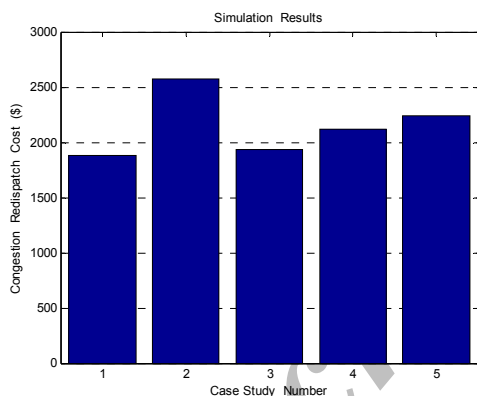
همچنین در موارد وجود محدودیت قراردادهای قطعی انتقال (FTR) نیز هزینه دیسپچ مجدد مورد نیاز برای مدیریت کوتاه‌مدت تراکم توسط ISO افزایش می‌یابد. هرچند که این قراردادها ابزار مناسبی برای مواجهه

۸ و ۱۰ و شین ۱۴ (دارای منبع توان راکتیو) در شکل ۵ جهت مقایسه، نشان داده شده است. مقدار هزینه لازم جهت دیسپچ مجدد و اعمال مدیریت تراکم در پنج حالت فوق نیز در شکل ۶ نمایش داده شده است.

همان‌طور که از نتایج به‌دست آمده مشاهده می‌شود با استفاده از برنامه‌ریزی مجدد منابع مؤثر توان راکتیو، هزینه مدیریت تراکم کاهش می‌یابد، به‌ویژه در حالتی که علاوه بر ژنراتورها از سایر منابع توان راکتیو نیز بهره گرفته شود. البته تأثیر دیسپچ مجدد توان راکتیو از نظر کاهش هزینه مدیریت تراکم، طبعاً کمتر از دیسپچ مجدد توان حقیقی (اکتیو) است، زیرا هزینه متناظر با توان راکتیو به‌مراتب کمتر از هزینه توان

جدول ۲: خلاصه نتایج شبیه‌سازی.

Case Study No.	$\Delta(P_g)$ Bus#3 (MW)	$\Delta(P_g)$ Bus#8 (MW)	$\Delta(P_g)$ Bus#10 (MW)	$\Delta(Q_g)$ Bus#3 (MVar)	$\Delta(Q_g)$ Bus#8 (MVar)	$\Delta(Q_g)$ Bus#10 (MVar)	$\Delta(Q_c)$ Bus#14 (MVar)	Congestion Redispatch Cost (\$)
(الف-۱)	۵۲,۶۱۸	-۱۳,۸۴۳	-۲۸,۷۹۱	-	-	-	-	۲۷۸۲,۳۶
(الف-۲)	۴۷,۷۸۵	-۱۲,۶۳۳	-۲۶,۰۸۶	-۱۵,۶۸۲	۵,۴۳۱	۱۰,۳۳۹	-	۲۲۲۳,۹۷
(الف-۳)	۴۸,۳۳۷	-۱۲,۰۲۹	-۲۷,۱۵۱	-	-	-	۳,۷۵۷	۲۲۵۱,۷۱
(الف-۴)	۴۴,۰۶۶	-۱۱,۵۲۳	-۲۴,۱۸۴	-۱۲,۲۰۲	-۱,۷۱۷	۶,۲۵۱	۲۵,۷۶۰	۱۸۷۹,۲۴
(ب-۱)	۴۷,۴۱۱	-۳۵,۴۴۴	-۲,۵۰۰	-۱۴,۷۹۱	-۱,۴۷۵	۸,۴۸۱	۲۳,۳۵۲	۲۶۹۳,۳۰
(ب-۲)	-۰,۶۰۰	۴۰,۸۳۳	-۴۱,۱۸۵	-۳۰,۳۴۳	۲,۳۵۵	۱۹,۵۱۴	۲۵,۵۴۶	۲۵۷۰,۷۳
(ب-۳)	-۰,۶۰۰	۲,۹۲۷	-۲,۵۰۰	-۶۰,۸۲۲	۹,۴۸۵	۴۱,۵۰۹	۱۹,۲۸۱	۳۰۳۳,۳۵
(ج-۱)	۴۱,۲۱۲	۸,۰۰۰	-۴۱,۷۸۱	-۱۲,۷۸۹	-۱,۶۰۶	۶,۷۰۰	۲۷,۵۴۱	۲۳۳۸,۸۸
(ج-۲)	۴۴,۹۷۹	-۱۸,۰۱۸	-۱۸,۳۰۰	-۱۲,۸۰۴	-۱,۶۸۴	۶,۷۹۲	۲۵,۱۱۴	۱۹۳۵,۰۸
(ج-۳)	۳۹,۴۵۷	۲۰,۰۰۰	-۵۲,۵۹۶	-۱۳,۲۹۷	-۱,۵۱۷	۷,۰۹۷	۲۸,۶۲۶	۳۱۴۳,۵۰
(د-۱)	۴۵,۳۸۳	-۹,۹۴۶	-۲۶,۸۶۷	۱۶,۴۴۷	-۷,۳۳۵	-۱۵,۴۲۷	۲۷,۷۱۶	۲۱۲۱,۸۰
(د-۲)	۴۶,۱۵۱	-۱۱,۰۷۱	-۲۶,۳۴۴	۲۲,۴۴۷	-۱۲,۱۸۸	-۱۵,۷۱۶	۲۶,۲۱۷	۲۲۶۹,۰۳
(د-۳)	۴۷,۲۵۸	-۶,۹۱۹	-۳۱,۴۸۵	۳۵,۲۸۶	-۱۱,۸۱۲	-۲۷,۱۲۶	۲۳,۵۷۹	۲۹۵۷,۵۰
(ه-۱)	۴۶,۴۳۰	-۳۲,۹۷۴	-۴,۲۲۱	-۲۸,۴۱۸	۱,۷۷۸	۱۸,۲۵۱	۲۲,۵۹۷	۲۷۱۶,۸۴
(ه-۲)	۴۲,۳۷۶	-۷,۴۶۰	-۲۶,۹۵۳	-۳۸,۲۸۴	۴,۱۶۰	۲۵,۳۹۷	۲۴,۲۷۴	۲۴۷۸,۹۷
(ه-۳)	۴۱,۴۵۶	۵,۷۵۱	-۳۹,۶۸۴	-۱۴,۵۵۶	-۱,۴۰۳	۸,۱۸۴	۲۷,۲۱۰	۲۲۴۰,۴۱
(ه-۴)	۳۸,۳۱۴	۲۱,۷۹۳	-۵۳,۴۹۵	-۳۵,۵۱۱	۳,۵۷۰	۲۳,۲۳۷	۲۷,۲۰۸	۳۷۲۶,۱۷
(ه-۵)	۳۸,۸۵۶	۱۳,۵۹۸	-۴۵,۵۷۴	-۵۴,۳۶۵	۷,۹۳۳	۳۶,۸۹۱	۲۵,۱۰۷	۴۵۳۳,۴۵

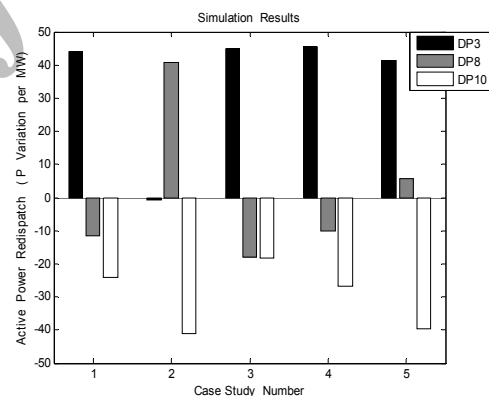


شکل ۶: هزینه دیسپچ مجدد (بر حسب دلار) در حالت‌های به ترتیب (الف-۴)، (ب-۲)، (ج-۲)، (د-۱) و (ه-۳).

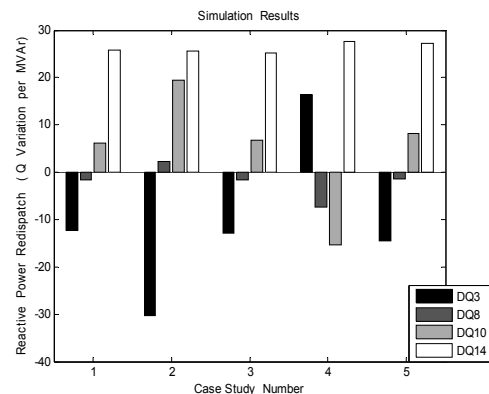
کوتاه‌مدت را به‌طور غیر مستقیم از طریق درآمدهای حاصل از واگذاری یا حراج حقوق قطعی انتقال جبران نماید. نهایتاً در حالت عادی مابقی برآیند این هزینه‌ها طی یک دوره زمانی توسط ISO از مصرف‌کنندگان یا تولیدکنندگان یا هر دو مورد (معمولاً به نسبت میزان توان آنها) باید دریافت شود.

## ۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله روشی برای مدیریت استاتیکی تراکم داخلی مبتنی بر برنامه‌ریزی (دیسپچ) مجدد تولید توان‌های حقیقی و راکتیو در شین‌های حساس شبکه، بر اساس تعیین ضرایب توزیع تراکم اکتیو و راکتیو (ضرایب حساسیت AC) و دسته‌بندی شین‌های شبکه انتقال بر پایه این ضرایب ارائه شده است. در روش پیشنهادی، بازار برق به‌صورت ترکیبی مدل شده و محدودیت وجود قراردادهای قطعی انتقال نیز در نظر گرفته شده است. در پایان روش پیشنهادی بر شبکه نمونه ۳۹ شینه



شکل ۴: میزان تغییر توان حقیقی در شین‌های ژنراتوری ۳ و ۸ و ۱۰ در حالت‌های به ترتیب (الف-۴)، (ب-۲)، (ج-۲)، (د-۱) و (ه-۳).



شکل ۵: میزان تغییر توان راکتیو در شین‌های ژنراتوری ۳ و ۸ و ۱۰ و شین ۱۴ (دارای منبع توان راکتیو) در حالت‌های به ترتیب (الف-۴)، (ب-۲)، (ج-۲)، (د-۱) و (ه-۳).

درازمدت با مشکل تراکم انتقال از دید شرکت‌کنندگان بازار به حساب می‌آید؛ در این حالت‌ها نیز ISO می‌تواند هزینه اضافی تحمیل شده در

- [14] D. Gan and D. V. Bourcier, "Locational market power screening and congestion management: experience and suggestions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 1, pp. 180-185, Feb. 2002.
- [15] S. Hao and D. Shirmohammadi, "Congestion management with ex ante pricing for decentralized markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1030-1036, Nov. 2002.
- [16] F. Milano, C. A. Canizares, and M. Invernizzi, "Multi-objective optimization for pricing system security in electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 596-604, May 2003.
- [17] G. C. Stamtsis and I. Erlich, "Congestion analysis and participants' behavior in a pool market," in *IEE Proc. Generation Transmission Distribution*, vol. 151, no. 1, pp. 127-131, Jan. 2004.
- [18] A. Sedaghati, "Cost of transmission system usage based on an economic measure," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 466-473, May 2006.
- [19] H. Y. Yamin and S. M. Shahidepour, "Congestion management coordination in the deregulated market," *Electric Power Systems Research*, vol. 65, no. 2, pp. 119-127, May 2003.
- [20] A. G. Bakirtzis and P. N. Biskas, "A decentralized solution to the DC-OPF of the interconnected power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 1007-1013, Aug. 2003.
- [21] T. Wu and *et al.*, "Pricing ancillary and energy services in integrated market systems by an optimal power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 339-347, Feb. 2004.
- [22] J. A. Aguado and *et al.*, "Coordinated spot market for congestion management of inter-regional electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 180-187, Feb. 2004.
- [23] C. A. Canizares and *et al.*, "Transmission congestion management and pricing in simple auction electricity markets," *Int J. Emerging Electric Power Syst.*, vol. 1, no. 1, pp. 1-28, Mar. 2004.
- [24] B. K. Talukdar and *et al.*, "A computationally simple method for cost-efficient generation rescheduling and load shedding for congestion management," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 27, no. 5-6, pp. 379-388, Jun./Jul. 2005.
- [25] M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1989.

**محمد موسی تبریزیان** متولد ۱۳۴۹ دارای درجه کارشناسی مهندسی برق قدرت از دانشگاه صنعتی شریف (۱۳۷۱) و درجه کارشناسی ارشد مهندسی برق قدرت از دانشگاه فردوسی مشهد (۱۳۷۷) بوده و از سال ۱۳۸۳ مشغول تحصیل در دوره دکترای مهندسی برق قدرت در دانشگاه تربیت مدرس می‌باشد. زمینه تخصصی مورد علاقه ایشان تجدید ساختار در صنعت برق، بازار برق، مدیریت شبکه‌های انتقال، ماشین‌های الکتریکی و ترانسفورماتورها می‌باشد.

**حسین سیفی**، تحصیلات خود را در مقاطع کارشناسی، کارشناسی ارشد و دکتری به ترتیب از دانشگاه شیراز، دانشگاه منچستر (یومیسیت) و دانشگاه منچستر (یومیسیت) در سالهای ۱۳۵۹، ۱۳۶۶ و ۱۳۶۸ اخذ نموده و از سال ۱۳۶۸ به دانشگاه تربیت مدرس پیوسته است که هم‌اکنون استاد دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر این دانشگاه است. زمینه‌های مورد علاقه نامبرده، دینامیک، برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت است.

**محمد کاظم شیخ‌الاسلامی** تحصیلات خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق، قدرت در سال ۱۳۷۰ در دانشگاه تهران و در مقطع کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق، قدرت به ترتیب در سالهای ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ در دانشگاه تربیت مدرس به پایان رسانده و هم‌اکنون استادیار دانشگاه تربیت مدرس است. نامبرده از سال ۱۳۸۴ کارشناس ارشد مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت بوده است و از سال ۱۳۸۶ معاونت پژوهشی مرکز را به عهده گرفته است. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان عبارتند از: مطالعات اقتصادی بازار برق و بهره‌برداری و برنامه‌ریزی در محیط تجدیدساختار یافته.

New England، مورد آزمون قرار گرفته و نتایج عددی کارآمدی آن را نشان می‌دهد.

برای تکمیل پژوهش، موارد پیشنهادی ذیل در حال مطالعه و انجام بوده که نتایج حاصله در آینده ارائه خواهد شد:

- (الف) کاربرد روش پیشنهادی در مدیریت بار و برنامه‌ریزی (دیسپچ) مجدد مصرف‌کننده‌های بزرگ و قفله‌پذیر<sup>۱</sup> یا اصطلاحاً تجهیزات سازگار با شبکه<sup>۲</sup> (GFA) موجود در سیستم به‌منظور بهبود تراکم انتقال.
- (ب) تحلیل نحوه کنترل هزینه مدیریت تراکم توسط ISO و مدل‌سازی قوانین و رویه‌های بازار و بهبود شکل تابع هدف مسئله (از نظر نحوه قیمت‌گذاری مناسب و عملی تر ...).
- (ج) مطالعه موردی روش پیشنهادی در شبکه سراسری ۴۰۰ کیلوولت ایران (با توجه به شرایط بازار برق ایران).

## مراجع

- [1] R. D. Christie, B. F. Wollenberg, and I. Wangenstein, "Transmission management in the deregulated environment," *Proceedings of IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 170-195, Feb. 2000.
- [2] B. J. Kirby and J. W. Van Dyke, *Congestion Management Requirements Methods and Performance Indices*, CERTS, ORNL/TM-2002/119, Jun. 2002.
- [3] T. Kristiansen, "Cross-border transmission capacity allocation mechanisms in South East Europe," *Energy Policy*, vol. 35, no. 9, pp. 4611-4622, 2007.
- [4] A. G. Bakirtzis and P. N. Biskas, "Decentralized DC load flow and applications to transmission management," *IEE Proceedings Generation Transm. Distribution*, vol. 149, no. 5, pp. 600-606, Sep. 2002.
- [5] A. Kumar, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "A zonal congestion management approach using AC transmission congestion distribution factors," *Electric Power Systems Research*, vol. 72, no. 1, pp. 85-93, 2004.
- [6] A. Kumar, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 554-562, Feb. 2004.
- [7] S. Deladreau, F. Brouaye, P. Bastard, and L. Peligray, "Using two multivariable methods for line congestion study in transmission systems under uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 353-358, Feb. 2003.
- [8] A. J. Conejo, F. D. Galiana, J. M. Arroyo, R. Garcia-Bertrand, C. W. Chua, and M. Huneault, "Economic inefficiencies and cross-subsidies in an auction-based electricity pool," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 221-228, Feb. 2003.
- [9] X. Ma, D. I. Sun and K. W. Cheung, "Evolution towards standard market design," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 460-469, May 2003.
- [10] M. Liu and G. Gross, "Framework for the design and analysis of congestion revenue rights," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 243-251, Feb. 2004.
- [11] L. A. Tuan, K. Bhattacharya, and J. Daalader, "Transmission congestion management in bilateral markets: an interruptible load auction solution," *Electric Power Systems Research*, vol. 74, no. 3, pp. 379-389, 2005.
- [12] P. N. Biskas and *et al.*, "Analysis of a monthly auction for financial transmission rights and flow-gate rights," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 5-6, pp. 594-603, 2007.
- [13] L. Chen and *et al.*, "Component of nodal prices for electric power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 1, pp. 41-49, Feb. 2002.

1. Interruptible Loads
2. Grid Friendly Appliances