




Vol. 14/ No. 53/Autumn 2024

Research Article

A Single Stage Dynamic Transmission Expansion Planning Model in the Competitive Market

Hamid Gorjipour, PhD Student^{1*}  | Mojtaba Najafi, Associate Professor²  | Naghi Moaddabi Pirkolachi, Assistant Professor³ 

¹Department of Electrical Engineering, Bushehr Branch, Islamic Azad University, Bushehr, Iran, hamid.gorjipour@yahoo.com

²Department of Electrical Engineering, Bushehr Branch, Islamic Azad University, Bushehr, Iran, mojtaba.najafi@iau.ac.ir

³Department of Electrical Engineering, Bushehr Branch, Islamic Azad University, Bushehr, Iran, nimamoaddabi@aut.ac.ir

Correspondence

Mojtaba Najafi, Associate Professor of Electrical Engineering, Bushehr Branch, Islamic Azad University, Bushehr, Iran, mojtaba.najafi@iau.ac.ir

Received: 22 June 2022

Revised: 4 September 2022

Accepted: 8 October 2022

Abstract

Transmission Expansion planning (TEP) recommends the most beneficial investment to construct/ reinforce the power system. In this short or middle time planning the annual load growth of the power system must be met considering the stability, security and reliability of the network. In the competitive market the planners can include market behavior in the TEP to manage the congestion. Before traditional TEP, the local marginal pricing (LMP) is calculated offline without considering the dependency of the LMP to the network topology. But, the LMP is not constant during the TEP and must be included in the model dynamically. Here, the dynamic dependency of LMP to the transmission system topology is modelled as a single stage mixed-integer linear programming and solved by YALMIP and MOSEK software. The proposed model is more realistic; however, it takes more computation time. The single stage means the simultaneous calculation of LMPs and expansion planning in the model. The model has been applied to Garver 6-bus and the IEEE 24-bus network. The effect of interest rate, the load to generation capacity factor and load growth on the TEP model are analysed. The model considers the contingency of line outages and presents a robust solution to guarantee the system security. It offers flexible solutions with higher cost.

Keywords: Transmission Expansion Planning, Competitive Market, Local Marginal Pricing, Line Congestion.

Highlights

- Presenting a new MILP model of Transmission Expansion Planning in the competitive market
- Presenting a dynamic Local Marginal Pricing (LMP)-based Planning without computing the LMP separately
- Integration of two optimization solver called MOSEK and YALMIP to accelerate the computation accurately
- Implementing the model in Garver 6bus and IEEE 24bus networks
- Considering the contingency and present a robust model

Citation: M. Najafi, H. Gorjipour, and N. Moaddabi Pirkolachi "A Single Stage Dynamic Transmission Expansion Planning Model in the Competitive Market," *Journal of Southern Communication Engineering*, vol. 14, no. 53, pp. 15–28, 2024, doi: 10.30495/jce.2022.1961298.1163, [in Persian].

مقاله پژوهشی

مدل برنامه ریزی پویا تک مرحله ای توسعه شبکه انتقال در بازار برق رقابتی

حمید گرجی پور*^۱ | مجتبی نجفی*^۲ | نقی مودبی پیرکلاچاهی^۳ ID

چکیده:

برنامه ریزی توسعه انتقال با هدف تقویت و نوسازی تجهیزات شبکه انجام می شود. در این برنامه ریزی، رشد سالانه بار تأمین می شود تا امنیت شبکه برقرار شود. در بازار برق رقابتی، این برنامه ریزی با هدف کاهش پرشدگی خطوط انجام می شود. در مدل های پیشین، قیمت گذاری حاشیه محلی با استفاده از پخش بار محاسبه می شد و سپس بر اساس آن، برنامه ریزی توسعه انتقال اجرا می شد. مشکل این روش، عدم در نظرگیری ارتباط قیمت گذاری حاشیه محلی به تغییرات پیکربندی شبکه بود. به بیان بهتر، قیمت گذاری حاشیه محلی در زمان اجرای برنامه ریزی توسعه انتقال، ثابت نیست و باید به صورت دینامیکی در مدل در نظر گرفته شود. در این مقاله وابستگی دینامیکی قیمت گذاری حاشیه محلی به تغییر آرایش شبکه انتقال و پیشامدهای ناگهانی در شبکه مدل شده است. این مدل به صورت برنامه ریزی خطی عدد صحیح تک مرحله ای درآمده است و با ادغام نرم افزارهای YALMIP و موسک (Mosek) حل شده است. مدل پیشنهادی به واقعیت نزدیک تر است، هرچند زمان محاسبات بیشتری نیاز دارد. منظور از مدل تک مرحله ای، محاسبه هم زمان قیمت گذاری حاشیه محلی و برنامه ریزی توسعه است. شبکه ۶ باس گارور و ۲۴ باس IEEE بررسی شده است. اثرات مربوط به نرخ بهره، نسبت بار به ظرفیت تولید، نرخ رشد بار در مدلسازی بررسی شده است. مدل مبتنی بر پیشامدهای ناگهانی با در نظرگیری خرابی خطوط انتقال ارائه شده است و راه کاری مقاوم و قابل اعتماد ارائه شده است که امنیت شبکه را در دسته پیشامدهای احتمالی از پیش تعیین شده تضمین می کند. این مدل پرهزینه تر اما منعطف تر از مدل های پیشین است.

کلیدواژه ها: برنامه ریزی توسعه انتقال، بازار رقابتی، پرشدگی خطوط انتقال، قیمت گذاری حاشیه محلی

^۱ دانشکده مهندسی برق، واحد بوشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، بوشهر، ایران . hamid.gorjipour@yahoo.com

^۲ دانشکده مهندسی برق، واحد بوشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، بوشهر، ایران . mojtaba.najafi@iau.ac.ir

^۳ دانشکده مهندسی برق، واحد بوشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، بوشهر، ایران . nimamoadabi@aut.ac.ir

نویسنده مسئول

^۴ مجتبی نجفی، دانشیار دانشکده مهندسی برق، واحد بوشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، بوشهر، ایران . mojtaba.najafi@iau.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱ تیر ۱۴۰۱

تاریخ بازنگری: ۱۳ شهریور ۱۴۰۱

تاریخ پذیرش: ۱۶ مهر ۱۴۰۱

<https://doi.org/10.30495/jce.2022.1961298.1163>

۱- مقدمه

برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال یک مسئله بهینه سازی است که هدف آن تأمین رشد بار شبکه از طریق احداث خطوط انتقال جدید است [۱]. تاکنون مدل های بسیاری از برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال ارائه شده است که به دو دسته خطی و غیرخطی تقسیم می شوند. در نظرگیری مکان یابی ادوات منعطف انتقال توان AC در مسئله یکی عواملی است که منجر به غیرخطی شدن

مسئله می‌گردد که برای حل آن از راه‌کار بهینه‌سازی چندمرحله‌ای تجزیه بندرز^۱ استفاده شده است [۲]. در نظرگیری قیود مربوط به پخش بار AC یکی دیگر از عواملی است که منجر به غیرخطی شدن مسئله شده است که برای حل آن از تفکیک مسئله غیرخطی به دو زیر مسئله برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح و برنامه‌ریزی غیرخطی استفاده شده است [۳]. در نظرگیری رفتار غیرخطی بارهای پاسخ‌گو عامل تأثیرگذار دیگری در غیرخطی شدن مدل مسئله به شمار می‌آید که با روش فرآیند تحلیلی سلسله مراتبی و اولویت‌بندی بر اساس بیشترین شباهت به جواب ایده‌آل حل شده است [۴]. افزودن اثرات رخدادهای ناگهانی در مسئله برنامه‌ریزی توسعه منجر به استخراج مدل‌های غیرخطی مبتنی بر ریسک شده است برای حل آن از روش‌های آزادسازی مک کورمیک^۲ و برنامه‌ریزی مخروطی^۳ استفاده شده است [۵]. همچنین ترکیب نمودن قیود مربوط به تاب‌آوری شبکه انتقال در شرایط وقوع حوادث طبیعی از جمله مواردی است که مدل را غیرخطی نموده است که توسط الگوریتم جستجوی هارمونی^۴ در چهار مرحله حل شده است [۵].

از دیدگاه لحاظ نمودن بازار برق در مطالعات برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال می‌توان این تحقیقات را به دو گروه مبتنی بر بازار برق تک قطبی سنتی و بازار برق تجدید ساختار یافته رقابتی تقسیم نمود. در بازارهای برق تک قطبی برنامه‌ریزی تنها با هدف سودرسانی به یکی از بازیگران صورت می‌گیرد [۶]. اما در بازار برق رقابتی منفعت هر یک از مشارکت‌کنندگان تولید، انتقال و توزیع در نظر گرفته می‌شود، تا مصالحه‌ای میان اهداف مختلف بهره‌برداری شبکه به دست آید [۷].

به تدریج با گسترش بازار برق و رقابتی شدن آن، تلاش‌های متعددی جهت مدیریت ازدحام خطوط شبکه و در نظرگیری ساختار بازار در بهینه‌سازی برنامه‌ریزی توسعه صورت گرفت. بیشتر این روش‌ها منجر به مدل‌های غیرخطی از مسئله شده‌اند. برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال در حضور بازار برق مبتنی بر مزایده دابل مدلی غیرخطی است که با هدف افزایش مشارکت شرکت‌های تولید و توزیع برق صورت گرفته است و با روش دو مرحله‌ای (انتخاب تقریبی خطوط و تعیین دقیق بهترین خط) مورد حل قرار گرفته است [۸]. مدل غیرخطی دیگری مبتنی بر بازار برق کشور آلمان در [۹] ارائه شده است که از مدل غیر کاهش یافته شبکه استفاده شده است. ادغام نمودن مدیریت ازدحام خطوط انتقال و تلفات شبکه در حضور بازار برق در به صورت غیرخطی مدل شده است که برای حل آن از ترکیب منطق فازی با الگوریتم ژنتیک استفاده شده است.

با تجدید ساختار بازار برق و تشکیل محیط‌های رقابتی، مدل برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال به صورت مسائل غیر محدب درآمده است. قیمت‌گذاری مکانی، مدیریت پرشدگی و... اهمیت بیشتری نسبت به گذشته پیدا کرده است؛ بنابراین تلاش‌های متعددی برای مدل‌سازی ساختار بازار برق در برنامه‌ریزی توسعه انتقال انجام شده است که بیشتر منجر به پیچیدگی بیشتر مدل شده است.

ادغام برنامه‌ریزی‌های کوتاه مدت پاسخگویی بار و مدیریت منابع تجدید پذیر انرژی منجر به نامحدب شدن مدل برنامه‌ریزی توسعه انتقال شده است که با روش‌های مرتب‌سازی غیر مغلوب حل شده است [۱۰]. در یک بهینه‌سازی مقاوم تطبیقی ارائه شده است که در آن قیود غیرخطی به مساله برنامه‌ریزی عدد صحیح افزوده شده است [۱۱]. یک مدل چند هدف نیز در [۱۲] ارائه شده است که هزینه‌های مربوط به سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه ازدحام و بارزدایی گنجانده شده است. برای حل این مسئله، از الگوریتم ژنتیک چندهدفه و منطق فازی استفاده شده است. همچنین مکان‌یابی و ظرفیت‌یابی بهینه فناوری‌های جدید استاتکام^۵ در برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال گنجانده شده است [۱۳]. مدل‌های برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال در بازارهای تجدید ساختار یافته از دیدگاه‌های مختلفی بررسی شده است که در [۱۴] مرور شده است که شامل قیمت‌گذاری مکانی، مدیریت ازدحام و مدیریت ریسک می‌باشد. همچنین ساختارهای مختلف مدل‌های مبتنی بر بازار در [۱۵] ارائه شده است. در گروه اول بازارهای برق کامل قرار دارند و در گروه دوم بازارهای سلسله مراتبی تک قطبی (یک رهبر و چند پیرو) قرار دارند.

برای کاهش اختلاف قیمت‌گذاری‌های حاشیه محلی در بازارهای برق استراتژی‌های مختلفی ارائه شده است. یکی از راهکارهای کارآمد نصب تولیدات پراکنده در نزدیکی بارها به صورت محلی است. ادغام برق بادی در برنامه‌ریزی توسعه انتقال یکی از این

¹ Benders

² McCormick

³ Conic Programming

⁴ Harmony Search Algorithm

⁵ STATCOM

راهکارها است [۱۶]. راهکار دیگر مشارکت شرکت های تولید برق به عنوان سرمایه گذار در برنامه ریزی توسعه انتقال است تا هم محدودیت بودجه توسعه انتقال را کاهش دهد و هم تأخیر زمانی نصب آن ها را برطرف نماید [۱۷].

در مدیریت ازدحام شبکه نیاز به محاسبه قیمت گذاری حاشیه محلی است که انواع روش های محاسبه این نوع قیمت در [۱۸] ارائه شده است. مساله مهم این است که این محاسبات چگونه در برنامه ریزی توسعه انتقال گنجانده شود. یک روش دو سطحی در معرفی شده است که در آن قیمت گذاری حاشیه محلی در سطوح مختلف بدون در نظرگیری هیچ گونه پیشامدی در شبکه محاسبه شده است. در یک مرحله قیمت گذاری حاشیه محلی محاسبه می شود و در مرحله دیگر توسعه با ثابت در نظر گرفتن مقدار قیمت گذاری حاشیه محلی انجام می شود.

در این تحقیق، هدف ارائه مدلی تک مرحله ای در برنامه ریزی توسعه شبکه های انتقال در بازار برق رقابتی است. در این روش برخلاف روش های سنتی نیازی به محاسبه قیمت گذاری حاشیه ای محلی نیست و برنامه به نوعی طراحی می شود که هم بهترین توپولوژی شبکه و هم قیمت گذاری حاشیه محلی آن به طور هم زمان به دست آید؛ بنابراین این روش بدون نیاز به استفاده از روش های تجزیه بهینه سازی، می تواند توسط نرم افزارهای برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال حل شود. این روش می تواند امکان دستیابی به جواب های سراسری مسئله را به همراه داشته باشد. مقایسه میان روش مبتنی بر بازار برق سنتی، تجدید ساختار یافته و رقابتی نیز در این مقاله ارائه خواهد شد. نتیجه مربوط به آزمودن این روش در دو شبکه ۶ باس و ۲۴ باس IEEE نیز ارائه خواهد شد.

سایر بخش های مقاله به صورت ذیل سازمان دهی شده است. در بخش ۲ توصیف سیستم و مدل سازی آن ارائه شده است. در بخش ۳ مشخصات شبکه مورد بررسی، سناریوها و تحلیل های مقاله ارائه شده است. بخش ۴ نیز به نتیجه گیری اختصاص یافته است.

۲- مدل سازی

۲-۱- مدل برنامه ریزی توسعه انتقال مقید به پیشامد ناگهانی

مجهول مسئله مکان و زمان بهینه تقویت یا احداث خطوط جدید است که با هدف کاهش هزینه های توسعه و بهره برداری شبکه و با در نظرگیری انواع محدودیت های فنی و اقتصادی صورت می گیرد. در مسائل سنتی برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال، ساختار شبکه انتقال و پخش بار بهینه معمولاً چندان در نظر گرفته نمی شود. اما در مدل های جدید همواره قیود مربوط به پخش بار در مسئله نقش حیاتی ایفا می نمایند. متغیرهای بهینه سازی شامل وضعیت سرمایه گذاری هر خط در هر سال $X_{ij,y}^{Invest,Tr}$ ، تعداد خطوط جدید احداث شده میان دو باس $n_{ij,y}^{invest,Tr}$ ، توان اکتیو تولیدی هر نیروگاه در هر سال $P_{g,l,v,y,cntg}^{gen}$ ، توان تأمین نشده در هر باس $P_{i,l,v,y,cntg}^{shd}$ می باشد.

به طور کلی تابع هدف یک مسئله برنامه ریزی توسعه تولید به صورت مجموع هزینه های احداث، بهره برداری شبکه و هزینه قابلیت اطمینان نمایش داده می شود:

$$C_{TEP}^{Total} = \frac{1}{N_{cntg}} \sum_{cntg} (C_{TEP}^{Investment} + C_{TEP,cntg}^{Operation} + C_{TEP,cntg}^{Reliability}) \quad (1)$$

که در این رابطه هزینه کل برنامه ریزی توسعه شبکه C_{TEP}^{Total} به صورت مجموع هزینه سرمایه گذاری، هزینه بهره برداری از شبکه و هزینه تأمین قابلیت اطمینان شبکه نوشته شده است و تعریف هر یک از این هزینه ها به ترتیب در رابطه ۲ الی ۴ بیان شده است:

$$C_{TEP}^{Investment} = \sum_{y \in \Omega^{year}} \sum_{ij \in \Omega^{lr}} (1+ir)^{y-1} c_{ij}^{Invest} n_{ij,y}^{invest,Tr} \quad (2)$$

$$C_{TEP,cntg}^{Operation} = P^{base} \sum_{y \in \Omega^{year}} \sum_{lv \in \Omega^{level}} \sum_{g \in \Omega^{gen}} (1+ir)^{y-1} c_g^{oper} h_{g,l,v}^{oper} P_{g,l,v,y,cntg}^{gen} \quad (3)$$

$$C_{TEP,cntg}^{Reliability} = P^{base} \sum_{y \in \Omega^{year}} \sum_{lv \in \Omega^{level}} \sum_{i \in \Omega^{bus}} (1+ir)^{y-1} c_{b,l,v,y}^{lshd} h_{b,l,v}^{lshd} P_{i,l,v,y,cntg}^{shd} \quad (4)$$

تعریف هر یک از نمادهای روابط ۲ تا ۴ در جدول علائم و نمادهای اختصاری ذکر شده است. در این رابطه C_{ij}^{oper} ، C_{ij}^{invest} ، $P_{g,lv,y}^{loadshed}$ ، $P_{b,lv,y}^{load}$ ، $P_{b,lv,y}^{base}$ به ترتیب توان اکتیو پایه (۱۰۰ مگاوات)، هزینه سرمایه‌گذاری احداث خطوط جدید (دلار)، قیمت حاشیه‌ای توان تولیدی هر نیروگاه (دلار بر مگاوات ساعت)، زمان بهره‌برداری هر نیروگاه، و زمان بارزدایی هر باس به ترتیب هستند.

این هزینه‌ها در برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال باید کمینه‌سازی شود؛ اما جواب‌ها باید در محدوده مجاز خود قرار گیرد؛ بنابراین قیود مرزی متعددی باید برآورده شود. توازن توان تولیدی و مصرفی در هر یک از بازه‌های زمانی و سطوح مختلف بار طبق رابطه ۵ اعمال می‌شود.

$$\sum_{g \in \Omega_{bus}^{gen}} P_{g,lv,y} + P_{b,lv,y}^{loadshed} - P_{b,lv,y}^{load} = \sum_{j \in \Omega_{bus}^{br}} P_{bj,lv,y}, \forall b \in \Omega^{bus}, lv \in \Omega^{level}, y \in \Omega^{year} \quad (5)$$

که در سمت چپ این معادله مجموع توان تولیدی هر باس، $P_{b,lv,y}^{loadshed}$ توان بارزدایی شده هر باس و $P_{b,lv,y}^{load}$ توان مصرفی هر باس است. سمت راست این رابطه نیز توان خالص انتقالی به خطوط متصل به آن باس است. لازم به ذکر است که تمامی توان‌ها به صورت پریونیت^۱ نگاشته شده‌اند.

محدودیت توان تولیدی نیروگاه‌ها در هر یک از بازه‌های زمانی و سطوح بار در رابطه ۶ نشان داده شده است:

$$P_g^{min} \leq P_{g,lv,y} \leq P_g^{max}, \forall g \in \Omega^{Gen}, lv \in \Omega^{level}, y \in \Omega^{year} \quad (6)$$

توان عبوری از خطوط نیز طبق رابطه ۷ در هر شرایطی در محدوده مجاز خود باید قرار گیرد:

$$-P_{ij}^{max} \gamma_{ij,y} \leq P_{ij,lv,y} \leq P_{ij}^{max} \gamma_{ij,y}, \forall ij \in \Omega^{br}, lv \in \Omega^{level}, y \in \Omega^{year} \quad (7)$$

بارزدایی شبکه نیز مقداری نامنفی و کمتر از حداکثر بار مصرفی مستقر در آن باس باید باشد.

$$0 \leq P_{b,lv,y}^{loadshed} \leq P_{b,lv,y}^{load}, \forall b \in \Omega^{bus}, lv \in \Omega^{level}, y \in \Omega^{year} \quad (8)$$

طبق رابطه ۹ تعداد خطوط نصب شده در بین هر دو باس بزرگ‌تر از مقدار متغیر وضعیت احداث آن خط و کوچک‌تر از حداکثر مقدار مجاز بودجه در نظر گرفته شده برای آن است:

$$x_{ij,y}^{invest,Tr} \leq n_{ij,y}^{invest,Tr} \leq n_{max}^{invest,Tr} \times x_{ij,y}^{invest,Tr} \forall ij \in \Omega^{br}, y \in \Omega^{year} \quad (9)$$

همچنین ارتباط میان تعداد کل خطوط انتقال نصب شده میان دو باس در هر سال، و تعداد خطوط نصب شده در سال‌های قبل به صورت روابط ۱۰ و ۱۱ است:

$$x_{ij,y}^{invest,Tr} \leq n_{ij,y}^{invest,Tr} \leq n_{max}^{invest,Tr} \times x_{ij,y}^{invest,Tr} \forall ij \in \Omega^{br}, y \in \Omega^{year} \quad (10)$$

$$x_{ij,y}^{invest,Tr} \leq n_{ij,y}^{invest,Tr} \leq n_{max}^{invest,Tr} \times x_{ij,y}^{invest,Tr} \forall ij \in \Omega^{br}, y \in \Omega^{year} \quad (11)$$

که در این رابطه $x_{ij,0}^{Tr}$ نشان دهنده وضعیت اولیه خطوط قبل از برنامه‌ریزی است. در نهایت تعریف نوع هر یک از متغیرها در رابطه ۱۲ بیان شده است:

$$\begin{aligned} x_{ij,y}^{invest,Tr} &\in \{0,1\} \\ n_{ij,y}^{invest,Tr}, \gamma_{ij,y}^{Tr} &\in \mathbb{Z} \end{aligned} \quad (12)$$

$$P_{g,lv,y,contg}^{gen}, P_{i,lv,y,contg}^{lshd}, P_{ij,lv,y,contg} \in \mathbb{R}$$

رشد سالانه بار و ظرفیت تولید نیز در روابط زیر بیان شده است:

$$P_{i,lv,y,contg}^{load} = (1 + k^{load}) P_{i,lv,y-1,contg}^{load} \quad (13)$$

$$P_{g,lv,y,contg} = (1 + k^{gen}) P_{g,lv,y-1,contg} \quad (14)$$

که در این روابط k^{load} و k^{gen} به ترتیب ضریب رشد بار و تولید می باشد.

۲-۲- مدل برنامه‌ریزی توسعه انتقال مقید به پیشامد ناگهانی در بازار رقابتی

مدل برنامه‌ریزی توسعه تولید در بازارهای برق رقابتی هزینه ازدحام شبکه را نیز در برمی‌گیرد که به صورت یک عبارت در تابع هدف گنجانده می‌شود:

¹ Per-unit

$$C_{TEP}^{Market} = C_{TEP}^{Total} + \sum_{y \in \Omega^{year}} \sum_{lv \in \Omega^{level}} \sum_{ij \in \Omega^{Br}} P_{ij,lv,y} (Lmp_{i,lv,y} - Lmp_{j,lv,y}) \quad (15)$$

رابطه ۱۵ بیان می کند که در صورت اختلاف قیمت بالا میان دو باس شبکه،س توان عبوری از خط واصل میان این دو باس کمینه شود تا در صورت نیاز به عبور توان بیشتر از حد، چندان هزینه شبکه افزایش نیابد. محاسبه قیمت گذاری حاشیه ای فرآیندی است که چندان راه حل یا فرمول صریحی برای محاسبه آن ارائه نشده است. محاسبه این مقادیر توسط حل یک مسئله بهینه سازی مجزا معمولاً حل می شود. نکته مهم این است که این پارامتر تابع ساختار شبکه، وضعیت پخش بار شبکه و وابسته است، بنابراین در هر یک از سال ها، سطوح بارگذاری و ... باید محاسبه شود. در فرآیند توسعه شبکه انتقال، هر یک جواب ها نیازمند محاسبه قیمت گذاری حاشیه محلی^۱ خاص خود هستند، بنابراین اگر فرآیند محاسبه قیمت گذاری جدا از فرآیند توسعه شبکه باشد، تعداد بهینه سازی ها به شدت افزایش خواهد یافت. بنابراین در این مقاله، راه کاری ارائه شد که محاسبه قیمت گذاری حاشیه محلی در درون برنامه ریزی توسعه تولید گنجانده شود. گسترش این مدل بسیار ساده بوده و بر اساس مفهوم قیمت گذاری حاشیه محلی می باشد. بر اساس تعریف، قیمت گذاری حاشیه محلی هر باس همان هزینه ای که باید خرج نمود تا ۱ مگاوات بار مازاد همان باس تأمین گردد. در واقع برای هر وضعیت شبکه، باید Π وضعیت (به تعداد باس های شبکه) را بررسی کرد که در هر وضعیت، توان باس مربوطه ۱ مگاوات نسبت به وضعیت ابتدایی آن افزایش می یابد و هزینه آن محاسبه می شود. این هزینه مازاد نسبت به حالت اولیه همان مقدار قیمت گذاری حاشیه محلی خواهد بود. بنابراین رابطه ۱۵ به عنوان تابع هدف جایگزین رابطه ۱ می شود و قیود مرزی زیر به مسئله اضافه می گردد:

$$\sum_{g \in \Omega_b} P_{g,lv,y,Imp} + P_{b,lv,y,Imp}^{loadshed} - P_{b,lv,y,Imp}^{load} = \sum_{j \in \Omega_b^{Br}} P_{bj,lv,y,Imp}, \forall b \in \Omega^{Bus}, lv \in \Omega^{level}, y \in \Omega^{year}, Imp \in \Omega^{Imp} \quad (16)$$

$$P_g^{min} \leq P_{g,lv,v,Imp} \leq P_g^{max}, \forall g \in \Omega^{Gen}, lv \in \Omega^{level}, y \in \Omega^{year}, Imp \in \Omega^{Imp} \quad (17)$$

$$-P_{ij}^{max} \gamma_{ij,y} \leq P_{ij,lv,v,Imp} \leq P_{ij}^{max} \gamma_{ij,y}, \forall ij \in \Omega^{Br}, lv \in \Omega^{level}, y \in \Omega^{year}, Imp \in \Omega^{Imp} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{b,lv,v,Imp}^{loadshed} \leq P_{b,lv,y,Imp}^{load}, \forall b \in \Omega^{Bus}, lv \in \Omega^{level}, y \in \Omega^{year}, Imp \in \Omega^{Imp} \quad (19)$$

۳- استراتژی حل مسئله

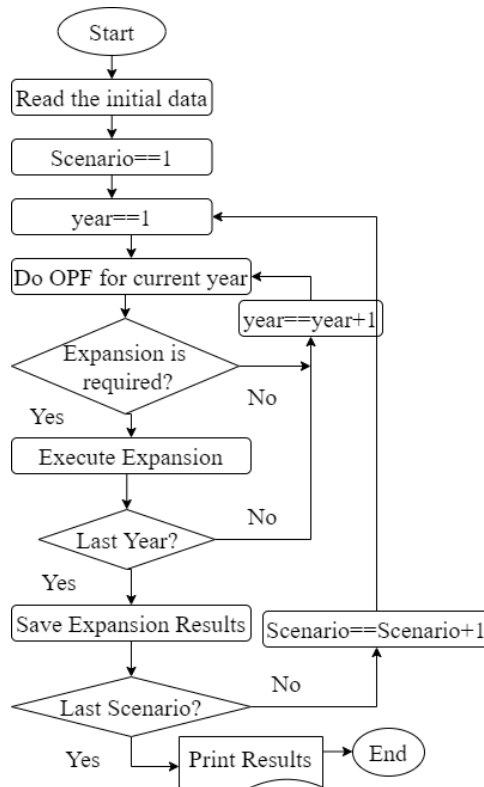
فلوچارت روش پیشنهادی در شکل ۱ نشان داده شده است. پس از قرائت داده های اولیه شبکه برق از قبیل تغییرات بار، داده های فنی پخش بار بهینه و داده های اقتصادی، اقدام به حل مدل در سناریوی اول می شود. قبل از برنامه ریزی توسعه شبکه در هر سال، یک پخش بار بهینه اجرا می شود تا مشخص شود آیا نیاز به توسعه می باشد یا نه. پس از آن اجرای برنامه ریزی توسعه در سال های مختلف انجام می شود. پس از سال نهایی، سناریوی بعدی بررسی خواهد شد و نهایتاً نتایج سناریوها با هم مقایسه خواهد شد.

۴- شبیه سازی و تحلیل نتایج

در این مقاله، شبکه ۶ باس گارور مطالعه شده است. جدول ۱ داده های شبکه اقتباس شده از [۱۹] را نشان می دهد. داده های هزینه واحدهای تولیدی نیز از [۲۰] برگرفته شده است. نرخ رشد بار و ظرفیت تولید نیز از [۲۱] برگرفته شده است. پنج سطح تغییر بار ۰/۵۵۲۶، ۰/۶۴۴۷، ۰/۷۳۶۸، ۰/۸۲۸۹ و ۰/۹۲۱۱ با دوره زمانی ۱۶۶۰، ۲۵۰۰، ۳۰۰۰، ۱۵۰۰ و ۱۰۰ ساعت در هر سال در نظر گرفته شده است. رشد سالانه بار و تولید به ترتیب ۳٪ و ۵٪ در نظر گرفته شده است. نرخ بهره برابر ۱/۰ و حداکثر تعداد خطوط مجاز قابل نصب میان دو باس برابر با ۳ در نظر گرفته شده است. شبکه دیگر مورد مطالعه در این تحقیق شبکه ۲۴ باس IEEE است که داده های آن از نرم افزار متپاور^۲ استخراج شده است که در جدول ۲ آورده شده است. به منظور خلاصه سازی جدول، خطوط موازی با هم ادغام شده اند.

¹ Local marginal pricing (LMP)

² MATPOWER



شکل ۱- فلوچارت اجرای برنامه

Figure.1: The flowchart of the program

جدول ۱: مشخصات شبکه ۶ باس گارور [۱۹]

Table 1: Garver 6 bus system data [19]

خط		باس		مگاوات		دلار بر مگاوات ساعت	
نام	از به	مگاوات	وضعیت	نام	بار مصرفی	تولید	هزینه
۱	۱	۱۰۰	۱	۱	۸۰	۵۰	۳۶
۲	۱	۸۰	۱	۲	۲۴۰	صفر	صفر
۳	۱	۱۰۰	۱	۳	۴۰	۱۶۵	۳۰
۴	۲	۱۰۰	۱	۴	۱۶۰	صفر	صفر
۵	۲	۱۰۰	۱	۵	۲۴۰	صفر	صفر
۶	۲	۱۰۰	صفر	۶	صفر	۵۴۵	۲۰
۷	۳	۱۰۰	۱				
۸	۴	۱۰۰	صفر	جمع	۷۶۰	۷۶۰	صفر

۴-۱- تحلیل مدل برنامه‌ریزی توسعه انتقال مقید به پیشامد ناگهانی

به منظور درک عمیق‌تری از نتایج مدل برنامه‌ریزی توسعه انتقال مقید به پیشامد، ۱۲ سناریو مورد مطالعه قرار گرفته است تا تأثیر نرخ بهره، نسبت رشد تولید به بار، و رخداد پیشامد در نتایج مدل برنامه‌ریزی توسعه انتقال طبق جدول ۳ بررسی گردد. از مقایسه سناریوهای ۱ تا ۳ با سناریوهای ۴ تا ۶ اثر نرخ بهره مشخص می‌گردد. همچنین مقایسه سناریوهای ۱ تا ۶ با سناریوهای ۷ تا ۱۲ اثر پیش‌آمد را انواع شرایط بارگذاری شبکه نشان می‌دهد. نتایج مربوط به اجرای این سناریوها در برنامه‌ریزی توسعه انتقال مقید به پیشامد در جدول ۴ و ۵ نمایش داده شده است.

جدول ۲: مشخصات شبکه ۲۴ باس IEEE [۲۱]

Table 2: IEEE 24bus system data [21]

نام	از	به	خط		وضعیت	باس	مگاوات		دولار بر مگاوات ساعت
			مگاوات	مگاوات			بار مصرفی	تولید	
۱	۱	۲	۱۷۵	۱۷۵	۱	۱	۱۰۸	۱۹۲	۳۹/۸۳
۲	۱	۳	۱۷۵	۱۷۵	۱	۲	۹۷	۱۹۲	۳۹/۸۳
۳	۱	۵	۱۷۵	۱۷۵	۱	۳	۱۸۰	صفر	صفر
۴	۲	۴	۱۷۵	۱۷۵	۱	۴	۷۴	صفر	صفر
۵	۲	۶	۱۷۵	۱۷۵	۱	۵	۷۱	صفر	صفر
۶	۳	۹	۱۷۵	۱۷۵	۱	۶	۱۳۶	صفر	صفر
۷	۳	۲۴	۴۰۰	۴۰۰	۱	۷	۱۲۵	۳۰۰	۴۳/۶۶
۸	۴	۹	۱۷۵	۱۷۵	۱	۸	۱۷۱	صفر	صفر
۹	۵	۱۰	۱۷۵	۱۷۵	۱	۹	۱۷۵	صفر	صفر
۱۰	۶	۱۰	۱۷۵	۱۷۵	۱	۱۰	۱۹۵	صفر	صفر
۱۱	۷	۸	۱۷۵	۱۷۵	۱	۱۱	صفر	صفر	صفر
۱۲	۸	۹	۱۷۵	۱۷۵	۱	۱۲	صفر	صفر	صفر
۱۳	۸	۱۰	۱۷۵	۱۷۵	۱	۱۳	۲۶۵	۵۹۱	۴۸/۵۸
۱۴	۹	۱۱	۴۰۰	۴۰۰	۱	۱۴	۱۹۴	صفر	صفر
۱۵	۹	۱۲	۴۰۰	۴۰۰	۱	۱۵	۳۱۷	۱۵۵	۱۲/۳۸
								۶۰	۵۶/۵۶
۱۶	۱۰	۱۱	۴۰۰	۴۰۰	۱	۱۶	۱۰۰	۱۵۵	۱۲/۳۸
۱۷	۱۰	۱۲	۴۰۰	۴۰۰	۱	۱۷	صفر	صفر	صفر
۱۸	۱۱	۱۳	۵۰۰	۵۰۰	۱	۱۸	۳۳۳	۴۰۰	۴/۴۲
۱۹	۱۱	۱۴	۵۰۰	۵۰۰	۱	۱۹	۱۸۱	صفر	صفر
۲۰	۱۲	۱۳	۵۰۰	۵۰۰	۱	۲۰	۱۲۸	صفر	صفر
۲۱	۱۲	۲۳	۵۰۰	۵۰۰	۱	۲۱	صفر	۴۰۰	۴/۴۲
۲۲	۱۳	۲۳	۵۰۰	۵۰۰	۱	۲۲	صفر	۳۰۰	صفر
۲۳	۱۴	۱۶	۵۰۰	۵۰۰	۱	۲۳	صفر	۳۱۰	۱۲/۳۸
								۳۵۰	۱۱/۸۴
۲۴	۱۵	۱۶	۵۰۰	۵۰۰	۱	۲۴	صفر	صفر	صفر
۲۵	۱۵	۲۱	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱	جمع	۲۵۸۰	۳۴۰۵	
۲۶	۱۵	۲۴	۵۰۰	۵۰۰	۱				
۲۷	۱۶	۱۷	۵۰۰	۵۰۰	۱				
۲۸	۱۶	۱۹	۵۰۰	۵۰۰	۱				
۲۹	۱۷	۱۸	۵۰۰	۵۰۰	۱				
۳۰	۱۷	۲۲	۵۰۰	۵۰۰	۱				
۳۱	۱۸	۲۱	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱				
۳۲	۱۹	۲۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱				
۳۳	۲۰	۲۳	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱				
۳۴	۲۱	۲۲	۵۰۰	۵۰۰	۱				

جدول ۳: سناریوهای مورد مطالعه

Table 3: case studies

سناریو	نوع حادثه	نرخ بهره	نسبت رشد تولید به مصرف
۱	بدون حادثه	صفر	۱
۲			۱/۲
۳			۱/۵
۴		۰/۱	۱
۵			۱/۲
۶			۱/۵
۷	خروج یک خط	صفر	۱
۸			۱/۲
۹			۱/۵
۱۰		۰/۱	۱
۱۱			۱/۲
۱۲			۱/۵

جدول ۴: خطوط جدید احداث شده در شبکه گارور ۶ باس

Table 4: the new constructed lines in Garver 6bus system

سناریو	سال اول	سال دوم	سال سوم	سال چهارم	سال پنجم
۱	(۱)۱-۵، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۳	(۱)۲-۶	--	--
۲	(۱)۱-۵، (۱)۲-۳، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	--	--	(۱)۲-۶	--
۳	(۱)۱-۵، (۱)۲-۳، (۱)۳-۵، (۳)۲-۶، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶	--	--	--
۵، ۴	(۱)۲-۳، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶، (۱)۴-۶	--	--	--
۶	(۱)۱-۵، (۱)۲-۳، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶، (۱)۴-۶	--	--	--
۷	(۱)۱-۵، (۱)۲-۳، (۱)۲-۴، (۳)۲-۶، (۳)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶	--	--	--
۸، ۹، ۱۰، ۱۱، ۱۲	(۱)۱-۵، (۱)۲-۳، (۱)۲-۴، (۳)۲-۶، (۳)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶	--	--	--

طبق جدول ۴ در شرایطی که نرخ بهره صفر باشد و مدل مقید به پیشامد باشد (سناریوهای ۱ تا ۳)، تمایل چندانی به نصب خطوط جدید در سال اول مشاهده نمی‌شود و بیشتر در سال‌های سوم و چهارم احداث خطوط جدید انجام شده است. اما زمانی که نرخ بهره ۰/۱ فرض شود، بدون وقوع پیشامد (سناریوی ۴ تا ۶)، هزینه نصب خطوط جدید در گذر زمان افزایش پیدا خواهد کرد. بنابراین برنامه‌ریزی جهت کاهش هزینه‌ها طوری انجام می‌شود که تا جایی که امکان دارد در سال اول توسعه بیشترین خطوط تا جایی که بودجه اجازه می‌دهد (نهایتاً سه خط موازی در هر سال) انجام شود. با در نظرگیری پیشامد در مدل (سناریوهای ۷ تا ۱۲)، مشاهده می‌شود که نیاز به نصب خطوط جدید بین دو باس ۲ و ۴ است که در سایر سناریوهای قدیم نبود. علت نصب این خط، ناشی از پیشامد خروج خط متصل به باس ۲ می‌باشد. تحلیل پخش بار می‌تواند حقیقت اهمیت احداث این خط را مشخص کند. همچنین طبق جدول ۴ واضح است که افزایش ضریب رشد تولید به مصرف اثر چندانی بر توسعه مقید به پیشامد ندارد. بر اساس جدول ۵، هزینه سرمایه‌گذاری در نظرگیری پیشامد افزایش می‌یابد. همچنین در نظرگیری نرخ بهره موجب افزایش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه می‌شود. اما افزایش نسبت تولید به مصرف اثری بر هزینه سرمایه‌گذاری اولیه ندارد. بر اساس این جدول، در نظرگیری پیشامد می‌تواند هزینه سرمایه‌گذاری اولیه را در حدود ۲۹/۶۲ درصد در نرخ بهره صفر و ۲۳/۴۲ درصد در نرخ بهره ۰/۱ افزایش دهد. هزینه بهره‌برداری برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال، نقش ضریب رشد تولید به مصرف را به خوبی نشان می‌دهد. می‌توان متوجه شد که با افزایش نسبت تولید به مصرف، هزینه بهره‌برداری شبکه کاهش می‌یابد. مقدار بارزدایی در تمامی سناریوها قابل صرف نظر است و زمان اجرای برنامه در حدود ۱۵۳ برابر بزرگ‌تر از مدل بدون پیشامد است.

این نتایج بر اساس یک سیستم کامپیوتر با پردازنده A8 و حافظه ۸ گیگابایت به دست آمده است. از نرم افزار یالمیپ^۱ (نسخه ۲۰۱۹۰۴۲۵)، نرم افزار متلب^۲ و موسک^۳ با لایسنس آکادمیک استفاده شده است.

جدول ۵: مقایسه نتایج سناریوهای مختلف شبکه ۶ باس گارور

Table 5: comparison of several case studies in Garver 6 bus

سناریو	هزینه سرمایه گذاری (میلیون دلار)	هزینه بهره برداری (میلیون دلار)	هزینه کل (میلیون دلار)	بارزدایی (مگاوات)	زمان (ثانیه)
۱	۰/۰۲۷۰	۴۹۹/۳۵	۴۹۹/۳۷	صفر	۰/۹۰
۲	۰/۰۲۷۰	۴۹۷/۸۴	۴۹۷/۸۷	صفر	۰/۸۹
۳	۰/۰۲۷۰	۴۹۶/۳۳	۴۹۶/۳۵	صفر	۰/۵۰
۴	۰/۰۲۸۶	۶۱۲/۹۹	۶۱۳/۰۲	صفر	۰/۵۵
۵	۰/۰۲۸۶	۶۱۰/۹۸	۶۱۱/۰۱	صفر	۰/۵۲
۶	۰/۰۳۰۶	۶۰۹/۰۱	۶۰۹/۰۴	صفر	۰/۵۱
۷	۰/۰۳۵۰	۴۹۹/۳۵	۴۹۹/۳۸	صفر	۱۶۲/۴
۸	۰/۰۳۵۰	۴۹۷/۸۴	۴۹۷/۸۸	صفر	۱۳۹/۱
۹	۰/۰۳۵۰	۴۹۶/۳۳	۴۹۶/۳۶	صفر	۱۴۱/۹
۱۰	۰/۰۳۵۳	۶۱۲/۹۹	۶۱۳/۰۳	صفر	۱۵۵/۴
۱۱	۰/۰۳۵۳	۶۱۰/۹۸	۶۱۱/۰۱	صفر	۱۳۶/۴
۱۲	۰/۰۳۵۳	۶۰۹/۰۱	۶۰۹/۰۴	صفر	۱۵۲/۱

نتایج به دست آمده از شبیه سازی شبکه ۲۴ باس IEEE در جدول ۶ و جدول ۷ نشان داده شده است. اثر افزایش نرخ بهره در مسئله در حالت بدون در نظرگیری پیشامد و با در نظرگیری وقوع آن بررسی شده است. نتایج نشان می دهد که با ۰/۱ افزایش در نرخ بهره، هزینه سرمایه گذاری در حدود ۴۰ درصد (به طور میانگین با انحراف استاندارد ۹/۰۲ درصد) چه در حالت در نظرگیری پیشامد و یا عدم در نظرگیری آن افزایش می یابد.

جدول ۶: خطوط جدید نصب شده (به همراه تعداد) در هر سناریوی شبکه ۲۴ باس IEEE

Table 6: the new lines (with number) in each scenarios in IEEE 24bus system

سناریو	سال اول	سال دوم	سال سوم	سال چهارم	سال پنجم
۱	(۱)۳-۹، (۱)۱-۲	--	(۱)۸-۱۰	(۱)۱-۳، (۱)۶-۱۰	(۱)۴-۹
۲	(۲)۳-۹، (۱)۱-۲	--	(۱)۸-۱۰	(۱)۳-۹، (۱)۶-۱۰	(۱)۴-۹
۳	(۲)۳-۹، (۱)۱-۲	--	(۱)۸-۱۰، (۱)۳-۹	(۱)۴-۹، (۱)۱-۳	۱۶-، (۱)۴-۹، (۱)۱۹
۴	(۱)۳-۹	--	(۱)۳-۹	(۱)۶-۱۰	(۱)۱۹
۵	(۲)۳-۹، (۱)۱-۲	--	(۱)۸-۱۰، (۱)۱۶-۱۹	(۱)۱-۳	(۱)۶-۱۰
۶	(۲)۳-۹، (۱)۱-۲	(۱)۱-۲، (۱)۱-۳، (۱)۳-۹، ۶-، (۱)۱۰، (۱)۱۶-۱۹، (۱)۸-۱۰، (۱)۱۰	(۱)۴-۹، (۱)۳-۲۴	(۱)۲۱-۲۲	(۱)۲۱-۲۲

¹ YALMIP

² MATLAB-2018b

³ MOSEK(ver 9)

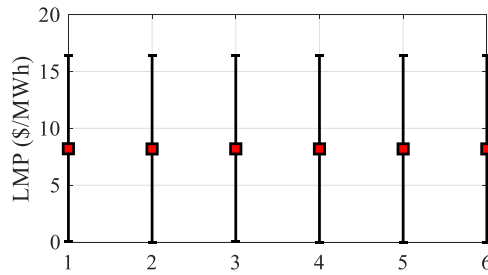
جدول ۷: مقایسه نتایج سناریوهای مختلف شبکه ۲۴ باس IEEE

Table VII: comparison of scenarios in IEEE 24 bus system

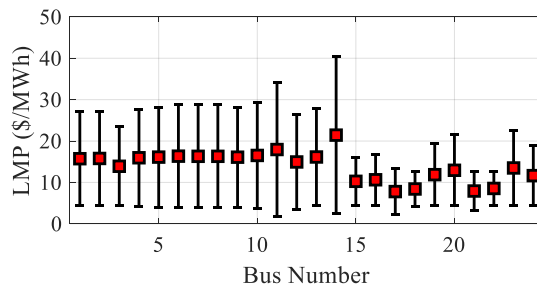
سناریو	هزینه سرمایه‌گذاری (میلیون دلار)	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	هزینه کل (میلیون دلار)	بارزدایی (مگاوات)	زمان (ثانیه)
۱	۰/۰۰۳۰	۶۷۴/۷۳	۶۷۴/۷۳	صفر	۳/۸۱
۲	۰/۰۰۳۰	۶۶۷/۰۵	۶۶۷/۰۶	صفر	۴/۲۳
۳	۰/۰۰۳۵	۶۵۶/۹۸	۶۵۶/۹۸	صفر	۳/۵۷
۴	۰/۰۰۳۸	۸۲۸/۲۸	۸۲۸/۲۸	صفر	۳/۴۰
۵	۰/۰۰۴۰	۸۱۱/۰۵	۸۱۱/۰۵	صفر	۳/۵۳
۶	۰/۰۰۵۷	۸۰۴/۶۴۳	۸۰۴/۶۴۹	صفر	۳/۶۷

۲-۴- تحلیل قیمت‌گذاری حاشیه محلی در شبکه

قبلاً از تحلیل نتایج برنامه‌ریزی توسعه انتقال، بررسی اطلاعات پخش بار و قیمت‌گذاری حاشیه محلی در هر دو شبکه تست از دیدگاه وضعیت پرشدگی خطوط ضروری است. مقادیر قیمت‌گذاری حاشیه محلی شبکه‌ها در شکل‌های ۲ و ۳ به ترتیب برای شبکه‌های ۶ باس و ۲۴ باس رسم شده است. مقادیر یکسان قیمت‌گذاری حاشیه محلی در شبکه ۶ باس نشان دهنده عدم وجود پرشدگی در شرایط مدیریت نرمال این شبکه است. بنابراین تأمین ۱ مگاوات نیاز بیشتر در هر باسی از این شبکه می‌تواند به سادگی بدون هیچ محدودیتی انجام شود. در شبکه ۲۴ باس IEEE مقادیر قیمت‌گذاری حاشیه محلی با یکدیگر متفاوت است چون تأمین ۱ مگاوات بیشتر بار در شبکه با پرشدگی خطوط مواجه می‌شود. باس‌های ۱۰ تا ۱۴ بالاترین قیمت حاشیه محلی را دارند چون در خطوط مواصلاتی به آن‌ها ازدحام بالایی وجود دارد. هرچه تغییرات قیمت‌گذاری حاشیه محلی بیشتر باشد، انعطاف شبکه در مقابل نوسانات روزانه بار کمتر خواهد بود. شکل‌های ۲ و ۳ فقط نتایج پخش بار شبکه را بدون رشد بار نشان داده است. بدون شک، رشد بار، ازدحام خطوط و نوسانات قیمت‌گذاری حاشیه محلی را ایجاد می‌کند. بنابراین ضرورت دارد تا قیمت‌گذاری حاشیه محلی در بازارهای برق رقابتی در نظر گرفته شود تا مدیریت ازدحام بهتری صورت گیرد. با توجه به محدودیت صفحات، نتایج مربوط به قیمت‌گذاری حاشیه محلی در رشد بارهای مختلف دو شبکه ارائه نشده است.



شکل ۲: وضعیت قیمت‌گذاری حاشیه محلی در شبکه ۶ باس گارور قبل از توسعه شبکه انتقال
Figure2: local marginal pricing status in each bus in Garver 6 bus system before expansion



شکل ۳: وضعیت قیمت‌گذاری حاشیه محلی در شبکه ۲۴ باس IEEE قبل از توسعه انتقال
Figure3: local marginal pricing status in each bus in IEEE24 bus system before expansion

۳-۴-مدل مبتنی بر قیمت گذاری حاشیه محلی در شبکه

نتایج برنامه ریزی توسعه انتقال در شبکه باس در جدول ۸ و جدول ۹ نشان داده شده است. همان طور که در این جداول مشخص است، نتایج شبکه ۶ باس دقیقاً مشابه نتایج جداول ۴ و ۵ می باشد. تنها مدت زمان اجرای برنامه آن ها با یکدیگر تفاوت دارد؛ چون قیود مرزی شبکه افزایش یافته است. علت مشابهت این نتایج، یکسان بودن قیمت گذاری حاشیه محلی در باس های شبکه قبل از توسعه انتقال می باشد که در شکل ۲ نشان داده شده بود؛ بنابراین امکان رقابت در این شبکه فراهم شده است؛ بنابراین در نظریه قیمت گذاری حاشیه محلی تأثیری بر برنامه ریزی توسعه انتقال این شبکه ندارد. در نظریه قیمت گذاری حاشیه محلی معمولاً شبکه را به سمت رقابت بیشتر پیش می برد؛ اما در این شبکه به خودی خود این رقابت توسط ساختار شبکه فراهم شده است.

جدول ۸: خطوط احداث شده جدید (با تعداد) در هر سناریو شبکه ۶ باس گارور در بازار رقابتی

Table 8: the new constructed line (with number) in Garver 6 bus system in the competitive market

سناریو	سال اول	سال دوم	سال سوم	سال چهارم	سال پنجم
۱	(۱)۲-۳، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۱-۵، (۱)۲-۶	--	--	--
۲	(۱)۱-۵، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۳، (۱)۲-۶	--	--	--
۳	(۱)۱-۵، (۱)۲-۳، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶	--	--	--
۴	(۱)۱-۵، (۱)۲-۳، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶	--	--	--
۵	(۱)۲-۳، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶	--	--	--
۶	(۱)۱-۵، (۱)۲-۳، (۳)۲-۶، (۱)۳-۵، (۳)۴-۶	(۱)۲-۶	--	--	--

جدول ۹: مقایسه نتایج سناریوهای مختلف شبکه ۶ باس گارور در بازار رقابتی

Table 9: scenario comparison in Garver 6 bus system in the competitive market

سناریو	هزینه سرمایه گذاری (میلیون دلار)	هزینه بهره برداری (میلیون دلار)	هزینه کل (میلیون دلار)	بارزدایی (مگاوات)	زمان (ثانیه)
۱	۰/۰۲۷۰	۴۹۹/۳۶	۴۹۹/۳۹	صفر	۴۹/۳
۲	۰/۰۲۷۰	۴۹۷/۸۴	۴۹۷/۸۷	صفر	۵۰/۵
۳	۰/۰۲۷۰	۴۹۶/۳۴	۴۹۶/۳۷	صفر	۵۱/۴
۴	۰/۰۲۷۳	۶۱۲/۹۹	۶۱۳/۰۲	صفر	۵۴/۱۸
۵	۰/۰۲۵۳	۶۱۰/۹۸	۶۱۱/۰۱	صفر	۵۳/۵۷
۶	۰/۰۲۷۳	۶۰۹/۰۱	۶۰۹/۰۴	صفر	۵۴/۳

جدول ۱۰: خطوط جدید احداث شده در شبکه ۲۴ باس IEEE در بازار رقابتی

Table 10: the new constructed line in IEEE 24 bus system in the competitive market

سناریو	سال اول	سال دوم	سال سوم	سال چهارم	سال پنجم
۱	(۱)۱-۲، (۲)۱-۳، (۱)۱-۳، (۳)۳-۹، (۱)۳-۲۴، (۱)۳-۹، (۱)۴-۹، (۱)۶-۱۰، (۱)۷-۸، (۱)۸-۱۰، (۱)۸-۱۴	(۱)۱۶	--	--	--
۲	(۱)۱-۳، (۱)۳-۹، (۱)۳-۲۴، (۱)۷-۸، (۱)۸-۱۰، (۱)۱۶-۱۷، (۱)۱۵-۲۴، (۱)۱۶-۱۹، (۱)۲۱-۲۲	(۱)۱۷	--	--	--
۳	(۱)۱-۲، (۳)۳-۹، (۳)۳-۲۴، (۳)۳-۹، (۲)۷-۸، (۳)۸-۱۰، (۳)۸-۲۳، (۲)۱۲-۲۳، (۱)۱۴-۱۶، (۱)۱۵-۱۹	(۲)۲۴، (۲)۱۶-۱۷	--	--	--
۴	(۱)۱-۳، (۱)۳-۹، (۱)۳-۲۴، (۱)۷-۸، (۱)۸-۱۰، (۱)۱۲-۲۳، (۱)۱۴-۱۶، (۱)۱۵-۱۹	(۱)۲۴، (۱)۱۶-۱۷	--	--	--
۵	(۱)۱-۳، (۱)۳-۹، (۱)۳-۲۴، (۱)۷-۸، (۱)۸-۱۰، (۱)۱۲-۲۳، (۱)۱۵-۲۴، (۱)۱۶-۱۰	(۱)۱۷	--	--	--
۶	(۱)۱-۳، (۱)۳-۹، (۱)۳-۲۴، (۱)۷-۸، (۱)۸-۱۰، (۱)۱۲-۲۳، (۱)۱۴-۱۶، (۱)۱۵-۱۹	(۱)۲۴، (۱)۱۶-۱۷	--	--	--

نتایج در نظرگیری قیمت‌گذاری حاشیه محلی شبکه ۲۴ باس در جدول ۱۰ و ۱۱ نشان داده شده است. این نتایج با جداول ۶ و ۷ تا حدودی تفاوت دارد. این تفاوت از اختلاف میان قیمت‌های حاشیه محلی باس‌های شبکه قبل از توسعه ناشی می‌شود. زمانی که محاسبات قیمت-گذاری حاشیه محلی در مدل برنامه‌ریزی توسعه انتقال گنجلنده می‌شود، برنامه اقدام به کمینه‌سازی انحراف قیمت‌گذاری حاشیه محلی می‌کند و طوری نقطه کار نیروگاه‌ها را تنظیم می‌کند تا هزینه تأمین ۱ مگاوات بر در هر یک از باس‌های شبکه یکسان و متعادل شود. نتایج برنامه‌ریزی توسعه شبکه به سمتی همگرا می‌شود که قیمت‌گذاری حاشیه محلی باس‌ها با یکدیگر برابر شود. هزینه ازدحام کل شبکه ۱۳/۳۸۸۳ دلار بر ساعت در نظر گرفته شده است. در برخی از سطوح بارگذاری، قیمت‌گذاری حاشیه محلی برابر با ۱۶/۰۸۱۱ دلار بر ساعت و به عبارتی هزینه تأمین ۱ مگاوات ساعت انرژی برای هر باس در طول زمان افزایش یافته است. سطح بارگذاری نیز بر داده قیمت‌گذاری حاشیه محلی اثرگذار است.

جدول ۱۱: نتایج مربوط به شبکه ۲۴ باس IEEE در بازار رقابتی

Table 11: IEEE 24bus results in the competitive market

سناریو	هزینه سرمایه‌گذاری (میلیون دلار)	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	هزینه کل (میلیون دلار)	بارزدایی (مگاوات)	زمان (ثانیه)
۱	۰/۰۱۲۷	۶۷۴/۹۹	۶۷۵/۰۰	صفر	۲۱۰۴
۲	۰/۰۰۹۶	۶۶۷/۳۱	۶۶۷/۳۲	صفر	۲۵۹۹
۳	۰/۰۰۳۵	۶۵۶/۹۸	۶۵۶/۹۸	صفر	۲۳۶۲
۴	۰/۰۱۲۱	۸۲۸/۳۳	۸۲۸/۳۴	صفر	۲۶۵۵
۵	۰/۰۱۱۱	۸۱۸/۰۹	۸۱۱/۱۰	صفر	۲۷۷۶
۶	۰/۰۱۲۱	۸۰۴/۶۸۴	۸۰۴/۷۰	صفر	۷۶۷

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله روشی جهت وارد نمودن محاسبات مربوط به قیمت‌گذاری حاشیه‌ای محلی در مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال پیشنهاد شده است که نیاز به محاسبات جداگانه این قیمت را برطرف ساخته است. نتایج مربوط به پیاده‌سازی این روش در دو شبکه ۶ باس گارور و شبکه ۲۴ باس IEEE در بازار برق رقابتی با نتایج مربوط بازار برق سنتی مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد که در بازار رقابتی تمایل بیشتری به خطوطی است که در محدودیت پرشدگی شدیدتری قرار گرفته‌اند و عبور حتی ۱ پریونیت^۱ توان از آن‌ها با هزینه‌های بالاتری نسبت به سایر خطوط شبکه باید صورت پذیرد. اما در بازار سنتی، هر خطی که ارزان‌تر باشد، گزینه‌ی مناسب‌تری جهت توسعه شبکه به شمار می‌آید مگر اینکه ظرفیت خطی به آستانه اشباع خود رسیده باشد. به‌منظور مطالعات آتی، ارائه مدل تصادفی از این روش در دستور کار نویسندگان این مقاله قرار گرفته است تا شرایط مربوط به در نظرگیری عدم قطعیت در مسئله لحاظ گردد و روش به مدل واقعی نزدیک‌تر شود.

مراجع

- [1] E. Naderi, M. Pourakbari-Kasmaei and M. Lehtonen, "Transmission expansion planning integrated with wind farms: A review, comparative study, and a novel profound search approach," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, p. 105460, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105460.
- [2] M. Esmaili, M. Ghamsari-Yazdel, N. Amjady, C. Y. Chung and A. J. Conejo, "Transmission Expansion Planning Including TCSCs and SFCLs: A MINLP Approach," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4396-4407, Nov. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2987982.
- [3] S. L. Gbadamosi and N. I. Nwulu, "Reliability assessment of composite generation and transmission expansion planning incorporating renewable energy sources," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 12, no. 2, p. 026301, 2020, doi: 10.1063/1.5119244.

^۱ Per-Unit

- [4] A. S. Zakeri, O. A. Gashteroodkhani, I. Niazazari and H. Askarian-Abyaneh, "The effect of different non-linear demand response models considering incentive and penalty on transmission expansion planning," *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 3, no. 1, 2019, pp. 1-17, doi: 10.24018/ejece.2019.3.1.57.
- [5] M. Mehrdash and A. Kargarian, "Risk-based dynamic generation and transmission expansion planning with propagating effects of contingencies," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, p. 105762, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105762.
- [6] M. Parham and S. Mortazavi, "Optimization of random scheduling combining wind farm and storage pumps in the electricity market," *Journal of Southern Communication Engineering*, vol. 9, no. 34, 2020.
- [7] M. Khadem and M. Najafi, "Demand Planning and Transmission Network Development in the Capacity Market Using Microgrids," *Journal of Southern Communication Engineering*, vol. 11, no. 41, pp. 43-58, 2021.
- [8] V. K. Yadav, K. Singh, and S. Gupta, "Market-oriented transmission expansion planning using non-linear programming and multi-criteria data envelopment analysis," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 19, p. 100234, 2019, doi: 10.1016/j.segan.2019.100234.
- [9] D. S. Stock, Y. Harms, D. Mende, and L. Hofmann, "Robust nonlinear mathematical transmission expansion planning based on German electricity market simulation," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106685, 2020, doi: 10.1016/j.eprsr.2020.106685.
- [10] R. Hejeejo and J. Qiu, "Probabilistic transmission expansion planning considering distributed generation and demand response programs," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 5, pp. 650-658, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0725.
- [11] L. Baringo and A. Baringo, "A stochastic adaptive robust optimization approach for the generation and transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 792-802, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2713486.
- [12] M. Khakpoor, M. Jafari-Nokandi and A. A. Abdoos, "Dynamic generation and transmission expansion planning in the power market-based on a multiobjective framework," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 27, no. 9, p. e2353, 2017, doi: 10.1002/etep.2353.
- [13] M. Khadem and M. Esmailbeig, "Optimize the Number, Locating, and Sizing of D-STATCOM and DGs Using GA Algorithm," *Journal of Southern Communication Engineering*, vol. 11, no. 41, pp. 29-42, 2021.
- [14] R. Hemmati, R. A. Hooshmand and A. Khodabakhshian, "Comprehensive review of generation and transmission expansion planning," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 9, pp. 955-964, 2013, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0031.
- [15] I. C. Gonzalez-Romero, S. Wogrin and T. Gómez, "Review on generation and transmission expansion co-planning models under a market environment," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 6, pp. 931-944, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0123.
- [16] S. M. Mousavi and T. Barforoushi, "Strategic wind power investment in competitive electricity markets considering the possibility of participation in intraday market," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 14, pp. 2676-2686, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1237.
- [17] M. Karimi, A. Pirayesh and M. Kheradmandi, "Participation of generating companies in transmission investment in electricity markets," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 3, pp. 624-632, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0413.
- [18] S. Majumder, R. Shereef and S. A. Khaparde, "Two-stage algorithm for efficient transmission expansion planning with renewable energy resources," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 3, pp. 320-329, 2017, doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0085.

- [19] L. L. Garver, "Transmission Network Estimation Using Linear Programming," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688-1697, Sept. 1970, doi: 10.1109/TPAS.1970.292825.
- [20] A. De Paola, D. Papadaskalopoulos, D. Angeli and G. Strbac, "Investigating the social efficiency of merchant transmission planning through a non-cooperative game-theoretic framework," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 4831-4841, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2817360.
- [21] R.-C. Leou, "A multi-year transmission planning under a deregulated market," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 708-714, 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.11.020.

COPYRIGHTS

©2024 by the authors. Published by the Islamic Azad University Bushehr Branch. This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0) <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>

