

حداکثر سازی جذب منابع مالی بخش خصوصی در توسعه شبکه های انتقال انرژی الکتریکی

رضا لالی^۱، پوریا معقولی^۲

تاریخ دریافت مقاله:

۹۵/۰۸/۰۹

تاریخ پذیرش مقاله:

۹۵/۱۲/۰۷

چکیده:

کمبود بودجه های دولتی، بالابودن هزینه تامین مالی پروژه های انتقال انرژی و ریسک های سرمایه گذاری سبب بروز مشکلات زیادی در توسعه شبکه های قدرت شده است. راه حل اساسی برای فایق آمدن بر این مشکلات، جذب سرمایه های خصوصی برای تامین مالی این پروژه ها است. لازمه مشارکت بخش خصوصی، سودآور بودن پروژه ها و در عین حال معقول بودن ریسک آنهاست. در این مقاله، چارچوبی برای حداکثر سازی جذب سرمایه گذاری خصوصی برای تامین مالی پروژه های انتقال برق ارائه شده است که با اعمال تغییراتی قابل تعمیم به سایر زیرساخت های انرژی است. در الگوریتم ارائه شده، حداکثر سازی جذب سرمایه خصوصی به عنوان یک تابع هدف در مسئله توسعه شبکه انتقال برق مدل سازی شده و نیازمندی های بخش خصوصی از نظر سودآوری و ریسک مورد توجه قرار گرفته است. توابع هدف و قیودی از جمله حداقل سازی هزینه ساخت خطوط انتقال، حداکثر سازی جذب سرمایه خصوصی، جریمه عدم تامین بار و ریسک سرمایه گذاری برای مدل سازی مسئله استفاده شده است. از سناریوسازی برای مدل سازی عدم قطعیت ها، از الگوریتم NSGA II برای به دست آوردن پاسخ ها و برای انتخاب بهترین پاسخ از روش رضایت مندی فازی استفاده شده است. نتایج نهایی بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE نشان داده شده است. به کمک روش ارائه شده می توان تامین مالی تعداد زیادی از پروژه های انتقال انرژی را به بخش خصوصی واگذار کرد و در عین حال، در مورد سودآور بودن و معقول بودن ریسک این پروژه ها به بخش خصوصی اطمینان داد.

کلمات کلیدی:

تامین مالی، توسعه شبکه انتقال، سرمایه گذاری خصوصی، سود و ریسک، عدم قطعیت

مقدمه

تأمین منابع مالی توسعه زیرساختها در هر کشوری از چالشی ترین فعالیتهای دولتها بوده و به دلیل حجم سرمایه گذاری بسیار بالا، دولتها همواره علاقه‌مند به حضور بخش خصوصی در این فرآیند هستند [۶]. در ابتدای مطرح شدن بحث تجدید ساختار شبکه قدرت، محققان اعتقاد داشتند امکان سرمایه گذاری آزاد در شبکه انتقال مشابه آنچه در شبکه تولید وجود دارد، میسر نمی‌باشد. پس از سپری شدن نزدیک به یک دهه از شروع تجدید ساختار شبکه‌های برق، ایده برنامه‌ریزی متمرکز و سرمایه گذاری رگوله شده در شبکه انتقال از سوی عده‌ای از محققان مورد چالش قرار گرفت که البته اکثر آنان را اقتصاددانان تشکیل می‌دادند و نه برنامه‌ریزان شبکه انتقال [۱۸]. فقدان حجم بسیار بالای سرمایه دولتی مورد نیاز برای احداث پروژه‌های انتقال (خطوط و پستها) باعث شده که این ایده مورد توجه محققان قرار گیرد، چراکه دولتها در بسیاری از کشورها با مشکل کمبود منابع مالی مواجه هستند.

تجربه سرمایه گذاری در صنعت نیروگاهی کشور نشان می‌دهد که در ابتدا قراردادهای BOT مورد توجه سرمایه گزاران بود و در سالهای اخیر قراردادهای BOO بیشتر مورد توجه قرار گرفته اند. در مورد سرمایه گذاری خصوصی انتقال، بخش خصوصی باید در مورد نحوه قیمت گذاری استفاده از خطوط تحت تملک خود و تجهیزات آن آزاد باشد، اما در مورد تعمیرات و رفع سریع عیوب در هنگام بروز سوانح ملزم به رعایت قوانین تنظیمی باشد. به عبارتی، با توجه به ریسک‌های سرمایه‌گذاری بویژه در پروژه‌های زیرساخت، لازم است نوعی تضمین در خصوص درآمدها به سرمایه گذار ارائه شود که هدف این مقاله نیز ارائه چنین راهکاری است.

کاهش حجم سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال در سال‌های اخیر باعث کاهش قابلیت اطمینان شبکه‌های برق شده است [۲]. در بحث سرمایه‌گذاری خصوصی انتقال مشکلات زیادی وجود دارد که به عنوان مثال می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- پروژه‌های انتقال که در واقع جزء پروژه‌های زیربنایی^۱ محسوب می‌شوند نیازمند حجم بسیار بالایی از سرمایه گذاری هستند که همین امر باعث فاصله گرفتن سرمایه گزاران خصوصی از این حوزه می‌گردد.
- این گونه پروژه‌ها با توجه به ماهیت خود دارای دوره ساخت طولانی بوده و به تبع این امر، زمان لازم برای بازگشت سرمایه آنها نیز طولانی خواهد بود.

علاوه بر مشکلات عمومی فوق، در کشور مشکلات دیگری وجود دارد که به دلیل مناسبات اقتصادی و قوانین ایجاد شده است و در ادامه به تعدادی از آنها اشاره می‌شود:

1) Infrastructure

-دغدغه اصلی سرمایه‌گذاران خصوصی، نحوه بازبایی سرمایه‌شان می باشد که در مورد سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال وابسته به قیمت برق خواهد بود. واقعی نبودن قیمت برق در کشور و به تبع آن، مشکلات ایجاد شده در محاسبه سودآوری پروژه‌ها یکی از مهمترین موانع حضور سرمایه‌گذاران خصوصی در توسعه شبکه انتقال می‌باشد.

-تغییرات متعدد قوانین کشور باعث افزایش ریسک سرمایه‌گذاران و عدم تمایل آنها به سرمایه‌گذاری می‌گردد.

-یکی از بسترهای لازم برای جذب سرمایه‌گذاران خصوصی، وجود بازار برقی کارآمد است که در این زمینه لازم است مسئولان بازار برق کشور زمینه و سازوکار مناسبی را جهت داد و ستد عادلانه کلیه ذینفعان در بازاری آزاد ایجاد کنند و تعرفه‌های مناسبی جهت قیمت‌گذاری خدمات انتقال ارائه نمایند. باتوجه به مشکلات مختلف در این زمینه، کارهای تحقیقاتی مختلفی انجام شده است که در ادامه به تعدادی از آنها اشاره می‌شود.

در مرجع [۱۰] روشی برای قیمت‌گذاری استفاده از یک خط انتقال و به تبع آن، تصمیم‌گیری سرمایه‌گذار خصوصی ارائه شده که مبتنی بر ایده رفاه عمومی است. روش پیشنهادی به این صورت است که درآمد یک خط انتقال برابر با میزان افزایش سطح رفاه عمومی ناشی از ساخت آن خط فرض شده و به سرمایه‌گذار توصیه شده که اگر این درآمد از مقدار مورد درخواست وی بیشتر باشد، اقدام به سرمایه‌گذاری در آن پروژه نماید. در این مقاله، روشی برای محاسبه ریسک درآمد سرمایه‌گذار ارائه نشده که از ضعف‌های عمده این روش پیشنهادی است.

یکی از روش‌های محاسبه درآمد خطوط انتقال در برخی بازارهای برق، فروش حقوق مالی انتقال^۱ (FTR) می‌باشد. این حقوق برای هر خط انتقال هنگامی موجود می‌باشد که قیمت برق در دوسر این خط متفاوت باشد. مرجع [۲۶] موجود ماندن حقوق مالی پس از احداث خطوط را در یک برنامه‌ریزی دو سطحی^۲ مورد مطالعه قرار می‌دهد.

مرجع [۹] بر موضوع ریسک سرمایه‌گذاری متمرکز شده است. به بیان نویسندگان، به دلیل عدم قطعیت در بازار انرژی، سازوکار بازبایی سرمایه‌گذار محور در تضمین کامل بازگشت سرمایه کاملاً موفق نشده است. در نتیجه، بازبایی تضمین‌شده‌ای همراه با نرخ انتقال مشخص مورد نیاز است. در این راستا، نظریه Perpetual option مطرح و به کار گرفته شده است که به سرمایه‌گذار اجازه می‌دهد بر اساس بازبایی سرمایه به همراه نرخ مصوب تصمیم بگیرد که بهترین وقت برای سرمایه‌گذاری چه زمانی است.

در مراجع [۷] و [۱۴] روشی برای تشکیل یک پورتفولیوی سودآور توسط سرمایه‌گذار خصوصی ارائه شده است. فرمول بندی تشکیل پورتفولیو در این مقاله مبتنی بر محاسبه ریسک بر مبنای نظریه احتمال می‌باشد و لذا بسیاری از عدم قطعیت‌های تأثیرگذار بر درآمد سرمایه‌گذار را پوشش نمی‌دهد.

1) Financial transmission rights

2) bi-level programming

مرجع [۱۳] به عنوان مثال روش کار را در کشور برزیل ارائه داده که در آنجا برای هر پروژه انتقال در ابتدا یک سقف درآمد تعیین شده و سپس پروژه به مناقصه گذاشته می شود. مطابق این روش، سرمایه گذاری که کمترین درآمد درخواستی را پیشنهاد کند، برنده مناقصه خواهد بود و درآمد پیشنهادی وی بطور تضمین شده پرداخت خواهد شد. همچنین این امکان وجود دارد که پس از دوره های ۱۰ ساله مذاکراتی برای تغییر و احتمالاً افزایش این درآمد بین مسئولان شبکه و سرمایه گذار تشکیل گردد.

تامین هزینه های احداث خطوط انتقال یکی از مهمترین مشکلات برای شرکت های تولیدی است. مرجع [۲۳] روشی را برای شرکت های تولیدی و شرکت های انتقال تجاری به منظور مذاکره قراردادی برای حفظ امنیت انتقال مورد نیاز برای اتصال ژنراتورهای نیروگاه های تجدیدپذیر بادی به شبکه قدرت و تقبل هزینه های توسعه شبکه انتقال مطرح می کند. در این مقاله، تمرکز بحث روی معرفی نرخ انتقال مناسب برای بازگشت سرمایه شرکت های انتقال تجاری، فرموله کردن فرآیند مذاکرات به نحوی که عدم قطعیت ها را شامل شود و شرایط مطلوب دیگر قرار دارد.

مراجع فوق الذکر سرمایه گذاری بخش خصوصی را از دید سرمایه گذار بررسی کرده اند و ایده وارد ساختن منافع سرمایه گذاری در فرآیند برنامه ریزی برای اولین بار در مرجع [۱۹] ارائه شده است. با توجه به اینکه هدف سرمایه گذاران خصوصی حداکثر کردن سودشان است، در مرجع [۱۹] مدلی چند هدفه برای در نظر گرفتن اهداف سرمایه گذاران تجاری و شرکت های انتقال (Trans Cos) در فرآیند برنامه ریزی ارائه شده است. هدف این مطالعه پیدا کردن مدلی جدید برای مشکل توسعه انتقال است که بتواند سودآورترین پروژه ها را در یک روش برنامه ریزی مرکزی بیابد و در نهایت بتواند سرمایه گذاری های تجاری را جذب کرده و محدودیت های بودجه ای در نهادهای دولتی را مدیریت نماید، اما موضوع عدم قطعیتها و ریسک های سرمایه گذاری در این مقاله مورد توجه قرار نگرفته است.

در مرجع [۳] نویسندگان سعی کرده اند مدل ارائه شده در مرجع [۱۹] را با در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید نیروگاه بادی و محاسبه ریسک سرمایه گذاری بهبود بخشند، حال آنکه در تحلیل شبکه رابطه زمانی میان تولید نیروگاه بادی (وزش باد) و سطح بار شبکه را در نظر نگرفته اند و میزان تولید نیروگاه بادی صرفاً با نمونه برداری تصادفی از پروفیل توان این نیروگاه ها انجام شده است. همچنین در این مقاله، احداث خطوطی سودآور است که نرخ بازگشت سرمایه آنها بالاتر از ۱۵ درصد و سطح ریسک آنها کمتر از ۵ درصد باشد که این سطح ریسک همان انحراف معیار نرخ بازگشت سرمایه خطوط است. علاوه بر مشکل بیان ریسک در یک عدد، مشکل مهمتر این روش آن است که با توجه به این نکته که انحراف معیار ریشه دوم واریانس است، این روش باعث می شود خطوطی که حتی پراکندگی نرخ بازگشت سرمایه آنها به سمت راست است (نرخ بازگشت سرمایه بالاتر) نیز امکان شناخته شدن به عنوان خطوط ریسکی (پر مخاطره) را داشته باشند. در تحلیل های آماری عموماً از روش نیم واریانس برای رفع این مشکل استفاده می شود که در این مرجع به آن توجه نشده است.

در این مقاله، مدلی برای توسعه شبکه انتقال از دیدگاه برنامه‌ریز شبکه ارائه شده است به نحوی که با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های شبکه، طرح‌های توسعه‌ای بدست آمده قابلیت جذب سرمایه‌های بخش خصوصی را داشته باشد، یعنی شامل احداث خطوطی باشند که دارای بازگشت سرمایه مناسب و ریسک محدود هستند و به طور کلی، از این طریق برنامه‌ریز مرکزی بتواند گزینه‌های سودآوری را با سطح ریسک مناسب به سرمایه‌گذاران پیشنهاد دهد. به کمک استفاده از این مدل، رعایت منافع عمومی تضمین خواهد شد، چراکه برنامه ریزی توسط یک نهاد متمرکز ملی انجام خواهد شد و از سوی دیگر، فضای مناسبی برای مشارکت بخش خصوصی ترسیم می‌گردد تا بخشی از بار تأمین منابع مالی توسعه شبکه بر عهده این بخش قرار گیرد. برای این منظور، یک مسأله بهینه سازی چند هدفه تعریف شده که به طور همزمان سطح سودآوری پروژه‌ها را حداکثر و ریسک سرمایه گذاری را کنترل می‌نماید. لازم به ذکر است که تمرکز این مقاله بر تلفیق نیازهای سرمایه گذار خصوصی و برنامه ریزی شبکه بوده است و برای بررسی مباحث خاص اقتصادی و ویژه تأمین مالی پروژه‌ها می‌توان به عنوان مثال به مرجع [۱۸] مراجعه نمود.

مدل سازی مساله

در مطالعات سرمایه گذاری انتقال لازم است اهداف ذینفعان مختلف، مشارکت‌کنندگان در بخش‌های مختلف سیستم قدرت، در نظر گرفته شود. مسأله برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال معمولاً به صورت یک مسأله بهینه‌سازی شامل توابع هدف مختلف و مقید به قیود فنی شبکه و سایر قیود تعریف می‌شود. در این مقاله، از چارچوب کلی چند هدفه که در مرجع [۲۰] معرفی شده جهت مدل‌سازی استفاده شده است. در ادامه، به موارد یادشده اشاره می‌گردد:

الف- کمینه کردن هزینه سرمایه گذاری خطوط جدید

کمینه کردن هزینه سرمایه‌گذاری احداث خطوط انتقال جدید همواره به عنوان یک هدف مهم در برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال مطرح بوده است، چراکه هر چه هزینه نصب خطوط انتقال جدید کمتر باشد، قطعاً تعرفه‌های استفاده از خطوط نیز کمتر خواهد شد و همچنین بازایی هزینه‌های پروژه تسهیل می‌گردد. لذا هزینه‌های کلی شرکت‌کنندگان در بازار با در نظرگیری این تابع هدف پایین‌تر خواهد آمد.

ب- بیشینه‌سازی جذب سرمایه خصوصی در توسعه شبکه انتقال

تأمین مالی پروژه‌ها به دلیل محدودیت‌های عدیده بودجه‌ای و اعتبارات دولتی در کشورهای درحال (توسعه بیشتر اقتصاد در دست دولت است) از اهمیت خاصی برخوردار است [۱]. بنابراین، به دلیل بالا بودن حجم سرمایه‌گذاری در ساخت خطوط انتقال لازم است بحث جذب سرمایه‌گذاری خصوصی (تجاری) مورد توجه جدی قرار گیرد. یکی از راهکارها برای مدل‌سازی این هدف به صورت تابع ریاضی بیشینه کردن تعداد خطوط سودآور در روند بهینه‌سازی می‌باشد. اشکال این روش آن است که وقتی این تابع هدف با تابع هدف کمینه‌سازی هزینه سرمایه گذاری مورد استفاده قرار می‌گیرد، باعث

می‌شود الگوریتم حل به دنبال حداکثر کردن ساخت خطوط سودآور و ارزان بگردد که در این صورت، ممکن است نتیجه نهایی آنچنان با معیارهای قابلیت اطمینان سازگار نباشد. بنابراین، بیشینه سازی هزینه سرمایه گذاری ساخت خطوط سودآور به عنوان یکی از توابع هدف در نظر گرفته شده است که در ادامه به آن اشاره می‌شود. بدین ترتیب، در نهایت، خطوطی ساخته خواهند شد که علاوه بر تأمین قیود مساله، با حداقل هزینه، سودآور باشند.

ج- محاسبه درآمد، روش توان_فاصله (MW-Mile)

برای تعیین خطوط سودآور لازم است درآمد خطوط با استفاده از یکی از روش‌های قیمت‌گذاری محاسبه گردد. به منظور بازیابی هزینه‌های ثابت و متغیر انتقال، روش‌های قیمت‌گذاری متفاوتی در بازارهای مختلف ارائه شده است. در این مقاله، از روش مگاوات مایل که زیر مجموعه‌ای از الگوی قیمت‌گذاری Rolled-in است برای محاسبه درآمد خطوط انتقال استفاده می‌شود. این روش هزینه‌های انتقال را براساس میزان توان مورد معامله و فاصله جغرافیایی بین نقطه تحویل و تزریق توان محاسبه می‌کند و وابسته به میزان معامله و فاصله توان منتقل شده در شبکه است [۵]. رابطه ریاضی این روش به صورت زیر است:

$$R = \sum_{t \in T} \frac{f_{ij} * R_{ij}}{(1+D)^{(t-T_0)}} \quad (1)$$

که در آن، f_{ij} فلوئی خط، R_{ij} تعرفه‌ی انتقال به صورت $\$/MWh-Mile$ ، t سال موردنظر و D نرخ تنزیل یا بهره است که برای در نظر گرفتن ارزش زمانی پول استفاده شده است. مزیت این روش آن است که درآمد خط انتقال وابسته به میزان استفاده از آن خواهد بود که با معیارهای اقتصادی سازگار است.

د- عدم قطعیت، سناریوسازی و کاهش سناریو

شاید مهمترین چالشی که برنامه‌ریزان شبکه انتقال در سال‌های اخیر با آن روبرو بوده‌اند، عدم قطعیت اطلاعات و به طور کلی، ابهامات^۱ جدی در پیش‌بینی شرایط آتی سیستم باشد. روش‌های مختلفی همچون پخش بار احتمالاتی^۲، تحلیل حساسیت^۳، بهینه سازی تصادفی^۴، ارزیابی احتمالاتی قابلیت اطمینان، تصمیم‌گیری فازی^۵ و تحلیل سناریو^۶ برای برنامه ریزی در محیط دارای عدم قطعیت ارائه شده است [۱۵]. در این مقاله، با توجه به گستردگی استفاده از منابع تجدیدپذیر

- 1) Ambiguities
- 2) Probabilistic Load Flow
- 3) Sensitivity analysis
- 4) Stochastic optimization
- 5) Fuzzy decision making
- 6) Scenario analysis

خصوصاً بادی در شبکه های قدرت امروزی و تولید متغیر و تصادفی این نیروگاهها، عدم قطعیت مربوط به میزان تولید این نیروگاهها در روند برنامه ریزی در نظر گرفته شده است. مدل سازی این عدم قطعیت با استفاده از تحلیل سناریو انجام شده است و در عین حال، به کمک این روش می توان سایر عدم قطعیتها از جمله عدم قطعیت بار و... را براحتی مدل سازی کرد. برای تولید سناریوهای بادی و به تبع آن، گرفتن پخش بار و تحلیل شبکه، لازم است درک صحیحی از همزمانی پیک تولید نیروگاه بادی و مقادیر مصرف بار وجود داشته باشد. همبستگی زمانی بین باد و بار نیز در مسأله برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال از اهمیت زیادی برخوردار است [۸]. در عین حال، مدل سازی شبکه به صورت ساعتی و به تبع آن، پخش بار گرفتن در هر ساعت روند الگوریتم کلی را بسیار کند خواهد کرد. بنابراین، به جای مطالعه ساعتی بار شبکه از منحنی تداومی بار تکه ای شده برای مطالعات شبکه استفاده شده است. پله های بار این منحنی به صورت درصدی از پیک بار در جدول (۱) آمده است:

جدول (۱) میزان بار در منحنی تداومی بار سالانه

| ردیف | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ | ۵ | ۶ | ۷ | ۸ | ۹ | ۱۰ |
|--------------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| درصد بار پیک | %۱۰۰ | %۹۷ | %۹۴ | %۹۱ | %۸۸ | %۸۵ | %۸۲ | %۷۹ | %۷۶ | %۷۳ |

در این مقاله، با توجه به اینکه در اغلب مناطق همزمانی مناسبی میان زمان وقوع پیک بار و حداکثر تولید نیروگاههای بادی وجود ندارد، مدل سازی همبستگی زمانی بار و باد به صورتی انجام شده است که این ناهمزمانی مد نظر قرار گیرد. این مورد نیز بیانگر رفتار واقعی بار و باد در شبکه قدرت می باشد. به طور مثال، در اغلب موارد پیک تولید بادی در شب اتفاق می افتد در حالی که در این زمان سطح بار شبکه در حداقل مقدار خود است. بازه در نظر گرفته شده برای تولید سناریوهای بادی در جدول (۲) ارائه شده است. اعداد ارائه شده در هر پله بار بیانگر محدوده مجاز برای داده برداری (انتخاب تصادفی اعداد) است، مثلاً در پله اول بار، تولید نیروگاههای بادی عددی تصادفی بین ۲۰ الی ۴۰ درصد ظرفیت تولید آن خواهد بود. محدوده های تولید نیروگاههای بادی در هر سطح بار به کمک تحلیل منحنی های سالانه باد و پروفیل بار در کشورهای مختلف به دست آمده است [۱۲].

جدول (۲) بازه در نظر گرفته شده برای تولید سناریوهای بادی

| پله های بار | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ | ۵ | ۶ | ۷ | ۸ | ۹ | ۱۰ |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| بازه در نظر گرفته شده به عنوان درصدی از ظرفیت نیروگاه بادی | %۴۰-۲۰ | %۴۴-۲۴ | %۴۹-۲۹ | %۵۳-۳۳ | %۶۱-۴۱ | %۶۳-۴۳ | %۶۷-۴۷ | %۷۲-۵۲ | %۸۱-۶۱ | %۸۵-۶۵ |

در این مقاله، سناریوهای بادی از طریق نمونه برداری تصادفی از تولید این نیروگاهها (تابع توزیع وایبال) و با استفاده از روش ارائه شده در مرجع [۱۲] ساخته و کاهش داده شده‌اند. در ابتدا، تعداد بسیار زیادی سناریو با استفاده از مقادیر مختلف بازه‌های جدول (۲) در هریک از این بازه‌ها تولید شده و سپس با استفاده از الگوریتم خوشه بندی (K-means) تعداد سناریو ها به تعداد قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته و به هر سناریو با توجه به تعداد تکرار و حجم خوشه، احتمال مربوطه اختصاص داده شده است [۲۵]. مراحل کاهش سناریوها با استفاده از روش K-means به شرح زیر است:

- ۱) ابتدا تعداد سناریوهای کاهش یافته انتخاب می‌گردد که همان تعداد خوشه‌های مورد نظر خواهد بود.
 - ۲) پس از آن، K نقطه به طور تصادفی به عنوان نقاط مراکز خوشه‌ها انتخاب می‌شوند.
 - ۳) هر نمونه داده به خوشه‌ای که مرکز آن خوشه کمترین فاصله تا آن داده را داراست، نسبت داده می‌شود.
 - ۴) پس از تعلق تمام داده‌ها به یکی از خوشه‌ها، برای هر خوشه یک نقطه جدید به عنوان مرکز محاسبه می‌شود.
- مراحل ۳ و ۴ آنقدر تکرار می‌شوند تا زمانی که دیگر هیچ تغییری در مراکز خوشه‌ها حاصل نشود. در این الگوریتم، هدف کمینه کردن رابطه (۲) می‌باشد:

$$J = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n \|x_i^{(j)} - c_j\|^2 \quad (2)$$

که در این رابطه، k تعداد خوشه‌ها، n تعداد داده‌ها در هر خوشه، $x_i^{(j)}$ داده‌ی i ام در خوشه‌ی j ام و c_j مرکز خوشه j ام می‌باشد.

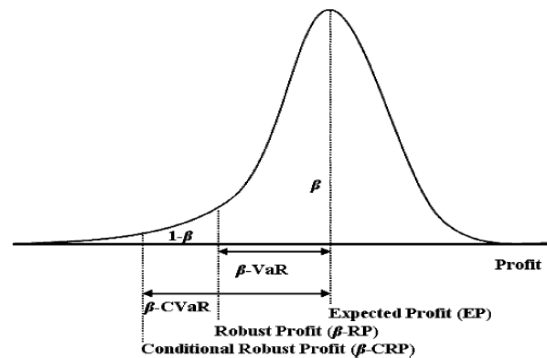
ریسک

وجود عدم قطعیت باعث می‌شود طرح‌های توسعه در معرض ریسک‌های فنی و اقتصادی مختلفی قرار گیرند. در مطالعات انجام شده، روش‌های مختلفی از جمله روش مارکوویتز، روش میانگین - واریانس، میانگین - نیم‌واریانس، روش ارزش در معرض خطر^۱ (VaR) و ارزش در معرض خطر مشروط^۲ (CVaR) برای مطالعات ریسک پیشنهاد شده است. در این مقاله، با توجه به کارایی مناسب شاخص CVaR در توزیع‌های احتمال گسسته و پیوسته برای مدل سازی ریسک سرمایه‌گذاری از روش CVaR استفاده شده است. برای توضیح این روش از شکل (۱) استفاده می‌گردد. در این نمودار، در مورد یک طرح مشخص، سناریوها بر مبنای درآمد و احتمال خود مرتب شده‌اند. تعداد پرشماری سناریو به صورت نقاطی در کنار یکدیگر قرار گرفته و عملاً توزیع احتمال این سناریوها به شکل توزیعی پیوسته به دست آمده است. در محاسبات

1) Value at Risk

2) Conditional Value at Risk

ریسک با روش CVaR از پارامتری به نام $\beta \in (0, 1)$ استفاده می‌شود که ضریب اطمینان نامیده می‌شود (این ضریب به طور معمول برابر ۰/۹۵ یا ۰/۹۹ در نظر گرفته می‌شود). با فرض اتخاذ سطح اطمینان ۰/۹۹ برای این تحلیل، تصور نمایید با شروع از اولین سناریو که کم درآمدترین آن می‌باشد تا جایی پیش رویم که مقدار احتمال تجمعی سناریوها به $(1-\beta)$ یعنی ۰/۱ برسد. درآمد سناریویی که در این مقدار قرار دارد به عنوان درآمد مطمئن^۱ $(\beta\text{-RP})$ و فاصله میان امید ریاضی کل درآمد (EP) و $(\beta\text{-RP})$ به عنوان ارزش در معرض خطر VaR این سرمایه گذاری شناخته می‌شود. در حالی که CVaR برابر فاصله میان امید ریاضی کل درآمد (EP) و مقدار درآمد مطمئن مشروط^۳ $(\beta\text{-CRP})$ می‌باشد. $(\beta\text{-CRP})$ برابر امید ریاضی درآمد کلیه سناریوهایی است که در فاصله میان درآمد صفر و $(\beta\text{-RP})$ قرار دارد [۲۴]. کمتر بودن CVaR به معنای کمتر بودن فاصله میان متوسط درآمد کل سناریوها با متوسط درآمد کم درآمدترین سناریوهاست. در مدل سازی این مقاله با هدف انتخاب طرح‌هایی با مقدار CVaR کمتر، این مقدار با ضریب جریمه بزرگ در تابع هدف سودآوری در نظر گرفته شده است.



شکل (۱) تعریف CVaR روی تابع توزیع درآمد

و- جریمه قطع بار (عدم تامین بار)

نبود ظرفیت انتقال کافی یکی از دلایل شایع قطع بار در شبکه می‌باشد. در این حالت، ظرفیت تولید کافی در شبکه وجود دارد ولی به دلیل نبودن مسیر برای انتقال توان، بار در برخی مناطق قطع می‌شود. برای محاسبه قطع بار بر روی هر باس، یک نیروگاه مجازی تعریف شده [۴] که تولید آنها به معنای قطع بار است و به منظور جلوگیری از قطع بار^۴ سیستم، میزان بار تامین نشده (تولید نیروگاه مجازی) در هر باس T_k با ضریب جریمه بسیار بزرگی وارد توابع هدف شده است. چنانچه بار

- 1) Robust Profit
- 2) Expected Profit
- 3) Conditional Robust Profit
- 4) Load shed

باسها تامین شود، بار تامین نشده کل سیستم (LC) برابر صفر و چنانچه بار برخی از باسها تامین نشود:

$$LC = \sum_{t_y \in T} \sum_{k \in \Omega_B} r_k(t_y) \quad (3)$$

که در آن، Ω_B مجموعه باسهای بار، t_y سال y ام از مجموعه سالهای افق برنامه‌ریزی T می‌باشد. نتیجه آنکه، هزینه عدم تامین بار همواره بزرگتر از هزینه ساخت خطوط خواهد بود و طرح‌هایی که بار تامین نشده دارند حذف خواهند شد و طرح‌هایی هیچ‌گونه قطع باری نخواهد داشت.

ی-هزینه تراکم

بنابه تعریف رایج، زمانی که بارگذاری یک یا چند شاخه شبکه (خطوط و ترانسفورماتورها) به حد خود برسد، این شاخه‌ها دچار تراکم شده‌اند [۱۷]. بروز تراکم باعث بالا رفتن و تفاوت قیمت انرژی در باس‌های مختلف با یکدیگر یا به عبارتی، باعث متفاوت شدن قیمت‌های حاشیه‌ای محلی^۱ (LMP) می‌شود. بدین ترتیب، تولیدکنندگان ارزانتر در بازار جای خود را به تولیدکنندگان گران‌تر می‌دهند و هر مصرف‌کننده‌ای نمی‌تواند انرژی را از تولیدکننده دلخواه تهیه کند. لذا کاهش سطح گرفتگی به عنوان یک سیگنال (پارامتری) بازار محور^۲ مورد توجه برنامه‌ریزان گسترش شبکه انتقال قرار گرفته است.

در بازار بر مبنای قیمت حاشیه‌ای محلی (LMP) می‌توان هزینه گرفتگی هر خط را به صورت تفاضل LMPهای باس‌های منتهی به آن خط در فلوی عبوری از آن خط محاسبه نمود. LMPها همان ضرایب لاگرانژ مساله پخش بار بهینه هستند. کل هزینه گرفتگی برابر با مجموع هزینه‌های گرفتگی خطوط مختلف شبکه قدرت می‌باشد. فرمولاسیون مدل‌سازی بدین روش در زیر آمده است [۱۹]:

$$CC = \sum_{i,j \in \Omega_B} f_{ij}(LMP_j - LMP_i) \quad (4)$$

که در آن، f_{ij} فلوی عبوری از خط میان باس i, j و Ω_B مجموعه کل باس‌های شبکه می‌باشند.

توابع هدف نهایی

توابع هدف نهایی این مقاله روابط (۵) و (۶) می‌باشند.

$$\text{Min} \left(\sum_{t_y \in T} \sum_{l \in \Omega_l} \frac{n_{l,t} * ICL_{l,t}}{(1+D)^{t_y - T_0}} \right) + \left(\alpha \sum_{t_y \in T} \sum_{\Omega_B} \frac{CC(t_y)}{(1+D)^{(t_y - T_0)}} \right) + (pf) * (LC) \quad (5)$$

1) Locational Marjinal Price

2) Market-Driven signal

$$\text{Min}((-1) * \left(\sum_{t \in T} \sum_{l \in \Omega_p} \frac{n_{l,t} * ICL_{l,t}}{(1+D)^{t_y - T_0}} \right) + (pf) * (LC) + (pf') * \left(\sum_{l \in \Omega_p} CVAR_l \right)) \quad (6)$$

که در آن، Ω_1 مجموعه کل خطوط، $ICL_{l,t}$ هزینه سرمایه‌گذاری احداث خط^۱ انتقال l ام، $n_{l,t}$ نشاندهنده وضعیت ساخته‌شدن و یا ساخته نشدن خطوط (۰ یا ۱)، T_0 سال پایه برای محاسبات، Ω_p مجموعه خطوط سودآور، pf' ، pf و α به ترتیب، ضریب جریمه‌ی عدم تامین بار، ضریب جریمه ریسک و ضریب مقیاس بوده و اعدادی از مرتبه 10^{20} و 10^6 و 10^4 در نظر گرفته شده‌اند.

ترم اول در رابطه (۵) هزینه سرمایه‌گذاری، ترم دوم در رابطه (۵) هزینه‌ی تراکم و ترم سوم در رابطه (۵) هزینه عدم تامین بار می‌باشد که با ضریب جریمه‌ای بزرگ به هر دو تابع هدف اضافه شده است. با اضافه شدن هزینه تراکم به تابع هدف، الگوریتم به سمت طرح‌های توسعه‌ای می‌رود که باعث بهبود سطح رقابتی بازار برق می‌شوند.

ترم اول در رابطه (۶) هزینه ساخت خطوط سودآور می‌باشد. کمینه سازی مقدار منفی یک تابع به معنی بیشینه سازی مقدار واقعی آن است. با توجه به این اصل و برای بهتر شدن مدل سازی، هزینه ساخت خطوط سود آور با علامت منفی کمینه شده است.

خطوط سودآور خطوطی هستند که ارزش فعلی خالص^۲ (NPW) آنها در مدت T سال مثبت باشد. چنانچه تعداد سناریوهای مختلف ما K و احتمال هر سناریو p باشد، مقدار NPW از رابطه (۷) به دست می‌آید:

$$NPW = \left(\sum_{k=1}^K \left(\sum_{t=1}^T \frac{R_t}{(1+D)^t} - P \right) * p_k \right) \quad \sum_{k=1}^K (p_k) = 1 \quad (7)$$

در این رابطه، R_t درآمد در سال t ام و P هزینه اولیه می‌باشد. بدین ترتیب، امید ریاضی ارزش فعلی خالص محاسبه می‌گردد. در این مقاله، خطوطی سودآور هستند که درآمدشان در مدت ۵ سال بیش از هزینه سرمایه‌گذاریشان باشد و یا به عبارت دیگر، پس از ۵ سال داشته باشیم:

$$NPW > 0$$

پس از محاسبه درآمد خطوط و مشخص شدن خطوط سودآور (Ω_p)، ریسک سرمایه‌گذاری در این خطوط محاسبه شده و مجموع آن به همراه یک ضریب جریمه (pf') به تابع هدف دوم افزوده می‌شوند (ترم سوم). با اضافه کردن ریسک به تابع هدف سعی می‌شود خطوط سودآور با کمترین سطح ریسک در طرح‌های توسعه شبکه بیشینه شوند [۲۱]. مدل‌سازی ریسک به عنوان یک تابع هدف و نه قید، امکان تحلیل پاسخ‌های شبهه بهینه توسط تصمیم‌گیر و انتخاب بهترین طرح توسعه با توجه به تبعات هر تصمیم را فراهم می‌آورد.

1) Install cost
2) Net present worth

کمینه‌سازی توابع هدف تحت قیود مشخصی از سیستم باید انجام گیرد که از مهمترین این قیود می‌توان به قید تعادل توان در هر باس بر اساس پخش بار DC (رابطه ۸)، قیدفلوی عبوری از خطوط (رابطه ۹)، قید حداکثر تعداد مجاز عناصر قابل اضافه کردن به شبکه انتقال در یک کریدور مشخص (رابطه ۱۰) و قید حدود مجاز توان تولیدی ژنراتورها (رابطه ۱۱) به صورت زیر اشاره نمود: [۱۹]

$$\sum_{i \in \Omega_1} f_i + \sum_{i \in \Omega_i} P_i - \sum_{m \in \Omega_d} LD_m = 0 \quad (8)$$

$$f_i \leq (n_i^0 + n_i) f_i^{\max} \quad (9)$$

$$. \leq n_i \leq \bar{n}_i \quad (10)$$

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

در این روابط، f_i فلوی خط، P_i توان تولیدی ژنراتور در باس i ، LD_m بار متصل به باس m ، Ω_1 مجموعه خطوط، Ω_d مجموعه بارها، Ω_i مجموعه ژنراتورها، n_i^0 تعداد خطوط در مسیر i ام در حالت پایه، \bar{n}_i حداکثر تعداد مجاز خطوط اضافه شده به یک مسیر، P_i^{\min} و P_i^{\max} حدود بالا و پایین توان تولیدی ژنراتورهاست.

الگوریتم حل

در مسائل بهینه‌سازی با چند تابع هدف، امکان بهینه کردن تمام توابع هدف به طور همزمان وجود ندارد. این مسائل دارای یک پاسخ بهینه یکتا نبوده و پاسخ این مسائل مجموعه‌ای از پاسخ‌های شبه‌بهینه است. پاسخ‌های شبه‌بهینه پاسخی هستند که هیچ پاسخی برتری نسبت به آنها وجود ندارد. این پاسخ‌ها از نظر روابط ریاضی بریکدیگر برتری ندارند در حالی که از نظر تحلیلی و تصمیم‌گیری با توجه به اهمیت توابع هدف، ارزشهای متفاوتی دارند [۲۷].

روش‌های مختلف ریاضی و ابتکاری برای یافتن پاسخ‌های شبه‌بهینه در مسائل چند هدفه مطرح شده است. در این مقاله، با توجه به کارایی مناسب روش NSGA II [۱۱] در مسائل غیر محدب و عدد صحیح از این الگوریتم برای یافتن این پاسخ‌ها استفاده شده است.

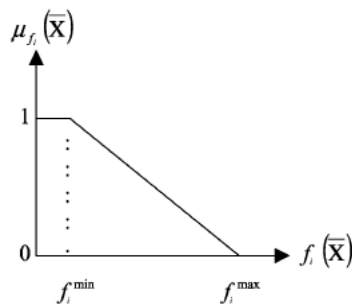
پس از تعیین بهترین پاسخ‌های شبه‌بهینه، لازم است یکی از این پاسخ‌ها به عنوان بهترین پاسخ (طرح توسعه آتی شبکه انتقال) انتخاب گردد. در این مقاله، از روشی تحت عنوان رضایت‌مندی فازی که در مرجع [۱۶] ارائه شده است برای انتخاب نهایی استفاده شده است.

الف-رضایت مندی فازی

در این روش برای هر پاسخ شبه بهینه بر اساس هر تابع هدف $f_i(x)$ یک تابع عضویت $\mu_{f_i}(x)$ تعریف می شود که تابعی پیوسته و کاهشی است. مقدار این تابع عضویت برای یک گزینه مقداری بین صفر (کاملاً ناراضی) و یک (رضایت مندی کامل) است و نشاندهنده سطح رضایت مندی تصمیم گیرنده از آن پاسخ می باشد. رابطه خطی جهت تعریف تابع عضویت براساس هر تابع هدف به صورت رابطه (۱۲) بیان می شود:

$$\mu_{f_i}(x) = \begin{cases} 0 & f_i(x) > f_i^{max} \\ \frac{f_i^{max} - f_i(x)}{f_i^{max} - f_i^{min}} & f_i^{min} \leq f_i(x) \leq f_i^{max} \\ 1 & f_i(x) < f_i^{min} \end{cases} \quad (12)$$

که در آن، $f_i(x)$ مقدار پاسخ شبه بهینه مورد نظر نسبت به تابع هدف f_i ، f_i^{max} حداکثر مقدار از میان تمام پاسخهای شبه بهینه نسبت به تابع هدف f_i و f_i^{min} حداقل مقدار از میان تمام پاسخهای شبه بهینه نسبت به تابع هدف f_i است. روابط بالا منجر به تعریف توابع عضویتی خطی خواهد شد که در شکل (۲) ارائه شده است.



شکل ۲) تابع عضویت خطی

پس از تعریف توابع عضویت، لازم است تصمیم گیرنده سطوح مطلوب رضایت مندی را برای هر یک از توابع هدف مشخص کند. در نهایت می توان به کمک روش های مختلف تصمیم گیری، پاسخ مناسب نهایی را انتخاب کرد. در این مقاله، از روش حداقل سازی مجموع متریک اختلافها استفاده شده است که پاسخ بهینه نهایی حاصل بهینه سازی زیر خواهد بود:

$$\min \sum_{i=1}^m |\mu_{ri} - \mu_{fi}(x)|^p \quad 1 \leq p < \infty \quad (13)$$

عملکرد این روش، وابسته به مقدار پارامتر p بوده و هرچه این پارامتر بزرگتر انتخاب شود، دور بودن پاسخ نهایی از پاسخ مطلوب کم اهمیت تر خواهد بود، چرا که مقدار $|\mu_{ri} - \mu_{fi}(x)|$ عددی بین صفر و یک است. به طور معمول، این پارامتر برابر ۲ انتخاب می شود. در نهایت، پاسخی انتخاب خواهد شد که عدد بدست آمده از رابطه بالا برایش کمترین مقدار

باشد. این روش انتخاب پاسخ نهایی جزو روش‌های پسینی محسوب می‌شود، چراکه ابتدا نقاط شبه بهینه تعیین شده و سپس به کمک اطلاعات مستخرج از روابط بین توابع هدف اطلاعات سطح بالا، تصمیم گیرنده اقدام به انتخاب پاسخ نهایی از بین نقاط شبه‌بهینه می‌کند.

شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

الگوریتم این مقاله در نرم‌افزار متلب پیاده سازی شده‌است. از بسته نرم‌افزاری MATPOWER برای گرفتن پخش بار بهینه^۱ (OPF) استفاده شده است [۲۸]. کل دوره برنامه‌ریزی توسعه انتقال، ۱۰ سال و به صورت دو بازه ۵ ساله در نظر گرفته شده است. به طور تجربی، دوره بازگشت سرمایه مطلوب برای این حجم از سرمایه گذاری ۵ سال در نظر گرفته شده است، به عبارتی، فرض شده خطی سودآور محسوب می‌شود که درآمد آن طی پنج سال هزینه‌های سرمایه‌گذاری را جبران کند. لازم به ذکر است که معیار سودآوری وابسته به تحلیل‌های سرمایه گذاران بوده و این معیار می‌تواند در بین سرمایه‌گذاران یا در کشورهای مختلف، متفاوت باشد که در این مقاله یک مقدار متوسط فرض شده است. مقدار ضریب بتا برای محاسبه CVaR، ۰/۹ و نرخ تنزیل سالانه ۱۰ درصد انتخاب شده‌اند. برای نشان دادن کارایی مدل، الگوریتم ارائه شده روی شبکه ۲۴ باسه IEEE پیاده‌سازی شده است.

اضافه شدن خطوط جدید در الگوریتم به صورت مجموعه ژن‌های دو کروموزوم کد شده است که هر کدام خطوط قابل توسعه در برنامه ۵ ساله را نشان می‌دهند.

شبکه ۲۴ باسه دارای ۳۸ خط انتقال و ۱۰ ژنراتور می‌باشد، به‌علاوه آنکه در حالت پایه میزان تولید و مقدار مصرف به ترتیب برابر ۳۴۰۵ و ۲۸۵۰ مگاوات می‌باشد. اطلاعات تکمیلی این شبکه را می‌توان در مرجع [۲۲] یافت.

کریدورهای جدید توان و یا به عبارتی، خطوط کاندید جدید به شرح جدول (۳) می‌باشند. علاوه بر این کاندیدها، احداث مدارات جدید در خطوط موجود نیز به عنوان کاندیدا در نظر گرفته شده‌اند (حداکثر ۱ مدار جدید). در این شبکه، یک مزرعه بادی ۳۰۰۰ مگاواتی به شرح جدول (۴) در نظر گرفته شده و رشد بار سالانه ۸ درصد نیز برای شبکه در نظر گرفته شده است.

هزینه تولید نیروگاه بادی ناچیز در نظر گرفته شده تا امکان استفاده حداکثری از منابع تجدید پذیر فراهم گردد. برای در نظر گرفتن عدم قطعیت نیروگاه‌های بادی، سناریو تولید شده که پس از استفاده از الگوریتم کاهش سناریو به ۳۰ سناریو تقلیل یافته است.

^۱Optimal power flow

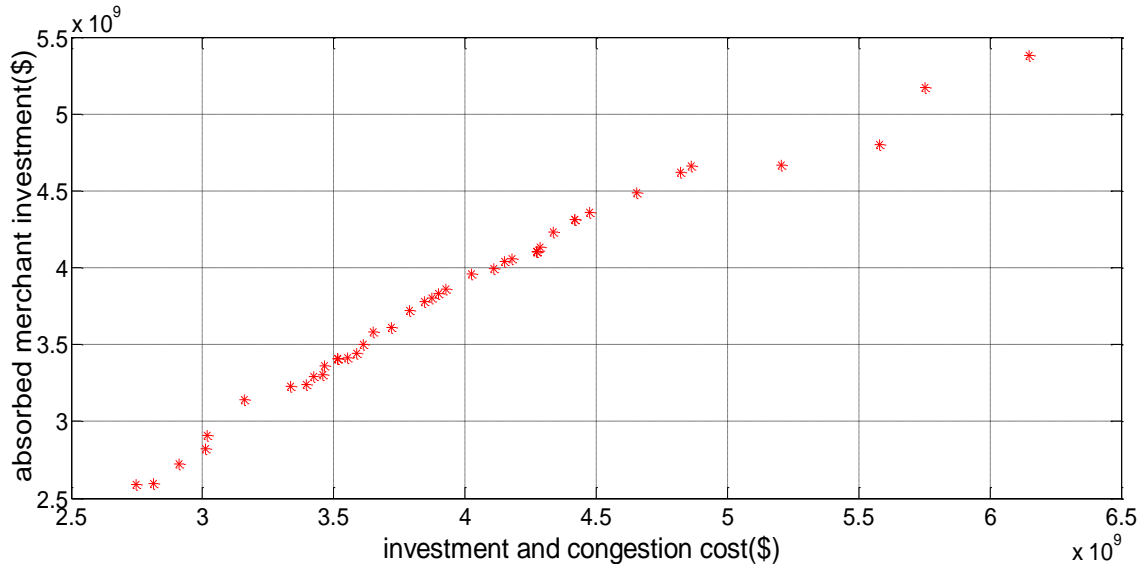
جدول ۳) کریدورهای جدید عبور توان

| شماره خط | از باس | به باس | طول بر حسب کیلومتر | هزینه احداث (میلیون دلار) |
|----------|--------|--------|--------------------|---------------------------|
| ۳۹ | ۱۴ | ۱۹ | ۲۷.۵ | ۷۱.۷۵ |
| ۴۰ | ۱۵ | ۱۹ | ۱۶ | ۷۲ |
| ۴۱ | ۱۳ | ۱۹ | ۷۰ | ۳۱۵ |
| ۴۲ | ۱۱ | ۱۹ | ۶۵ | ۳۰۰ |
| ۴۳ | ۱۹ | ۲۴ | ۷۰ | ۳۱۵ |
| ۴۴ | ۱۲ | ۱۹ | ۶۷ | ۳۰۶ |
| ۴۵ | ۱۸ | ۱۹ | ۲۹ | ۱۷۶ |

جدول ۴) ظرفیت و باس مربوط به نیروگاه بادی

| ظرفیت (مگاوات) | باس نیروگاه بادی |
|----------------|------------------|
| ۳۰۰۰ | ۱۹ |

مرحله اول شبیه‌سازی با در نظر گرفتن هر دو تابع هدف نهایی (روابط ۵ و ۶)، قیود مربوطه، جمعیت اولیه ۲۰۰ و تعداد تکرار ۱۸۰ انجام شده است. همچنین حداکثر مقدار ریسک به ۱۰ درصد محدود شده است. پاسخ‌های شبه بهینه (نامغلوب) این شبیه‌سازی در شکل (۳) قابل مشاهده است:



شکل ۳) پاسخ‌های شبه بهینه

بررسی پاسخهای بهینه در شکل فوق نشان می‌دهد با افزایش سرمایه‌گذاری، خطوط سودآور نیز افزایش می‌یابند، اما این روند ثابت نبوده و با افزایش سرمایه‌گذاری از یک حد مشخص، خطوط سودآور تغییر قابل ملاحظه‌ای نخواهند داشت که نشان‌دهنده نقطه مناسب تصمیم‌گیری می‌باشد. پس از تعیین پاسخهای شبه‌بهینه برای انتخاب بهترین پاسخ با استفاده از روش تصمیم‌گیری فازی، لازم است سطوح رضایت مندی فازی مربوط به هریک از توابع هدف تعیین گردند. سطح رضایت مندی مربوط به تابع هدف اول برابر ۱ و سطح رضایت مندی مربوط به تابع هدف دوم برابر ۰/۸ در نظر گرفته شده است. بدین ترتیب، پاسخ نهایی در جدول (۵) قابل مشاهده می‌باشد:

جدول (۵) بهترین پاسخ با دو تابع هدف

| بارقطع شده | خطوط سودآور | مقدار تابع هدف دوم (میلیون دلار) | مقدار تابع هدف اول (میلیون دلار) | خطوط اضافه شده در بهترین پاسخ |
|------------|---|----------------------------------|----------------------------------|---|
| صفر | $n_1=1/n_2=2/n_3=1/n_6=1/n_7=1/n_9=2/n_{11}=1/n_{12}=1/n_{13}=1/n_{17}=1/n_{19}=2/n_{21}=1/n_{23}=1/n_{24}=1/n_{31}=1/n_{33}=1/n_{34}=1/n_{37}=1/n_{38}=1/n_{42}=2/n_{43}=1/n_{45}=1$ | ۲۵۹۴ | ۲۸۱۳.۵ | $n_1=1/n_2=2/n_3=1/n_5=1/n_6=1/n_7=1/n_9=2/n_{11}=1/n_{12}=1/n_{13}=1/n_{17}=1/n_{19}=2/n_{21}=1/n_{23}=1/n_{24}=1/n_{30}=1/n_{31}=1/n_{33}=1/n_{34}=1/n_{36}=1/n_{37}=2/n_{38}=1/n_{42}=2/n_{43}=1/n_{45}=1$ |

همان‌طور که در جدول (۵) قابل مشاهده است، پس از اجرای الگوریتم اغلب خطوط انتخاب شده جزو خطوط سودآور هستند. خلاصه نتایج به شرح زیر هستند:

- ۱- کل هزینه لازم برای سرمایه‌گذاری (مقدار تابع هدف اول منهای هزینه تراکم) $۲۸۱۳.۵ - ۶ = ۲۸۰۷.۵$ میلیون دلار
 - ۲- مقدار سرمایه خصوصی جذب شده (مقدار تابع هدف دوم): ۲۵۹۴ میلیون دلار
 - ۳- مقدار هزینه‌ای که دولت باید برای احداث خطوط بپردازد که برابر کل هزینه سرمایه‌گذاری منهای سرمایه خصوصی جذب شده است (مقدار تابع هدف اول منهای مقدار تابع هدف دوم): $۲۸۰۷.۵ - ۲۵۹۴ = ۲۱۱.۵$ میلیون دلار
 - ۴- با بکارگیری این روند، دولت باید کمتر از ۱۰ درصد ($۲۱۱.۵/۲۸۰۷.۵$) کل هزینه‌ها را بپردازد، یعنی دولت موفق شده است بیش از ۹۰ درصد جذب سرمایه خصوصی داشته باشد که البته این امر منوط به محقق شدن پیش‌بینی‌ها است با این حال، حتی در صورت جذب درصدی از این منابع نیز سرمایه‌گذاری دولتی به طور قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است.
- برای بررسی کارایی مدل پیشنهادی، طرح توسعه بدون در نظر گرفتن تابع هدف دوم به دست آمده است. در این شرایط بهترین پاسخ به صورت جدول (۶) خواهد بود:

جدول ۶) بهترین پاسخ در حالت تک هدفه

| بار قطع شده | مقدار هزینه سرمایه‌گذاری (میلیون دلار) | خطوط اضافه شده در بهترین پاسخ |
|-------------|--|---|
| صفر | ۲۱۷۳.۵ | $n_1=2/n_2=1/n_3=1/n_4=1/n_6=1/n_8=2/n_{11}=1/n_{12}=1/n_{13}=2/n_{16}=1/n_{21}=2/n_{24}=1/n_{26}=1/n_{28}=2/n_{31}=1/n_{32}=1/n_{34}=2/n_{39}=1/n_{40}=1/n_{45}=2$ |

با توجه به نتایج جدول (۶) درمی‌یابیم هرچند در مدل دو هدفه کل هزینه‌ها (سرمایه دولتی + سرمایه خصوصی) کمی بیشتر است، اما در مدل دو هدفه، برنامه‌ریز شبکه می‌تواند حجم بالایی از این سرمایه‌گذاری را به بخش خصوصی واگذار کند چراکه سرمایه‌گذاری مربوط به احداث خطوطی است که بازگشت سرمایه آنها کمتر از ۵ سال بوده و سودآور بودن آنها با ریسک کمتر از ۱۰ درصد تضمین می‌شود. این مطلب در جدول (۷) بیان شده است:

جدول ۷) مقایسه دو حالت حل به صورت تک و دو هدفه

| مدل | تعداد کل خطوط احداث شده | کل سرمایه مورد نیاز برای احداث خطوط (میلیون دلار) | میزان سرمایه‌ی خصوصی جذب شده (میلیون دلار) | سهم دولت در سرمایه‌گذاری توسعه‌ی شبکه انتقال (میلیون دلار) | در صد جذب سرمایه‌گذاری خصوصی |
|---------|-------------------------|---|--|--|------------------------------|
| دو هدفه | ۳۰ | ۲۸۰۵.۵ | ۲۵۹۴ | ۲۲۱.۵ | ۹۲٪ |
| تک هدفه | ۲۷ | ۲۱۷۳.۵ | صفر | ۲۱۷۳.۵ | صفر |

بنابراین، خروجی نهایی مدل ارائه شده خطوطی را برای احداث انتخاب می‌نماید که ضمن حفظ قابلیت اطمینان شبکه برای سرمایه‌گذار خصوصی جذاب باشند، یعنی نه تنها بازگشت سرمایه خوبی دارند، بلکه ریسک قابل قبولی را به همراه دارند.

با مدل‌سازی ریسک به عنوان یک هدف در مدل پیشنهادی، به طور همزمان سودآوری پروژه‌های تجاری حداکثر و ریسک آنها نیز حداقل شده که این امر زمینه لازم برای جذب سرمایه‌گذار خصوصی در واقعیت را فراهم می‌آورد.

نتیجه‌گیری

اتصال نقاط جدید بار به شبکه، اتصال نیروگاه‌ها به شبکه و تقویت خطوط موجود از الزامات توسعه شبکه انتقال برق است. از طرفی، با توجه به کمبودهای بوجه‌ای دولت‌ها، لزوم در نظر گرفتن پارامترهای اقتصادی در تهیه طرح‌های توسعه

جهت فراهم سازی امکان جذب سرمایه‌های بخش خصوصی ضروری است. مدل این مقاله شامل دو تابع هدف کمینه سازی هزینه ساخت خطوط با در نظر گرفتن گرفتگی شبکه و بیشینه‌سازی سرمایه خصوصی جذب شده می‌باشد. با توجه به گستردگی استفاده از نیروگاه‌های بادی در شبکه‌های قدرت امروزی، عدم قطعیت مربوط به این نیروگاه‌ها با استفاده از تحلیل سناریو مدل سازی شده‌است. ریسک سرمایه‌گذاری با استفاده از شاخص CVaR مدل شده و با ضریب جریمه به تابع هدف دوم اضافه شده‌است. از الگوریتم NSGA II و روش رضایت‌مندی فازی برای یافتن پاسخ استفاده شده است. پیاده‌سازی این مدل روی شبکه نمونه نشان می‌دهد برای دوره‌ی ۱۰ ساله دولت می‌تواند ۹۰ درصد سرمایه لازم برای توسعه شبکه را از طریق سرمایه‌های بخش خصوصی جذب نماید. هرچند این میزان جذب سرمایه در واقع تخمینی است، اما حتی در صورت جذب درصدی از آن نیز بار مالی توسعه شبکه برای بخش دولتی به شدت کاهش خواهد یافت.

منابع

- [۱] اشعریون قمی زاده ، فرزانه . تاجمیر ریاحی ، حامد. (۱۳۹۳)، بررسی مقایسه‌ای روش تامین مالی پروژه‌های انرژی بر اساس تلفیق اوراق، نشریه تحقیقات مالی-اسلامی، سال سوم، شماره دوم، ۱۹۰-۱۶۱.
- [۲] منظور، داود. نیاکان، لیلی. (۱۳۹۲)، تأمین مالی پروژه‌های خصوصی نیرو، نشریه انرژی ایران، دوره ۱۶، شماره ۱، ۵۴-۳۱.
- [3] A. Arabali, M. Ghofrani, M. Etezadi-Amoli, M. Sami Fadali, and M.Moein. 2014. "A Multi-Objective Transmission Expansion Planning Framework in Deregulated Power Systems With Wind Generation", *IEEE Trans on Power Systems* , Vol. 29 ,No. 6, PP. 3003 - 3011.
- [4] A. Monticelli ,et al. 1982. "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-effort Criterion", *IEEE Transaction on PAS*, Vol. 2, No. 10 , PP. 1015-1019.
- [5] C. Ahiakwor, U. Chukwu , and D. Dike. 2008. "Optimal Transmission Line Pricing Algorithm for a Restructured Power System", PES Transmission and Distribution conference, PP. 1-6.
- [6] C. Ananda, O. Daizo , and Z. Yabei. 2005. "Analysis of Power Projects with Private Participation under Stress ", *ESMAP*, The World Bank, PP. 3-15.
- [7] C. Lee, S. Ng , and J. Zhong. 2007. "Portfolio optimization in transmission investment in deregulated market", Power Engineering Society General Meeting, PP. 1-8.
- [8] H. Park and R. Baldick. 2013. "Transmission Planning Under Uncertainties of Wind and Load: Sequential Approximation Approach", *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 28, No. 3, pp.2395-2402.

- [9] H. Salazar, C. Liu, R. Chu. 2008. "Risk Calculation of an Economic Transmission Project Using Kolmogorov Equations", Power and Energy Society General meeting, IEEE Conference, pp. 1-6.
- [10] J. Contreras, G. Gross. 2009. "An Incentive-Based Mechanism for Transmission Asset Investment", Decision Support Systems, Elsevier, Vol. 47, PP. 22-31.
- [11] K. Deb, A. Pratap, A. Agarwal, and T. Meyarivan. 2002. "A fast and elitist multi-objective genetic algorithm: NSGA II", IEEE Trans on Evolutionary Computation, Vol. 6, no. 2, PP. 182-197.
- [12] L. Baringo, A. Conejo. 2013. "Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions", Appl Energy, Vol. 101, PP. 475-482.
- [13] L. Barroso, F. Porrua, M. Pereira, and B. Bezerra. 2009. "Solving the Major Challenges in Transmission Asset Investment in the Competitive Environment: the Brazilian Case", Power & Energy Society General Meeting, PP. 1-8.
- [14] M. Liu, F. Wu. 2007. "Portfolio Optimization in Electricity Markets", Electric Power Systems Research, Vol. 77, PP. 1000-9.
- [15] M. Oloomi. 2003. "Transmission Planning Approaches in Restructured Power System", IEEE Powertech Conf, PP. 23-26.
- [16] M. Sakawa, H. Yano. 1989. "An Interactive Fuzzy Satisfying Method for Multi Objective Nonlinear Programming Problems with Fuzzy Parameters", Fuzzy Sets and Systems, Vol. 30, PP. 221-8.
- [17] M. Shahidepour, M. Alomoush. 2001. "Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading, and Volatility", Marcel Dekker, PP. 56.
- [18] P. Joscow and J. Tirole. 2005. "Merchant Transmission Investment", Journal of Industrial Economics, Vol. LIII, No. 2, PP. 233-264.
- [19] P. Maghouli and a. Mousaviv. 2013. "A Transmission Expansion Planning Model for Maximizing Merchant Investment", Journal of electrical power and energy conversion systems (JEPECS), Vol. 1, No. 1, pp. 8-15.
- [20] P. Maghouli, S. Hosseini, M. Buygi, M. Shahidehpour. 2005. "A Multi-Objective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 24, no. 2, PP. 1051-61.
- [21] P. Maghouli, S. Hosseini, M. Oloomi and M. Shahidehpour. 2011. "A Scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 26, no. 1, PP. 470-8.

-
- [22] Probability Methods Sub committee. 1979. "IEEE Reliability Test System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 98, no. 6, PP. 2047-54.
- [23] Q.Zhou and L. Tesfatsion. 2013. "A Nash Approach to Planning Merchant Transmission for Renewable Resource Integration", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 28, no. 3, PP. 2086-2100.
- [24] R. A. Jabr. 2005. "Robust Self-Scheduling Under Price Uncertainty Using Conditional Value-at-Risk", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 20, no. 4, PP. 1855.
- [25] R. Hao. 2011. "Interest Rate Scenario Reduction Algorithms", Master of Science thesis, University of California, PP 18-19.
- [26] T.Kristiansen. 2005. "Merchant Transmission Expansion Based On Financial Transmission Rights", Hawaii International Conference on system Sciences, PP. 1-10.
- [27] X. Wang, J. McDonald. 1994. "Modern Power System Planning", McGraw-HILL, PP. 53.
- [28] Z. Carlos, E. Murillo-Sanchez. 2015. "Matpower 5.1 User's Manual", Power Systems Engineering Research Center (Pserc).