

روش تجزیه‌ی بندرز تسریع شده برای برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید و انتقال برق پایدار در شرایط عدم قطعیت با در نظر گرفتن ریسک اختلال و جنبه‌های اقتصادی، زیست‌محیطی و اجتماعی: مطالعه‌ی موردی در ایران

امیرحسین صدیقی (استادیار)

پژوهشکده فناوری اطلاعات، پژوهشگاه علوم و فناوری اطلاعات ایران (ایرانداک)

امیر احمدی جاوید* (دانشیار)

دانشکده‌ی مهندسی صنایع و سیستم‌های مدیریت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

مهندسی صنایع و مدیریت شریف، تابستان ۱۳۹۹ (دوره ۱، شماره ۱/۲، ص. ۸۷-۱۰۱)

این مقاله الگوریتم مؤثری برای حل یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی چندمرحله‌یی مورد استفاده در برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی توسعه‌ی شبکه‌ی انتقال و تولید یک سیستم قدرت با عدم قطعیت در تقاضای آینده‌ی برق، قیمت‌های سوخت، انتشار گازهای گل‌خانه‌یی و با در نظر گرفتن ریسک اختلال در ظرفیت تولید و انتقال ارائه می‌کند. در مدل مذکور هر سه جنبه‌ی اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی پایداری در تولید و انتقال برق لحاظ شده است. الگوریتم ارائه شده با استفاده از ساختار ویژه‌ی مدل بر مبنای تجزیه‌ی بندرز طراحی شده است و روش‌هایی برای تسریع آن به کار گرفته شده است. نتایج محاسباتی نشان‌گر کارایی قابل قبول الگوریتم پیشنهادی است. سپس نتایج برای مطالعه‌ی موردی در شبکه‌ی برق شمال غرب ایران به کار گرفته شده است. این بررسی عددی به خوبی نشان می‌دهد که یکپارچه‌سازی انتقال و تولید سیستم قدرت می‌تواند منجر به اتخاذ تصمیمات پایدارتری از وجوه مختلف در طول دوره‌ی برنامه‌ریزی شود.

واژگان کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید برق، برنامه‌ریزی توسعه‌ی انتقال برق، توسعه‌ی پایدار، بهینه‌سازی تصادفی چندمرحله‌یی، روش تجزیه‌ی بندرز برای برنامه‌ریزی عدد صحیح مخلوط.

seddighi@irandoc.ac.ir
ahmadi.javid@aut.ac.ir

۱. مقدمه

تولید و انتقال قابل اطمینان قدرت، نقشی ضروری و تسریع‌کننده در توسعه‌ی اقتصادی کشور دارد و از دغدغه‌های اصلی در مدیریت سیستم قدرت به شمار می‌آید. تولید و انتقال قدرت جنبه‌های مختلفی را در بر می‌گیرد که تأثیر زیادی بر جامعه و محیط زیست همچون انتشار گازهای گل‌خانه‌یی، آلودگی هوا، آلودگی صوتی و انتظارات اجتماعی می‌گذارد. این تأثیرات هنگامی که حوادث مختل‌کننده مانند سوانح طبیعی و انسانی اتفاق می‌افتند حتی شدیدتر نیز می‌شوند. به علاوه، عدم قطعیت مربوط به تقاضای آینده برق و قیمت سوخت نیز بر برنامه‌ریزی تأثیرگذار است و در نتیجه یک مسئله‌ی پیچیده و چند بعدی را به دست می‌دهد.

از طرف دیگر توسعه‌ی پایدار که به دنبال برطرف کردن نیازهای امروز بدون به خطر انداختن توانایی نسل آینده برای برطرف‌سازی نیازشان است، از دیگر موضوعاتی است که توجه جامعه جهانی و تصمیم‌سازان را به خود جلب کرده است. در این رویکرد، توجه به سه بعد اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی در کنار یکدیگر می‌تواند تضمین‌کننده‌ی آینده‌یی بهتر و توسعه‌یی پایدارتر باشد. از این رو مسائل مهمی همچون برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید و انتقال برق نیز نیازمند بهره‌گیری از چنین چشم‌اندازی هستند تا بتوانند تصمیم‌گیری علمی و آگاهانه در این حوزه را با نگاهی پایدار ادغام کنند.

در این راستا نویسندگان مقاله‌ی حاضر در یکی از تحقیقات منتشرشده‌ی قبلی خود^[۱] برای برنامه‌ریزی توسعه‌ی پایدار تولید و انتقال شبکه‌ی برق در شرایط عدم قطعیت مدل جامعی را ارائه کرده بودند. اما راه حل ارائه شده در آن مقاله مبتنی بر استفاده‌ی مستقیم از نرم‌افزارهای بهینه‌سازی است که در ابعاد بالا یا حل توسط آن ناممکن است یا زمان حل بسیار طولانی می‌شود. به منظور رفع این موضوع، این مقاله یک الگوریتم حل بسیار مؤثر برای حل این مدل یکپارچه در ابعاد بالا ارائه می‌دهد. مدل مورد بررسی یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی چندمرحله‌یی است و برای حل آن الگوریتمی مبتنی بر روش تجزیه‌ی بندرز تسریع شده پیشنهاد خواهد شد که کارایی

تولید و انتقال قابل اطمینان قدرت، نقشی ضروری و تسریع‌کننده در توسعه‌ی اقتصادی کشور دارد و از دغدغه‌های اصلی در مدیریت سیستم قدرت به شمار می‌آید. تولید و انتقال قدرت جنبه‌های مختلفی را در بر می‌گیرد که تأثیر زیادی بر جامعه و محیط زیست همچون انتشار گازهای گل‌خانه‌یی، آلودگی هوا، آلودگی صوتی و انتظارات اجتماعی می‌گذارد. این تأثیرات هنگامی که حوادث مختل‌کننده مانند سوانح طبیعی و انسانی اتفاق می‌افتند حتی شدیدتر نیز می‌شوند. به علاوه، عدم قطعیت مربوط به تقاضای آینده برق و قیمت سوخت نیز بر برنامه‌ریزی تأثیرگذار است و در نتیجه یک مسئله‌ی پیچیده و چند بعدی را به دست می‌دهد.

از طرف دیگر توسعه‌ی پایدار که به دنبال برطرف کردن نیازهای امروز بدون به خطر انداختن توانایی نسل آینده برای برطرف‌سازی نیازشان است، از دیگر موضوعاتی

* نویسنده مسئول

تاریخ: دریافت ۱۳۹۸/۵/۲۳، اصلاحیه ۱۳۹۸/۱۰/۲، پذیرش ۱۳۹۸/۱۰/۲۹.

DOI:10.24200/J65.2020.54228.2040

بسیار چشم‌گیری در مقایسه با روش حل مبتنی بر استفاده‌ی مستقیم از نرم‌افزارهای بهینه‌سازی موجود دارد. در ادامه مقایسه‌ی برای سنجیدن کارایی الگوریتم ارائه شده است. ضمناً نتایج مدل برای یک مطالعه‌ی موردی مبتنی بر اطلاعات شبکه‌ی برق ایران ارائه خواهد شد. این قسمت برگرفته از یافته‌های قبلی است و فقط به منظور انسجام و استفاده‌ی بیشتر خوانندگان فارسی‌زبان علاقه‌مند به جنبه‌های کاربردی آورده شده است.

ادامه‌ی مقاله به این شرح سازمان یافته است. ابتدا پیشینه‌ی موضوع در بخش ۲ بررسی می‌شود. بخش ۳ به تعریف و فرمول‌بندی مسئله اختصاص یافته است. روش حل مسئله در بخش ۴ ارائه خواهد شد. در بخش ۵ مطالعه‌ی موردی تشریح شده و نتایج حاصل از مدل یکپارچه از زوایای مختلف تحلیل و بررسی شده است. در بخش آخر جمع‌بندی مقاله ارائه خواهد شد.

۲. پیشینه‌ی موضوع

۲.۱. برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید

هدف از برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید (GEP) که نوعاً به صورت یک مدل برنامه‌ریزی عددصالح مخلوط فرمول‌بندی می‌شود، توسعه‌ی ظرفیت واحدهای تولیدی مختلف در یک افق برنامه‌ریزی بلندمدت و به منظور کمینه‌سازی هزینه‌ی کل، شامل هزینه‌ی احداث واحدهای تولیدی جدید و هزینه‌های عملیاتی و تعمیرات و نگهداری واحدهاست. محققان زیادی GEP را تحت فرضیات قطعی مطالعه کرده‌اند. پارک و همکاران^[۲] این مسئله را به صورت یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی فرمول‌بندی کردند و یک الگوریتم ژنتیک بهبود یافته برای حل آن در ابعاد بالا ارائه کردند. فیروم و لگی^[۳] یک الگوریتم ژنتیک تکرار شونده برای حل GEP ارائه دادند. آنتونیز و همکاران^[۴] یک مدل برنامه‌ریزی خطی عددصالح مخلوط چندهدفه برای GEP ارائه کردند که مدیریت طرف تقاضا (DSM)^۲ را نیز در بر می‌گیرد.

یلدیریم و همکاران^[۵] یک الگوریتم ژنتیک-شبه‌سازی تیرید انطباقی برای حل GEP پیشنهاد دادند. کانان و همکاران^[۶] این مسئله را به صورت یک مسئله‌ی چندهدفه در نظر گرفته‌اند و از یک الگوریتم ژنتیک با مرتب‌سازی نخبگان غیرغالب برای حل آن استفاده کردند.

برخی دیگر از محققان GEP را تحت شرایط عدم قطعیت مطالعه کرده‌اند. جین و همکاران^[۷] GEP را با در نظر گرفتن عدم قطعیت در باره‌ی تقاضای آینده‌ی برق و قیمت سوخت فرمول‌بندی کردند. سپس یک مدل فرایند تصادفی را برای توصیف تغییر این پارامترها پیشنهاد دادند و یک درخت سناریو برای مسئله پیشنهاد کردند. پیرا و سارایو^[۸] GEP را با یک شبه‌سازی پویای بلندمدت ترکیب کردند تا تغییر تقاضا و قیمت برق را تخمین بزنند. فنگ و ریان^[۹] یک الگوریتم کاهش سناریوی جدید برای GEP با در نظر گرفتن عدم قطعیت در قیمت آینده‌ی سوخت و تقاضای برق به واسطه‌ی برون‌یابی آماری روندهای تاریخی بلندمدت ارائه کردند. صدیقی و احمدی‌جاوید^[۱۰] GEP را با استفاده از یک رویکرد ریسک‌گریز مدل‌سازی کردند به صورتی که ریسک اختلال و جنبه‌های مسئولیت‌پذیری اجتماعی را در آن در نظر گرفتند. جین و همکاران^[۱۱] عدم قطعیت را به صورت فازی و با استفاده از تابع عضویت فاصله‌ای در مسئله لحاظ کردند. در مطالعه‌ی دیگری راجرز و همکارانش^[۱۲] هزینه‌های اجتماعی را وارد مدل کردند و با کمک شبه‌سازی به حل آن در یک مطالعه‌ی موردی پرداختند.

تأثیرات زیست‌محیطی اخیراً در برخی مطالعات مرتبط با GEP در نظر گرفته

شده است. مرا و همکاران^[۱۳] GEP را با در نظر گرفتن انتشارات گاز CO₂ و ریسک قیمت سوخت در قالب یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی عددصالح مخلوط چندهدفه تک‌دوره‌ی فرمول‌بندی کردند. سیریکوم و همکاران^[۱۴] با لحاظ کردن هزینه‌های زیست‌محیطی و محدودیت‌هایی برای انتشار آلاینده‌های هوا (SO₂ و PM₁₀) مسئله‌ی GEP را توسعه دادند. چن و همکاران^[۱۵] تأثیرات عامل‌های کم‌کربن مختلف را با GEP ترکیب کردند و یک رویکرد مدل‌بندی توافقی برای تطبیق خصوصیات مدل پیشنهادی ارائه دادند. تکینز و همکاران^[۱۶] یک مدل بهینه‌سازی چندهدفه برای GEP پیشنهاد کردند که در آن تأثیرات زیست‌محیطی (انتشارات گازهای CO₂ و NO_x) در نظر گرفته شده و عدم قطعیت در تقاضا و در دسترس بودن واحدها با استفاده از شبیه‌سازی مونت‌کارلو لحاظ شده است.

کارری و همکاران^[۱۷] تأثیرات تعرفه‌های خوراک، تعهدات سهمیه‌ی، تجارت گازهای انتشاری و مالیات بر کربن را در GEP در نظر گرفتند و مسئله را با استفاده از الگوریتم تجزیه‌ی بندری تعمیم یافته حل کردند. ساگاستریبال و سالدوفا^[۱۸] GEP را با محدودیت‌های زیست‌محیطی به صورت یک مسئله‌ی بهینه‌سازی محدودیت‌دار محذب ناهموار فرمول‌بندی کردند و آن را به کمک یک روش مناسب و مؤثر حل کردند. گیتازاده و همکاران^[۱۹] یک مدل خطی عددصالح مخلوط چندهدفه برای GEP پیشنهاد کردند که در آن انتشارات گاز CO₂ و ریسک قیمت انرژی در نظر گرفته می‌شود. سانتوس و لگی^[۲۰] هزینه‌های زیست‌محیطی مربوط به احداث و عملیاتی‌کردن نیروگاه‌های برق را با فرایند برنامه‌ریزی توسعه‌ی بلندمدت سیستم‌های تولیدگرما ترکیب کردند. بهوانش و همکاران^[۲۱] منابع تجدیدپذیر انرژی و فناوری‌های ذخیره‌ی انرژی را در مسئله در نظر گرفتند و برای حل آن از الگوریتم‌های تکاملی استفاده کردند. مهربادی و همکاران^[۲۲] در یک محیط رقابتی به بررسی سیاست‌های کنترل آلودگی در مسئله پرداختند.

۲.۲. برنامه‌ریزی توسعه‌ی انتقال

برنامه‌ریزی توسعه‌ی انتقال (TEP)^۳ به دنبال تعیین ساختار بهینه‌ی شبکه‌ی قدرتی در یک افق برنامه‌ریزی بلندمدت است تا نیاز به نیرو در هر گره را با کمترین هزینه‌ی ساخت خطوط جدید، عملیات و نگهداری شبکه‌ی نیرو برآورده سازد.

الگواسیل و همکاران^[۲۳] یک رویکرد برنامه‌ریزی خطی عددصالح مخلوط برای حل TEP بلندمدت ارائه دادند. بوستامانته سدنو و آروا^[۲۴] این مسئله را تحت عدم قطعیت فرمول‌بندی کردند. لیچه داسیلوا و همکاران^[۲۵] پیشینه‌ی مربوط به الگوریتم‌های فرا‌ابتکاری پیشنهادی برای حل TEP را مرور کردند. دلگادو و کارلو^[۲۶] ریسک‌گریزی را در نظر گرفتند و یک مدل برنامه‌ریزی خطی عددصالح مخلوط با میانگین ریسک برای TEP ارائه دادند. شیوایی و عاملی^[۲۷] برای TEP یک مدل چندلایه در محیطی رقابتی و با کمک تصمیم‌گیری چندمعیاره ارائه کردند. لومبراس و همکاران^[۲۸] برای حل مسئله از مدل‌سازی مبتنی بر عامل و با الهام از نوعی انگل با مهارت بالا در ساخت شبکه‌های انتقال بهره گرفتند. داس و همکاران^[۲۹] برای حل TEP از رویکردی مبتنی بر الگوریتم خفاش استفاده کردند. برای مروری بر مقالات منتشرشده در حوزه TEP می‌توان به مقاله‌ی گومز و سارایو^[۳۰] مراجعه کرد.

۳.۲. برنامه‌ریزی توسعه‌ی یکپارچه‌ی تولید و انتقال

به‌علت رابطه‌ی نزدیک بین GEP و TEP، برنامه‌ریزی توسعه‌ی یکپارچه‌ی تولید و انتقال (GTPE)^۴ یکی از خطوط تحقیقاتی اصلی در مدیریت سیستم‌های

مجموعه‌ها

N : مجموعه‌ی گره‌ها؛

Ω : مجموعه‌ی سناریوها؛

T : مجموعه‌ی دوره‌های برنامه‌ریزی؛

EG : مجموعه‌ی گره‌های مربوط به واحدهای تولیدی موجود؛

PG : مجموعه‌ی گره‌های نامزد برای واحدهای تولیدی جدید؛

TG : مجموعه‌ی انواع مختلف فناوری‌های تولیدی؛

FEG : مجموعه‌ی جفت‌های حاضر از گره‌های مربوط به واحدهای تولیدی موجود

و فناوری‌های تولیدی آنها، $FEG \subset EG \times TG$ ؛

FPG : مجموعه‌ی جفت‌های شدنی از گره‌های نامزد برای واحدهای تولیدی جدید

و فناوری‌های تولیدی آنها، $FPG \subset PG \times TG$ ؛

FNG : مجموعه‌ی تمام جفت‌ها متشکل از گره‌های مربوط به واحدهای تولیدی و

فناوری‌های تولیدی آنها، $FNG = FEG \cup FPG$ ؛

EL : مجموعه‌ی خطوط انتقال موجود؛

PL : مجموعه‌ی خطوط انتقال جدید؛

$TL = EL \cup PL$: مجموعه‌ی تمام خطوط انتقال

پارامترها

$f_{cg_{i,k}}$: هزینه‌ی ثابت احداث، عملیاتی‌کردن و نگهداری یک واحد تولیدی جدید

از نوع k در گره i بر حسب مگاوات، $(i, k) \in FPG$ ؛

$om_{i,k,t}(\omega)$: هزینه‌ی عملیات و تعمیرات و نگهداری یک واحد تولیدی از نوع k در

گره i در دوره‌ی t تحت سناریوی ω بر حسب مگاوات ساعت،

$(i, k) \in FNG, t \in T, \omega \in \Omega$ ؛

τ : نرخ بهره؛

du_t : طول دوره‌ی زمانی t بر حسب ساعت، $t \in T$ ؛

$p(\omega)$: احتمال رخ‌داد سناریوی ω ، $\omega \in \Omega$ ؛

f_{cl} : هزینه‌ی ساخت یک خط انتقال جدید بر حسب کیلومتر؛

$dis_{i,j}$: فاصله‌ی بین گره i و گره j بر حسب کیلومتر، $(i, j) \in PL$ ؛

ec_{CO_2} : هزینه‌ی اجتماعی-زیست‌محیطی توسعه‌ی پایدار بابت انتشار گاز CO_2 ؛

$\varphi_{CO_2}^{i,k,t}(\omega)$: نرخ انتشار گاز CO_2 یک واحد تولیدی از نوع k در گره i در دوره‌ی t

تحت سناریوی ω بر حسب کیلوگرم بر مگاوات ساعت،

$(i, k) \in FNG, t \in T, \omega \in \Omega$ ؛

lc_i : هزینه‌ی جریمه برای انرژی تأمین‌نشده در گره i برای هر مگاوات ساعت،

$i \in N$ ؛

$\overline{cg}_{i,k}$: بیشترین ظرفیت یک واحد تولیدی از نوع k در گره i تحت شرایط عادی بر

حسب مگاوات، $(i, k) \in FNG$ ؛

$\psi_{i,k,t}(\omega)$: درصد ظرفیت در دسترس یک واحد تولیدی از نوع k در گره i در

دوره‌ی t تحت سناریوی ω ، $(i, k) \in FNG, t \in T, \omega \in \Omega$ ؛

$\overline{fl}_{i,j}$: بیشترین ظرفیت یک خط انتقال از گره i به گره j بر حسب مگاوات،

$(i, j) \in TL$ ؛

$\eta_{i,j,t}(\omega)$: درصد ظرفیت در دسترس یک خط انتقال از گره i به گره j در دوره‌ی t

تحت سناریوی ω ، $(i, j) \in TL, t \in T, \omega \in \Omega$ ؛

$d_{i,t}(\omega)$: تقاضای بار در گره i در دوره‌ی t تحت سناریوی ω (MW)،

$i \in N, t \in T, \omega \in \Omega$ ؛

$\gamma_{i,j}$: سوسپتانس مدار بین گره i و گره j ، $(i, j) \in TL$ ؛

\hat{p}_{noise}^i : بیشینه‌ی سطح نویز مجاز در گره i بر حسب دسی‌بل، $i \in PG$ ؛

قدرت در سال‌های اخیر بوده است. شاران و بالاسوبرامانیان^[۳۱] خرید سوخت و هزینه‌های حمل و نقل را در GTEP در نظر گرفتند. پوزو و همکاران^[۳۲] یک مدل تعادلی سه‌سطحی برای توسعه‌ی یکپارچه‌ی یک شبکه‌ی برق ارائه دادند. سدنیو و آرورا^[۳۳] مدلی برای یکپارچه‌سازی برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید و انتقال پیشنهاد کردند تا یک طرح توسعه برای کل بخش در سطح کلان به دست آورند. صدیقی و احمدی‌جاوید^[۱] مسئله را در یک محیط تصادفی و با در نظر گرفتن جنبه‌های متعددی از پایداری و مسئولیت‌پذیری اجتماعی و لحاظ ریسک اختلال فرمول‌بندی کردند. سرید و تزور^[۳۴] تقاضا را به صورت وابسته به زمان در نظر گرفتند و تولید توزیع‌شده را در مدل وارد کردند. گوپتا و همکاران^[۳۵] از یک رویکرد بهینه‌سازی تکاملی دوسطحی مبتنی بر الگوریتم ژنتیک برای حل مسئله کمک گرفتند تا ضمن کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری شبکه، قابلیت اطمینان آن را افزایش دهند. نوز و همکاران^[۳۶] GTEP را با هدف افزایش سهم منابع انرژی تجدیدپذیر مد نظر قرار دادند و آن را در یک مطالعه‌ی موردی در استرالیا به کار گرفتند. مارکل-هوب و همکاران^[۳۷] مسئله را در سطحی کلان در نظر گرفتند و برای حل آن الگوریتم‌هایی مبتنی بر جستجوی همسایگی و جستجوی تصادفی حریص ارائه دادند. کوئروگا و همکاران^[۳۸] تأثیر سیاست‌های مالیاتی منطقه‌ی و محلی مرتبط با انتشار آلودگی‌ها را در GTEP با ارائه‌ی یک مدل برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح بررسی کردند و مدل خود را در یک مطالعه‌ی موردی در شبکه‌ی برق شیلی به کار گرفتند. ملکوتی‌مقدم و همکاران^[۳۹] مسئله را برای یک هاب انرژی در نظر گرفتند و برای حل آن از یک الگوریتم ژنتیک بهبود یافته بهره بردند.

با توجه به پیشینه و اهمیت موضوع نیاز به مطالعه‌ی احساس می‌شود که بتواند به جای الگوریتم‌های اکتشافی راه‌حل دقیق و کارایی برای یکپارچه‌سازی جنبه‌های مختلف توسعه‌ی پایدار با تصمیمات طراحی و برنامه‌ریزی شبکه‌ی تأمین برق، در یک محیط غیرقطعی با لحاظ ریسک اختلال ارائه دهد. در این زمینه مقاله‌ی حاضر با مینا قرار دادن مدل پیشنهادی در مرجع^[۱] قصد دارد تا روش حل دقیق و مؤثر مبتنی بر تجزیه‌ی بندرز برای مسئله ارائه دهد.

۳. تعریف و فرمول‌بندی مسئله

هدف از مسئله‌ی برنامه‌ریزی توسعه‌ی یکپارچه‌ی تولید و انتقال پیشنهادی در مقاله^[۱] مکان‌یابی هم‌زمان واحدهای تولیدی جدید، ساخت خطوط انتقال جدید و تعیین توان تولیدی و جریان نیرو در شبکه‌ی نهایی به صورتی است که با هزینه‌ی کل کمینه‌ی احداث، انتقال، زیست‌محیطی و کاهش بار بتواند نیازمندی‌های نیرو را در افق برنامه‌ریزی چند دوره‌ی برآورده کند. بدین منظور یک شبکه‌ی قدرت شامل تعدادی واحد تولیدی و خطوط انتقال موجود به همراه مکان‌هایی بالقوه برای واحدهای تولیدی و خطوط انتقال جدید در نظر گرفته می‌شود. این شبکه تحت تأثیر اختلال در ظرفیت تولید و انتقال قرار دارد و تقاضا، قیمت‌های سوخت و انتشارات گازها در آن تصادفی هستند. در ادامه قسمت‌های متفاوت این مدل توضیح داده می‌شود.

۱.۳. نمادگذاری

این بخش به ترتیب به معرفی مجموعه‌ها، پارامترها و متغیرهای تصمیم مدل می‌پردازد که برای مدل‌سازی در زیربخش بعدی استفاده خواهند شد.

تأثیر نویز یک واحد تولیدی از نوع k در گره i بر حسب دسی‌بل،
 $\rho_{noise}^{i,k}$:
 $(i, k) \in FPG$

ρ_{sa} : کمیته نوح مجاز پذیرش اجتماعی؛

$\rho_{sal}^{i,k}$: پذیرش اجتماعی یک واحد تولیدی از نوع k در گره i ؛
 $(i, k) \in FPG$

$\rho_{sal}^{i,j}$: پذیرش اجتماعی یک خط انتقال از گره i به گره j ؛
 $(i, j) \in PL$

bd_t : بودجه‌ی کل برای طرح توسعه‌ی تولید و انتقال در دوره‌ی t ؛
 $t \in T$

M : یک عدد مثبت به اندازه‌ی کافی بزرگ.

متغیرهای تصمیم

متغیرهای تصمیم مرحله‌ی اول

$X_{i,k,t}$: یک متغیر دودویی که اگر یک واحد تولیدی جدید از نوع k در گره i در دوره‌ی t احداث شود، برابر یک می‌شود؛
 $(i, k) \in FPG, t \in T$

$Y_{i,j,t}$: یک متغیر دودویی که اگر یک خط انتقال جدید در یال (i, j) در دوره‌ی t ساخته شود، برابر یک می‌شود؛
 $(i, j) \in PL, t \in T$

متغیرهای تصمیم مرحله‌ی دوم

$P_{i,k,t}(\omega)$: توان تولیدی در گره i توسط یک واحد تولیدی از نوع k در دوره‌ی t تحت سناریوی ω بر حسب مگاوات،
 $(i, k) \in FNG, t \in T, \omega \in \Omega$

$PF_{i,j,t}(\omega)$: جریان توان از گره i به گره j در دوره‌ی t تحت سناریوی ω بر حسب مگاوات،
 $(i, j) \in TL, t \in T, \omega \in \Omega$

$R_{i,t}(\omega)$: کاهش بار در گره i در دوره‌ی t تحت سناریوی ω بر حسب مگاوات،
 $i \in N, t \in T, \omega \in \Omega$

$V A_{i,t}(\omega)$: زاویه‌ی ولتاژ در گره i در دوره‌ی t تحت سناریوی ω بر حسب رادیان،
 $i \in N, t \in T, \omega \in \Omega$

۲.۲.۳. فرمول‌بندی ریاضی

این زیربخش با استفاده از نمادهای تعریف‌شده در زیربخش قبل به بیان مدل پایه‌ی می‌پردازد که مبنای توسعه‌ی الگوریتم قرار می‌گیرد. در ابتدا تابع هدف و سپس محدودیت‌ها بیان می‌شوند.

۱.۲.۳. تابع هدف

در برنامه‌ریزی مورد نظر، کمیته‌سازی یک تابع، که ترکیبی از هزینه‌های مختلف است، به‌عنوان معیار عملکرد در نظر گرفته می‌شود. این تابع هدف شامل کمیته‌سازی سه‌دسته از هزینه‌هاست که در زیر آمده است.

هزینه‌ی طراحی

هزینه‌ی طراحی شبکه برابر با کل هزینه‌ی ثابت احداث، عملیاتی‌کردن و نگهداری واحدهای تولیدی جدید و هزینه‌ی کل ساخت خطوط انتقال جدید است که عبارت است از:

$$\sum_{(i,k) \in FPG} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} fcg_{i,k} (X_{i,k,t} - X_{i,k,t-1}) \overline{cg}_{i,k} + \sum_{(i,j) \in PL} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} fcl (Y_{i,j,t} - Y_{i,j,t-1}) dis_{i,j} \leq bd_t \quad (1)$$

هزینه‌ی برنامه‌ریزی

هزینه‌ی برنامه‌ریزی شبکه برابر با کل هزینه‌ی مورد انتظار عملیاتی و تعمیرات‌ونگهداری واحدهای تولیدی و هزینه‌ی کاهش بار است که در قالب امید ریاضی سناریوهای

مختلف به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$\sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) \times \left[\sum_{(i,k) \in FNG} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} du_t om_{i,k,t}(\omega) P_{i,k,t}(\omega) + \sum_{i \in N} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} lc_i du_t R_{i,t}(\omega) \right] \quad (2)$$

هزینه‌ی پایداری

هزینه‌ی پایداری مؤثر در برنامه‌ریزی در این مسئله برابر با امید ریاضی هزینه‌ی بعد اجتماعی-زیست‌محیطی انتشارات گاز CO₂ در نظر گرفته شده که عبارت است از:

$$\sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) \times ec_{CO_2} SC_{CO_2}(\omega) \quad (3)$$

که در آن:

$$SC_{CO_2}(\omega) = \sum_{(i,k) \in FNG} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} du_t \varphi_{CO_2}^{i,k,t}(\omega) P_{i,k,t}(\omega) \quad (4)$$

۲.۲.۳. محدودیت‌ها

در این زیربخش سه دسته از محدودیت‌های طراحی، برنامه‌ریزی و پایداری مدل به‌ترتیب ارائه خواهد شد.

محدودیت‌های طراحی

بیشترین میزان بودجه‌ی تخصیص یافته برای احداث واحدهای تولیدی و خطوط انتقال جدید در هر دوره‌ی برنامه‌ریزی توسط محدودیت زیر کنترل می‌شود:

$$\sum_{(i,k) \in FPG} fcg_{i,k} (X_{i,k,t} - X_{i,k,t-1}) \overline{cg}_{i,k} + \sum_{(i,j) \in PL} fcl (Y_{i,j,t} - Y_{i,j,t-1}) dis_{i,j} \leq bd_t \quad (5)$$

هرگاه یک واحد تولیدی یا یک خط انتقال در یک دوره‌ی برنامه‌ریزی احداث شود، باید برای دوره‌های بعدی نیز در دسترس باشد. این مطلب توسط محدودیت‌های زیر بیان می‌شود:

$$X_{i,k,t-1} \leq X_{i,k,t} \quad (i, k) \in FPG, t \in T \quad (6)$$

$$Y_{i,j,t-1} \leq Y_{i,j,t} \quad (i, j) \in PL, t \in T \quad (7)$$

از طرف دیگر متغیرهای طراحی باید فقط مقادیر صفر یا یک را بگیرند؛ پس:

$$X_{i,k,t} \in \{0, 1\} \quad (i, k) \in FPG, t \in T \quad (8)$$

$$Y_{i,j,t} \in \{0, 1\} \quad (i, j) \in PL, t \in T \quad (9)$$

محدودیت‌های برنامه‌ریزی

محدودیت‌های ظرفیت

در صورت احداث یک واحد تولیدی جدید، کل توان تولیدی آن در هر سناریو به‌صورت زیر توسط ظرفیت تولیدی در آن سناریو محدود می‌شود:

$$P_{i,k,t}(\omega) \leq \psi_{i,k,t}(\omega) \overline{cg}_{i,k} X_{i,k,t} \quad (i, k) \in FPG, t \in T, \omega \in \Omega \quad (10)$$

هستند. این دسته محدودیت‌ها به صورت زیر بیان می‌شوند:

$$P_{i,k,t}(\omega) \geq 0 \quad (i, k) \in FNG, t \in T, \omega \in \Omega \quad (18)$$

$$PF_{i,j,t}(\omega) \in \mathbf{R} \quad (i, j) \in TL, t \in T, \omega \in \Omega \quad (19)$$

$$VA_{i,t}(\omega) \in \mathbf{R} \quad i \in N, t \in T, \omega \in \Omega \quad (20)$$

محدودیت‌های پایداری

میزان تأثیرات نویز در هر گره باید از بیشینه‌ی حد مجاز نویز در آن گره کمتر باشد. این محدودیت کنترلی مطابق با الزامات قانونی مرتبط با بعد اجتماعی-زیست‌محیطی از توسعه‌ی پایدار است و به صورت زیر بیان می‌شود:

$$SC_{noise}^i \leq \rho_{noise}^i \quad i \in PG \quad (21)$$

که در آن میزان تأثیرات نویز در هر گره بر مبنای سطح کل نویز مربوط به واحدهای تولیدی باز شده در آن گره به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$SC_{noise}^i = \log_{10} \left(\sum_{k|(i,k) \in FPG} 10^{\rho_{noise}^{i,k}/10} X_{i,k,|T|} \right) \quad i \in PG \quad (22)$$

برای اطلاع بیشتر درباره‌ی این الزام قانونی به آیین‌نامه‌ی اجرایی نحوه‌ی جلوگیری از آلودگی صوتی مصوب ۱۳۷۸/۳/۱۹ هیئت وزیران مراجعه کنید.^[۲۳]

به‌طور مشابه می‌توان محدودیتی برای پذیرش اجتماعی در نظر گرفت. در این‌جا به‌دنبال پذیرش اجتماعی احداث یک واحد تولیدی با یک فناوری خاص در یک مکان مشخص یا احداث یک خط انتقال هستیم. به عبارت دیگر قصد داریم تا نظر جامعه‌ی محلی و میزان پذیرش آن را درباره‌ی انجام طرح توسعه‌ی تولید و انتقال در مدل ریاضی لحاظ کنیم. بدین منظور میزان مقبولیت طرح در هر منطقه با استفاده از پرسش‌نامه‌ی استاندارد ارزیابی می‌شود (برای مطالعه‌ی بیشتر درباره‌ی پذیرش اجتماعی در سیستم‌های انرژی، ابعاد و اندازه‌گیری آن به مراجع^[۲۷-۲۴] مراجعه کنید). سپس یک حد مجاز برای پذیرش طرح توسعه از سوی مدیران سیستم قدرت تعیین می‌شود. این حد مجاز در حقیقت کمیته‌ی میزان مقبولیتی را نشان می‌دهد که حاضریم با آن به پیاده‌سازی طرح توسعه اقدام کنیم. بدین ترتیب متوسط میزان پذیرش اجتماعی مرتبط با طرح توسعه‌ی واحدهای تولیدی و خطوط انتقال جدید باید منطبق بر سیاست‌های کلی انتخابی مربوط به بعد اجتماعی توسعه‌ی پایدار در شبکه، از کمیته‌ی حد مجاز آن بیشتر باشد. بنابراین:

$$SC_{sa} \geq \underline{\rho}_{sa} \quad (23)$$

که در آن متوسط میزان پذیرش اجتماعی شبکه با استفاده از مقدار میانگین پذیرش اجتماعی واحدهای تولیدی و خطوط انتقال جدید به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$SC_{sa} = \frac{\sum_{(i,k) \in FPG} \rho_{sa}^{i,k} X_{i,k,|T|} + \sum_{(i,j) \in PL} \rho_{sa}^{i,j} Y_{i,j,|T|}}{\sum_{(i,k) \in FPG} X_{i,k,|T|} + \sum_{(i,j) \in PL} Y_{i,j,|T|}} \quad (24)$$

توجه کنید که به‌عنوان قرار داد، به‌منظور خوش‌تعریفی عبارت ۲۴ تقسیم صفر بر صفر را مساوی با صفر در نظر می‌گیریم. به‌علاوه محدودیت‌های ۲۱ و ۲۳ موضوعات مرتبط با مبحث پایداری را که در تابع هدف لحاظ نشده‌اند، منعکس می‌سازند و نشان‌دهنده‌ی دسته‌ای از محدودیت‌های پایداری هستند که بر تصمیمات طراحی شبکه مؤثرند.

به‌طور مشابه محدودیت زیر ظرفیت تولید را برای واحدهای تولیدی موجود در هر سناریو اعمال می‌کند:

$$P_{i,k,t}(\omega) \leq \psi_{i,k,t}(\omega) \overline{cg}_{i,k} \quad (i, k) \in FEG, t \in T, \omega \in \Omega \quad (11)$$

در صورت احداث یک خط انتقال، کران پایین و بالای توان عبوری از آن به صورت زیر توسط ظرفیت انتقال در هر سناریو محدود می‌شود:

$$-\eta_{i,j,t}(\omega) \overline{fl}_{i,j} Y_{i,j,t} \leq PF_{i,j,t}(\omega) \leq \eta_{i,j,t}(\omega) \overline{fl}_{i,j} Y_{i,j,t} \quad (i, j) \in PL, t \in T, \omega \in \Omega \quad (12)$$

به‌طور مشابه محدودیت زیر میزان توانی را کنترل می‌کند که می‌تواند از طریق خطوط انتقال موجود در هر سناریو عبور داده شود:

$$-\eta_{i,j,t}(\omega) \overline{fl}_{i,j} \leq PF_{i,j,t}(\omega) \leq \eta_{i,j,t}(\omega) \overline{fl}_{i,j} \quad (i, j) \in EL, t \in T, \omega \in \Omega \quad (13)$$

محدودیت‌های جریان

مجموع کل توان تولیدی در هر گره به‌علاوه توان ورودی به هر گره و کاهش بار در آن گره باید برابر با میزان توان خروجی از گره به‌علاوه تقاضای آن گره باشد. این رابطه قانون جریان کریشف (KCL)^۵ را نشان می‌دهد که نشانگر بقای جریان در هر گره از شبکه است و به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\sum_{k|(i,k) \in FNG} P_{i,k,t}(\omega) + \sum_{j|(j,i) \in TL} PF_{j,i,t}(\omega) + R_{i,t}(\omega) = \sum_{j|(i,j) \in TL} PF_{i,j,t}(\omega) + d_{i,t}(\omega) \quad i \in N, t \in T, \omega \in \Omega \quad (14)$$

از طرف دیگر واضح است که میزان کاهش بار در هر گره مقداری نامنفی است و نمی‌تواند از مقدار تقاضای بار در آن گره بالاتر باشد. پس:

$$0 \leq R_{i,t}(\omega) \leq d_{i,t}(\omega) \quad i \in N, t \in T, \omega \in \Omega \quad (15)$$

محدودیت‌های زیر قانون اهم را در شبکه‌ی DC معادل برای خطوط انتقال موجود و جدید اعمال می‌کنند. این قانون توان عبوری از هر خط انتقال را به زاویه‌ی ولتاژ دو سر آن و مشخصه‌ی فیزیکی از خط انتقال (سوسپتانس خط) مربوط می‌سازد و به‌طور ضمنی قانون ولتاژ کریشف (KVL)^۶ را ارضا می‌کند (برای جزئیات فنی به مراجع^[۲۲-۲۰] مراجعه کنید).

$$PF_{i,j,t}(\omega) - \gamma_{i,j} (VA_{i,t}(\omega) - VA_{j,t}(\omega)) = 0 \quad (i, j) \in EL, t \in T, \omega \in \Omega \quad (16)$$

$$-M(1 - Y_{i,j,t}) \leq PF_{i,j,t}(\omega) - \gamma_{i,j} (VA_{i,t}(\omega) - VA_{j,t}(\omega)) \leq M(1 - Y_{i,j,t}) \quad (i, j) \in PL, t \in T, \omega \in \Omega \quad (17)$$

در نهایت باید توجه کرد که توان تولیدی توسط هر واحد تولیدی مقداری نامنفی است. توان عبوری از هر خط انتقال و زاویه‌ی ولتاژ در هر گره نیز از اعداد علامت

s. t.

$$(26), (25), (9)-(5)$$

$$\theta(\omega) \geq Q(l, \omega) - \sum_{(i,k) \in FPG} \sum_{t \in T} \left[\frac{\psi_{i,k,t}(\omega) \pi_{i,k,t}^l(\omega) \times}{\overline{cg}_{i,k}} (\hat{X}_{i,k,t}^l - X_{i,k,t}) \right] - \sum_{(i,j) \in PL} \sum_{t \in T} \left[\left(\begin{array}{l} \eta_{i,j,t}(\omega) \overline{fl}_{i,j} \times (v_{i,j,t}^l(\omega) - \tau_{i,j,t}^l(\omega)) \\ -M(\kappa_{i,j,t}^l(\omega) - \lambda_{i,j,t}^l(\omega)) \\ \times (\hat{Y}_{i,j,t}^l - Y_{i,j,t}) \end{array} \right) \right] \quad \omega \in \Omega, l \in iter \quad (28)$$

که در آن نماد $iter$ بیان‌گر مجموعه‌ی اندیس تمام تکرارهای صورت‌گرفته در هر مرحله از حل مسئله اصلی است. عبارات $\pi_{i,k,t}^l(\omega)$, $v_{i,j,t}^l(\omega)$, $\tau_{i,j,t}^l(\omega)$, $\kappa_{i,j,t}^l(\omega)$ و $\lambda_{i,j,t}^l(\omega)$ به ترتیب مقادیر بهینه‌ی متغیرهای دوگان نظیر محدودیت‌های 3^0 , 3^1 , 3^2 , 3^3 در تکرار l از زیرمسئله‌ی مربوطه هستند. به علاوه توجه کنید که دسته محدودیت‌های 2^8 معرف برش‌های بهینگی چندبرشی هستند که در مراحل قبلی تولید و اضافه شده‌اند (توجه شود برای مسئله‌ی ما نیازی به برش‌های شدنی بودن نیست چون در زیرمسائل جریمه‌ای در تابع هدف در صورت عدم وجود ظرفیت کافی لحاظ می‌شود).

زیرمسئله‌ی متناظر با سناریوی $\omega \in \Omega$ در تکرار l عبارت است از:

$$\min \sum_{(i,k) \in FNG} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} du_{t,om_{i,k,t}(\omega)} P_{i,k,t}(\omega) + \sum_{i \in N} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} lc_{i,t} du_{t,R_{i,t}(\omega)} + ec_{CO_r} SC_{CO_r}(\omega) \quad (29)$$

s. t.

$$(20)-(18), (16)-(13), (11), (4)$$

$$P_{i,k,t}(\omega) \leq \psi_{i,k,t}(\omega) \overline{cg}_{i,k} \hat{X}_{i,k,t}^l \quad (i, k) \in FPG, t \in T \quad (30)$$

$$PF_{i,j,t}(\omega) \leq \eta_{i,j,t}(\omega) \overline{fl}_{i,j} \hat{Y}_{i,j,t}^l \quad (i, j) \in PL, t \in T \quad (31)$$

$$PF_{i,j,t}(\omega) \geq -\eta_{i,j,t}(\omega) \overline{fl}_{i,j} \hat{Y}_{i,j,t}^l \quad (i, j) \in PL, t \in T \quad (32)$$

$$PF_{i,j,t}(\omega) - \gamma_{i,j}(VA_{i,t}(\omega) - VA_{j,t}(\omega)) \leq M(1 - \hat{Y}_{i,j,t}^l) \quad (i, j) \in PL, t \in T \quad (33)$$

$$PF_{i,j,t}(\omega) - \gamma_{i,j}(VA_{i,t}(\omega) - VA_{j,t}(\omega)) \geq -M(1 - \hat{Y}_{i,j,t}^l) \quad (i, j) \in PL, t \in T \quad (34)$$

در این زیرمسئله، عبارات $\hat{X}_{i,k,t}^l$ و $\hat{Y}_{i,j,t}^l$ جواب بهینه‌ی مسئله‌ی اصلی متناظر با تکرار l الگوریتم هستند. به علاوه مقدار بهینه‌ی تابع هدف این زیرمسئله در تکرار l با $Q(l, \omega)$ نشان داده می‌شود.

همان‌طور که اشاره شد با هر بار حل مدل اصلی یک کران پایین برای مدل پایه به دست می‌آید. از طرف دیگر بعد از حل زیرمسائل متناظر در هر تکرار نیز یک کران بالا برای مسئله به دست خواهد آمد. در هر تکرار با استفاده از مقدار جدید

غیر خطی بودن مدل پیشنهادی به سبب عبارات آمده در محدودیت‌های $21-24$ می‌تواند به واسطه خطی‌سازی‌های زیر از میان برداشته شود:

$$\sum_{k|(i,k) \in FPG} \sum_{i \in PG} \rho_{noisc}^{i,k} X_{i,k,|T|} \leq \rho_{noisc}^i \quad (25)$$

$$\sum_{(i,k) \in FPG} \rho_{sag}^{i,k} X_{i,k,|T|} + \sum_{(i,j) \in PL} \rho_{sal}^{i,j} Y_{i,j,|T|} \geq \rho_{sa} \left(\sum_{(i,k) \in FPG} X_{i,k,|T|} + \sum_{(i,j) \in PL} Y_{i,j,|T|} \right) \quad (26)$$

مدل ریاضی مورد نظر این مقاله مشتمل بر روابط $1-20$, 25 , 26 است که از این پس مدل پایه نامیده می‌شود.

4. روش حل مدل پایه

مدل پایه‌ی ارائه‌شده در بخش قبل، می‌تواند مستقیماً توسط نرم‌افزارهای موجود بهینه‌سازی حل شود؛ ولی وقتی تعداد سناریوها زیاد شود، روند حل بسیار کند یا ناممکن خواهد شد. یک رویکرد متعارف برای فائق آمدن بر این مشکل استفاده از تجزیه‌ی بندرز^۷ است که یکی از مهم‌ترین روش‌ها در حوزه‌ی بهینه‌سازی به‌طور کلی و در بهینه‌سازی تصادفی به‌طور خاص است.^[28-50] این روش همچنین با نام‌های تجزیه‌ی اولیه^۸ (به دلیل این‌که مسئله‌ی اصلی متغیرهای زیرمسئله را ثابت می‌کند تجزیه‌ی L -شکل^۹ (به دلیل شکل خاص ماتریس محدودیت‌ها) و تجزیه‌ی منابع^{۱۰} (به دلیل این‌که مسئله‌ی اصلی به‌طور مستقیم تصمیمات منابع را به زیرمسئله تخصیص می‌دهد) نیز شناخته می‌شود. این روش به‌طور گسترده‌یی به‌منظور حل مدل‌های برنامه‌ریزی خطی تصادفی دومرحله‌یی^{۱۱} به‌کار گرفته می‌شود.

تجزیه‌ی بندرز مسئله را به دو بخش مسئله اصلی^{۱۲} و زیرمسئله‌ها^{۱۳} تقسیم می‌کند که به‌طور مکرر و پشت سرهم حل می‌شوند. مسئله‌ی اصلی در برگزیده‌ی تصمیمات مرحله‌ی اول و برخی شرایط مستخرج از حل زیرمسائل به نام برش‌های، شدنی بودن و بهینگی است.^[51] هر زیرمسئله شامل تعدادی از تصمیمات مرحله‌ی دوم و محدودیت‌های نظیرشان است که در آن‌ها مقادیر تصمیمات مرحله‌ی اول (بعد از حل مسئله‌ی اصلی) ثابت شده‌اند. اگر زیرمسائلی برای این مقادیر ثابت‌شده از متغیرهای مرحله‌ی اول، ناشدنی باشند برش‌های شدنی بودن به مسئله اصلی اضافه می‌شوند. در غیر این صورت از طریق اضافه کردن مجموعه‌یی از برش‌های بهینگی جدید تقریب مقدار تابع هدف مرحله‌ی دوم در تابع هدف مسئله اصلی بهبود داده می‌شود. همچنین در این حالت، حل قابل‌قبول حاصل، کران بالایی برای مقدار بهینه‌ی مدل پایه حاصل می‌کند. این دو دسته از مسائل به‌طور تناوبی تا رسیدن به هم‌گرایی حل می‌شوند.

با توجه به نوع تصمیمات، مسئله‌ی اصلی و زیرمسائل الگوریتم بندرز پیشنهادی به‌صورت زیر می‌باشند:

$$\min \sum_{(i,k) \in FPG} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} fcg_{i,k}(X_{i,k,t} - X_{i,k,t-1}) \overline{cg}_{i,k} + \sum_{(i,j) \in PL} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} fcl(Y_{i,j,t} - Y_{i,j,t-1}) dis_{i,j} + \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) \theta(\omega) \quad (27)$$

$$X_{i,k,t} = \begin{cases} 1 & \text{if } X_{i,k,t} \geq \delta_X \\ 0 & \text{if } X_{i,k,t} \leq 1 - \delta_X \\ \text{unfixed} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (i, k) \in FPG, t \in T \quad (35)$$

$$Y_{i,j,t} = \begin{cases} 1 & \text{if } Y_{i,j,t} \geq \delta_Y \\ 0 & \text{if } Y_{i,j,t} \leq 1 - \delta_Y \\ \text{unfixed} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (i, j) \in PL, t \in T \quad (36)$$

که در آن پارامترهای δ_X و δ_Y به ترتیب آستانه‌ی نزدیکی مورد نظر برای گردسازی X و Y به مقدار یک هستند.

بعد از تعیین مقادیر متغیرهای مرحله‌ی اول ثابت، در قدم بعدی نیاز است که مقادیر متغیرهای غیر ثابت مشخص شوند. برای تعیین این متغیرها، برای تعداد محدودتری از سناریوها که هوشمندانه انتخاب شده‌اند، مدل پایه حل می‌شود. الگوریتم انتخاب سناریوها در زیربخش بعدی تشریح می‌شود.

الگوریتم انتخاب سناریوها

این زیربخش الگوریتمی برای انتخاب سناریوها معرفی می‌کند تا بتوان تعداد سناریوها را به دلخواه کم کرد به نحوی که سطح اطلاعات کمتری در اثر حذف سناریوهای غیر منتخب از بین برود. این الگوریتم بر مبنای رویکردی است که در مقاله [۵۳] ارائه شده است. در ابتدا الگوریتم تمام سناریوها را نرمال‌سازی می‌کند و سپس هر جفت سناریو را بر مبنای محاسبه‌ی فاصله‌ی آن‌ها مقایسه می‌کند. در نهایت نزدیک‌ترین سناریوها به هر سناریو حذف می‌شوند و توزیع احتمال به روزرسانی می‌شود. این فرایند تا رسیدن به تعداد سناریوهای دلخواه ادامه می‌یابد. فرض کنید $\xi(\omega)$ بردار سطری متناظر با تمام پارامترهای تصادفی تحت سناریوی ω ، $\|\cdot\|$ نشان‌گر نرم اقلیدسی، U مجموعه‌ی اندیس تمام پارامترهای تصادفی و $\xi^u(\omega)$ پارامتر تصادفی u تحت سناریوی ω ($u \in U, \omega \in \Omega$) باشند. مراحل الگوریتم انتخاب سناریوها به شرح زیر است:

گام ۱. فرض کنید SS مجموعه سناریوهای انتخاب شده باشد؛

گام ۲. تمام سناریوها را درون مجموعه‌ی SS قرار دهید؛

گام ۳. $\xi^u(\omega)$ را برای تمام مقادیر $(u \in U, \omega \in \Omega)$ نرمال‌سازی کنید؛

گام ۴. فاصله‌ی تمام جفت سناریوها را به صورت

$$\|\xi(\omega) - \xi(\omega')\| = dt(\omega, \omega') \quad (\omega, \omega' \in \Omega);$$

گام ۵. نزدیک‌ترین سناریو به هر سناریوی $\omega \in SS$ را محاسبه کنید:

$$v(\omega) = \arg \min_{\omega' \in SS, \omega' \neq \omega} dt(\omega, \omega')$$

گام ۶. $\omega' = \arg \min_{\omega \in SS} p(\omega) dt(\omega, v(\omega))$ را محاسبه کنید؛

گام ۷. احتمال $p(v(\omega')) = p(v(\omega')) + p(\omega')$ و مجموعه‌ی

$$SS = SS \setminus \{\omega'\}$$

گام ۸. گام‌های ۵ الی ۷ را تکرار کنید تا به تعداد دلخواه از سناریوها در مجموعه‌ی SS باقی بماند.

برای نرمال‌سازی پارامترهای تصادفی از رابطه‌ی زیر استفاده می‌شود:

$$\xi^u(\omega) = \frac{\xi^u(\omega) - \min_{\omega \in \Omega} \xi^u(\omega)}{\max_{\omega \in \Omega} \xi^u(\omega) - \min_{\omega \in \Omega} \xi^u(\omega)}, \quad u \in U, \omega \in \Omega$$

متغیرهای دوگان، برش‌های بهینگی جدیدی به مسئله‌ی اصلی افزوده می‌گردند که موجب بهبود کران پایین مسئله می‌شوند. این روند تا همگرایی کران‌های بالا و پایین مسئله ادامه خواهد یافت. سرعت این فرایند می‌تواند با روش‌هایی بهبود یابد که در ادامه به برخی از آن‌ها پرداخته می‌شود که بر حل مدل ما به‌طور چشم‌گیری تأثیرگذارند.

۱.۱.۴. تسریع الگوریتم حل

تا کنون روش‌های متعددی برای بهبود عملکرد تجزیه‌ی بندرز ارائه شده‌اند. در ادامه روش‌های بکار گرفته برای تسریع الگوریتم بندرز پیشنهادی توضیح داده می‌شوند.

۱.۱.۴.۱. ساختار برش

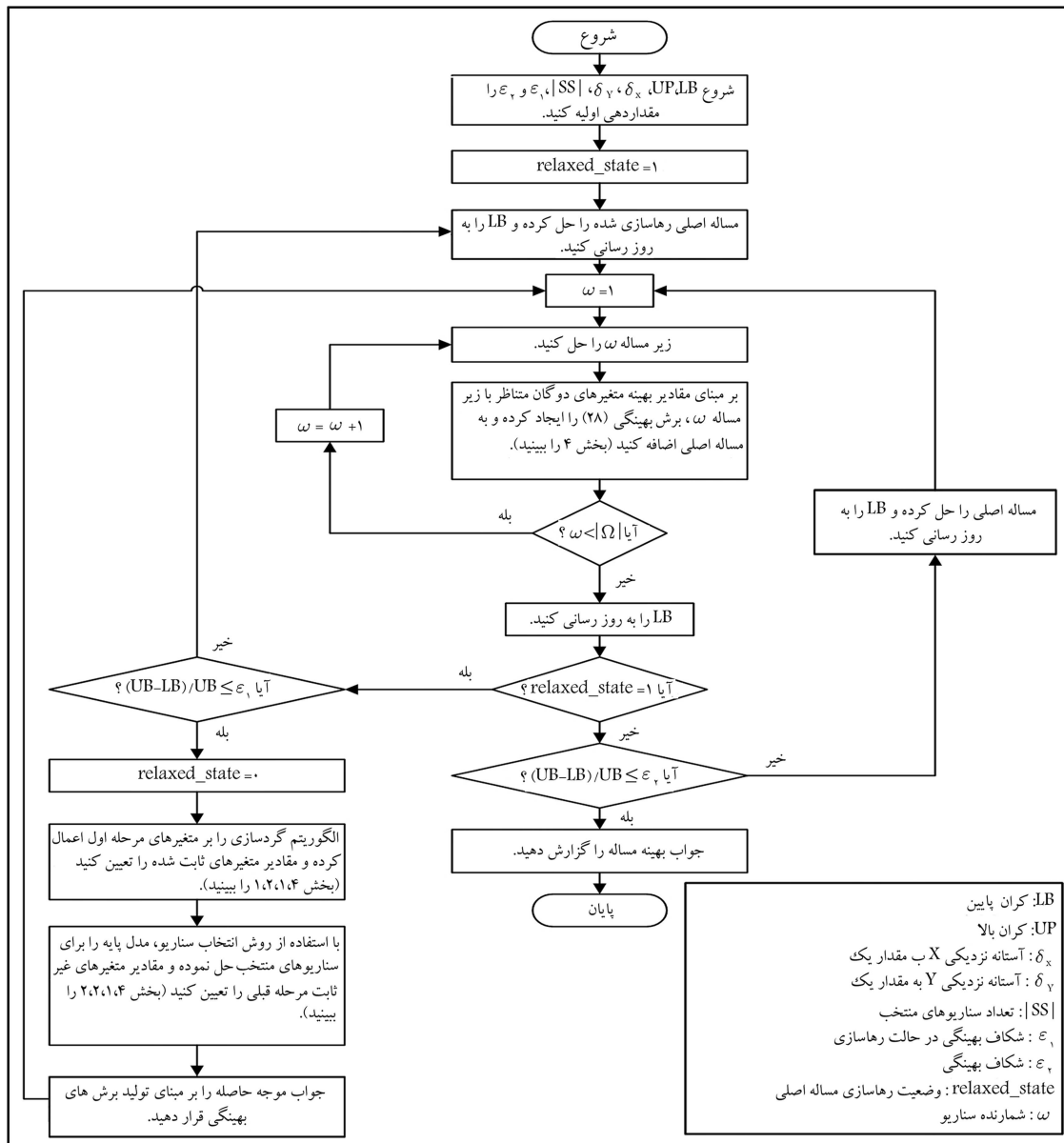
در الگوریتم حل پیشنهادی برای کاهش تکرارهای الگوریتم از برش‌های چندبرشی^{۱۴} استفاده می‌شود. [۵۴] توجه کنید که ساختار این برش‌ها در حال حاضر در محدودیت ۲۸ مسئله‌ی اصلی معرفی شده است. ضمناً به‌خاطر داشته باشید که در الگوریتم از برش‌های شدنی‌بودن استفاده نشده است؛ زیرا برای هر جواب موجه مرحله‌ی اول، تمام زیرمسائل تحت هر سناریو همواره موجه هستند.

۲.۱.۴. رهاسازی مسئله‌ی اصلی

در این رویکرد ابتدا با حذف شرط صفر و یک بودن متغیرهای مرحله‌ی اول، مسئله‌ی اصلی را رهاسازی می‌کنیم. این فرایند تا دست‌یابی الگوریتم به یک شکاف بهینگی قابل قبول ادامه خواهد یافت. سپس از جواب و کران حاصل از مسئله‌ی اصلی رهاسازی شده در الگوریتم تجزیه‌ی بندرز بهره گرفته می‌شود. باید توجه کرد استفاده از جواب موجه ساخته‌شده‌ی مبتنی بر حل مسئله‌ی اصلی رهاسازی شده یک مجموعه اولیه از برش‌های بسیار مؤثر را برای مسئله‌ی اصلی به دست خواهد داد. برای ساخت یک جواب موجه بر اساس جواب مسئله‌ی رهاسازی شده، ابتدا با استفاده از یک الگوریتم گردسازی^{۱۵} دسته‌ی‌ی از متغیرهای مرحله‌ی اول با مقادیر غیرصحیح در حل حاصل گسسته‌سازی می‌شوند. متغیرهایی که این روش برای گسسته‌سازی انتخاب می‌کند، آنهایی هستند که با صفر یا یک فاصله‌ی کمی دارند. بعد از تعیین مقادیر این متغیرها، مدل پایه به‌ازای زیرمجموعه‌ی از سناریوهای منتخب و به‌منظور تعیین مقادیر متغیرهای مرحله‌ی اول غیر ثابت حل می‌شود. این روند منتج به یک جواب موجه برای مسئله‌ی اصلی خواهد شد. بر اساس این حل، برش‌های بهینگی تولید می‌شوند که سرعت هم‌گرایی را بسیار تسریع می‌کنند؛ چرا که این حل نوعاً نزدیک جواب بهینه‌ی اصلی مدل پایه است. اگر از ابتدا الگوریتم بندرز استاندارد به‌کار گرفته شود، کران پایین صفر خواهد شد و عملاً الگوریتم پیشرفتی نخواهد داشت.

الگوریتم پیشنهادی در شکل ۱ نشان داده شده است. توجه شود که برای سهولت در نمایش فلوچارت این الگوریتم، فرض شده است که مجموعه‌ی Ω شامل اعداد ۱ تا $|\Omega|$ است. در زیربخش‌های بعد به توصیف اجزای اصلی این الگوریتم خواهیم پرداخت. الگوریتم گردسازی

بعد از حصول یک جواب از الگوریتم بندرز در حالت رهاسازی شده، الگوریتم گردسازی متغیرهای مرحله‌ی اول را به دو دسته‌ی ثابت و غیر ثابت تقسیم می‌کند. متغیرهای ثابت آنهایی هستند که در جواب مذکور مقادیری نزدیک به یک یا صفر گرفته‌اند. برای دسته‌ی متغیرهای ثابت، الگوریتم مقادیر جدید را با گردسازی مقادیر قبلی تعیین می‌کند. این الگوریتم به‌صورت زیر هر متغیر مرحله‌ی اولی را که به اندازه‌ی کافی به مقدار صفر یا یک نزدیک باشد، گرد می‌کند و ثابت می‌کند:



شکل ۱. فلوجارت الگوریتم پیشنهادی.

با اندازه‌ی کوچک و با اندازه‌ی متوسط و بزرگ بهره‌گرفته شده است. در این مسائل از مقایسه‌ی زمان حل مورد نیاز الگوریتم پیشنهادی با زمان حل نرم‌افزار CPLEX به‌عنوان یک روش حل رقیب استفاده شده است. الگوریتم پیشنهادی در محیط GAMS نسخه‌ی ۲۳ پیاده‌سازی شده و از حل‌گر CPLEX برای حل مدل‌های برنامه‌ریزی خطی عددصحیح مخلوط استفاده شده است. محاسبات بر روی یک رایانه‌ی ۴ Pentium با سرعت پردازش ۲٫۷ گیگاهرتز، میزان حافظه‌ی ۲ گیگابایت و مجهز به سیستم عامل ویندوز ۷ صورت گرفته است. در ادامه نتایج عددی ارائه می‌شوند.

۱.۵. مسائل با ابعاد کوچک

برای بررسی کارایی الگوریتم پیشنهادی در ابعاد کوچک از پانزده مثال عددی کمک

که در آن ω پارامتر حاصل از نرمال‌سازی است.

حال مدل پایه به‌ازای زیرمجموعه‌ی انتخاب‌شده‌ی SS از سناریوها به‌منظور تعیین مقادیر متغیرهای مرحله‌ی اول غیرثابت حل می‌شود. سپس جواب حاصل به‌عنوان یک جواب شدنی مسئله‌ی اصلی، که نزدیک به جواب بهینه‌ی مدل پایه است، در الگوریتم تجزیه‌ی بندرز اصلی برای تولید برش‌های بهینگی مورد استفاده قرار می‌گیرد. برای هر جواب مسئله‌ی اولیه تمام زیرمسائل شدنی‌اند، پس از این جهت‌نگرانی وجود ندارد.

۵. ارزیابی الگوریتم پیشنهادی

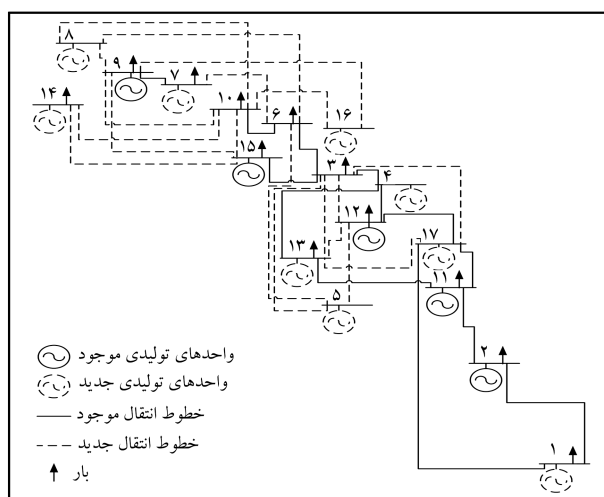
به‌منظور ارزیابی کارایی و عملکرد الگوریتم پیشنهادی، از دو دسته مسائل آزمایشی

جدول ۲. مقایسه‌ی الگوریتم پیشنهادی در ابعاد متوسط با نرم‌افزار CPLEX.

NO.	N	TG × T	Ω	زمان حل CPLEX	زمان حل الگوریتم پیشنهادی
۱۶	۲۴	۳۲	۵۰	۵۴۳,۹	۱۶۵,۲
۱۷	۳۱	۳۲	۵۰	۴۴۳۱,۱	۴۳۹,۹
۱۸	۳۸	۳۲	۵۰	۹۷۳۵,۰	۷۹۴,۵
۱۹	۴۵	۳۲	۵۰	۱۸۹۳۴,۳	۱۰۲۴,۷
۲۰	۵۲	۳۲	۵۰	۳۶۵۳۷,۴	۱۴۸۳,۹
۲۱	۵۹	۳۲	۵۰	۷۴۹۹۶,۲	۱۹۴۲,۷
۲۲	۶۶	۳۲	۵۰	۱۴۶۶۵۸,۲	۲۱۰۸,۴
۲۳	۷۳	۱۴۴	۱۰۰	< ۴۸ ساعت	۲۹۰۳,۶
۲۴	۸۰	۱۴۴	۱۰۰	< ۴۸ ساعت	۳۷۲۰,۸
۲۵	۸۷	۱۴۴	۱۰۰	< ۴۸ ساعت	۴۲۳۵,۷
۲۶	۹۴	۱۴۴	۱۰۰	< ۴۸ ساعت	۵۰۳۶,۱
۲۷	۱۰۱	۱۴۴	۱۰۰	< ۷۲ ساعت	۵۹۴۲,۸
۲۸	۱۱۰	۱۴۴	۱۰۰	< ۷۲ ساعت	۶۸۸۷,۲
۲۹	۱۳۰	۱۴۴	۱۰۰	< ۷۲ ساعت	۷۰۸۹,۴
۳۰	۱۵۰	۱۴۴	۱۰۰	< ۴۸ ساعت	۷۹۲۳,۳

جدول ۱. مقایسه‌ی الگوریتم پیشنهادی در ابعاد کوچک با نرم‌افزار CPLEX.

NO.	N	TG × T	Ω	زمان حل CPLEX	زمان حل الگوریتم پیشنهادی
۱	۶	۲	۱۰	۷,۳	۱۳,۶
۲	۷	۲	۱۰	۸,۰	۱۷,۶
۳	۸	۲	۱۰	۸,۱	۱۵,۴
۴	۹	۲	۲۰	۶,۳	۱۵,۲
۵	۱۰	۲	۲۰	۷,۴	۱۴,۲
۶	۸	۴	۱۰	۹,۴	۱۰,۸
۷	۹	۴	۱۰	۷,۳	۱۰,۳
۸	۱۰	۴	۱۰	۶,۴	۱۰,۴
۹	۱۱	۴	۲۰	۹,۸	۱۵,۴
۱۰	۱۲	۴	۲۰	۷,۵	۱۸,۱
۱۱	۱۰	۸	۱۰	۹,۲	۱۷,۴
۱۲	۱۱	۸	۱۰	۱۱,۸	۲۴,۷
۱۳	۱۲	۸	۱۰	۱۳,۸	۳۲,۹
۱۴	۱۳	۸	۲۰	۲۲,۴	۴۹,۷
۱۵	۱۴	۸	۲۰	۳۴,۱	۵۷,۵



شکل ۲. دیاگرام تک خطی شبکه‌ی برق ۴۰۰ کیلوولت شمال غرب ایران.

خط انتقال می‌شود که دیاگرام تک خطی آن در شکل ۲ نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل دیده می‌شود، ۹ گره به‌عنوان مکان نامزد برای احداث واحدهای تولیدی جدید در نظر گرفته شده‌اند. مطالعات امکان‌سنجی در ارتباط با مکان‌های بالقوه و فناوری‌های تولیدی ممکن در هر یک از این مکان‌ها توسط شرکت مادر تخصصی توانیر انجام گرفته‌اند که سازمان مسئول در حوزه‌ی صنعت برق ایران است. [۵۴]

واحدهای تولیدی می‌توانند شامل چهار نوع فناوری تولیدی مختلف شوند که عبارت‌اند از توربین بخاری (ST)^{۱۶}، توربین گازی (CT)^{۱۷}، سیکل ترکیبی (CC)^{۱۸} و برق آبی (Hy)^{۱۹}. بیشترین ظرفیت واحدهای تولیدی در جدول ۳ ارائه شده است. محدودیت ظرفیت خطوط انتقال بر حسب طول آن‌ها تعیین می‌شود. برای خطوط کمتر از ۲۰۰ کیلومتر بیشینه‌ی توان عبوری برابر با ۱۲۰۰ مگاوات در نظر گرفته شده و برای خطوط بین ۲۰۰ تا ۴۵۰ کیلومتر این مقدار برابر با ۹۰۰ مگاوات است.

گرفته شده است. این مثال‌ها به کمک نرم‌افزار CPLEX حل شده‌اند که نتایج حاصل از این مقایسه در جدول ۱ گزارش شده است. در این جدول زمان‌ها بر حسب ثانیه هستند. با توجه به زمان مورد نیاز حل این مسائل آزمایشی توسط الگوریتم پیشنهادی و مقایسه‌ی آن با زمان مورد نیاز نرم‌افزار CPLEX، کارایی کمتر این الگوریتم در ابعاد کوچک مشخص می‌شود. این مشاهده مورد انتظار است؛ زیرا عملکرد روش بندرز وقتی نمایان می‌شود که تعداد سناریوها بالا باشد.

۲.۵. مسائل با ابعاد متوسط و بزرگ

به‌منظور ارزیابی کارایی الگوریتم پیشنهادی در ابعاد متوسط و بزرگ از پانزده مثال عددی کمک گرفته شده است. این مثال‌ها همچنین به کمک نرم‌افزار CPLEX حل شده‌اند که نتایج حاصل از این مقایسه در جدول ۲ گزارش شده است. در این جدول نیز زمان‌ها بر حسب ثانیه هستند.

با توجه به نتایج این جدول مشخص می‌شود که زمان حل الگوریتم پیشنهادی از زمان حل نرم‌افزار CPLEX به‌طور معناداری کمتر است. مشاهده می‌شود که در ابعاد بالاتر حل مدل توسط نرم‌افزار حتی در چند روز هم میسر نیست؛ در حالی که الگوریتم پیشنهادی در زمانی معقول به جواب بهینه می‌رسد. این تحلیل عددی به خوبی بر کارایی بالای الگوریتم پیشنهادی در ابعاد بزرگ دلالت دارد.

۶. مطالعه‌ی موردی

به‌منظور جامعیت بخشی به این مقاله، قسمتی از نتایج عددی به‌کارگیری مدل اصلی بر روی مطالعه‌ی موردی در مقاله‌ی قبلی نویسندگان^[۱] در این‌جا به زبان فارسی ارائه می‌شود تا خوانندگان بتوانند جنبه‌های کاربردی و حل مدل را در یک‌جا به‌سهولت ملاحظه کنند. مطالعه‌ی موردی مورد نظر بر اساس شبکه‌ی برق ۴۰۰ کیلوولت شمال غرب ایران در یک افق زمانی ۱۰ دوره‌ی است. این شبکه شامل ۱۷ گره و

جدول ۳. بیشترین ظرفیت واحدهای تولیدی (مگاوات).

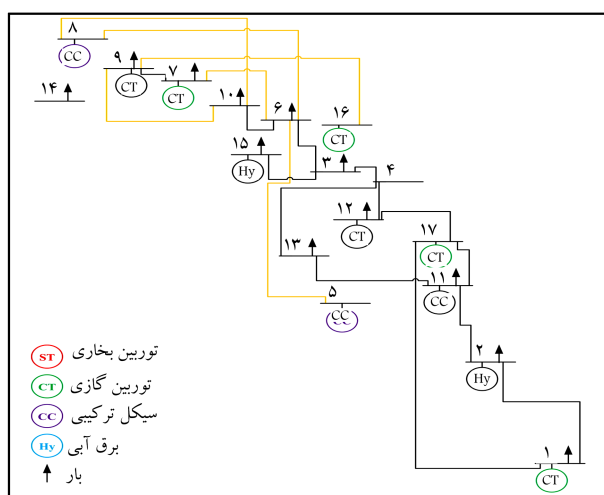
فناوری	توربین		سیکل ترکیبی	برق آبی
	بخاری	گازی		
۱	۶۵۰	۵۰		
۲				۵۰۰
۴	۱۰۰۰			
۵			۸۳۴	
۷		۷۷۲		
۸			۲۰۹۲	
۹		۳۲۰		
۱۱		۱۶۲		
۱۲		۳۲۲		
۱۳		۱۱۸۹		
۱۴	۱۷۳۵		۴۰۳	
۱۵				۵۰۰
۱۶		۶۵۱		
۱۷		۳۷۵		

جدول ۴. واحدهای تولیدی جدید.

فناوری	گره	دوره
CT	۱	۱
CC	۵	۱
CT	۷	۱
CC	۸	۱
CT	۱۶	۱
CT	۱۷	۱
CC	۱۳	۲
ST	۱۴	۲
CC	۱۴	۲

جدول ۵. خطوط انتقال جدید.

دوره	از گره	به گره
۱	۵	۶
۱	۶	۷
۱	۶	۸
۱	۸	۱۰
۱	۹	۱۰
۱	۹	۱۶
۲	۱۰	۱۴
۲	۱۴	۱۵
۱۰	۳	۱۳



شکل ۳. دیاگرام تک خطی شبکه‌ی قدرت بهینه در دوره‌ی برنامه‌ریزی ۱.

دوره‌ی اول، دوم و دهم برای افق برنامه‌ریزی ۱۰ دوره‌ی به نمایش می‌گذارند (تنها در این دوره‌ها توسعه تولید یا انتقال صورت گرفته است). دیده می‌شود که هزینه‌ی کل ایجاد شبکه‌ی نیرو در حالت بهینه ۲۰/۶ میلیارد دلار است. به علاوه، کل قدرت نصب شده برابر ۹۹۰۵ مگاوات است. طرح توسعه‌ی تولید شامل دوره‌های ۱ و ۲ می‌شود. نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با سهم ۴۷/۲٪ فتاوری غالب مورد استفاده هستند و نیروگاه‌های گازی با سهم ۲۵/۱٪ از کل قدرت نصب شده در مکان بعدی قرار می‌گیرند. ظرفیت کل شبکه‌ی انتقال برابر با ۴۱۱۰ مگاوات است که در این بین خطوط انتقال جدید ۲۵/۵٪ از کل این ظرفیت را به خود اختصاص می‌دهند. طرح توسعه‌ی انتقال دوره‌های ۱، ۲ و ۱۰ را در بر می‌گیرد.

توجه کنید که در این مسئله، بیشینه‌ی سطح نوین مجاز در هر گره برابر با ۷۰ دسی‌بل و کمینه‌ی نرخ مجاز پذیرش اجتماعی برابر با ۰/۶ در نظر گرفته شده است.

۲.۶. تأثیر در نظر گرفتن ریسک اختلال در GTEP

در این بخش نتایج مدل پایه را با حالتی مقایسه می‌کنیم که در آن اختلالات حین برنامه‌ریزی در نظر گرفته نمی‌شوند. در این حالت، بعد از اصلاح تمام جملاتی که منعکس‌کننده‌ی ریسک اختلال هستند، مدل بدون ریسک اختلال به دست می‌آید که شامل عبارات (۱)–(۹)، (۱۴)–(۲۰)، (۲۵)، (۲۶)، (۳۷)–(۴۰) است. در این

برای جزئیات فنی بیشتر درباره‌ی واحدهای تولیدی و خطوط انتقال به گزارش‌های رسمی و آمار تفصیلی صنعت برق ایران در حوزه‌ی تولید و انتقال نیروی برق مراجعه کنید. [۵۴–۵۶]

در این مطالعه‌ی موردی در مجموع از ۱۰۰ سناریوی تصادفی مختلف که امکان وقوع معقولی دارند، بهره گرفته شده است. برای اطلاع از نحوه‌ی تولید این سناریوها به مقاله [۱] مراجعه کنید.

۱.۶. مدل تصادفی پایدار GTEP

در این بخش قصد داریم تا مدل پایه را برای شبکه‌ی قدرت معرفی شده پیاده‌سازی کنیم و سپس به بحث و بررسی نتایج پردازیم. نتایج در جدول‌های ۴ و ۵ گزارش شده‌اند. شکل‌های ۳، ۴ و ۵ ساختار بهینه‌ی شبکه‌ی نیرو را به ترتیب در سه

جدول ۶. تأثیر در نظر نگرفتن ریسک اختلال.

ظرفیت شبکه‌ی انتقال	قدرت نصب شده	هزینه‌ی کل
↓ %۵/۸	↓ %۱۷/۵	↑ %۸/۹

آشکار می‌سازد که اگر از مدلی استفاده کنیم که تأثیرات اختلال را در نظر نمی‌گیرد، راه حل نهایی افزایش ۸/۹٪ در هزینه‌ی کل را به‌طور میانگین نشان می‌دهد که مقدار معنادار و بزرگی است (جدول ۶). نتایج همچنین کاهش ۱۷/۵٪ در کل قدرت نصب شده را نشان می‌دهد. در این حالت، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با سهم ۵۷/۳٪ قناری غالب باقی می‌مانند و نیروگاه‌های گازی با سهم ۳۰/۵٪ از کل قدرت نصب شده در رده‌ی بعدی قرار می‌گیرند. در حقیقت نیروگاه‌های بخاری هنگامی که اختلالات در نظر گرفته نمی‌شوند، احداث نمی‌شوند. کل ظرفیت شبکه‌ی انتقال ۵/۸٪ کاهش می‌یابد. واحدهای تولیدی جدید در دوره‌های ۱ و ۲ باز می‌شوند و طرح توسعه‌ی انتقال شامل دوره‌های ۱ و ۱۰ می‌شود.

۳.۶. تأثیر یکپارچه‌سازی GEP و TEP

این بخش روش یکپارچه‌سازی GTEP را با روش سنتی مرسوم مقایسه می‌کند که در آن مدل‌های GEP و TEP به‌طور متوالی حل می‌شوند. مدل GEP به‌صورت زیر است:

$$\begin{aligned} \min & \sum_{(i,k) \in FPG} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} fcg_{i,k}(X_{i,k,t} - X_{i,k,t-1}) \bar{c}g_{i,k} \\ & + \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) \times \\ & \left[\sum_{(i,k) \in FNG} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} du_t om_{i,k,t}(\omega) P_{i,k,t}(\omega) \right. \\ & + \sum_{i \in N} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} lc_i du_t R_{i,t}(\omega) \\ & \left. + ec_{CO_2} SC_{CO_2}(\omega) \right] \end{aligned} \quad (41)$$

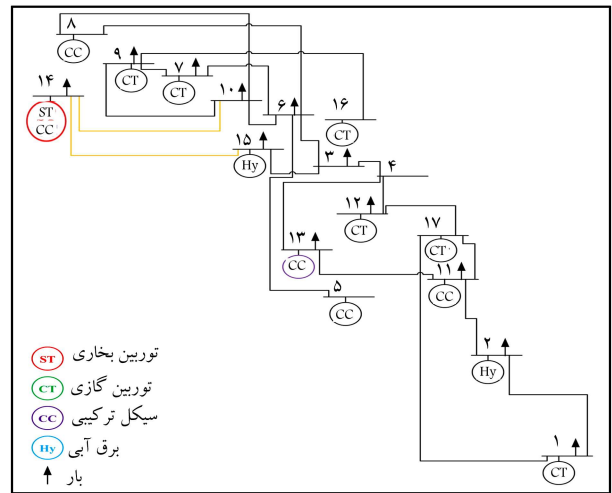
s.t.

$$\begin{aligned} & (4)-(6), (8), (10), (11), (18), (25), (26) \\ & \sum_{(i,k) \in FNG} P_{i,k,t}(\omega) + \sum_{i \in N} R_{i,t}(\omega) = \sum_{i \in N} d_{i,t}(\omega) \\ & t \in T, \omega \in \Omega \end{aligned} \quad (42)$$

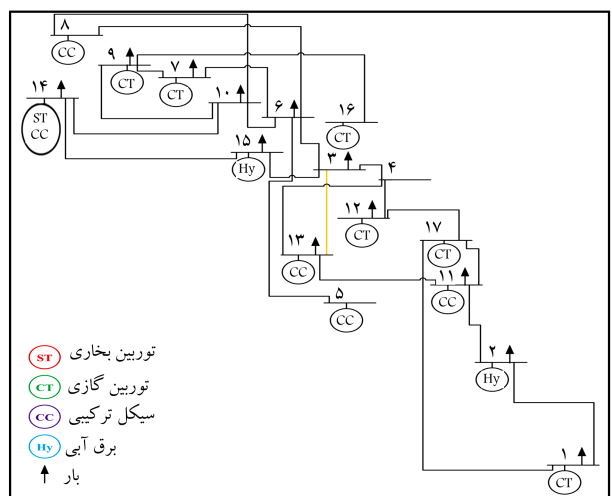
که در تابع هدف ۴۱ هزینه‌ی کل شامل هزینه‌های تولید، توسعه‌ی پایدار (بعد اجتماعی-زیست‌محیطی) و کاهش بار کمینه می‌شود. دسته محدودیت‌های ۴۲ تعادل بین تقاضا، تولید و کاهش بار را نشان می‌دهند. مدل TEP را می‌توان به‌صورت زیر ارائه کرد:

$$\begin{aligned} \min & \sum_{(i,j) \in PL} \sum_{t \in T} (\lambda + r)^{(1-t)} fcl(Y_{i,j,t} - Y_{i,j,t-1}) dis_{i,j} \\ s.t. & \\ & (5), (7), (9), (10)-(20), (26) \end{aligned} \quad (43)$$

که در آن تابع هدف ۴۳ هزینه‌ی کل ساخت خطوط انتقال جدید را در بر می‌گیرد. مدل GEP با استفاده از نسخه‌ی اصلاح‌شده‌ی الگوریتم پیشنهادی حل می‌شود



شکل ۴. دیاگرام تک خطی شبکه‌ی قدرت بهینه در دوره‌ی برنامه‌ریزی ۲.



شکل ۵. دیاگرام تک خطی شبکه‌ی قدرت بهینه در دوره‌ی برنامه‌ریزی ۱۰.

مدل، محدودیت‌های ۳۷-۴۰ به‌صورت زیر تعریف می‌شوند:

$$P_{i,k,t}(\omega) \leq \bar{c}g_{i,k} \quad (i, k) \in FEG, t \in T, \omega \in \Omega \quad (37)$$

$$P_{i,k,t}(\omega) \leq \bar{c}g_{i,k} X_{i,k,t} \quad (i, k) \in FPG, t \in T, \omega \in \Omega \quad (38)$$

$$-\bar{f}l_{i,j} \leq PF_{i,j,t}(\omega) \leq \bar{f}l_{i,j} \quad (i, j) \in EL, t \in T, \omega \in \Omega \quad (39)$$

$$-\bar{f}l_{i,j} Y_{i,j,t} \leq PF_{i,j,t}(\omega) \leq \bar{f}l_{i,j} Y_{i,j,t} \quad (i, j) \in PL, t \in T, \omega \in \Omega \quad (40)$$

محدودیت‌های ۳۷ و ۳۸ محدودیت‌های ظرفیت در هر واحد تولیدی و محدودیت‌های ۳۹ و ۴۰ محدودیت‌های ظرفیت در هر خط انتقال هستند. انحراف تابع هدف از حل به دست آمده توسط مدل بدون ریسک اختلال از مقدار بهینه‌ی مدل پایه نشان‌دهنده‌ی هزینه‌ی مورد انتظار تحمیل شده بر سیستم مبتنی بر رویکرد سنتی است هنگامی که اختلالات اتفاق می‌افتند. مقایسه‌ی نتایج

جدول ۷. تأثیر عدم یکپارچه‌سازی.

ظرفیت شبکه‌ی	قدرت نصب‌شده	هزینه‌ی کل
انتقال		
°	↓٪۴/۱	↑٪۲/۸

جدول ۸. تأثیر در نظر نگرفتن پایداری.

هزینه‌ی کل	ظرفیت نیروگاه‌ها	پیامدها
↓٪۵/۱	↑٪۱۶/۷	نقض محدودیت‌های اجتماعی-زیست محیطی

جدول ۹. تأثیر افزایش در سیاست پذیرش اجتماعی.

ظرفیت شبکه‌ی	قدرت نصب‌شده	هزینه‌ی کل
انتقال		
↓٪۸/۸	↓٪۱۵/۵	↑٪۱۹/۹

جدول ۱۰. تأثیر کاهش در سیاست انتشار نویز.

ظرفیت شبکه‌ی	قدرت نصب‌شده	هزینه‌ی کل
انتقال		
↓٪۲/۹	↓٪۷/۴	↑٪۶/۷

و سپس مدل TEP بر مبنای مقدار به دست آمده برای متغیرهای مستقل از سناریوی حاصل از حل مدل GEP حل می‌شود. در نهایت جواب حاصل از رویکرد متوالی با مدل یکپارچه‌ی پیشنهادی مقایسه می‌شود.

دیده می‌شود که استفاده از روش ترتیبی هزینه‌ها را به میزان ۲/۸٪ نسبت به روش یکپارچه افزایش می‌دهد که مسئله را به صورت یکپارچه در نظر می‌گیرد (جدول ۷). همچنین کاهش ۴/۱٪ در کل ظرفیت نیروگاه‌ها پدیدار می‌شود. نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با سهم ۴/۵٪ از کل قدرت نصب‌شده فتاوری غالب می‌باشند. کل ظرفیت شبکه‌ی انتقال بدون تغییر باقی می‌ماند. طرح توسعه‌ی تولید دوره‌های ۱ و ۲ را در بر می‌گیرد و طرح توسعه‌ی انتقال بر دوره‌های ۱، ۲، ۵ و ۱۰ تأثیرگذار است.

نتایج فوق برتری روش یکپارچه را نشان می‌دهند. این موضوع هم‌راستا با این مشاهده از ادبیات است که در حال حاضر روش‌های یکپارچه‌سازی در حوزه‌ی برنامه‌ریزی سیستم‌های انرژی به عنوان خطوط تحقیقاتی اصلی مطرح‌اند.

۴.۶. تأثیر در نظر گرفتن پایداری

در این بخش تأثیر در نظر گرفتن پایداری ارزیابی می‌شود. بعد از حذف عناصر مرتبط با پایداری مدل زیر به دست خواهد آمد:

$$\begin{aligned} \min & \sum_{(i,k) \in FPG} \sum_{t \in T} (1+r)^{(1-t)} fcg_{i,k}(X_{i,k,t} - X_{i,k,t-1}) \bar{c}g_{i,k} \\ & + \sum_{(i,j) \in PL} \sum_{t \in T} (1+r)^{(1-t)} fcl(Y_{i,j,t} - Y_{i,j,t-1}) dis_{i,j} \\ & + \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) \times \\ & \left[\sum_{(i,k) \in FNG} \sum_{t \in T} (1+r)^{(1-t)} du_{t,om_{i,k,t}}(\omega) P_{i,k,t}(\omega) \right. \\ & \left. + \sum_{i \in N} \sum_{t \in T} (1+r)^{(1-t)} lci_{du_{t,R_{i,t}}(\omega)} \right] \end{aligned} \quad (44)$$

s.t.

$$(5)-(20)$$

که در تابع هدف ۴۴ مجموع هزینه‌های تولید، انتقال و کاهش بار کمینه می‌شود. با استفاده از این مدل که از نگرانی‌های پایداری صرف نظر می‌کند، کاهش ۵/۱٪ در هزینه‌ی کل را شاهد خواهیم بود (جدول ۸). با این حال جواب نهایی محدودیت ۲۶ را نقض می‌کند که در آن نرخ متوسط پذیرش اجتماعی ۵/۱٪ است. به علاوه متوسط نرخ خطی از محدودیت‌های انتشار نویز ۲۵ یک دسی‌بل می‌شود. این نتایج همچنین افزایش ۱۶/۷٪ در ظرفیت کل نیروگاه‌ها را نشان می‌دهند. به علاوه، افزایش ۴۸/۷٪ در قدرت نصب‌شده‌ی نیروگاه‌های بخاری احداث‌شده قابل مشاهده است. طرح توسعه‌ی تولید دوره‌های ۱ و ۳ را تحت تأثیر قرار می‌دهد و خطوط انتقال جدید در دوره‌های ۱ و ۲ ساخته می‌شوند. این نتایج نشان‌دهنده‌ی تأثیر معنادار در نظر گرفتن وجوه پایداری در مدل پیشنهادی است.

۵.۶. تحلیل حساسیت

برای یک سیستم قدرت با سطح بالایی از پایداری، مقدار بزرگی برای ρ_{sa} و مقدار کوچکی برای $\bar{\rho}_{noise}$ ترجیح دارد؛ اما این امر موجب تحمیل هزینه‌های بیشتری بر سیستم می‌شود. در زیربخش‌های پیش‌رو به منظور نشان دادن چگونگی تأثیر انتخاب این پارامترها بر هزینه‌ی کل توسعه‌ی شبکه‌ی نیرو دو تحلیل حساسیت ارائه خواهد شد. این نوع تحلیل‌ها می‌توانند مبنایی برای تنظیم مقادیر مناسب این پارامترها برای سیاست‌گذاران باشند.

۱.۵.۶. تأثیر سیاست پذیرش اجتماعی

در این بخش مدل پیشنهادی تحت افزایش در سیاست پذیرش اجتماعی یعنی $\rho_{sa} = 0.65$ ارزیابی می‌شود. این مطالعه بر تأثیر بالای این سیاست بر هزینه‌ی نهایی ایجاد شبکه‌ی نیرو تأکید می‌کند و اهمیت اتخاذ سیاست پذیرش اجتماعی مناسب را مشخص می‌سازد.

هزینه‌ی کل راه حل به دست آمده برای سیاست پذیرش اجتماعی $\rho_{sa} = 0.65$ به میزان ۱۹/۹٪ افزایش از خود نشان می‌دهد (جدول ۹). طرح توسعه‌ی تولید شامل دوره‌های ۱ و ۲ می‌شود؛ در حالی که خطوط انتقال جدید در دوره‌های ۱، ۲ و ۱۰ ساخته می‌شوند. به علاوه، کاهش ۱۵/۵٪ در کل قدرت نصب‌شده دیده می‌شود. نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با سهم ۵۱/۱٪ فتاوری غالب مورد استفاده‌اند و نیروگاه‌های گازی با سهم ۲۹/۲٪ از کل قدرت نصب‌شده در مکان دوم قرار می‌گیرند. ۸/۸٪ کاهش نیز در کل ظرفیت شبکه‌ی انتقال مشاهده می‌شود.

۲.۵.۶. تأثیر سیاست انتشار نویز

در این بخش تأثیر سیاست انتشار نویز $\bar{\rho}_{noise}$ بر هزینه‌ی کل احداث و ساختار سیستم قدرت بررسی می‌شود. بدین منظور این سیاست از ۷۰ دسی‌بل به ۶۷ دسی‌بل کاهش داده می‌شود و تأثیر آن بر سیستم نیروی نهایی ارزیابی می‌شود. تحت شرایط سیاست انتشار نویز $67dB$ ، $\bar{\rho}_{noise} = 67dB$ ، راه حل نهایی افزایشی ۶/۷٪ در هزینه‌ی کل در مقایسه با حالت $70dB$ $\bar{\rho}_{noise} = 70dB$ از خود نشان می‌دهد (جدول ۱۰). واحدهای تولیدی جدید در دوره‌های ۱ و ۲ احداث می‌شوند و خطوط انتقال جدید در دوره‌های ۱، ۵ و ۱۰ نصب می‌شوند. این نتایج نشان می‌دهد که هزینه‌ی برنامه‌ریزی به شدت به سیاست انتشار نویز وابسته است؛ بنابراین،

است برای به دست آوردن اطلاعات عالی درباره‌ی پارامترهای غیرقطعی در هر سناریو همچون تقاضا و قیمت بپردازد. مقدار EVPI مدل پیشنهادی ۸۷٪ هزینه‌ی کل است که نشان‌گر ارزشمندی دسترسی به اطلاعات عالی است. پس می‌توان سرمایه‌ی زیادی را برای تحقیق درباره‌ی پارامترهای غیرقطعی سیستم قدرت اختصاص داد.

۷. نتیجه‌گیری

برنامه‌ریزی تولید و انتقال برق یکی از مسائل مهم در سیستم‌های قدرت است که از یک سو به دلیل جنبه‌های فنی و از سوی دیگر به دلیل عوامل متعددی که بر آن تأثیرگذارند، دارای پیچیدگی و ابعاد مختلفی است. در این مقاله روش حل مؤثری برای یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی چندمرحله‌ی موجود که ابعاد سه‌گانه‌ی پایداری را لحاظ می‌کند، ارائه شد تا بتوان آن را در ابعاد بالا به راحتی استفاده کرد. روش حل مبتنی بر روش تجزیه‌ی بندرز است که با ادغام ساختارهای برش و بهره‌گیری از رهاسازی مسئله‌ی اصلی تسریع شده است. نشان داده شد که این روش به صورت چشم‌گیری حل مدل را برای مسایل آزمایشی با ابعاد بالا سرعت می‌بخشد؛ در حالی که نرم‌افزارهای بهینه‌سازی موجود نمی‌توانند مدل پایه را بعد از روزها حل کنند.

در مطالعات آتی می‌توان مدل ریاضی و روش حل مؤثری برای مسئله‌ی مشابه با مسئله بررسی‌شده در این مقاله در محیط‌های رقابتی ارائه داد. به علاوه می‌توان با در نظر گرفتن انرژی‌های تجدیدپذیر نظیر باد و تابش خورشید علاوه بر گسترش انواع فناوری‌های تولید برق، به جنبه‌های زیست‌محیطی و اجتماعی استفاده از چنین فناوری‌هایی در برنامه‌ریزی توسعه‌ی تولید و انتقال برق در سطح کلان پرداخت و آثار مثبت و منفی آن‌ها را ارزیابی کرد.

طراح سیستم قدرت باید در تنظیم مقدار مناسب برای این سیاست دقت کافی به خرج دهد. به علاوه، در این حالت جدید می‌توان دید که نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و گازی به ترتیب با سهم ۵۱٪ و ۲۷٪ از کل قدرت نصب‌شده فناوری‌های تولیدی اصلی می‌گردند. در نهایت کاهش ۷۴٪ در کل قدرت نصب‌شده وجود دارد و کل ظرفیت شبکه‌ی انتقال نیز کاهش ۲۹٪ از خود نشان می‌دهد.

۶.۶ مزیت مدل‌سازی چندمرحله‌ی

در این بخش دو شاخص ارزش انتظاری اطلاعات عالی (EVPI)^{۲۰} و ارزش راه حل تصادفی (VSS)^{۲۱} برای مدل پیشنهادی محاسبه می‌شوند.^[۲۹] مدل پیشنهادی یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی چندمرحله‌ی است که در آن تصمیمات راهبردی درباره‌ی واحدهای تولیدی و خطوط انتقال جدید به عنوان تصمیمات این‌جا و حالاً^{۲۲} در نظر گرفته می‌شوند و تصمیمات درباره‌ی توان تولیدشده و جریان نیرو به عنوان تصمیمات بمان و بین^{۲۳} در نظر گرفته می‌شوند که زمانی اتخاذ می‌شوند که تقاضای برق واقعی در هر دوره بر اساس هر سناریو تحقق یابد. به دلیل این‌که مدل‌سازی چندمرحله‌ی نیازمند تلاش محاسباتی بسیار بیشتری برای حل است، علاقه‌مند هستیم تا تأثیر این مدل‌سازی دقیق را اندازه‌گیری کنیم. این امر می‌تواند با استفاده از مقدار VSS میسر شود که هزینه‌ی صرف نظر کردن از عدم قطعیت در روند تصمیم‌گیری را اندازه‌گیری می‌کند. مقدار VSS مدل پیشنهادی برای مطالعه‌ی موردی مدنظر ۸۹٪ از کل هزینه است که نشان می‌دهد که استفاده از برنامه‌ریزی تصادفی چندمرحله‌ی می‌تواند به کاهش معناداری در هزینه‌ی کل منجر شود؛ پس نباید از ساده‌سازی مبتنی بر یک سناریو استفاده کرد. از سوی دیگر EVPI بیشترین بهایی را اندازه می‌گیرد که تصمیم‌گیرنده حاضر

پانویس‌ها

1. generation expansion planning (GEP)
2. demand-side management
3. transmission expansion planning (TEP)
4. integrated generation and transmission expansion planning
5. kirchhoff's current law
6. kirchhoff's voltage law
7. benders decomposition
8. primal decomposition
9. L-shaped decomposition
10. recourse decomposition
11. two-stage stochastic linear program
12. master problem
13. sub-problems
14. multi-cut
15. rounding algorithm
16. steam turbine
17. combustion gas turbine
18. combined cycle
19. hydroelectric
20. expected value of perfect information
21. value of the stochastic solution
22. here-and-now
23. wait-and-see

منابع (References)

1. Seddighi, A.H. and Ahmadi-Javid, A. "Integrated multiperiod power generation and transmission expansion planning with sustainability aspects in a stochastic environment", *Energy*, **86**, pp. 9-18 (2015).
2. Park, J.-B., Park, Y.-M., Won, J.-R. and et al. "An improved genetic algorithm for generation expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, **15**(3), pp. 916-922 (2000).
3. Firmo, H.T. and Legey, L.F.L. "Generation expansion planning: an iterative genetic algorithm approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, **17**(3), pp. 901-906 (2002).
4. Antunes, C.H., Martins, A.G. and Brito, I.S. "A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning", *Energy*, **29**(4), pp. 613-627 (2004).
5. Yildirim, M., Erkan, K. and Ozturk, S. "Power generation expansion planning with adaptive simulated annealing genetic algorithm", *International Journal of Energy Research*, **30**(14), pp. 1188-1199 (2006).

6. Kannan, S., Baskar, S., McCalley, J.D. and et al. "Application of NSGA-II algorithm to generation expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, **24**(1), pp. 454-461 (2009).
7. Jin, S., Ryan, S.M., Watson, J.-P. and et al. "Modeling and solving a large-scale generation expansion planning problem under uncertainty", *Energy Systems*, **2** (3-4), pp. 209-242 (2011).
8. Pereira, A.J.C. and Saraiva, J.T. "Generation expansion planning (GEP) - a long-term approach using system dynamics and genetic algorithms (GAs)", *Energy*, **36**(8), pp. 5180-5199 (2011).
9. Feng, Y. and Ryan, S.M. "Scenario construction and reduction applied to stochastic power generation expansion planning", *Computers & Operations Research*, **40**, pp. 9-23 (2013).
10. Seddighi, A.H. and Ahmadi-Javid, A. "A sustainable risk-averse approach to power generation planning with disruption risk and social responsibility considerations", *Journal of Cleaner Production*, **105**, pp. 116-133 (2015).
11. Jin, S.W., Li, Y.P., Huang, G.H. and et al. "Inexact mixed-integer programming with interval-valued membership function for sustainable power-generation capacity planning", *Journal of Cleaner Production*, **122**, pp. 52-66 (2016).
12. Rodgers, M.D., Coit, D.W., Felder, F.A. and et al. "Generation expansion planning considering health and societal damages - a simulation-based optimization approach", *Energy*, **164**, pp. 951-963 (2018).
13. Meza, J.L.C., Yildirim, M.B. and Masud, A.S.M. "A model for the multiperiod multiobjective power generation expansion problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, **22**(2), pp. 871-878 (2007).
14. Sirikum, J., Techanitisawad, A. and Kachitvichyanukul, V. "A new efficient GA-Benders' decomposition method: for power generation expansion planning with emission controls", *IEEE Transactions on Power Systems*, **22**(3), pp. 1092-1100 (2007).
15. Chen, Q., Kang, C., Xia, Q. and et al. "Power generation expansion planning model towards low-carbon economy and its application in China", *IEEE Transactions on Power Systems*, **25**(2), pp. 1117-1125 (2010).
16. Tekiner, H., Coit, D.W. and Felder, F.A. "Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with monte-carlo simulation", *Electric Power Systems Research*, **80**(12), pp. 1394-1405 (2010).
17. Careri, F., Genesi, C., Marannino, P. and et al. "Generation expansion planning in the age of green economy", *IEEE Transactions on Power Systems*, **26**(4), pp. 2214-2223, (2011).
18. Sagastizábal, C. and Solodov, M. "Solving generation expansion planning problems with environmental constraints by a bundle method", *Computational Management Science*, **9**(2), pp. 163-182 (2012).
19. Gitizadeh, M., Kaji, M. and Aghaei, J. "Risk based multiobjective generation expansion planning considering renewable energy sources", *Energy*, **50**, pp. 74-82 (2013).
20. Santos, H.L. and Legey, L.F.L. "A model for long-term electricity expansion planning with endogenous environmental costs", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **51**, pp. 98-105 (2013).
21. Bhuvanesh, A., Jaya Christa, S.T., Kannan, S. and et al. "Application of differential evolution algorithm and its variants for solving energy storage technologies integrated generation expansion planning", *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, **43**, pp. 883-896 (2019).
22. Allahdadi Mehrabadi, R., Parsa Moghaddam, M. and Sheikh-El-Eslami, M.K., "Generation expansion planning in multi electricity markets considering environmental impacts", *Journal of Cleaner Production*, **243**, pp. 1-17 (2020).
23. Alguacil, N., Motto, A.L. and Conejo, A.J. "Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, **18**(3), pp. 1070-1077 (2003).
24. Bustamante-Cedeño, E. and Arora, S. "Stochastic and minimum regret formulations for transmission network expansion planning under uncertainties", *Journal of the Operational Research Society*, **59**, pp. 1547-1556 (2008).
25. Leite da Silva, A.M., Rezende, L.S., Honório, L.M. and et al. "Performance comparison of metaheuristics to solve the multi-stage transmission expansion planning problem", *IET Generation, Transmission & Distribution*, **5**, pp. 360-367 (2011).
26. Delgado, D. and Claro, J. "Transmission network expansion planning under demand uncertainty and risk aversion", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **44**, pp. 696-702 (2013).
27. Shivaie, M. and Ameli, M.T. "Strategic multiyear transmission expansion planning under severe uncertainties by a combination of melody search algorithm and Powell heuristic method", *Energy*, **115**, pp. 338-352 (2016).
28. Lumbreras, S., Wogrin, S., Navarro, G. and et al. "A decentralized solution for transmission expansion planning: getting inspiration from nature", *Energies*, **12**(23), pp. 1-17 (2019).
29. Das, P., Bera, P.S. and Biswaas, P. "Bat-algorithm-based transmission expansion planning", In *Computational Advancement in Communication Circuits and Systems*, K. Maharatna, M. Kanjilal, S. Konar, S. Nandi, and K. Das, Ed, Lecture Notes in Electrical Engineering, **575**, Springer, Singapore, pp. 49-58 (2020).
30. Gomes, P.V. and Saraiva, J.T. "State-of-the-art of transmission expansion planning: a survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **111**, pp. 411-424 (2019).
31. Sharan, I. and Balasubramanian, R. "Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints", *Energy Policy*, **43**, pp. 275-284 (2012).
32. Pozo, D., Sauma, E.E. and Contreras, J. "A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, **28**, pp. 202-210 (2013).

33. Cedeño, E.B. and Arora, S. "Integrated transmission and generation planning model in a deregulated environment", *Frontiers in Energy*, **7**, pp. 182-190 (2013).
34. Sarid, A. and Tzur, M. "The multi-scale generation and transmission expansion model", *Energy*, **148**, pp. 977-991 (2018).
35. Gupta, N., Khosravy, M., Patel, N. and et al. "A bi-Level evolutionary optimization for coordinated transmission expansion planning", *IEEE Access*, **6**, pp. 48455-48477 (2018).
36. Nunes, J.B., Mahmoudi, N., Saha, T.K. and et al. "A multi-stage transition toward high renewable energy penetration in Queensland, Australia", *IET Generation, Transmission & Distribution*, **12**(4), pp. 850-858 (2018).
37. Märkle-Huß, J., Feuerriegel, S. and Neumann, D. "Cost minimization of large-scale infrastructure for electricity generation and transmission", *Omega*, **96**, pp. 1-16 (2020).
38. Quiroga, D., Sauma, E. and Pozo, D. "Power system expansion planning under global and local emission mitigation policies" *Applied Energy*, **239**, pp. 1250-1264 (2019).
39. Malakoti-Moghadam, M., Askarzadeh, A. and Rashidinejad, M. "Transmission and generation expansion planning of energy hub by an improved genetic algorithm", *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, **41**(24), pp. 3112-3126 (2019).
40. Bahiense, L., Oliveira, G.C., Pereira, M. and et al. "A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion", *IEEE Transactions on Power Systems*, **16**(3), pp. 560-565 (2001).
41. Romero, R., Rocha, C., Mantovani, J.R.S. and et al. "Constructive heuristic algorithm for the DC model in network transmission expansion planning", *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, **152**(2), pp. 277-282 (2005).
42. Wood, A.J., Wollenberg, B.F., Sheblé, G.B., *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd ed., Wiley, New York (2013).
43. Executive Code on how to prevent noise pollution. "Approval of the Iranian council of ministers", Retrieved from <https://rc.majlis.ir/fa/law/show/119297>.
44. Upham, P., Oltra, C. and Boso, À. "Towards a cross-paradigmatic framework of the social acceptance of energy systems", *Energy Research & Social Science*, **8**, pp. 100-112 (2015).
45. Scherhauser, P., Höltinger, S., Salak, B. and et al. "The transition of the Austrian energy system to a high penetration of wind energy - a participatory integrated assessment of the social acceptance: final activity report", Universität für Bodenkultur (BOKU), Vienna (2016).
46. Paravantis, J.A., Stigka, E., Mihalakakou, G. and et al. "Social acceptance of renewable energy projects: a contingent valuation investigation in Western Greece", *Renewable Energy*, **123**, pp. 639-651 (2018).
47. Opiyo, N.N. "Impacts of neighbourhood influence on social acceptance of small solar home systems in rural western Kenya", *Energy Research & Social Science*, **52**, pp. 91-98 (2019).
48. Benders, J.F. "Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems", *Numerische Mathematik*, **4**, pp. 238-252 (1962).
49. Birge, J.R. and Louveaux, F., *Introduction to Stochastic Programming*, 2nd ed., Springer, New York (2011).
50. Geoffrion, A.M. "Elements of large scale mathematical programming", *Management Science*, **16**, pp. 652-691 (1970).
51. Nemhauser, G.L. and Wolsey, L.A., *Integer and Combinatorial Optimization*, Wiley-Interscience, New York (1999).
52. Birge, J.R. and Louveaux, F. "A multicut algorithm for two-stage stochastic linear programs", *European Journal of Operational Research*, **34**, pp. 384-392 (1988).
53. Wu, L. and Shahidehpour, M. "Stochastic security-constrained unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, **22**(2), pp. 800-811 (2007).
54. TEHC. "Detailed statistics on electric power industry in Iran, power generation (2011-2012)", Tavanir Expert Holding Company, Tehran (In Persian) (2012).
55. TEHC. "Detailed statistics on electric power industry in Iran, power transmission (2011-2012)", Tavanir Expert Holding Company, Tehran (In Persian) (2012).
56. TEHC. "Electric power industry in iran (2011-2012)", Tavanir Expert Holding Company, Tehran (2012).