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

رضا لآلی[۱]، پوریا معقولی[۲]

تاریخ دریافت مقاله: ۹۵/۰۸/۰۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۵/۱۲/۰۷

چکیده:

کمبود بودجه‌های دولتی، بالابودن هزینه تأمین مالی پروژه‌های انتقال انرژی و ریسک‌های سرمایه‌گذاری سبب بروز مشکلات زیادی در توسعه شبکه‌های قدرت شده‌است. راه حل اساسی برای فایق آمدن بر این مشکلات، جذب سرمایه‌های خصوصی برای تأمین مالی این پروژه‌هاست. لازمه مشارکت بخش خصوصی، سودآور بودن پروژه‌ها و در عین حال معقول بودن ریسک آنهاست. در این مقاله، چارچوبی برای حداکثر سازی جذب سرمایه گذاری خصوصی برای تأمین مالی پروژه‌های انتقال برق ارائه شده است که با اعمال تغییراتی قابل تعمیم به سایر زیرساختهای انرژی است. در الگوریتم ارائه شده، حداکثرسازی جذب سرمایه خصوصی به عنوان یک تابع هدف در مسئله توسعه شبکه انتقال برق مدل‌سازی شده و نیازمندی‌های بخش خصوصی از نظر سودآوری و ریسک مورد توجه قرار گرفته است.توابع هدف و قیودی از جمله حداقل سازی هزینه ساخت خطوط انتقال، حداکثرسازی جذب سرمایه خصوصی، جریمه عدم تامین بار و ریسک سرمایه‌گذاری برای مدل‌سازی مسئله استفاده شده است. از سناریوسازی برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها، از الگوریتم NSGA II برای به‌دست‌آوردن پاسخ‌ها و برای انتخاب بهترین پاسخ از روش رضایت‌مندی فازی استفاده شده‌است. نتایج نهایی بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE نشان داده‌شده‌است. به کمک روش ارائه شده می‌توان تأمین مالی تعداد زیادی از پروژه‌های انتقال انرژی را به بخش خصوصی واگذار کرد و در عین حال، در مورد سودآور بودن و معقول بودن ریسک این پروژه‌ها به بخش خصوصی اطمینان داد.

کلمات کلیدی:

تأمین مالی،توسعه شبکه انتقال، سرمایه گذاری خصوصی،سود و ریسک، عدم‌قطعیت

۱) کارشناسی ارشد برق دانشگاه شاهد reza.laali@yahoo.com

۲) عضو هیئت علمی دانشگاه شاهد،دانشکده فنی مهندسی(نویسنده مسئول) p.maghouli@shahed.ac.ir

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

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 پروژه های 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 گذاران 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 قیمت‌گذاری 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 پروژه های 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 می توان به موارد زیر اشاره کرد:

– پروژه‌های انتقال که در واقع جزء پروژه‌های زیربنایی [1]محسوب می شوند نیازمند حجم بسیار بالایی از سرمایه گذاری هستند که همین امر باعث فاصله گرفتن سرمایه گذاران خصوصی از این حوزه می گردد.

– 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 می شود:

1) Infrastructure

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

–دغدغه اصلی سرمایه‌گذاران خصوصی، نحوه بازیابی 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 سرمایه گذاران و عدم تمایل آنها به سرمایه گذاری 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 قیمت گذاری 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 قیمت گذاری استفاده از یک خط انتقال و به تبع آن، تصمیم گیری سرمایه گذار 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 سرمایه گذار توصیه شده که اگر این درآمد از مقدار مورد درخواست وی بیشتر باشد، اقدام به سرمایه گذاری در آن پروژه نماید. در این مقاله، روشی برای محاسبه ریسک درآمد سرمایه گذار 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 [1] (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[2] مورد مطالعه قرار می‌دهد.

مرجع [۹] بر موضوع ریسک سرمایه‌گذاری متمرکز شده است. به بیان نویسندگان، به دلیل عدم قطعیت در بازار انرژی، سازوکار بازیابی سرمایه بازار محور در تضمین کامل بازگشت سرمایه کاملاً موفق نشده است. در نتیجه، بازیابی تضمین‌شده‌ای همراه با نرخ انتقال مشخص مورد نیاز است. در این راستا، نظریه Perpetual option مطرح و به کار گرفته شده است که به سرمایه گذار اجازه می‌دهد بر اساس بازیابی 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 تأثیر گذار بر درآمد سرمایه گذار را پوشش نمی‌دهد.

1) Financial transmission rights
2) bi-level programming

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

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 های۱۰ساله مذاکراتی برای تغییر و احتمالاً افزایش این درآمد بین مسئولان شبکه و سرمایه گذار تشکیل گردد.

تامین هزینه‌های احداث خطوط انتقال یکی از مهمترین مشکلات برای شرکت‌های 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 نیروگاه‌های تجدیدپذیر بادی به شبکه قدرت و تقبل هزینه‌های توسعه شبکه انتقال مطرح می‌کند. دراین مقاله، تمرکز بحث روی معرفی نرخ انتقال مناسب برای بازگشت سرمایه شرکت‌های انتقال تجاری، فرموله کردن فرآیند مذاکرات به نحوی که عدم قطعیت ها را شامل شود و شرایط مطلوب دیگر قرار دارد.

مراجع فوق‌الذکر سرمایه گذاری بخش خصوصی را از دید سرمایه گذار بررسی کرده‌اند و ایده وارد ساختن منافع سرمایه‌گذاری 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 برنامه‌ریزی ارائه شده است. هدف این مطالعه پیدا کردن مدلی جدید برای مشکل توسعه انتقال است که بتواند سودآورترین پروژه‌ها را در یک روش برنامه ریزی مرکزی بیابد و در نهایت بتواند سرمایه‌گذاری‌های تجاری را جذب کرده و محدودیت های بودجه ای در نهادهای دولتی را مدیریت نماید، اما موضوع عدم قطعیتها و ریسک‌های سرمایه‌گذاری در این مقاله مورد توجه قرار نگرفته است.

در مرجع[۳] نویسندگان سعی کرده‌اند مدل ارائه شده در مرجع [۱۹] را با در نظرگرفتن 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 نگرفته‌اند و میزان تولید نیروگاه بادی صرفاً با نمونه‌برداری تصادفی از پروفیل توان این نیروگاه‌ها 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 می‌شود 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 تحلیل‌های آماری عموماً از روش نیم واریانس برای رفع این مشکل استفاده می‌شود که در این مرجع به آن توجه نشده است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

در این مقاله، مدلی برای توسعه شبکه انتقال از دیدگاه برنامه‌ریز شبکه ارائه شده است به نحوی که با در نظرگرفتن 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 پروژه ها 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 شده‌است. 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 بازیابی هزینه‌های پروژه تسهیل می گردد. لذا هزینه‌های کلی شرکت‌کنندگان در بازار با در نظرگیری این تابع هدف پایین‌تر خواهدآمد.

ب-بیشینه‌سازی جذب سرمایه خصوصی در توسعه شبکه انتقال

تامین 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 بهینه سازی می‌باشد. اشکال این روش آن است که وقتی این تابع هدف با تابع هدف کمینه سازی هزینه سرمایه گذاری مورد استفاده قرار می‌گیرد، باعث

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

می‌شود الگوریتم حل به دنبال حداکثرکردن ساخت خطوط سودآور و ارزان بگردد که دراین 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 هزینه های ثابت و متغیر انتقال، روش‌های قیمت‌گذاری متفاوتی در بازارهای مختلف ارائه شده است. در این مقاله، از روش مگاوات مایل که زیر مجموعه‌ای ازالگوی 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 منتقل‌شده در شبکه است[۵]. رابطه ریاضی این روش به صورت زیر است:

$$R=\sum_{t\in T}\frac{f_{ij}*R_{ij}}{(1+D)^{(t-T_0)}} \qquad (۱)$$

که در آن، f_{ij}فلوی خط،R_{ij}تعرفه‌ی انتقال به صورت $/MWh-Mile، t سال موردنظر و D نرخ تنزیل یا بهره است که برای در نظرگرفتن 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 [1]جدی در پیش‌بینی شرایط آتی سیستم باشد. روش‌های مختلفی همچون پخش بار احتمالاتی[2]، تحلیل حساسیت[3] ، بهینه سازی تصادفی[4]، ارزیابی احتمالاتی قابلیت اطمینان، تصمیم گیری فازی[5] و تحلیل سناریو[6] 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

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

خصوصاً بادی در شبکه های قدرت امروزی و تولید متغیر و تصادفی این نیروگاه‌ها، عدم قطعیت مربوط به میزان تولید این نیروگاه‌ها در روند برنامه‌ریزی در نظر گرفته شده است. مدل‌سازی این عدم‌قطعیت با استفاده از تحلیل سناریو انجام شده است و در عین حال، به کمک این روش می‌توان سایر عدم‌قطعیت‌ها از جمله عدم‌قطعیت بار و... را براحتی مدل‌سازی 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 برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال از اهمیت زیادی برخوردار است[۸]. در عین حال، مدل‌سازی 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 تکه‌ای شده برای مطالعات شبکه استفاده شده است. پله‌های بار این منحنی به صورت درصدی از پیک بار در جدول (۱) آمده است:

جدول۱)میزان باردر 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 می‌باشد. به‌طور مثال، در اغلب موارد پیک تولید بادی در شب اتفاق می‌افتد در حالی که در این زمان سطح بار شبکه در حداقل مقدار خود است. بازه درنظرگرفته‌شده برای تولید سناریوهای بادی در جدول (۲) ارائه شده است.اعداد ارائه شده در هر پله بار بیانگر محدوده مجاز برای داده‌برداری (انتخاب تصادفی اعداد) است، مثلاً در پله اول بار، تولید نیروگاه‌های بادی عددی تصادفی بین ۲۰ الی ۴۰ درصد ظرفیت تولید آن خواهد بود. محدوده‌های تولید نیروگاه‌های بادی در هر سطح بار به کمک تحلیل منحنی‌های سالانه باد و پروفیل بار در کشورهای مختلف به دست آمده است [۱۲].

جدول۲) بازه درنظرگرفته‌شده 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

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

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 خوشه های 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:

$$J = \sum_{j=1}^{k} \sum_{i=1}^{n} \left\| x_i^{(j)} - c_j \right\|^2 \qquad (۲)$$

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 می باشد.

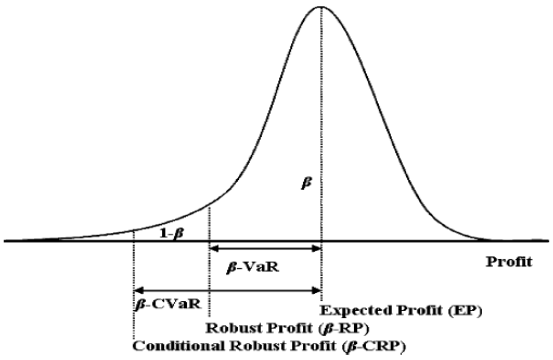
ریسک

وجود عدم قطعیت باعث می شود طرح‌های توسعه در معرض ریسک‌های فنی واقتصادی مختلفی قرار گیرند.در مطالعات انجام شده، روش های مختلفی از جمله روش مارکویتز،روش میانگین ـ واریانس، میانگین ـ 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 شده‌است. 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 سناریوهابه شکل توزیعی پیوسته به دست آمده است. در محاسبات

1) Value at Risk
2) Conditional Value at Risk

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

ریسک با روش CVaR از پارامتری به نام $\beta \in (0\ 1)$ استفاده می‌شود که ضریب اطمینان نامیده می‌شود (این ضریب به طور معمول برابر۰/۹۵ یا۰/۹درنظر گرفته می‌شود). با فرض اتخاذ سطح اطمینان۰/۹برای 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[1] $(\beta\text{-RP})$ و فاصله میان امید ریاضی کل درآمد(EP)[2] و$(\beta\text{-RP})$ به عنوان ارزش در معرض خطر VaR این سرمایه گذاری شناخته‌می‌شود. درحالی که CVaR برابر فاصله میان امید ریاضی کل درآمد (EP) و مقدار درآمد مطمئن مشروط[3] $(\beta\text{-CRP})$ 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 کم‌درآمدترین سناریوهاست. در مدل‌سازی این مقاله با هدف انتخاب طرح‌هایی با مقدار CVaR کمتر، این مقدار با ضریب جریمه بزرگ در تابع هدف سودآوری در نظرگرفته شده است.



شکل۱)تعریف CVaRروی 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 تولیدکافی 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 وبه منظور جلوگیری از قطع بار[4] سیستم، میـزان بار تامین نشده (تولید نیروگاه مجازی) در هرباسr_k با ضریب جریمه بسیار بزرگی وارد توابع هدف شده است.چنانچه بـار

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

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

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

$$\mathbf{LC} = \sum_{\mathbf{t_{y\in T}}} \sum_{\mathbf{k\in\Omega_b}} \boldsymbol{r_k(t_y)} \qquad (۳)$$

که در آن ، Ω_b مجموعه باس‌های بار ، t_yسالy ام از مجموعه سال‌های افق برنامه‌ریزی T می‌باشد. نتیجه آنکه، هزینه عدم تامین بار همواره بزرگتر از هزینه ساخت خطوط خواهد بود و طرح هایی که بار تامین نشده دارند حذف خواهند شد و طرح نهایی 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 شاخه ها دچار تراکم شده اند [۱۷]. بروز تراکم باعث بالا رفتن و تفاوت قیمت انرژی در باس‌های مختلف با یکدیگر یا به عبارتی، باعث متفاوت شدن قیمت های حاشیه‌ای محلی[1](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[2] مورد توجه برنامه‌ریزان گسترش شبکه انتقال قرار گرفته است.

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

$$\mathrm{CC} = \sum_{\mathrm{i,j}\in\Omega_B} \mathrm{f_{ij}}(\mathrm{LMP_j} - \mathrm{LMP_i}) \qquad (۴)$$

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

توابع هدف نهایی

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

$$\mathrm{Min}\left(\left(\sum_{t_{y\in T}}\sum_{l\in\Omega_l}\frac{n_{l,t}*ICL_{l,t}}{(1+D)^{t_y-T_0}}\right) + \left(\alpha\sum_{t_{y\in T}}\sum_{\Omega_B}\frac{\mathrm{CC}(t_y)}{(1+D)^{(t_y-T_0)}}\right) + (pf)*(LC)\right) \qquad (۵)$$

1) Locational Marjinal Price
2) Market-Driven signal

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

$$\mathrm{Min}((-1)*\left(\sum_{\mathrm{t_{y\in T}}}\sum_{\mathrm{l\in\Omega_p}}\frac{n_{l,t}*ICL_{l,t}}{(1+D)^{ty-T_0}}\right)+(pf)*(LC)+(pf')*\left(\sum_{\mathrm{l\in\Omega_p}}CVaR_l\right)) \quad (۶)$$

که در آن، Ω_l مجموعه کل خطوط، $ICL_{l,t}$ هزینه سرمایه‌گذاری احداث خط[1] انتقال l ام، $n_{l,t}$ نشاندهنده وضعیت ساخته‌شدن و یا ساخته نشدن خطوط (. 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 بهترشدن مدل سازی ، هزینه ساخت خطوط سود آور با علامت منفی کمینه شده است.

خطوط سودآور خطوطی هستند که ارزش فعلی خالص[2] (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:

$$\mathrm{NPW}=\left(\sum_{k=1}^{K}\left(\sum_{t=1}^{T}\frac{R_t}{(1+D)^t}-P\right)_k*p_k\right) \qquad \sum_{k=1}^{K}(p_k)=1 \quad (۷)$$

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 به‌عبارت دیگر، پس از ۵ سال داشته باشیم: $\mathrm{NPW}>0$

پس از محاسبه درآمد خطوط و مشخص شدن خطوط سودآور(Ω_p)، ریسک سرمایه گذاری 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 تصمیم گیر و انتخاب بهترین طرح توسعه با توجه به تبعات هر تصمیم را فراهم می‌آورد.

1) Install cost
2) Net present worth

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

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(رابطه۹)، قید حداکثر تعداد مجاز عناصر قابل اضافه کردن به شبکه‌انتقال در یک کریدور مشخص (رابطه۱۰) و قید حدود مجاز توان تولیدی ژنراتورها (رابطه۱۱) به صورت زیر اشاره نمود:[۱۹]

$$\sum_{l\in\Omega_l} f_l + \sum_{i\in\Omega_i} P_i - \sum_{m\in\Omega_d} LD_m = 0 \quad (۸)$$

$$f_l \le (n_i^o + n_i) f_l^{max} \quad (۹)$$

$$. \le n_i \le \bar{n}_i \quad (۱۰)$$

$$P_i^{min} \le P_i \le P_i^{max} \quad (۱۱)$$

در این روابط، f_l فلوی خط،P_i توان تولیدی ژنراتور در باس i، LD_m بار متصل به باس m، Ω_l مجموعه خطوط ،Ω_dمجموعه بارها، Ω_iمجموعه ژنراتورها، n_i^oتعداد خطوط در مسیر iام در حالت پایه، $\bar{n}_i$ حداکثر تعداد مجاز خطوط اضافه شده به یک مسیر، P_i^{max} و P_i^{min}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 پاسخ‌هایی هستند که هیچ پاسخ برتری نسبت به آنها وجود ندارد. این پاسخها از نظر روابط ریاضی بریکدیگر برتری ندارند در حالی که از نظر تحلیلی و تصمیم گیری با توجه به اهمیت توابع هدف، ارزشهای متفاوتی دارند [۲۷].

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

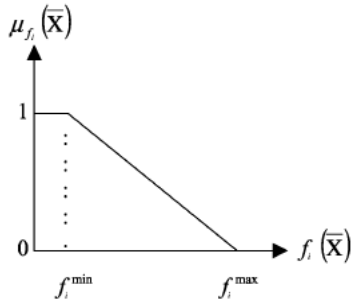
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

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 (رضایت‌مندی کامل) است و نشاندهنده سطح رضایت‌مندی تصمیم گیرنده از آن پاسخ می‌باشد. رابطه خطی جهت تعریف تابع عضویت براساس هر تابع هدف به صورت رابطه (۱۲) بیان می‌شود:

$$\mu_{f_i}(x) = \begin{cases} 0 & f_i(x) > f_i^{max} \\ \frac{f_i^{max} - f_i(x)}{f_i^{max} - f_i^{min}} & f_i^{min} \le f_i(x) \le f_i^{max} \\ 1 & f_i(x) < f_i^{max} \end{cases} \qquad (۱۲)$$

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



شکل۲)تابع عضویت خطی

پس از تعریف توابع عضویت، لازم است تصمیم گیرنده سطوح مطلوب رضایت‌مندی را برای هریک از توابع هدف مشخص کند. در نهایت می‌توان به کمک روش‌های 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:

$$min \sum_{i=1}^{m} \left|\mu_{ri} - \mu_{fi}(x)\right|^{p} \qquad 1 \le p < \infty \qquad (۱۳)$$

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

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

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 نظرگرفته 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 سرمایه‌گذران یا در کشورهای مختلف، متفاوت باشد که در این مقاله یک مقدار متوسط فرض شده است. مقدار ضریب بتا برای محاسبه‌ی 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 ۳۸خط انتقال و۱۰ ژنراتور می‌باشد، به‌علاوه آنکه در حالت پایه میزان تولید و مقدار مصرف به ترتیب برابر ۳۴۰۵و 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 کاندیداها، 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 درنظرگرفته شده است.

هزینه تولید نیروگاه بادی ناچیز در نظر گرفته شده تا امکان استفاده حداکثری از منابع تجدید پذیر فراهم گردد. برای در نظرگرفتن عدم‌قطعیت نیروگاه‌های بادی، ۲۰۰۰ سناریو تولید شده که پس از استفاده ار الگوریتم کاهش سناریو به ۳۰ سناریو تقلیل یافته است.

---

[۱] Optimal power flow

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

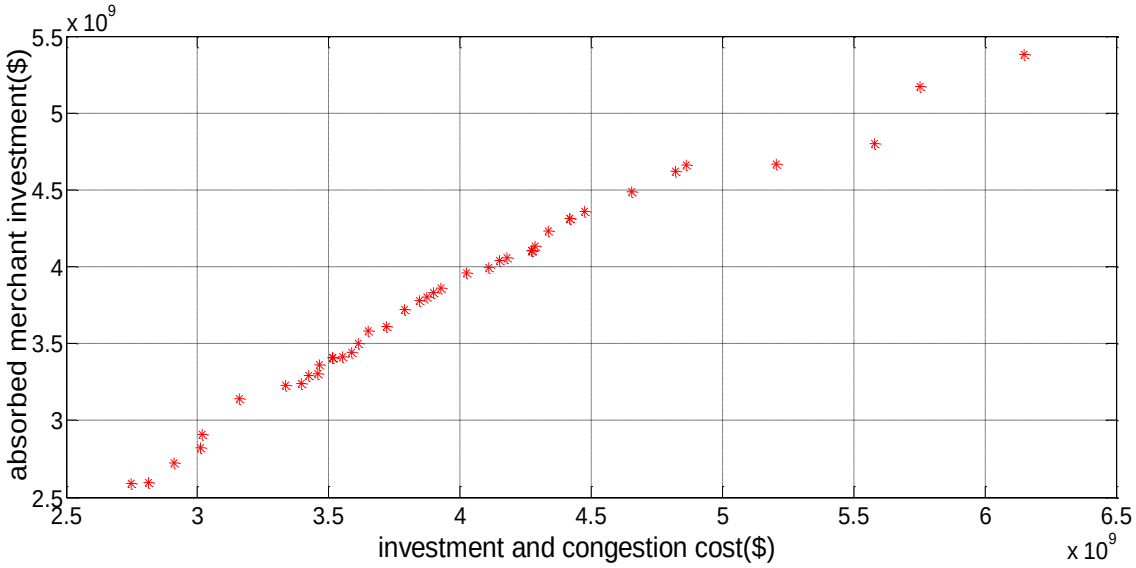
جدول۳) کریدورهای جدید عبور توان

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

جدول۴)ظرفیت و باس مربوط به نیروگاه بادی

باس نیروگاه بادی	ظرفیت(مگاوات)
۱۹	۳۰۰۰

مرحله‌اول شبیه‌سازی با در نظر گرفتن هر دو تابع هدف نهایی (روابط۵و۶) ، قیود مربوطه ،جمعیت اولیه ۲۰۰ و تعداد تکرار ۱۸۰ انجام‌شده‌است. همچنین حداکثر مقدار ریسک به ۱۰ درصد محدود شده است. پاسخهای شبه‌بهینه (نامغلوب) این شبیه‌سازی در شکل (۳) قابل مشاهده است:



شکل۳)پاسخ‌های شبه بهینه

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

بررسی پاسخهای بهینه در شکل فوق نشان می‌دهد با افزایش سرمایه‌گذاری، خطوط سودآور نیز افزایش می‌یابند، اما این روند ثابت نبوده و با افزایش سرمایه گذاری از یک حد مشخص، خطوط سودآور تغییر قابل ملاحظه‌ای نخواهند داشت که نشاندهنده نقطه مناسب تصمیم گیری 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 رضایت‌مندی مربوط به تابع هدف دوم برابر ۰/۸ در نظر گرفته شده است. بدین ترتیب، پاسخ نهایی در جدول (۵) قابل مشاهده می‌باشد:

جدول۵) بهترین پاسخ با دو تابع هدف

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

همان‌طور که درجدول(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=۲۸۰۵.۵ میلیون دلار

۲- مقدار سرمایه خصوصی جذب شده(مقدار تابع هدف دوم): ۲۵۹۴ میلیون دلار

۳- مقدار هرینه‌ای که دولت باید برای احداث خطوط بپردازد که برابر کل هزینه‌سرمایه‌گذاری منهای سرمایه خصوصی جذب شده است (مقدار تابع هدف اول منهای مقدار تابع هدف دوم): ۲۸۰۵.۵-۲۵۹۴=۲۲۱.۵ میلیون دلار

۴- با بکارگیری این روند، دولت باید کمتر از ۱۰ درصد (۲۲۱.۵/۲۸۰۵.۵)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 ملاحظه ای 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:

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

جدول ۶) بهترین پاسخ در حالت تک هدفه

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

با توجه به نتایج جدول(۶) درمی‌یابیم هرچند در مدل دو هدفه کل هزینه‌ها(سرمایه دولتی+سرمایه خصوصی) کمی بیشتر است، امادر 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 ۱۰درصد 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 سرمایه گذاری توسعه‌ی شبکه انتقال(میلیون دلار)	در صد جذب سرمایه گذاری 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 سرمایه گذار خصوصی در واقعیت را فراهم می‌آورد.

نتیجه گیری

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

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

جهت فراهم سازی امکان جذب سرمایه‌های بخش خصوصی ضروری است. مدل این مقاله شامل دو تابع هدف کمینه سازی هزینه ساخت خطوط با درنظر 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.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

[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 Investmen"* , 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:theBrazilian Case"*, Power & Energy Society General Meeting, PP. 1-8.

[14] M. Liu, F. Wu. 2007. *"Portfolio Optimization in Electricity Markets ",* Electric PowerSystems 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 Indstrial 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 Enviroments" ,* 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.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]

[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).

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-10-27]