

## روشی برای مدیریت تراکم در بازار برق ایران

امین رنجبران

عضو هیئت علمی دانشگاه آزاد اسلامی واحد گناباد- ایران

محمد صادق قاضی زاده

عضو هیئت علمی دانشگاه صنعت آب و برق - ایران

واژه‌های کلیدی: بازار برق، قیمت گذاری پرداخت براساس پیشنهاد، مدیریت تراکم، هزینه فرصت از دست رفته

### چکیده

در این مقاله روشی برای مدیریت تراکم با توجه به ساختار بازار ایران و قیمت گذاری پرداخت بر اساس پیشنهاد، ارائه شده است. در این روش پیشنهادی بازار در دو مرحله انجام می‌شود. در مرحله اول بازار بدون در نظر گرفتن قیود انتقال و براساس اولویت بندی واحدهای ارزان‌تر اجرا شده و واحدهای برنده مشخص می‌شوند. در مرحله دوم بازار با در نظر گرفتن قیود انتقال اجرا شده و به تولیدکننده گانی که در مرحله اول در بازار برنده شده‌اند ولی بخاطر محدودیت انتقال نتوانسته‌اند تولید کنند، خسارتی تحت عنوان هزینه فرصت از دست رفته تعلق می‌گیرد. در مرحله دوم ما این هزینه را در تابع هدف در نظر گرفته‌ایم تا تغییر در آرایش تولید در زمانیکه در شبکه تراکم وجود دارد در کمترین هزینه انجام شود. نتایج شبیه‌سازی بروی یک شبکه ۳۹ شینه IEEE نشان داده شده است.

### مقدمه

مدیریت تراکم انتقال یکی از امور مهم و اساسی در بهره‌برداری از سیستم انتقال است. تراکم انتقال زمانیکه اضافه

بار در خطوط انتقال و ترانسفورماتورها اتفاق می‌افتد، ظاهر می‌شود. در سیستم یکپارچه عمودی، بهره‌بردار سیستم از هزینه تولید هر واحد آگاه بوده و از پخش بار بهینه برای توزیع واحدها بدون تجاوز خطوط انتقال از محدوده مجاز خود در کمترین هزینه استفاده می‌کند. در سیستم‌های قدرت تجدیدساختار شده با جداسازی تولید، انتقال و توزیع از هم و دسترسی باز به شبکه انتقال، مدیریت تراکم کمی مشکل و پیچیده شده است.

مدیریت تراکم به بهره‌برداران بازار اجازه می‌دهد تا علاوه بر حداکثر نمودن امکان استفاده از شبکه، امنیت سیستم را نیز حفظ نمایند. به منظور نیل به این هدف، روش‌های متعددی ارائه شده است که در حال حاضر در شبکه‌های قدرت سراسر دنیا استفاده می‌شود. انتخاب روش مدیریت تراکم (CMM) برای ارتباط نزدیکی با ساختار بازار برق دارد و روش انتخابی برای مدیریت تراکم باید از نظر اقتصادی قابل قبول بوده و انگیزه لازم را جهت سرمایه‌گذاری به منظور افزایش ظرفیت در شبکه انتقال و بخش تولید فراهم نماید. همچنین باید سیگنال

## بیست و پنجمین کنفرانس بین‌المللی برق

تولید خود به همراه قیمت پیشنهادی در این بازار شرکت کنند و بهره‌بردار سیستم در زمانی تراکم بوجود می‌آید از این پیشنهادات برای رفع تراکم با کمترین هزینه استفاده کند. [۵،۱۰] این روش را نیز می‌توان در سمت مصرف کننده و استفاده از بارهای قابل قطع انجام داد. در این روش ISO شین‌هایی که قطع آنها بیشترین تأثیر را بر روی توان عبوری از خطوط متراکم را دارد را مشخص می‌کند و سپس بازار حراج بارهای قابل قطع به منظور رفع تراکم انجام می‌شود. [۱۱] همچنین می‌توان تأثیر الاستیسته تقاضا در مدیریت تراکم را بررسی کرد که در آن قیمت بار تابعی از توان مصرفی بوده و این تابع بصورت یک خط راست با شیب منفی در نظر گرفته می‌شود. [۱۲]

در بازار دو جانبه، حراج ظرفیت<sup>۳</sup> متداول است. بازار برق انگلستان از این روش برای مدیریت تراکم استفاده می‌کند. [۱۳] بهره‌بردار سیستم، به تناوب و به شکل کلی یا جزئی، ظرفیت بعضی از خطوط مشخص را به حراج می‌گذارد. این خطوط، خطوطی هستند که بیشتر متراکم می‌شوند. حراج ظرفیت را می‌توان بعنوان خریدن حقوق فیزیکی انتقال<sup>۴</sup> در بعضی مسیرها، در نظر گرفت. خریدار و تولیدکننده‌ای که تمایل به قطع قراردادهای خود به علت تراکم سیستم انتقال ندارند بایستی حق استفاده از سیستم انتقال را هنگام عقد قرارداد خریداری نمایند.

مدیریت تراکم را نیز می‌توان با استفاده از ادوات FACTS انجام داد. یکی از نکات مهم در استفاده از این ادوات جایابی آنها در شبکه و تنظیم پارامترهای کنترلی آنها می‌باشد. [۱۵،۱۴] همچنین این ادوات شانس جدیدی را برای ISO دارند تا بتواند یک مزایده فیزیکی انتقال موثر برای استفاده کننده گان از شبکه قدرت موجود را اجرا کند. [۱۶]

در ادامه، در بخش دوم مختصری روش قیمت‌گذاری پرداخت بر اساس پیشنهاد<sup>۵</sup> بیان خواهد شد. سپس در بخش سوم، الگوریتم پیشنهادی ارائه و در بخش چهارم برای شبکه ۳۹ شینه IEEE شبیه‌سازی و در بخش پنجم، به نتیجه‌گیری پرداخته و در پایان مراجع آورده شده اند.

درستی را در اختیار شرکت‌کنندگان بازار از جمله بهره‌برداران سیستم، مشتریان و تولیدکننده گان قرار دهد.

به طور کلی سه روش برای مدیریت تراکم بسته به فرم تجدید ساختار در کشورهای مختلف استفاده شده است: [۱]

الف) استفاده از برنامه‌های OPF به شیوه مرکزی و کنترل تراکم توسط بهره‌بردار شبکه،

ب) استفاده از سیگنالهای قیمت بدست آمده از شبیه سازی بازار<sup>۱</sup> برای جلوگیری از تراکم با برنامه ریزی کردن خروجی ژنراتورها قبل از اینکه بازار زمان واقعی بهره برداری شود.

ج) استفاده از قبول یا رد مبادلات الکتریسته در رفع تراکم. روش پخش بار مجدد از جمله موثرترین روش‌های وابسته به بازار در مدیریت تراکم است. در این روش با استفاده از OPF، تولید را می‌توان با دو تابع هدف زیر توزیع کرد:

### ۱- حداقل کردن هزینه

### ۲- حداقل کردن انحراف از قراردادها

در این روش بازیگران مختلف می‌توانند با ارائه تمایل پرداخت<sup>۲</sup> برای هزینه تراکم، از کاهش قراردادهایشان جلوگیری کنند. [۲]

مدیریت تراکم را می‌توان با استفاده از روش‌های، پخش بار مجدد ژنراتورها، رتبه‌بندی قسمت‌های مختلف توسط ISO برای تنظیم مجدد قراردادها، وسایل کنترلی و حذف بار، انجام داد. [۳] همچنین می‌توان با ناحیه‌بندی کردن شبکه به مدیریت تراکم پرداخت. ناحیه‌ها بر این اساس تشکیل می‌شوند که امکان وقوع تراکم در داخل هر ناحیه کم و یا بیش بینی آن مشکل بوده و احتمال تراکم بین ناحیه‌ای بالا باشد. [۴،۵،۶] در کالیفرنیا از ناحیه بندی کردن شبکه برای مدیریت تراکم استفاده می‌کنند. [۷] در نروژ بازار به مناطق مختلف تقسیم می‌شود و بخاطر تراکم، مناطقی با افزایش تولید و قیمت پائین‌تر از قیمت سیستم و مناطقی با کاهش تولید نسبت به تقاضا و قیمت بالاتر از قیمت سیستم بوجود می‌آیند. [۸،۹]

می‌توان برای مدیریت تراکم بازاری مجزا تشکیل داد و بازیگران با ارائه پیشنهادات افزایشی و کاهش‌ی برای مقدار

<sup>3</sup> Capacity auction

<sup>4</sup> Transmission Physical Rights

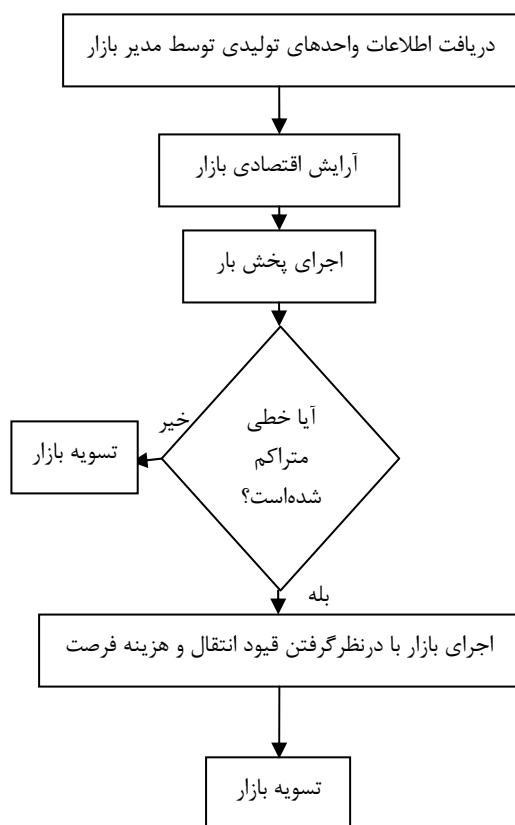
<sup>5</sup> Pay – As – Bid

1 Ex-ante

2 Willingness to pay

می‌شود و در این لایه محدودیت انتقال در نظر گرفته نمی‌شود. لایه دوم، بازار با در نظر گرفتن محدودیت‌های انتقال و هزینه فرصت از دست رفته<sup>۲</sup> برای واحدهایی که کاهش تولید داشته‌اند، اجرا می‌شود. در این مطالعه فقط بازار حوضچه توان را در نظر گرفته‌ایم و مبادلات دوجانبه و چند جانبه را بررسی نکرده‌ایم اما می‌توان این مفهوم را برای آنها نیز تعمیم داد.

الگوریتم پیشنهادی برای مدیریت تراکم به صورت زیر می‌باشد:



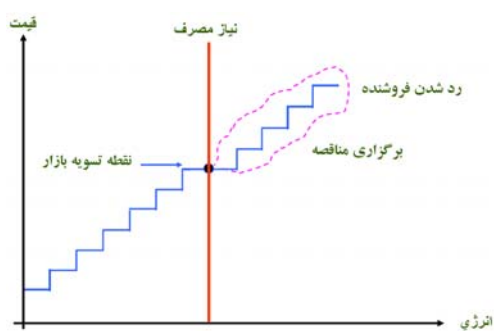
شکل ۲: الگوریتم پیشنهادی برای مدیریت تراکم

مرحله اول (آرایش اقتصادی بازار): در این مرحله پس از ارائه پیشنهاد قیمت و میزان تولید از سوی تولیدکننده گان، بازار بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه انتقال اجرا می‌شود. قیودی که در این مرحله در نظر گرفته می‌شود، قیود فنی واحدها هستند. این روش به صورت زیر فرموله می‌شود:

### قیمت گذاری پرداخت بر اساس پیشنهاد

اکثر مطالعات انجام شده در زمینه مدیریت تراکم خطوط انتقال در فضای پرداخت یکنواخت<sup>۱</sup> و LMP هستند و کمتر به بررسی آن در فضای پرداخت بر اساس پیشنهاد پرداخته‌اند. با توجه به اینکه بازار برق ایران از روش قیمت گذاری پرداخت بر اساس پیشنهاد (PAB) استفاده می‌کند، بنابراین در این مقاله بر آن شدید تا روشی را برای مدیریت تراکم در فضای پرداخت بر اساس پیشنهاد ارائه کنیم.

در روش PAB پس از ارائه پیشنهاد قیمت و مقدار تولید از سوی تولیدکننده گان، مدیر بازار منحنی قیمت برحسب میزان تولید را با شروع از کمترین قیمت پیشنهادی شکل می‌دهد و نهایتاً میزان بار پیش‌بینی شده، تعیین‌کننده واحدهای برنده بازار برای تولید خواهد بود. میزان پرداختی به هر یک از این تولیدکنندگان همان میزان قیمت پیشنهادی آنها خواهد بود. قیمت انرژی تولیدی در این شرایط، برای همه تولیدکننده گان یکسان نخواهد بود. در روش قیمت‌گذاری یکنواخت، قیمت انرژی پرداختی به تولیدکنندگان برابر با پیشنهاد گران‌ترین واحد برنده بازار تعیین می‌شود و همه تولیدکنندگان برای انرژی تولیدی خود، بهایی یکسان را دریافت می‌کنند. مهم‌ترین برتری روش قیمت‌گذاری پرداخت معادل با پیشنهاد نسبت به روش قیمت‌گذاری یکسان، در اجتناب از بروز قدرت بازار ارزیابی شده است. شکل ۱ اصول پرداخت بر اساس پیشنهاد را نشان می‌دهد.



شکل ۱: اصول پرداخت بر اساس پیشنهاد

### الگوریتم پیشنهادی برای مدیریت تراکم

در این روش پیشنهادی، برای تسویه بازار دو لایه در نظر گرفته شده است. لایه اول، آرایش اقتصادی بازار نامیده

<sup>۲</sup> Opportunity Cost

<sup>۱</sup> Uniform

**بیست و پنجمین کنفرانس بین‌المللی برق**

قسمت اول رابطه (۳) مشابه مرحله اول است. اما قسمت دوم خسارت هزینه فرصت از دست رفته است و اگر  $Pg_i$  کمتر از  $Pg_{0i}$  باشد این قسمت مقدار خواهد داشت.

در این رابطه  $OC_i$  نرخ هزینه فرصت برای واحد  $i$  ام است که از تفاوت پیشنهاد قیمت ( $Bid_i$ ) با متوسط هزینه متغیر ( $AVC_i$ )<sup>۱</sup> واحد تولیدی بدست می‌آید و مقدار  $Pg_{0i}$  تولید واحد  $i$  ام در مرحله اول است.

$$\text{subjected to: } \begin{aligned} g(x) &= 0 \\ h'(x) &\leq 0 \end{aligned} \quad (۴)$$

در رابطه (۴)  $g(x)$  مشابه با رابطه (۲) است و  $h'(x)$  علاوه بر قیود نامساوی  $h(x)$ ، محدودیت توان عبوری از خطوط را نیز شامل می‌شود.

**نتایج شبیه‌سازی:**

شبکه ۳۹ شینه IEEE بعنوان شبکه تست انتخاب شده است. این شبکه دارای ۱۰ ژنراتور و ۴۶ خط انتقال می‌باشد. در این شبکه پیک مصرف ۳۹۲۳/۸ مگاوات و ظرفیت نصب شده ۵۱۰۰ مگاوات می‌باشد. در این مقاله از نرم افزار GAMS<sup>۲</sup> برای شبیه‌سازی استفاده شده و همچنین مدلی که برای محاسبات در نظر گرفته شده، مدل پخش بار DC می‌باشد.

اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی در جدول ۱ نشان داده شده است. توان مینا ۱۰۰ MVA در نظر گرفته شده است. مقدار و قیمت پیشنهادی و حداقل تولید و هزینه فرصت برای هر واحد تولیدی مشخص شده است. نتیجه مرحله اول بازار در شکل ۳ نشان داده شده است. همانطور که در شکل ۳ نشان داده شده است واحدهای  $a^3$  و  $a^{10}$  بخاطر بالا بودن قیمت پیشنهادی در بازار برنده نشده‌اند.

$$\text{Min } \sum_i Pg_i \times Bid_i \quad (۱)$$

$$\text{subjected to: } \begin{aligned} g(x) &= 0 \\ h(x) &\leq 0 \end{aligned} \quad (۲)$$

در رابطه (۱) مقدار تولید پیشنهادی و  $Bid_i$  قیمت پیشنهادی تولیدکننده  $i$  ام است. در رابطه (۲)  $g(x)$  قیود مساوی پخش بار را نشان می‌دهد و  $h(x)$  قیود نامساوی را نشان می‌دهد. از جمله قیود نامساوی محدودیت‌های تولید توان اکتیو و راکتیو واحدها و محدوده ولتاژ شین‌ها می‌باشند.

مرحله دوم: بعد از اینکه مرحله اول انجام شد و مقدار تولید واحدهای برنده در بازار مشخص شد، مدیر بازار با استفاده از این اطلاعات پخش بار را انجام می‌دهد تا وضعیت بهره‌برداری شبکه مشخص شود. توان عبوری از خطوط مشخص و بنابراین خطوط متراکم تعیین می‌شوند. اگر خطی متراکم نشده باشد، مراحل بعدی را انجام نمی‌دهیم و سپس بازار تسویه می‌شود. اما اگر خطوطی از محدوده مجاز خود خارج شوند به مرحله بعد می‌رویم.

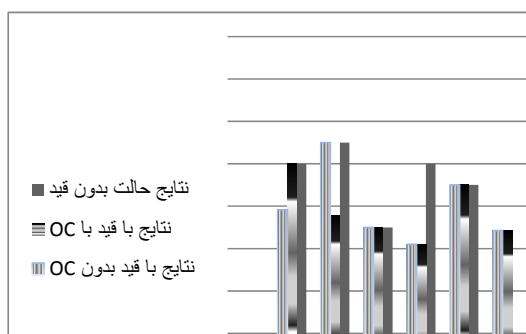
مرحله سوم: در این مرحله بازار با در نظر گرفتن قیود انتقال و هزینه فرصت از دست رفته برای تولیدکننده گانی که در مرحله اول برنده شده‌اند ولی بخاطر محدودیت‌های شبکه انتقال مجبور به کاهش تولید خود شده‌اند، انجام می‌شود. خسارت هزینه فرصت از دست رفته بخاطر سلب فرصت برای کسب درآمد توسط تولیدکننده گان به آنها پرداخت می‌شود. هدف از این هزینه جذب سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در صنعت برق است. در این قسمت ما این خسارت را در تابع هدف قرار می‌دهیم تا هزینه تراکم که از تفاوت هزینه مرحله اول با مرحله سوم بدست می‌آید، حداقل شود. این مرحله بصورت زیر فرموله می‌شود:

$$\text{Min } \sum_i Pg_i \times Bid_i + OC_i \times (Pg_{0i} - Pg_i) \quad (۳)$$

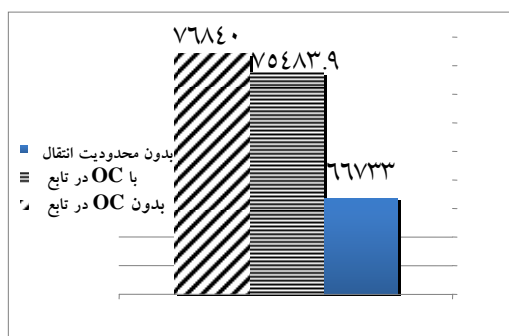
<sup>1</sup> Average Variable Cost

<sup>2</sup> General Algebraic Modeling System

## بیست و پنجمین کنفرانس بین‌المللی برق



شکل ۴: نتایج بازار در سه حالت



شکل ۵: هزینه پرداختی به تولیدکنندگان در سه حالت

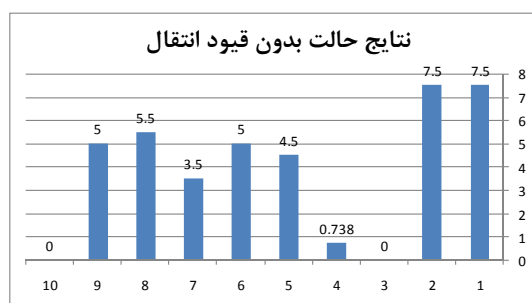
همانطور که مشاهده می‌شود، واحد a8 بخاطر کم بوده نرخ هزینه فرصت آن، در حالت دوم (با در نظر گرفتن قیود و هزینه فرصت در تابع هدف) مقدار تولید آن کاهش یافته و واحدهای a9 و a10 بخاطر بالا بودن نرخ هزینه فرصت آنها، در این حالت نسبت به حالت سوم بیشتر تولید کرده‌اند. همچنین در شکل ۵ مشخص است که زمانی که ما خسارت هزینه فرصت از دست رفته را در تابع هدف در نظر می‌گیریم به اندازه ۱۳۵۶/۱ دلار صرفه جویی کرده‌ایم. نتایجی که در اینجا بدست آمد برای یک شبکه کوچک بود و برای شبکه‌های بزرگ با مقدار تولید بیشتر این اختلاف هزینه قابل توجه خواهد بود.

### نتیجه‌گیری:

روش‌های مختلفی برای مدیریت تراکم در بازار برق کشورهای مختلف استفاده می‌شود و این روش‌ها به ساختار بازار وابسته هستند. در هر روش بایستی به سیگنال‌های آن در بازار توجه کرد. در بازار ایران، به منظور افزایش سطح امنیت

جدول ۱: اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی

واحد	مقدار پیشنهاد pu MW	حداقل تولید puMW	قیمت پیشنهادی \$/Mwh	هزینه فرصت \$/Mwh
a1	7.5	0.1	10	6
a2	7.5	0.1	15	7
a3	4	0.1	40	18
a4	6	0.1	35	12
a5	4.5	0.1	25	15
a6	5	0.1	30	16
a7	3.5	0.1	20	7
a8	5.5	0.1	13	3
a9	5	0.1	10	30
a10	2.5	0.1	40	20



شکل ۳: نتایج بازار در حالت بدون محدودیت‌های انتقال

حال با اطلاعات بدست آمده از مرحله اول که مقدار تولید هر واحد مشخص شده است، مرحله دوم که انجام پخش بار است را انجام می‌دهیم تا خطوط متراکم در صورت وجود مشخص شوند. بعد از انجام این مرحله مشخص شد که خطوط بین باس‌های ۶ و ۵ و باس‌های ۲۱ و ۲۲ و باس‌های ۱۶ و ۱۹ پر شده‌اند. بنابراین مرحله سوم را انجام می‌دهیم. شکل ۴ مقدار تولید هر واحد را در سه حالت: حالت اول: اجرای بازار بدون قیود انتقال و حالت دوم: اجرای بازار با قیود انتقال و خسارت هزینه فرصت از رفته و حالت سوم: اجرای بازار با قیود انتقال و بدون در نظر گرفتن هزینه فرصت در تابع هدف را نشان می‌دهد. همچنین شکل ۵ کل پرداختی به شریکان بازار را در این سه حالت را نشان می‌دهد.

- COUNTRIES: AN ASSESSMENT OF PRICING RULES", ATOM, University of Paris, France
- [9] Kristiansen, T. "Transmission Pricing and Area Price Hedging in the Nordic Region", *Electrical Power and Energy Systems* 26 (2004) 685–695
- [10] El-Shatshat, R. Bhattacharya, K. "Locational balance service auction market for transmission congestion management" *IEE Vol.153, No 5*, September 2006
- [11] Tuan, L. Bhattacharya, K. Daalder, J. "Transmission Congestion Management in Bilateral Markets: An Interruptible Load Auction Solution" *Electric Power Systems Research* 74 (2005) 379–389
- [12] Gross, G. Bompard, E. Carpano, E. Chicco, G. "The role of demand elasticity in congestion management and pricing". *IEEE* 2000
- [13] G. Yarrow, "Capacity auctions in the UK energy sector", *Utilities Policy*, vol. 11, pp. 9-20, March 2003.
- [14] S.N. Singh, A.K. David, "Congestion management by optimizing FACTS devices location", in: *Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT*, April 4–7, 2000, pp. 23–28.
- [15] S.N. Singh, A.K. David, Optimal location of FACTS devices for congestion management, *Electric Power Syst. Res.* 58 (June) (2001) 71-79
- [16] Schaffner, Ch. Andersson, G. "Use Facts Devices for Congestion Management in a Liberalized Electricity Market", *IEEE* 2000

سرمایه گذاری در صنعت برق برای جلب مشارکت بخش خصوصی به سرمایه گذاری در این صنعت، مقررات ناظر بر مدیریت تراکم بیشتر حمایت از تولیدکننده گان را مورد توجه قرار داده است. تولیدکننده گان، که با اخذ مجوز از وزارت نیرو به احداث واحدهای نیروگاهی در مکان‌های موردنظر می‌پردازند، در صورت بروز محدودیت‌های انتقال، با پرداخت خسارتی با عنوان هزینه فرصت ازدست رفته مورد حمایت قرار می‌گیرند. با پرداخت این خسارت شرایطی فراهم می‌شود که سود مورد انتظار تولیدکننده از تولید برق در شرایط عدم وجود محدودیت انتقال تا حدودی از این طریق تامین شود و وی دچار زیانهای زیادی نشود. در روش پیشنهادی این مقاله با اضافه کردن خسارت پرداختی به تابع هدف، توانستیم ضمن تامین اهداف فوق‌الذکر و رعایت قیود امنیت شبکه، هزینه پرداختی به تولیدکنندگان (هزینه تامین برق مصرف کنندگان) را کمتر کنیم.

#### مراجع

- [1] R.D. Christie, B.F. Wollenberg, I. Wangstien, Transmission management in the deregulated environment, *Proc. IEEE* 88 (February (2)) (2000) 170–195
- [2] Nayak, A.S. Pai, M.A., "Congestion Management in Restructured Power Systems Using an Optimal Power Flow Framework", *Power Systems Engineering Research Center* 2002
- [3] B. Corniere, L. Martin, S. Vitet, N. Hadsaid, A.G. Phadke, Assessment of the congestion cost and the risk curtailment associated with available transfer capability (ATC), in: *Proceedings of IEEE PES, Winter Meeting, January 23–27, 2000*, pp. 891–897.
- [4] Yu, J. Yu, J. Galvin, J. "Zonal Congestion Management and Settlement", *IEEE* 2000
- [5] Chien, C-N. Ning, Yu. Ilic, M. "Congestion clusters-based markets for transmission management," in *Proc. 1999 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, New York, Jan. 1999*, pp. 1–11.
- [6] Kumar, A. Sirvastava, S.C. Singh, S.N. "A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling", *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 1, FEBRUARY 2004*
- [7] Alaywan, Z. "Facilitating the Congestion Management Market in California", California Independent System Operator
- [8] Pignon, V. "ELECTRICITY TRANSMISSION TARIFFS IN THE NORDIC