فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال دهم / شماره‌ی ۴۳/ زمستان ۱۳۹۳/ صفحات ۲۲۹-۲۰۳

# اجرای قیمت‌گذاری نهایی مکانی در شبکه‌ی انتقال برق استان کرمان

**امین قاسمی نژاد**[1]

**کارشناس ارشد اقتصاد انرژی دانشگاه شهید باهنر کرمان amin.ghasemieco@gmail.com**

**زین العابدین صادقی**

**استادیار اقتصاد دانشگاه شهید باهنر کرمان abed.sadeghi@yahoo.com**

تاریخ دریافت: ۹۲/۵/۲۹ تاریخ پذیرش: ۹۳/۱۰/۲۱

## چکیده

در فضای رقابتی صنعت برق و با شکل‌گیری بازارهای مختلف برای انرژی، یکی از مسائل با اهمیت که نقش کلیدی را در برنامه‌ریزی شرکت‌های تولیدی، خریداران و بهره‌بردار سیستم ایفا می‌کند، مسئله‌ی قیمت انرژی برق و نحوه‌ی تعیین آن می‌باشد. یکی از سیستم‌های قیمت‌گذاری انرژی در بازارهای برق که در طی چند سال اخیر بسیار مورد توجه بازارهای برق بزرگ و پیشرو در جهان بوده است. روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی می‌باشد. در این مطالعه به پیاده سازی روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی بر روی شبکه‌ی انتقال برق استان کرمان در سال ۱۳۹۱ پرداخته می‌شود. نتایج نشان می‌دهد که اعمال قیمت‌گذاری نهایی مکانی بر اثر تراکم در شبکه‌ی انتقال، موجب پدیدار شدن قیمت‌های متفاوت در باس‌های مختلف سیستم می‌شود و قیمت‌های جدید از قیمت‌های فعلی مورد استفاده در شبکه‌ی انتقال استان کرمان بیش‌تر است و سود تولید کننده افزایش می‌یابد. افزایش مداوم کشش قیمت نسبت به فاصله نشان دهنده‌ی این است که تغییرات بیش‌تر قیمت‌ها نسبت به متغیر فاصله قدرت انحصار را افزایش می‌دهد.

**طبقه‌بندی JEL:** D43,C63,P22,C61

**کلید واژه:** قیمت نهایی مکانی، شبکه‌ی انتقال، تجدید ساختار، بازار رقابتی

---

۱- نویسنده مسئول

**۱- مقدمه**

صنعت برق در بیش‌تر کشورها تا اواخر قرن بیستم با یک ساختار یک‌پارچه[1] و در اصطلاح عمودی[2] که وظیفه‌ی تولید، توزیع، انتقال و خدمات مشترکان را بر عهده داشت اداره می‌شد. در این ساختار سنتی، سیستم‌های تولید، توزیع و انتقال به صورت تنظیم شده تحت قوانین دولتی به فعالیت می‌پرداختند. عوامل زیادی از قبیل: کمبود منابع کافی برای سرمایه‌گذاری، انتظارات مصرف‌کنندگان، کاهش هزینه‌های تولید، توزیع انرژی، نارسایی برخی قوانین نظارتی و عدم تخصیص درست هزینه‌ها سبب گرایش به سمت تجدیدساختار[3] و مقرارت‌زدایی[4] در صنعت برق شده است. با راه‌اندازی بازار برق، ساختار عمودی (سنتی) بین بخش‌های تولید، انتقال و توزیع (انحصار طبیعی) به ساختار افقی (رقابتی) تبدیل شده است. ایجاد بازارهای رقابتی برق بین تولیدکنندگان در راستای تأمین انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان از پیامدهای این تجدیدساختار می‌باشد. در بازار برق به‌وجود آمده، قیمت انرژی الکتریکی به عنوان یک عامل تأثیرگذار در تعیین نحوه‌ی عملکرد فروشندگان و خریداران انرژی در بازارهای رقابتی برق از اهمیت خاصی برخوردار است.

با آغاز به کار بازارهای برق در دهه‌ی ۹۰ میلادی شیوه‌های جدیدی از مبادلات انرژی بین تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان پدید آمد که از جمله‌ی آن‌ها می‌توان به بورس برق، معاملات دوجانبه، و معاملات چندجانبه، اشاره داشت. در این دوره روش‌های قیمت‌گذاری متفاوتی چون روش پرداخت بر مبنای پیشنهاد[5] و پرداخت بر مبنای قیمت تسویه کننده بازار[6] سیستم با هدف تضمین عدالت وتأمین بار با کم‌ترین هزینه، پدید آمدند. هم‌چنین در این رهگذر نهادهای جدیدی با عنوان بهره‌بردار مستقل سیستم[7] نیز به منظور هدایت و کنترل بازارهای برق آغاز به کار کردند. در روش پرداخت بر مبنای پیشنهاد، میزان قیمت ارائه شده توسط خریدار یا فروشنده معیار تسویه می‌باشد در حالی‌که در روش پرداخت بر مبنای قیمت نهایی سیستم، قیمت

1- Vertically Integrated
2- Monopoly
3- Deregulation
4- Restructuring
5- pay as bid
6- Market Clearing Price (MCP)
7- Independent System Operator (ISO)

نهایی تعیین شده توسط بهره‌بردار مستقل سیستم (با تلاقی منحنی‌های پیشنهاد خرید و فروش انرژی)، معیار تسویه در کل سیستم خواهد بود.

روش‌های مختلفی مانند روش‌های پرداخت بر مبنای قیمت پیشنهادی و پرداخت بر مبنای هزینه‌ی نهایی، در تعیین قیمت برق در بازارهای برق مورد استفاده قرار می‌گیرند که هریک از روش‌های فوق دارای محاسن و معایب مخصوص به خود هستند. در روش پرداخت بر مبنای هزینه‌ی نهایی، قیمت می‌تواند به صورت یکسان برای کل سیستم (MCP)[1] و یا قیمت نهایی در هر باس[2] در نظر گرفته شود که در اصطلاح به آن قیمت نهایی مکانی[3] می‌گویند. این روش تاکنون در بسیاری از بازارهای برق مطرح در جهان هم‌چون بازار برق پی جی ام (PJM)[4]، نیو انگلند (New England) و نوردیک (Nordic) به کار گرفته شده است. نکته‌ی بسیار مهم در انتخاب روش‌های قیمت‌گذاری توجه به وضعیت شبکه و بازار برق و هم‌چنین شرکت‌کنندگان در آن می‌باشد که بر مبنای آن سیستم‌های قیمت‌گذاری متفاوت و منحصر به فردی در طول زمان پدید آمده است.

بر این اساس با توجه به این‌که امروزه روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی یکی از روش‌های پرکاربرد در بازارهای برق مطرح در جهان می‌باشد، لذا هدف اصلی این مقاله بررسی نتایج و اثرات اجرا و پیاده سازی این روش قیمت‌گذاری بر روی شبکه‌ی انتقال برق استان کرمان است. بنابراین چارچوب مقاله به این صورت است که پس از مقدمه در بخش دوم ادبیات موضوع و فرمول بندی روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی ارائه شده است. پس از آن در بخش چهارم، به اجرا و پیاده سازی این روش قیمت‌گذاری بر روی شبکه‌ی انتقال استان کرمان پرداخته و در نهایت نتیجه‌گیری مقاله ارائه شده است.

---

1- Market Clearing Price

۲- تمام ژنراتورها و ترانسفورماتورها و سیم‌ها و کابل‌های یک نیروگاه یا یک تبدیل گاه که ولتاژ مساوی دارند با یک شمش یا رسانا به نام شین یا باس بار در هرفاز به هم وصل می‌شوند درشین تمام انرژی ژنراتورها و یاترانسفورماتورها و یا هردو به هم می‌پیوندند. و از آن‌جا به‌طور مستقیم با همان ولتاژ و یا به کمک ترانس فورماتور افزاینده یا کاهنده با ولتاژ دیگربه مصرف کننده‌ها و یا شین‌های دیگر هدایت می‌شوند. به بیانی ساده‌تر شین وسیله‌ی جمع و پخش انرژی درآن واحد است.

3- Locational Marginal Price (LMP)

4- Pennsylvania-Maryland-Jersey (PJM)

## ۲- پیشینه‌ی تحقیق

امروزه روش قیمت‌گذاری لحظه‌ای[1] که نقش اساسی و زیربنایی در روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی ایفا می‌کند به عنوان یک رهیافت جدید و قابل دسترس مورد توجه قرار گرفته است. قیمت‌گذاری علمی و منصفانه موجب پدید آمدن علایم درست فنی و اقتصادی می‌شود که می‌تواند شرایط لازم، برای مکان یابی نیروگاه‌های برق، توسعه‌ی بهینه‌ی شبکه‌ی انتقال و هم‌چنین ایجاد انگیزه در سرمایه‌گذاری با ریسک کم‌تر را، فراهم آورد. تاکنون روش‌های مختلفی در قیمت‌گذاری برق (با رویکرد محاسبه قیمت نهایی مکانی) در سیستم‌های برق سنتی و تجدیدساختار یافته ارائه شده است. در ادامه، به مرور برخی از مطالعات انجام گرفته در این زمینه پرداخته می‌شود .

موناسینگه[2] (۱۹۸۱)، چارچوب قیمت‌گذاری و بررسی هزینه‌ی نهایی بلند مدت در شبکه‌های قدرت را ارائه کرده است. بن و دیگران[3] (۱۹۸۴)، در مطالعه‌ای قیمت‌گذاری بهینه در شبکه‌ی برق را بر اساس زمان و مکان مطرح کرده‌اند. آن‌ها معتقد بوده‌اند که از طریق این روش، قیمت برق بر حسب زمان و مکان‌های مختلف، متفاوت خواهد بود که این امر سبب رقابتی‌تر شدن بازار خواهد شد. شوئپ[4] در سال ۱۹۸۹، مدل‌سازی ریاضی قیمت‌گذاری گره‌ای را ارائه کرده که مرجع مطالعات بعدی قرار گرفته است. تئوری قیمت‌گذاری زمان حقیقی برق با استفاده از مدل پخش بار بهینه هدف مراجعی هم‌چون باگمن و سیدیکی[5] (۱۹۹۱) می‌باشد.

کیب و ما[6] (۱۹۹۷)، به منظور تعیین قیمت‌های توان بر مبنای هزینه‌ی نهایی کوتاه مدت از پخش بار بهینه‌ی مجزا استفاده کرده‌اند. به طور کلی سیستم قیمت‌گذاری نهایی مکانی، برای اولین بار در سال ۱۹۹۸ و توسط هوگان[7]، برای استفاده عملی در بازارهای برق آمریکا معرفی شده است. فعالیت‌های وی در این زمینه موجب معرفی دقیق سیستم قیمت‌گذاری مکانی و ارائه‌ی راهکارهای مناسب به منظور استفاده از این سیستم قیمت‌گذاری، در بازارهای برق شده است. برهمین اساس بازار برق PJM

1- Spot Pricing
2- Munasinghe
3- Bohn et al
4- Schweppe
5- Baughman and Siddiqi
6- Keib and Ma
7- Hogan

به‌عنوان اولین بازار برق در جهان، استفاده از این سیستم قیمت‌گذاری را برای دستیابی به یک سیستم قیمت‌گذاری کارامدتر در سال ۱۹۹۹ آغاز کرده است. هم‌چنین براساس مطالعه‌ی استافت[1] (۲۰۰۲)، قیمت نهایی مکانی از سه پارامتر اصلی تشکیل شده است که عبارتند از: هزینه‌ی نهایی تأمین انرژی، هزینه‌ی نهایی تراکم در شبکه‌ی انتقال و هزینه‌ی نهایی تلفات (رایدر و پوکار[2]، ۲۰۰۴)

در مطالعه‌ای برای تعیین قیمت برق در سیستم برق کشور برزیل از پخش بار بهینه اصلاح شده، استفاده کرده‌اند، با این تفاوت که قیود به کار گرفته شده در مدل، تا حدی کامل‌تر شده‌اند. در این مرجع به منظور شناسایی نقاط ضعف سیستم از شیوه‌ی قیمت‌گذاری لحظه‌ای به عنوان روشی مناسب استفاده شده است.

آرلانو و سرا[3] (۲۰۰۵)، در مطالعه‌ی خود نشان می‌دهند زمانی که بازار انتقال برق به صورت یک بازار انحصاری عمل کند، قیمت‌گذاری هزینه‌ی نهایی نمی‌تواند به طور کامل هزینه‌هارا پوشش دهد. زوویلی و دانشی[4] (۲۰۰۵)، به طور خلاصه به بررسی دو روش قیمت‌گذاری در بازارهای برق (روش استفاده از قیمت نهایی تولید انرژی (MCP) و روش استفاده از قیمت نهایی مکانی (LMP)) پرداخته‌اند. در مرجع فوق اصول محاسبه‌ی قیمت انرژی در این دو روش با ارائه‌ی مثال‌هایی ساده و کاربردی، تشریح شده است. هم‌چنین نحوه‌ی پدید آمدن قیمت‌های نهایی مکانی بر اثر تراکم در شبکه‌ی انتقال، که موجب پدیدار شدن قیمت‌های متفاوت در باس‌های مختلف سیستم می‌شود نیز مورد بررسی قرار گرفته است.

ارفانوجیانی و گراس[5] (۲۰۰۷)، به معرفی یک روش کلی برای محاسبه‌ی قیمت نهایی مکانی در بازار برق آمریکا، بر مبنای استفاده از پخش بار بهینه پرداخته‌اند. روش‌های مختلف ذکر شده در منابع گوناگون، در این مرجع در قالب یک روش کلی معرفی شده است که بر مبنای آن ابتدا قیمت در باس‌های دارای تولید محاسبه شده و سپس قیمت در سایر باس‌ها، با در نظر گرفتن شرایط شبکه (هم‌چون تراکم و تلفات)

1- Stoft
2- Riderand Paucar
3- Arellano and Serra
4- Zuyi Li and Daneshi
5- Orfanogianni and Gross

بین باس مرجع و باس مورد نظر محاسبه می‌شود. گرین[1] (۲۰۰۷)، در مطالعه‌ای به این مطلب اشاره دارد که اقتصاددانان می‌دانند که چگونه قیمت بهینه برای انتقال برق را پیدا کنند، اما در واقعیت به ندرت عملی می‌شود. او هم‌چنین در مطالعه‌ی خود از طریق یک مدل سیستم انتقال برق ۱۳ گره‌ای که در بازار برق انگلیس و ولز شبیه‌سازی شده است، نشان می‌دهد که با حرکت از سمت قیمت‌گذاری یکنواخت به سوی قیمت‌گذاری بهینه در هر نقطه، رفاه اجتماعی نیز افزایش می‌یابد. راماچاندران و سهییل (۲۰۱۰)، در مطالعه‌ای روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی را بر روی شبکه‌ی انتقال برق کشور هند اجرا کرده‌اند. آن‌ها با استفاده از این روش به شناسایی خطوط انتقالی پرداخته‌اند که احتمال پرشدگی و تراکم را دارند تا با استفاده از راهکارهای فنی و اقتصادی خاموشی‌های منطقه‌ای را کاهش دهند. حقیقت و دیگران (۲۰۱۲)، در مطالعه‌ی خود نشان داده‌اند که در ساز و کار پرداخت بر مبنای پیشنهاد فروش، نیروگاه‌های با هزینه‌ی نهایی کم، تلاش می‌کنند برای فروش انرژی، قیمتی در نزدیکی قیمت بازار پیشنهاد دهند و در شرایطی که بازار به صورت انحصار چندجانبه باشد، سازو کار پرداخت بر مبنای پیشنهاد فروش موجب افزایش قیمت بازار می‌شود.

در زمینه‌ی کاربرد الگوریتم‌ها و مدل‌های بهینه سازی در تعیین استراتژی قیمت دهی نیروگاه‌ها می‌توان به مطالعه‌ی زانگ و دیگران (۲۰۰۹) اشاره کرد که برای تعیین پاسخ مسأله‌ی استراتژی قیمت دهی بهینه از الگوریتم پرندگان استفاده کرده‌اند. سیرنیواسان و ترانگ (۲۰۱۱) نیز از طریق الگوریتم‌های تکاملی به محاسبه‌ی استراتژی‌های قیمت دهی بهینه‌ی مصرف کنندگان انرژی الکتریکی پرداخته‌اند. هم‌چنین بدری و رشیدی نژاد (۲۰۱۲) با استفاده از روش برنامه ریزی خطی مختلط با عدد صحیح پاسخی برای مسأله‌ی استراتزی قیمت دهی امنیت نیروگاه‌ها ارائه کرده‌اند.

در حوزه‌ی مطالعات داخلی، تاکنون مطالعه‌ای برای محاسبه‌ی قیمت‌گذاری نهایی مکانی در شبکه‌ی انتقال برق انجام نشده و مطالعات قیمت‌گذاری برق به طور عمده به محاسبه‌ی قیمت تمام شده یا هزینه‌ی نهایی بلند مدت تولید اختصاص داشته است که در این زمینه می‌توان به مطالعه‌ی محمدی و پژویان (۱۳۷۹) اشاره کرد، که با استفاده از مبانی نظری قیمت‌گذاری رمزی، قیمت خدمات برق برای کاربردهای مختلف خانگی،

1- Green

صنعتی،کشاورزی، تجاری و عمومی محاسبه کرده و نشان داده‌اند که با حرکت از قیمت‌های فعلی به قیمت‌های رمزی، میزان رفاه افزایش می‌یابد. حیدری (۱۳۸۳)، با استفاده از نرم افزار LOGOS قیمت برق کاربری‌های مختلف را با اعمال روش رمزی محاسبه کرده است. وی با اشاره به وضعیت نظام کلان اقتصادی و اثر آن بر صنعت برق (به ویژه از جنبه‌ی قیمت‌گذاری برق)، معتقد است که در صورت ضرورت تغییر شیوه‌ی قیمت‌گذاری باید استراتژی مطلوبی برای این تغییر تدوین کرد. هم‌چنین لاجوردی و محدث (۱۳۸۹) در مطالعه‌ی خود به محاسبه‌ی قیمت تمام شده‌ی هر کیلووات ساعت برق با سناریوهای مختلف (بر اساس بهای تمام شده به روش سازمان ملل و محاسبه هزینه‌ی نهایی بلندمدت) پرداخته‌اند. نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن هزینه‌ی فرصت، قیمت تمام شده‌ی هر کیلووات ساعت برق تا چهار برابر نسبت به قیمت تمام شده‌ی هر کیلووات ساعت برق در روش حسابداری افزایش می‌یابد. اسلامی اندار گلی و دیگران (۱۳۸۹) نیز در مطالعه‌ای قیمت شبکه‌ای را بر اساس چهار روش مختلف برآورد کرده‌اند، قیمت‌گذاری نهایی، قیمت‌گذاری هزینه‌ی کاملاً توزیع شده، تعرفه‌ی دو بخشی بهینه و قیمت‌گذاری رمزی. سپس اثرات رفاهی سیستم قیمت‌گذاری با یکدیگر مقایسه شده‌اند. نتایج نشان می‌دهد که با استفاده از روش قیمت‌گذاری نهایی بهبود در رفاه حاصل می‌شود.

## ۳- روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی

در سال‌های اخیر تجدید ساختار در بازارهای برق شرایط معاملاتی جدیدی را در راستای افزایش رقابت در عرصه‌های تولید، انتقال و توزیع برق پیش روی شرکت‌کنندگان در این بازارها قرار داده است. یکی از مهم‌ترین مسائل در این بازارها تعیین قیمت برق با کم‌ترین هزینه می‌باشد، به طوری که قیود ایمنی سیستم نیز برآورده شود. امروزه برخی از بازارهای برق در جهان با توجه به محاسن سیستم قیمت‌گذاری نهایی مکانی از این روش برای تعیین قیمت در بازار برق خود استفاده می‌کنند. در این بخش نحوه‌ی فرمول‌بندی ریاضی مسأله‌ی قیمت‌گذاری نهایی مکانی مورد بررسی قرار گرفته است.

الگوریتم پخش بار بهینه برای اولین بار در دهه‌ی ۱۹۶۰ معرفی شده است که شامل کمینه‌سازی یک تابع هدف با در نظر گرفتن قیود تساوی و غیرتساوی می‌باشد. الگوریتم کلی مسئله OPF[1] عبارتست از:

$$\begin{aligned} &\text{Minimize } F(x,u) \\ &\text{s.t} \quad g(x,u)=0 \\ &h_{min} \leq h(x,u) \leq h_{max} \\ &u_{min} \leq u \leq u_{max} \end{aligned} \tag{۱}$$

براساس فرمول فوق، پارامتر x مجموعه متغیرهای وابسته، u مجموع متغیرهای کنترل‌کننده، F(x,u) تابع هدف مسئله، g(x,u) قیود تساوی (همانند جریان توان در سیستم قدرت) و h(u,x) قیود غیرتساوی مسئله (همانند قیود حداکثر توان در هر ژنراتور) می‌باشد.

به‌طور کلی در روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی از دو روش DCOPF, ACOPF در محاسبه‌ی OPF استفاده می‌شود، روش اول مبتنی بر محاسبات سیستم قدرت در حالت AC[2] می‌باشد (ACOPF) که بر مبنای روش‌های غیرخطی استوار است و روش دوم نیز به محاسبه OPF در حالت DC[3] (DCOPF) می‌پردازد محاسبات در این روش بر مبنای روش‌های خطی انجام می‌پذیرد. روش ACOPF، برای شبیه‌سازی و حل مسئله‌ی بهینه‌سازی مطرح شده در آن می‌باشد که کند بودن و زمان‌بر بودن روش‌های غیرخطی مورد استفاده در این الگوریتم، از جمله مهم‌ترین نقاط ضعف این روش می‌باشد، اما از سوی دیگر الگوریتم فوق در سیستم‌های با ابعاد کوچک و متوسط (۴۰ باسه)، عملکرد قابل قبولی را از خود ارائه می‌دهد و با توجه به دقت بسیار بالای این روش و درستی نتایج به‌دست آمده از آن، غالباً در مراجع تحقیقاتی و پژوهشی، برای سنجش دقت عملکرد روش‌های نوین، از این روش بهره برده می‌شود، اما روش فوق در سیستم‌های قدرت با ابعاد بزرگ (همانند سیستم‌های قدرت مورد استفاده در بازارهای برق در جهان) از عملکرد بسیار کند و در بسیاری از موارد با مشکل همگرایی در نتایج برخوردار است.

1- Optimal Power Flow
2- Alternating Current
3- Direct Current

در مورد روش DCOPF می‌توان گفت که مهم‌ترین مزیت روش مذکور نسبت به روش پیشین (محاسبه‌ی LMP از طریق ACOPF[1])، سرعت عملکرد بالای آن می‌باشد که در عمل، امکان استفاده از آن را برای شرایط واقعی و سیستم‌های با ابعاد بزرگ مهیا کرده است. روش DCOPF[2] از روش‌های خطی (LP[3]) برای حل مسئله‌ی بهینه‌سازی بهره می‌برد.

### *فرمول‌بندی مسئله LMP با استفاده از DCOPF*

یکی از روش‌های مورد استفاده در تعیین LMP استفاده از الگوریتم DCOPF و حل پخش بار بهینه بر مبنای این الگوریتم می‌باشد که از نتایج حاصل از این پخش بار بهینه می‌توان برای محاسبه‌ی LMP بهره برد. به طور کلی الگوریتم DCOPF از روش‌های خطی (LP) برای حل مسئله‌ی بهینه‌سازی بهره می‌برد که سرعت و دقت عملکرد این روش‌ها از جمله مزایای آن به شمار می‌آید..

در این قسمت نحوه‌ی فرمول‌بندی مسئله‌ی LMP با استفاده از DCOPF و براساس قیود در نظر گرفته شده در حل مسئله (به طور عمده قید تلفات) به چند دسته تقسیم‌بندی شده است که در زیر به تشریح آن‌ها پرداخته شده است.

### *فرمول‌بندی مسئله بدون در نظر گرفتن تلفات*

در ابتدا استفاده از DCOPF برای محاسبه‌ی LMP در حالی مورد توجه محققان قرار گرفت که در این روش با وجود استفاده از روش‌های خطی برای حل مسئله‌ی بهینه‌سازی و سرعت عملکرد بالای آن (نسبت به ACOPF)، امکان محاسبه‌ی تلفات در سیستم قدرت و به دنبال آن محاسبه‌ی هزینه‌ی ناشی از تلفات در قیمت نهایی مکانی میسر نبود. بنابراین در این مدل هزینه‌ی نهایی مکانی از مجموع دو هزینه‌ی انرژی و تراکم به‌دست می‌آید که دارای ساختار کاملا خطی می‌باشند. به مرور زمان و با توجه به اهمیت تلفات در تعیین قیمت نهایی مکانی (به‌ویژه در بازارهای برق با شبکه‌های قدرت با وسعت زیاد و تلفات بالا) روش مذکور مورد بازنگری‌هایی قرار گرفته است تا میزان

1- Alternating Current Optimal Power Flow
2- Direct Current Optimal Power Flow
3- Linear Programming (LP)

تلفات در سیستم و هزینه‌های ناشی از آن نیز در تعیین قیمت نهایی مکانی مد نظر قرار گیرد.

روش DCOPF بدون در نظر گرفتن تلفات را می‌توان به صورت زیر تعریف کرد:

کمینه سازی هزینه‌ی کل تولید انرژی با در نظر گرفتن قید تعادل توان در هر باس و قید محدودیت سیستم انتقال.

در این روش اندازه‌ی ولتاژ ثابت فرض شده و هم‌چنین برای حفظ خطی بودن مسئله، از کشش در طرف تقاضا نیز صرف‌نظر می‌شود. این روش (DCOPF) را می‌توان به صورت زیر مدل‌سازی کرد.

$$\text{Min}\sum_{i=1}^{N} c_i \times G_i \tag{۲}$$

$$\text{s.t}\sum_{i=1}^{N} G_i = \sum_{i=1}^{N} D_i \tag{۳}$$

$$\sum_{i=1}^{N} GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) \le \text{limit}_k \quad \text{for } k=1,2,\ldots,M \tag{۴}$$

$$G_i^{min} \le G_i \le G_i^{max}, \text{for } i = 1,2,\ldots,N \tag{۵}$$

و داریم:

N= تعداد باس‌های سیستم، M= تعداد خطوط انتقال، $c_i$ = هزینه‌ی تولید در باس iام بر مبنای ($/MWh)، $G_i$ = مقدار تولید در باس iام بر مبنای (MWh)، $G_i^{min}, G_i^{max}$ = بیشینه و کمینه‌ی تولید در باس iام، $D_i$ = مقدار مورد نیاز مصرف در باس iام بر مبنای (MWh)، $GSF_{k-i}$ = نسبت تغییر در توان منتقل شده از خط kام به تغییر در تولید باس iام، limitk = حد انتقال از خط kام .

لازم به ذکر است که در فرمول‌بندی ذکر شده به منظور رعایت اختصار فرض شده است که هر باس تنها دارای یک ژنراتور و یک بار می‌باشد و موردهای واقعی (همانند شبکه‌ی مورد استفاده در بازارهای برق در جهان) ممکن است دارای چندین ژنراتور و چندین بار در هر باس باشند که فرمول‌بندی در این حالت با اندکی تغییر همراه است.

در این شرایط مقادیر LMP در هر باس را می‌توان از فرمول‌های زیر استخراج کرده

$$\psi = (\sum_{i=1}^{N} c_i G_i) - \lambda(\sum_{i=1}^{N} G_i - \sum_{i=1}^{N} D_i) - \sum_{k=1}^{M} \mu_k (\sum_{i=1}^{N} GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) - limit_k) \quad (۶)$$

$$LMP_B = \frac{\partial \psi}{\partial D_B} \quad (۷)$$

که در فرمول فوق:

$LMP_B$ = مقدار قیمت نهایی مکانی در باس Bام، $\lambda$ = قیمت انرژی در باس مرجع، $\mu_k$ = حساسیت محدودیت انتقال در خط kام.

همان‌گونه که در فرمول‌های فوق نشان داده شده است، این روش تلفات سیستم قدرت را محاسبه نکرده و تأثیر آن در قیمت نهایی مکانی را نیز در نظر نمی‌گیرد که عامل فوق بزرگ‌ترین نقطه‌ی ضعف روش مذکور می‌باشد.

قبل از پرداختن به روشی که تلفات را نیز در روش DCOPF مورد محاسبه قرار می‌دهد، لازم است ابتدا برخی از تعاریف مورد نیاز در این روش بررسی شود که در ادامه به بررسی آن‌ها پرداخته شده است.

### *فاکتور تلفات و فاکتور تحویل*

راه‌حل محاسبه‌ی تلفات در روش DCOPF، استفاده از فاکتور نهایی تلفات[1] یا به اختصار فاکتور تلفات (LF۲) و فاکتور نهایی تحویل[3] یا به اختصار فاکتور تحویل (DF[4]) می‌باشد. فاکتورهای مذکور را می‌توان به صورت زیر تعریف کرد:

$$DF_i = 1 - LF_i = 1 - \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_i} \quad (۸)$$

که در آن:

$DF_i$ = فاکتور نهایی تحویل در باس iام، $LF_i$ = فاکتور نهایی تلفات در باس iام، $P_{Loss}$ = تلفات کل سیستم قدرت و $P_i$ = تزریق توان خالص در باس iام ($G_i - D_i$).

1- Marginal Loss Factor
2- Loss Factor (LF)
3- Marginal Delivery Factor
4- Delivery Factor (DF)

هم‌چنین براساس تعاریف فوق، برای محاسبه‌ی دو فاکتور مذکور می‌توان از روش زیر استفاده کرد.

$$P_{Loss} = \sum_{k=1}^{M} F_k^2 \times R_k \tag{9}$$

$$\frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_i} = \frac{\partial}{\partial P_i}\left(\sum_{k=1}^{M} F_k^2 \times R_k\right) \tag{10}$$

در فرمول‌های فوق:

$F_k$= شار توان در خط kام، $R_k$= مقاومت الکتریکی در خط kام.

هم‌چنین در یک شبکه‌ی DC، شار خطوط را می‌توان به صورت مجموعه‌ای از سهم هریک از منابع انرژی (ژنراتورها به صورت منابع با تأثیر مثبت و بارها به صورت منابع با تأثیر منفی) در شار خط مورد نظر مدل کرد. بر همین اساس داریم:

$$F_k = \sum_{j=1}^{N} GSF_{k-j} \times (G_j - D_j) = \sum_{j=1}^{N} GSF_{k-j} \times P_j \tag{11}$$

با استفاده از فرمول‌های (۹) تا (۱۱) داریم:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_i} &= \sum_{k=1}^{M} \frac{\partial}{\partial P_i}(F_k^2 \times R_k) = \sum_{k=1}^{M} R_k \times 2F_k \times \frac{\partial F_k}{\partial P_i} \\ &= \sum_{k=1}^{M} 2 \times R_k \times GSF_{k-i} \times \left(\sum_{j=1}^{N} GSF_{k-j} \times P_j\right) \end{aligned} \tag{12}$$

براساس فرمول فوق، فاکتور تلفات در یک باس می‌تواند دارای مقادیر مثبت یا منفی باشد. مثبت بودن فاکتور تلفات در یک باس، نشان‌دهنده‌ی این واقعیت است که افزایش تزریق توان در باس مذکور می‌تواند موجب افزایش تلفات در سیستم شود و برعکس در صورت منفی بودن این فاکتور، افزایش تزریق توان در باس می‌تواند سبب کاهش تلفات در سیستم شود.

در نتیجه چنان‌چه فاکتور تلفات دارای مقدار مثبت باشد، فاکتور تحویل، مقداری کم‌تر از یک را دارا می‌باشد و بالعکس با منفی بودن فاکتور تلفات مقدار فاکتور تحویل بیش از یک می‌باشد.

### *فرمول‌بندی مسئله با در نظر گرفتن تلفات*

همان‌گونه که در بخش قبل نشان داده شد، فاکتور تلفات به مقدار شار خالص تزریقی در هر باس وابسته می‌باشد. به عبارت دیگر تولید در هر باس می‌تواند تحت تأثیر فاکتور تلفات در آن باس قرار گیرد و به واسطه‌ی متفاوت بودن این فاکتور در هر باس، تلفات می‌تواند تأثیر به‌سزایی در تغییر برنامه‌ریزی تولید در کل سیستم قدرت مورد مطالعه داشته باشد.

به‌دلیل مشخص نبودن تولید هریک از منابع و معیار LF از ابتدا، می‌توان در ابتدای کار از یک تقریب تولید به منظور به‌دست آوردن تقریبی مقادیر LF در هر باس استفاده کرد و سپس از مقادیر تقریبی LF برای تعیین سهم تولید هریک از واحدها در سیستم استفاده می‌شود و بدین ترتیب تکرار برنامه‌ی DCOPF در همین راستا و تا رسیدن به درصد مجاز خطا (در فاکتور تلفات یا تلفات کل) ادامه می‌یابد. بدین ترتیب در هر دور از اجرای برنامه DCOPF از نتایج دور قبل (L) برای تعیین LF و DF در دور بعد (L+1) بهره برده می‌شود و از نتایج به‌دست آمده از هر دوره نیز برای تصحیح ضرایب LF، DF و Ploss به‌دست آمده در دور قبل استفاده می‌شود. در هر دور از اجرای برنامه‌ی الگوریتم خطی DCOPF اجرا می‌شود و پس از رسیدن به درصد خطای مورد نیاز، می‌توان با استفاده از نتایج دور آخر اجرای برنامه، مقادیر LMP در هر باس را تعیین کرد.

بنابراین الگوریتم مذکور را می‌توان به صورت زیر فرمول‌بندی کرد:

$$\text{Min} \quad \sum_{i=1}^{N} c_i \times G_i \tag{۱۳}$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^{N} DF_i^{est} \times G_i - \sum_{i=1}^{N} DF_i^{est} \times D_i + P_{Loss}^{est} = 0 \tag{۱۴}$$

$$\sum_{i=1}^{N} GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) \le limit_k \tag{۱۵}$$

$$\text{for } k \in \text{alllines}$$

$$G_i^{min} \le G_i \le G_i^{max}, \text{ for } i \in \text{all generators} \tag{۱۶}$$

که در فرمول‌های فوق:

$DF_i^{est}$ = فاکتور تحویل در باس iام به‌دست آمده از تکرار دور قبل، $P_{Loss}^{est}$ = تلفات کل سیستم در دور قبل اجرای برنامه می‌باشد.

بدیهی است که الگوریتم تکرارشونده‌ی ذکر شده در این قسمت، در عین برخورداری از زمان مناسب برای حصول نتیجه، جواب‌هایی بسیار دقیق‌تر از الگوریتم DCOPF بدون تلفات، ارائه می‌دهد. هم‌چنین بدیهی است که الگوی مذکور (با توجه به استفاده از روش‌های خطی برای حل مسأله) نسبت به روش محاسبه‌ی LMP از طریق ACOPF نیز بسیار سریع‌تر عمل می‌کند. بنابراین سرعت بسیار بیش‌تر این روش در دستیابی به جواب را می‌توان بزرگ‌ترین مزیت روش مذکور نسبت به روش ACOPF دانست که مزیت ذکر شده، در زمینه‌های عملی هم‌چون بازارهای برق در جهان می‌تواند بسیار مفید و تعیین‌کننده باشد.

پس از تعیین تولید بهینه‌ی توان در هر باس (از طریق فرمول‌های فوق)، مقادیر مربوط به LMP در هر باس را می‌توان از تابع لاگرانژ محاسبه کرد. تابع مذکور و نحوه‌ی محاسبه‌ی LMP در زیر آورده شده است:

$$\begin{aligned}\psi = &(\sum_{i=1}^{N} c_i \times G_i) \\ &-\lambda(\sum_{i=1}^{N} DF_i \times G_i - \sum_{i=1}^{N} DF_i \times D_i + P_{Loss}) \\ &-\sum_{k=1}^{M} \mu_k (\sum_{i=1}^{N} GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) - limit_k)\end{aligned} \tag{۱۷}$$

$$\begin{aligned}LMP_B &= \frac{\partial \psi}{\partial D_B} = \lambda \times DF_B + (\sum_{k=1}^{M} \mu_k \times GSF_{k-B}) \\ &= \lambda + (\sum_{k=1}^{M} \mu_k \times GSF_{k-B}) + \lambda(DF_B - 1)\end{aligned} \tag{۱۸}$$

و داریم:

$LMP_B$ = قیمت نهایی مکانی در باس Bام، $\lambda$ = ضریب لاگرانژ معادله‌ی (۱۴)= قیمت انرژی سیستم= قیمت انرژی در باس مرجع، $\mu_k$ = ضریب لاگرانژ معادله‌ی (۱۵)= حساسیت قیود انتقال در خط kام.

همان‌گونه که در معادله‌ی (۱۸) نیز مشخص شده است، در این حالت می‌توان قیمت نهایی مکانی را به صورت مجموع سه قیمت تصور کرد که عبارتند از: قیمت

نهایی انرژی[1]، قیمت نهایی تراکم[2] و قیمت نهایی تلفات[3] در شبکه، بنـابراین در نهایـت، قیمت نهایی مکانی را می‌توان به صورت زیر خلاصه کرد.

$$LMP_B = LMP^{energy} + LMP_B^{cong} + LMP_B^{Loss} \quad (۱۹)$$

$$LMP^{energy} = \lambda \quad (۲۰)$$

$$LMP_B^{cong} = \sum_{i=۱}^{M} GSF_{k-B} \times \mu_k \quad (۲۱)$$

$$LMP_B^{Loss} = \lambda \times (DF_B - ۱) \quad (۲۲)$$

## ۴- پیاده سازی روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی

تعداد کل مشترکان برق استان کرمان تا پایـان سـال ۱۳۹۱ بـه ۹۴۰ هـزار مشـترک افزایش یافته است و همگام با سیاست‌های وزارت نیرو در امـر بـرق‌رسـانی بـه روسـتاها شمار روستاهای برق‌دار در منطقه به ۴۳۹۵ روستا رسید. در بخش توزیع و شـبکه‌هـای شـهری وروسـتائی تـا پایـان سـال ۱۳۹۱، ۱۸۲۰۰کیلـومتر شـبکه‌ی فشـار ضـعیف، ۲۷۸۰۰کیلومتر شبکه‌ی فشـار متوسـط وجـود دارد. در بخـش انتقـال وفـوق توزیـع ۴ ایستگاه پست ۴۰۰ کیلو ولت، ۲۹ ایستگاه پست ۲۳۰ کیلو ولـت، ۱۳۰ ایسـتگاه پسـت ۱۳۲ کیلو ولت و ۲۳ ایستگاه پست ۶۳ کیلوولت تا پایان سال ۹۱ موجود می‌باشد.

برای پیاده سازی شرایط بازار برق و لـزوم ارائـه‌ی پیشـنهاد فـروش انـرژی از سـوی فروشندگان آن (ژنراتورها)، در این قسـمت قیمـت‌هـای ارائـه شـده از سـوی هریـک از ژنراتورها در قالب حداکثر ۳ پله ظرفیت و قیمت معادل هر پله آورده شده است.

**جدول ۱- پله‌های پیشنهاد فروش ارائه شده توسط ژنراتورهای شبکه**

| ژنراتورها | بلوک ۱ | | بلوک ۲ | | بلوک ۳ | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | ریال بر مگاوات ساعت | MW | ریال بر مگاوات ساعت | MW | ریال بر مگاوات ساعت |
| هر واحد بخار نیروگاه کرمان | ۷۰ | ۳۲۹۰۰۰ | ۱۰۰ | ۳۲۹۵۰۰ | ۱۳۲ | ۳۳۰۰۰۰ |
| هر واحد گازی نیروگاه کرمان | ۷۰ | ۳۲۹۰۰۰ | ۹۰ | ۳۲۹۵۰۰ | ۱۰۰ | ۳۳۰۰۰۰ |
| نیروگاه کهنوج | ۲۸ | ۳۳۰۰۰۰ | - | - | - | - |
| نیروگاه سد جیرفت | ۱۳ | ۳۳۰۰۰۰ | - | - | - | - |
| نیروگاه زرند | ۲۴ | ۳۳۰۰۰۰ | - | - | - | - |

منبع: برق منطقه‌ای استان کرمان

1- Marginal Energy Price
2- Marginal Congestion Price
3- Marginal Loss Price

در این بخش با استفاده از اطلاعات موجود، اقدام به اجرای روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی بر روی شبکه‌ی انتقال برق استان کرمان می‌شود. مراحل پیاده سازی و اجرا به شرح زیر است:

۱- در گام نخست با استفاده از اطلاعات شرکت برق منطقه‌ای استان کرمان اقدام به طراحی نقشه‌ی شبکه‌ی انتقال برق در استان کرمان شده است. این نقشه، نمای شماتیکی از موقعیت مکانی باس‌ها و خطوط انتقال در سراسر استان ارائه می‌دهد.

۲- اطلاعات مربوط به ظرفیت تولید و هزینه‌ی نهایی تولید هر مگاوات در هر ژنراتور، میزان مصرف در هر باس (بر حسب مگاوات)، مقادیر پارامترهای خطوط، نوع باس، بار موجود در هر باس، فاصله‌ی بین باس‌ها (بر حسب کیلومتر)، وضعیت خط در هر ساعت (در مدار بودن یا نبودن)، از شرکت برق منطقه‌ای استان کرمان و مدیریت نیروگاه‌ها دریافت شده است[1]. لازم به ذکر است که اطلاعات میزان مصرف مربوط به تابستان سال ۱۳۹۱ است و هم‌چنین میزان تلفات با توجه به وضعیت خطوط حدود ۲تا ۶ درصد می‌باشد.

۳- از طریق اطلاعات جمع آوری شده و به کارگیری نرم افزار دیگ سایلنت (DigSilent)[2] و با استفاده از روش DCOPF اقدام به اجرای روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی شده است. در این مرحله برای هر باس براساس هزینه‌ی تأمین انرژی نیروگاه، هزینه‌ی نهایی تلفات، هزینه‌ی نهایی تراکم خطوط، قیمت معینی به دست آمده است.

همان‌طور که در فرمول بندی قیمت‌گذاری نهایی مکانی نیز ذکر شد، پخش توان در تمامی خطوط شبکه‌ی انتقال برق استان با حداقل هزینه به عنوان متغیر هدف و محدود کردن ظرفیت تولیدی نیروگاه‌ها و کنترل محدوده‌ی تولیدی آن تحت شرایط تراکم و پرشدگی خط انتقال به عنوان متغیر کنترل می‌باشد.

---

۱- تمامی اطلاعات مربوط به شبکه‌ی انتقال برق استان کرمان بر روی نقشه‌ی شبکه موجود می‌باشد که به دلیل منبع مرجع ارائه دهنده‌ی اطلاعات (شرکت برق منطقه ای استان کرمان) انتشار کامل نقشه و اطلاعات آن برای نویسندگان میسر نمی باشد.

2- DIgital SImulation and Electrical NeTwork (DigSilent)

این نرم افزار پیشرفته، یک محاسبه کننده ی قدرتمند و یک تحلیل‌گر بسیار دقیق در رابطه با مسائل برق قدرت می‌باشدکه به منظور آنالیز شبکه های الکتریکی و سیستم های کنترلی، برای دستیابی به اهداف اصلی طراحی و عملکرد بهینه آن‌ها استفاده می‌شود.

۴- هزینه‌ی کل مگاوات تولید شده در هر ژنراتور بر حسب ریال بر ساعت از حاصل ضرب هزینه‌ی نهایی تولید هر مگاوات در ظرفیت تولید استخراج می‌شود.

۵- با توجه به این‌که مبلغ دریافتی با استفاده از قیمت‌های به دست امده از روشLMP قابل محاسبه است، در این مرحله می‌توان اقدام به محاسبه‌ی سود خالص هر نیروگاه در شرایط استفاده از قیمت‌گذاری LMP کرد. نتایج حاصل از پیاده سازی در جدول زیر ارائه شده است:

**جدول ۲- نتایج به‌دست آمده مربوط به سود، هزینه و قیمت نهایی مکانی ژنراتورها**

| ژنراتور در باس | تولید (مگاوات) | مبلغ دریافتی (ریال بر ساعت) | هزینه‌ی کل تولید (ریال بر ساعت) | افزایش سود خالص کل (ریال بر ساعت) | قیمت نهایی مکانی در باس تولید (ریال بر مگاوات ساعت) | میزان افزایش قیمت (ریال بر مگاوات ساعت) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ۴ واحد بخار نیروگاه کرمان | ۵۳۰ | ۱۹۰۶۰۱۲۵۰ | ۱۷۴۹۰۰۰۰۰ | ۱۵۷۰۱۲۵۰ | ۳۵۹۶۲۵ | ۲۹۶۲۵ |
| ۸ واحد گازی نیروگاه کرمان | ۸۶۰ | ۳۰۴۹۳۹۶۶۰ | ۲۸۳۸۰۰۰۰۰ | ۲۱۱۳۹۶۶۰ | ۳۵۴۵۸۱ | ۲۴۵۸۱ |
| نیروگاه کهنوج | ۲۸ | ۱۰۶۵۱۴۸۰ | ۹۲۴۰۰۰۰ | ۱۴۱۱۴۸۰ | ۳۸۰۴۱۰ | ۵۰۴۱۰ |
| نیروگاه سد جیرفت | ۱۳ | ۴۸۲۶۳۲۸ | ۴۲۹۰۰۰۰ | ۵۳۶۳۲۸ | ۳۷۱۲۵۶ | ۴۱۲۵۶ |
| نیروگاه زرند | ۲۴ | ۸۸۱۵۰۳۲ | ۷۲۹۰۰۰۰ | ۸۹۵۰۳۲ | ۳۶۷۲۹۳ | ۳۷۲۹۳ |

منبع: محاسبات تحقیق

نتایج نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن سه عامل تلفات، تراکم، و هزینه‌ی نهایی تأمین انرژی قیمت‌های محاسبه شده از طریق روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی با قیمت‌های فعلی مورد استفاده متفاوت است. همان‌گونه که در جدول (۲) مشاهده می‌شود، میزان سود تمامی نیروگاه‌های موجود در بازار برق استان با اعمال روش LMP افزایش یافته است. در ادبیات اقتصادی افزایش سود زمینه ساز ورود بخش خصوصی به بازار می‌باشد. هم‌چنین افزایش سود زمینه‌ی انباشت هرچه بیش‌تر بنگاه‌ها و به کارگیری این انباشت در مسیر تحقیق، توسعه و ارتقا تکنولوژی می‌شود. بنابراین در مورد شبکه‌ی انتقال برق استان نیز می‌توان انتظار داشت که افزایش سود ضمن بالا بردن انگیزه‌ی بخش خصوصی برای سرمایه‌گذاری در این حوزه، زمینه را برای جهش تکنولوژیکی نیروگاه‌های استان فراهم کند.

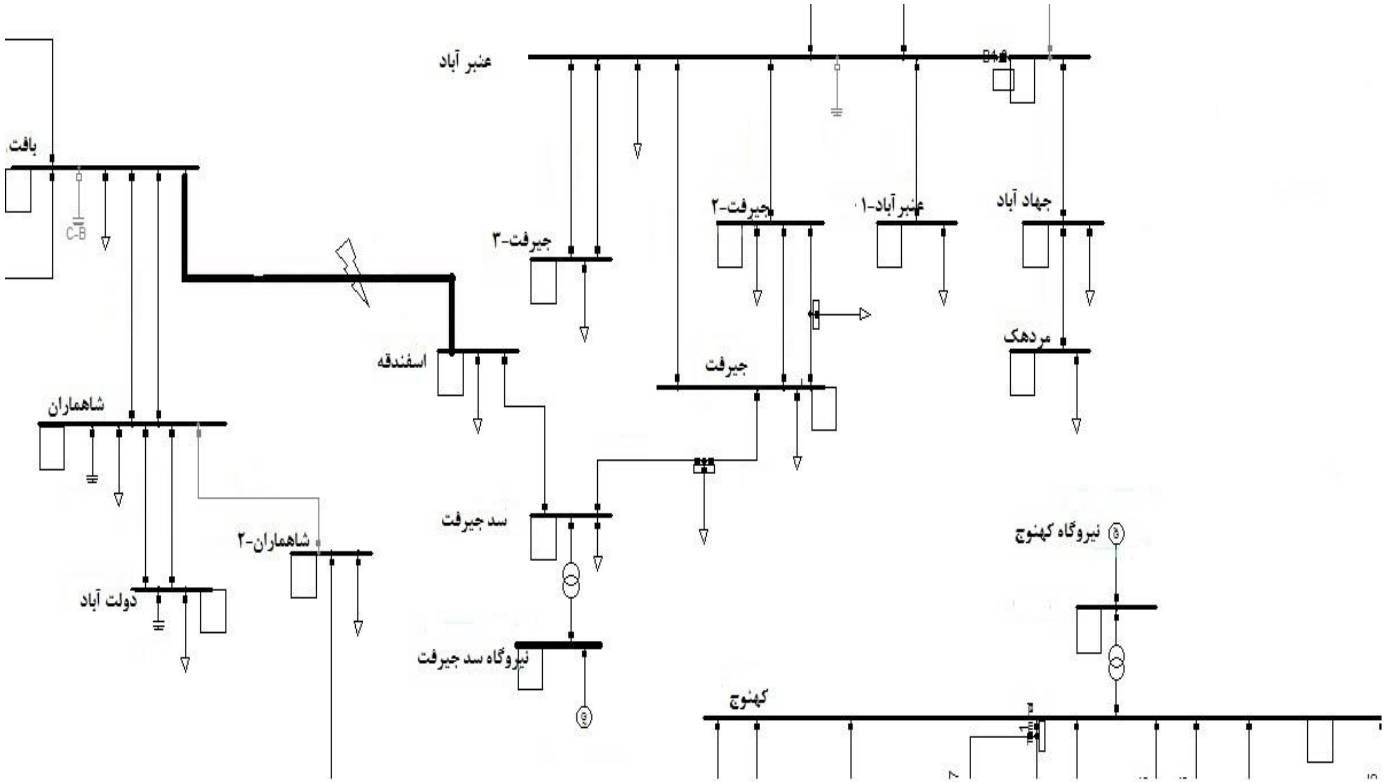
### *نتایج تحلیل حساسیت حاصل از پیاده‌سازی روش DCOPF*

با توجه به پهناور بودن شبکه‌ی انتقال برق استان کرمان و به منظور بررسی دقیق‌تر اثرات اعمال روش قیمت‌گذاری LMP، لازم است بر مساحت کوچک‌تری از شبکه متمرکز شده و به تشریح نتایج حاصل از این روش پرداخت.

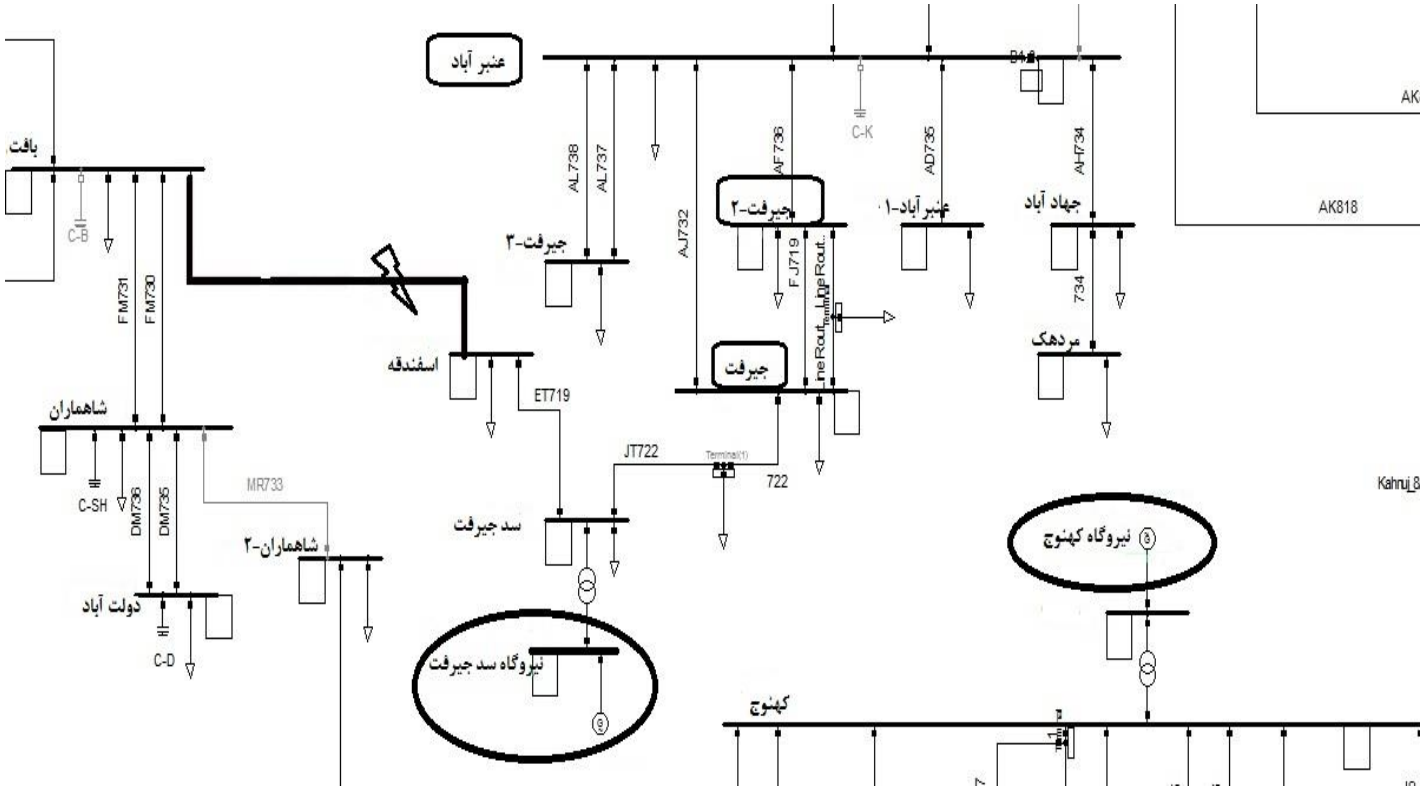
قیمت‌گذاریLMP در مناطقی دارای بیش‌ترین کارایی است که خط انتقال شبکه دچار تراکم یا محدودیت انتقال باشد، بدین معنی که میزان توان عبوری از ظرفیت خط فراتر بوده و دیگر خط قادر به انتقال توان بیش‌تر نباشد. لذا برای آشکار شدن عملکرد قیمت‌گذاری LMP در شبکه‌ی انتقال استان کرمان اقدام به سناریو سازی در جهت افزایش بار مصرفی در هر باس می‌شود. در این پژوهش به منظور ایجاد تراکم در خطوط انتقال، بار مصرفی شبکه در هر باس به میزان ۲۰ تا ۵۰ درصد افزایش یافته است. نتایج حاصل از اعمال این افزایش بار نشان می‌دهد که روش LMP در خط اسفندقه - بافت به طور نسبی موجب تغییرات قابل ملاحظه‌ای در قیمت گردید. دلیل این تغییر قابل ملاحظه با توجه به شکل (۱) کاملا قابل توجیه است.

در شکل (۱) مشاهده می‌شود، به دلیل این‌که ارتباط باس اسفندقه با باس بافت تنها از طریق یک خط برقرار شده است (محدودیت خط وجود دارد)، لذا افزایش بار مصرفی در باس اسفندقه و باس‌های اطراف سبب ایجاد تراکم در خط اسفندقه- بافت می‌شود. بر این اساس امکان ارزیابی روش LMP در این منطقه وجود دارد. نتایج قیمت‌گذاری هم تأیید دیگری بر این مطلب است. همان‌طور که در جدول (۲) مشاهده می‌شود نیروگاه‌های جیرفت و کهنوج که در این منطقه هستند تحت تأثیر نظام قیمت‌گذاریLMP قرار گرفته‌اند، به‌طوری‌که قیمت در این دو نیروگاه به ترتیب به۳۷۱۲۵۶ و ۳۸۰۴۱۰ ریال بر مگاوات ساعت افزایش یافته است.

به منظور بررسی اثرات اعمال روش بر قیمت‌ها، دو نیروگاه (کهنوج و جیرفت) در منطقه‌ی مربوط به خط اسفندقه - بافت در نظر گرفته شده است. همان‌طور که در شکل (۲) نشان داده شده است، ابتدا با فرض این‌که نیروگاه کهنوج از شبکه خارج شود با اجرای قیمت‌گذاری LMP، به محاسبه‌ی کشش قیمت نسبت به فاصله سه باس نمونه (باس‌های جیرفت، جیرفت۲، عنبر آباد) اقدام شده است. سپس با فرض خارج شدن نیروگاه جیرفت از شبکه، این نسبت برای این سه باس در حالی که منطقه توسط نیروگاه کهنوج تغذیه شود، محاسبه شده است.




**شکل ۱- محدودیت خط انتقال اسفندقه- بافت**




**شکل ۲- نمای شبکه‌ی انتقال استان کرمان**

نتایج حاصل از اجرای قیمت‌گذاری LMP تحت فروض بالا در جدول‌های شماره‌های (۳) و (۴) نشان داده شده است.

**جدول۳- نتایج حاصل از اعمال روش LMP بر نیروگاه جیرفت**

| نام باس | فاصله از نیروگاه جیرفت (کیلومتر) | قیمت نهایی مکانی در باس (ریال بر مگاوات ساعت) | افزایش سود نیروگاه با اعمال قیمت نهایی مکانی درهر باس (ریال بر مگاوات ساعت) |
|---|---|---|---|
| سد جیرفت | ۰ | ۳۷۱۲۵۶ | ۵۳۶۳۲۸ |
| جیرفت | ۴۵ | ۳۸۰۶۲۹ | ۶۵۸۱۷۷ |
| جیرفت-۲ | ۵۰ | ۳۸۱۲۴۷ | ۶۶۶۲۱۱ |
| عنبر آباد | ۸۶ | ۳۹۲۵۳۰ | ۸۱۲۸۹۰ |

منبع: محاسبات تحقیق

**جدول ۴- نتایج حاصل از اعمال روش LMP بر نیروگاه کهنوج**

| نام باس | فاصله از نیروگاه کهنوج (کیلومتر) | قیمت نهایی مکانی در باس (ریال بر مگاوات ساعت) | افزایش سود نیروگاه با اعمال قیمت نهایی مکانی درهر باس(ریال بر مگاوات ساعت) |
|---|---|---|---|
| نیروگاه کهنوج | ۰ | ۳۸۰۴۱۰ | ۱۴۱۱۴۸۰ |
| عنبر آباد | ۶۱ | ۳۹۰۰۱۵ | ۱۶۸۰۴۲۰ |
| جیرفت_۲ | ۹۷ | ۴۰۲۵۷۵ | ۲۰۳۲۱۰۰ |
| جیرفت | ۱۰۲ | ۴۰۴۳۷۲ | ۲۰۸۲۴۱۶ |

منبع: محاسبات تحقیق

همان‌طور که نتایج حاصل از سناریو سازی اعمال روش قیمت‌گذاری LMP بر روی شبکه‌ی انتقال برق استان کرمان نشان می‌دهد، در هر دو حالت مورد آزمایش در روش DCOPF، قیمت‌های جدید از قیمت‌های فعلی مورد استفاده از شبکه‌ی انتقال استان کرمان بیش‌تر است. نکته‌ی حائز اهمیت آن است که سود به دست آمده برای هر نیروگاه تحت سناریو ی تعریف شده نسبت به قبل افزایش یافته است. در تکمیل توضیح این مطلب بایستی اشاره کرد که یافته‌های این پژوهش در جدول ۵ نشان می‌دهد که

کشش قیمت نسبت به فاصله‌ی باس‌ها در مورد برق تأمین شده از نیروگاه سد جیرفت، برای مسیر باس‌های نیروگاه سد جیرفت-جیرفت، جیرفت- جیرفت۲ و جیرفت ۲ – عنبرآباد که به ترتیب به میزان ۴۵، ۵ و ۳۶ کیلومتر از یکدیگر فاصله دارند به ترتیب برابر با۰,۰۱۲۴۶۶۰۲ و۰,۰۱۵۴۱۱۹۵و ۰,۰۵۵۰۸۶۵۰ است، به عبارت دیگر به ازای یک درصد افزایش فاصله از نیروگاه سد جیرفت تا باس جیرفت قیمت ۰,۰۱۲ درصد، از باس جیرفت تا باس جیرفت۲ قیمت ۰,۰۱۵ درصد و از باس جیرفت ۲ تا باس عنبرآباد قیمت ۰,۰۵۵ درصد افزایش می‌یابد.

**جدول ۵- نتایج محاسبات کشش قیمت نسبت به فاصله از نیروگاه‌های جیرفت و کهنوج**

| نیروگاه سد جیرفت | | | نیروگاه کهنوج | | |
|---|---|---|---|---|---|
| مسیر مورد بررسی | فاصله‌ی باس مبدا تا باس مقصد (کیلومتر) | کشش قیمت نسبت به فاصله در طول مسیر | مسیر مورد بررسی | فاصله‌ی باس مبدا تا باس مقصد | کشش قیمت نسبت به فاصله در طول مسیر |
| باس سدجیرفت - باس جیرفت | ۴۵ | ۰,۰۱۲۴۶۶۰۲ | باس کهنوج - باس عنبرآباد | ۶۱ | ۰,۰۱۲۴۶۷۱۴ |
| باس جیرفت - باس جیرفت۲ | ۵ | ۰,۰۱۵۴۱۱۹۵ | باس عنبرآباد – باس جیرفت۲ | ۳۶ | ۰,۰۶۹۵۴۹۷۱ |
| باس جیرفت ۲- باس عنبرآباد | ۳۶ | ۰,۰۵۵۰۸۶۵۰ | باس جیرفت ۲- باس جیرفت | ۵ | ۰,۰۸۸۵۳۲۶۷ |

منبع: محاسبات تحقیق

همین رابطه در مورد برق دریافتی این سه باس از نیروگاه کهنوج از جدول مذکور کاملا آشکار است. بدین معنی که با افزایش فاصله از نیروگاه کهنوج تا باس عنبرآباد قیمت ۰,۰۱۲ درصد، از باس عنبرآباد تا باس جیرفت۲ قیمت ۰,۰۶۹ درصد و از باس جیرفت ۲ تا باس جیرفت قیمت ۰,۰۸۸ درصد افزایش می‌یابد. افزایش حساسیت قیمت نسبت به فاصله به دنبال دور شدن از نیروگاه، کاملا با مبانی نظری نظام قیمت‌گذاری

LMP همخوان است. در مجموع هر چه فاصله باس از نیروگاه بیش‌تر می‌شود کشش‌پذیری قیمت و قدرت بازار و قدرت انحصار نیز افزایش می‌یابد.

در حقیقت یکی از مهم‌ترین مزیت‌های قیمت‌گذاری به روش LMP لحاظ کردن عامل فاصله‌ی باس از نیروگاه در فرآیند قیمت‌گذاری است که این عامل بایستی در شبکه‌ی انتقال استان کرمان و هم‌چنین به طور ویژه در بحث مربوط به صادرات برق استان مورد توجه قرار گیرد.

## ۵- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

روش‌های متنوعی برای محاسبه‌ی قیمت نهایی مکانی در بازارهای برق مورد استفاده قرار می‌گیرد که همه‌ی روش‌های فوق بر پایه‌ی استفاده از دو الگوریتم ACOPF و DCOPF استوار می‌باشند، لذا در این مطالعه روش فرمول‌بندی مسئله‌ی LMP از طریق روشDCOPF با توجه به مزیت‌های آن و هم‌چنین امکان استفاده از این روش برای سیستم‌های انتقال قدرت واقعی، انتخاب شده است. در این مطالعه با استفاده از الگوریتم DCOPF به اجرا و پیاده سازی روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی بر روی شبکه‌ی انتقال برق استان کرمان پرداخته شده است. نتایج نشان می‌دهدکه در روش قیمت‌گذاری LMP بر روی شبکه‌ی انتقال، قیمت‌های جدید از قیمت‌های فعلی مورد استفاده در شبکه‌ی انتقال استان کرمان بیش‌تر است. این نتیجه نشان می‌دهد که در حال حاضر قیمت‌گذاری از لحاظ فنی[1] دچار انحراف است. استفاده از واژه‌ی انحراف فنی به دلیل ایجاد تمایز بین انحراف قیمتی ناشی از سیاست‌های یارانه‌ای دولت و انحرافات ناشی از مبانی مهندسی سیستم قیمت‌گذاری است. به عبارت دیگر بدون در نظر گرفتن اثر انحرافات قیمتی در این حوزه، قیمت‌گذاری از لحاظ فنی هم توجیه ندارد. از سویی دیگر نتایج نشان می‌دهد که نه تنها افزایش قیمت‌ها پس از اعمال روش LMP با فاصله‌ی باس‌ها از نیروگاه مورد نظر رابطه‌ی مستقیم دارد، بلکه شدت افزایش قیمت به نسبت رشد فاصله نیز به طور مداوم در حال بالا رفتن است. به عبارت دیگر حساسیت

---

۱- علاوه بر این یکی از اصول اساسی قیمت‌گذاری نوین برق تخصیص هزینه‌ی بین مصرف‌کنندگان براساس هزینه تحمیل شده توسط آن‌ها به سیستم می‌باشد

قیمت نسبت به فاصله با دور شدن از نیروگاه افزایش می‌یابد. با توجه به منطق حاکم بر روش LMP یعنی قیمت‌گذاری بهینه با در نظر گرفتن فاصله‌ی مکانی این نتیجه قابل توجیه است. نکته‌ی کاربردی به دست آمده از این محاسبات این است که در مکان یابی احداث نیروگاه‌ها بایستی علاوه بر مسایل فنی و مهندسی به نظام قیمت‌گذاری بهینه نیز توجه شود. هم‌چنین افزایش مداوم کشش قیمت نسبت به فاصله نشان دهنده‌ی این است که تغییرات بیش‌تر قیمت‌ها نسبت به متغیر فاصله قدرت انحصار را افزایش می‌دهد و سرمایه‌گذاری بیش‌تر در خطوط انتقال و توزیع برق امری ضروری است.

## پیشنهادها

با توجه به نتایج به دست آمده به‌نظر می‌رسد استفاده از روش قیمت‌گذاری نهایی مکانی در شبکه‌ی انتقال می‌تواند حرکت به سمت تخصیص بهینه منابع را تسریع کند. هم‌چنین با استفاده از این روش می‌توان مناطق مستعد برای بروز قدرت انحصار در شبکه‌ی قدرت را تشخیص داده و در جهت برطرف کردن آن‌ها اقدامات لازم را انجام داد. در مکان یابی نیروگاه‌ها در برنامه‌های بلند مدت احداث نیروگاه‌ها نیز می‌توان از قیمت‌گذاری LMP به عنوان یک عامل بسیار مهم و تأثیرگذار استفاده کرد.

## فهرست منابع

اسلامی اندارگلی مجید، صادقی حسین، قنبری علی و حقانی محمود، (۱۳۸۹) "سیاست‌های مختلف قیمت‌گذاری توزیعی برق در جهان و ایران"، دومین کنفراس سراسری اصلاح الگوی مصرف انرژی الکتریکی، اهواز.

پژویان جمشید، محمدی تیمور(۱۳۷۹)، "قیمت‌گذاری بهینه برای صنعت برق"، پژوهش‌های اقتصادی ایران، سال ۶، شماره‌ی ۳، صفحه ۳۹-۶۲.

حیدری کیومرث (۱۳۸۱)، "بررسی قیمت‌گذاری در صنعت برق با اعمال روش رمزی با استفاده از هزینه‌ی نهایی ناشی از بکارگیری نرم افزار LOGOS"، هفدهمین کنفرانس بین المللی برق.

لاجوردی محسن، محدث نسرین (۱۳۸۹)، "مقایسه هزینه‌ی تمام شده‌ی هر کیلو وات ساعت برق در شیوه‌های مختلف قیمت‌گذاری"، هفتمین کنفرانس بین‌المللی انرژی.

منظور داود، کاظم صفاکیش امیر، (۱۳۸۸)"پیش‌بینی قیمت برق در بازار برق رقابتی ایران با رویکرد مدل‌های سری زمانی"، هفتمین همایش ملی انرژی، تهران.

Arellano, M. S & Serra,(2007), Spatial Peak-Load Pricing. Energy economics, 29(2), 228-239.

Baughman, M. L. & Siddiqi, S. N, (1991), Real-Time Pricing of Reactive Power: theory and case study results. Power Systems, IEEE Transactions on, 6(1), 23-29.

Bohn, R. E., Caramanis, M. C., & Schweppe, F. C ,(1984), Optimal Pricing in Electrical Networks Over Space and Time. The Rand Journal of Economics, 360-376.

Borenstein, S., Bushnell, J., & Stoft, S,(1997), The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry: National Bureau of Economic Research.

Caramanis, M. C., Bohn, R. E., & Schweppe, F. C. (1982). Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on(9), 3234-3245.

El-Keib, A., & Ma, X, (1997), Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production. Power Systems, IEEE Transactions on, 12(2), 559-565.

Galarza, R. J., Mqasqas, I., & David, J. C, (2006), Elements of Design in Local Market Power Screens. Paper presented at the Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES.

Green, R. (2007). Nodal Pricing of Electricity: How Much Does it Cost to Get It Wrong? Journal of Regulatory Economics, 31(2), 125-149.

Hildebrandt, E., Hsu, M., & Yang, D, (2008), Assessing Local Market Power and Mitigation in LMP-Based Electricity Markets. Paper Presented at the Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE.

Hogan, W. (1997). Reshaping the electricity industry. JFK School of Government, Harvard University, http://ksghome. harvard. edu/~. whogan. cbg. ksg/hiid797a. pdf.

Hogan, W. W. (1998). Independent System Operator: Pricing and Flexibility in a Competitive Electricity Market. Center for Business and Government, JF Kennedy School of Government, Harvard University, MA.

Hogan, W. (2002). Financial Transmission Right Formulations. Report, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, MA.

Hogan, W. W, (2005), On an ‘Energy Only Electricity Market Design for Resource Adequacy. V Work (ing paper, Center for Business and Government, Harvard University, September.

Joskow, P. L., & Tirole, J, (2000), Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. The Rand Journal of Economics, 450-487.

Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). Front Matter: Wiley Online Library.

Li, Z., & Daneshi, H, (2005), Some observations on market clearing price and locational marginal price. Paper presented at the Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE.

Munasinghe, M, (1981), Principles of Modern Electricity Pricing.

Orfanogianni, T., & Gross, G. (2007). A General Formulation for LMP Evaluation. Power Systems, IEEE Transactions on, 22(3), 1163-1173.

Overbye, T. J., Cheng, X., & Sun, Y,(2004), A comparison of the AC and DC power flow models for LMP calculations. Paper presented at the System Sciences, 2004. Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on.

Rider, M., & Paucar, V, (2004), Application of a nonlinear reactive power pricing model for competitive electric markets. Paper presented at the Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-.

Sarkar, V., & Khaparde, S, (2011), Optimal LMP Decomposition for the ACOPF Calculation. Power Systems, IEEE Transactions on, 26(3), 1714-1723.

S. Stoft, (2002), Power System Economics—Designing Markets For Electricity. New York: IEEE/Wiley.

Stoft, S, (1999), Financial transmission rights meet Cournot: how TCCs curb market power. The Energy Journal, 1-23.

Sun, J, (2006), US financial transmission rights: Theory and practice. Economics Working Paper (05008).

Tabors, R, Schweppe, F, & Caramanis, M. (1989), Utility experience with real time rates. Power Systems, IEEE Transactions on, 4(2), 463-471.

Guoli Zhang, G. Zhang, Ya Gao, Jie Lu, “A Bilevel Optimization Model and a PSO-based Algorithm in Day-ahead Electricity Markets”, IEEE International Conference on Systems, USA, October 2009.

P.Ramachandran, R.Senthil, “Locational marginal pricing approach to minimize congestion in restructured power market”, Electrical and Electronics Engineering Research ,(2010) .vol.2(6). 143-153.

Badri, A., Rashidinejad, M., "Security Constrained Optimal Bidding Strategy of GenCos in Day-Ahead Oligopolistic Power Markets: a Cournot-based Model", Springer-Verlag, MARCH 2012.

H. Haghighat, H. Seifi, A. Rahimi Kian, “Pay-as bid versus marginal pricing: The role of suppliers strategic behavior”, Electrical Power and Energy Systems, 42 (2012) 350-358.

Dipti Srinivasan, Ly Trong Trung, “Co-evolutionary Bidding Strategies for

Buyers in Electricity Power Markets”, IEEE, 2011.