

مدل سازی و بهینه سازی یکپارچه زنجیره تأمین زغال سنگ و برنامه ریزی تولید نیروگاه های حرارتی بر پایه MILP

مهدی نخعی نژاد^۱

دانشیار گروه مهندسی صنایع، دانشگاه یزد، ایران، m.nakhaeinejad@yazd.ac.ir

پریسا خوشکام

دانشجوی دکتری مهندسی صنایع، گروه مهندسی صنایع، دانشگاه یزد، ایران، parisakhoshkam31375@gmail.com

چکیده

تأمین پایدار و اقتصادی برق در نیروگاه های حرارتی زغال سنگ مستلزم هماهنگی مؤثر میان تصمیمات زنجیره تأمین سوخت و برنامه ریزی تولید واحدهای برق است. با این حال، در اغلب مطالعات پیشین، این دو حوزه به صورت جداگانه بهینه سازی شده اند که منجر به افزایش هزینه های عملیاتی و کاهش کارایی سیستم می شود. در این پژوهش، یک مدل برنامه ریزی عدد صحیح مختلط (MILP) چنددوره ای برای بهینه سازی یکپارچه زنجیره تأمین زغال سنگ و برنامه ریزی تولید نیروگاه های حرارتی ارائه می شود. مدل پیشنهادی تصمیمات مربوط به تأمین، انبارداری، برداشت و تخصیص انواع زغال سنگ با ارزش حرارتی متفاوت را به طور هم زمان با زمان بندی روشن/خاموش بودن واحدهای تولید، سطح تولید برق و هزینه های راه اندازی و خاموش سازی در نظر می گیرد. تابع هدف، کمینه سازی مجموع هزینه های تولید برق، جریمه برای کمبود ارزش حرارتی، ذخیره سازی، تصفیه گوگرد و جریمه کمبود انرژی است. مدل در محیط GAMS و با حل کننده CPLEX برای دو مسئله یکی در ابعاد کوچک (۴ ژنراتور، ۳ نوع زغال سنگ و ۱۰ دوره زمانی) و دیگری در ابعاد بزرگ تر (۱۰ ژنراتور، ۵ نوع زغال سنگ و ۲۴ دوره زمانی) حل شد. نتایج عددی نشان می دهد که در مسئله کوچک، مقدار بهینه تابع هدف برابر با ۲,۹۵۴,۴۶۵ واحد هزینه بوده و کل تقاضای برق در تمامی دوره ها بدون هیچ گونه کمبود تأمین شده است. همچنین، ژنراتورها بدون خاموشی غیر ضروری و با ترکیب بهینه سوخت بهره برداری شده اند که منجر به کاهش هزینه کل، بهبود بهره وری سوخت و افزایش قابلیت اطمینان سیستم گردیده است. نتایج تحلیل حساسیت نیز انعطاف پذیری مدل در برابر تغییرات تقاضا، ظرفیت تولید و عرضه زغال سنگ را تأیید می کند.

کلمات کلیدی: زنجیره تأمین زغال سنگ، برنامه ریزی تولید نیروگاه، مدل برنامه ریزی عدد صحیح مختلط (MILP)، کمینه سازی هزینه کل

^۱ نویسنده مسئول

Integrated modeling and optimization of coal supply chain and planning of thermal power plants based on MILP

Mahdi Nakhaeinejad, (corresponding author), m.nakhaeinejad@yazd.ac.ir

Associate Professor, Department of Industrial Engineering, Yazd University, Yazd, Iran

Parisa Khoshkam, parisakhoshkam@yahoo.com

PhD Candidate in Industrial Engineering, Department of Industrial Engineering, Yazd University, Yazd, Iran

Abstract

Sustainable and economical electricity supply in coal-fired thermal power plants requires effective coordination between fuel supply chain decisions and unit commitment planning. However, in most prior studies, these two domains have been optimized separately, leading to increased operational costs and reduced system efficiency.

This study proposes a multi-period Mixed-Integer Linear Programming (MILP) model for the integrated optimization of the coal supply chain and thermal power plant production scheduling. The proposed model simultaneously considers decisions related to coal procurement, storage, retrieval, and allocation of multiple coal types with varying calorific values, along with unit commitment (on/off scheduling), power output levels, and startup/shutdown costs. The objective function minimizes the total costs of power generation, calorific-value shortfall penalties, storage, sulfur removal, and energy shortage penalties.

The model was implemented in the GAMS environment and solved using the CPLEX solver for two test cases: a small-scale instance (3 generators, 3 coal types, and 10 time periods) and a larger-scale instance (10 generators, 6 coal types, and 24 time periods). Numerical results show that, in the small-scale problem, the optimal objective function value equals 2,904,460 cost units, with the entire electricity demand fully met across all periods without any shortfall. Moreover, generators operated without unnecessary shutdowns and used an optimal fuel blend, resulting in lower total costs, improved fuel efficiency, and enhanced system reliability.

Sensitivity analyses further confirm the model's flexibility in responding to variations in electricity demand, generation capacity, and coal supply.

Keywords: Coal supply chain, Power plant production planning, Mixed-integer linear programming (MILP), Total cost minimization

۱. مقدمه

تأمین پایدار، مطمئن و اقتصادی انرژی الکتریکی یکی از مهم‌ترین چالش‌های پیش‌روی سیستم‌های انرژی، به ویژه در کشورهای در حال توسعه است. با وجود رشد شتابان منابع تجدیدپذیر، نیروگاه‌های حرارتی زغال‌سنگی به دلیل ظرفیت بالا، قابلیت اطمینان عملیاتی و هزینه نسبتاً پایین سوخت، همچنان سهم عمده‌ای در سبد تولید برق جهان ایفا می‌کنند^[۱، ۲]. با این حال، بهره‌برداری کارآمد از این نیروگاه‌ها در گرو مدیریت بهینه و یکپارچه‌ی زنجیره تأمین زغال‌سنگ از تأمین اولیه و حمل‌ونقل تا انبارداری، ترکیب و مصرف نهایی در واحدهای تولید است. هرگونه ناهماهنگی در این زنجیره‌ی پیچیده می‌تواند به افزایش چشمگیر هزینه‌های عملیاتی، کاهش بهره‌وری سوخت و ایجاد ریسک در تأمین پایدار برق منجر شود^[۳، ۴].

از جنبه‌ی دیگر، برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌های حرارتی خود مسئله‌ای پیچیده و به‌شدت محدودشده است. تصمیم‌گیری درباره‌ی زمان‌بندی روشن و خاموش شدن واحدهای تولید (Unit Commitment)، تعیین سطح خروجی هر ژنراتور و رعایت محدودیت‌های فنی (مانند حداقل زمان‌های کار و توقف و هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش‌سازی) تأثیری تعیین‌کننده بر هزینه‌ی کل سیستم و پایداری شبکه دارد. این مسئله تحت عنوان برنامه‌ریزی تولید واحدها (Unit Commitment) به طور گسترده در ادبیات مورد مطالعه قرار گرفته و روش‌های متعددی برای حل آن پیشنهاد شده است^[۵، ۶]. با این حال، نقطه ضعف مشترک اغلب این مطالعات، در نظر گرفتن تأمین سوخت به صورت ساده‌شده یا یک پارامتر برون‌زا است^[۷] این فرض، اثر متقابل و پویای تصمیمات لجستیکی تأمین سوخت را با تصمیمات عملیاتی و فنی تولید برق نادیده می‌گیرد.

همزمان، پژوهش‌های مستقل حوزه‌ی زنجیره تأمین زغال‌سنگ که به بهینه‌سازی فرآیندهای تأمین، حمل‌ونقل، انبارداری و ترکیب سوخت می‌پردازند، عمدتاً بر جنبه‌های لجستیکی و هزینه‌ای متمرکز بوده‌اند^[۸، ۹]. در این مدل‌ها، رفتار عملیاتی واقع‌بینانه‌ی نیروگاه‌ها، از جمله الزامات فنی Unit Commitment، معمولاً در نظر گرفته نمی‌شود.

این جدایی و عدم یکپارچگی میان دو حوزه‌ی به هم‌وابسته‌ی «تأمین سوخت» و «برنامه‌ریزی تولید»، باعث شده است راه‌حل‌های بهینه‌ی ارائه‌شده در هر حوزه، هنگام اجرای همزمان در سیستم واقعی، کارایی لازم را از دست داده و حتی منجر به افزایش هزینه‌های کل سیستم شوند. ناکارآمدی که در مطالعات مروری اخیر نیز به آن تأکید شده است^[۱۰].

بر این اساس، خلأ پژوهشی آشکاری در ایجاد یک چارچوب مدلسازی یکپارچه که بتواند تصمیمات لجستیکی زنجیره تأمین زغال‌سنگ و تصمیمات فنی-عملیاتی برنامه‌ریزی تولید نیروگاه را همزمان بهینه‌سازی کند، احساس می‌شود. بنابراین، سؤال اصلی این پژوهش آن است که چگونه می‌توان یک مدل بهینه‌سازی یکپارچه توسعه داد که ضمن در نظر گرفتن ویژگی‌های عملیاتی نیروگاه‌ها (مانند محدودیت‌های Unit Commitment) و پیچیدگی‌های زنجیره تأمین سوخت (مانند مدیریت موجودی و کیفیت زغال‌سنگ)، به تأمین پایدار و کم‌هزینه‌ی تقاضای برق بینجامد. نوآوری اصلی این مقاله ارائه‌ی یک مدل برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط (MILP) چنددوره‌ای است که این یکپارچه‌سازی را محقق ساخته و امکان تصمیم‌گیری هماهنگ را فراهم می‌آورد.

ساختار این مقاله به شرح زیر است: در بخش ۲، مرور جامعی بر ادبیات پژوهش‌های مرتبط در دو حوزه‌ی مذکور ارائه می‌شود. در بخش ۳، چارچوب ریاضی مدل پیشنهادی شامل مجموعه‌ها، پارامترها، متغیرهای تصمیم و محدودیت‌ها به طور دقیق تشریح می‌گردد. در بخش ۴، نتایج عددی حاصل از حل مدل برای دو مسئله نمونه در ابعاد کوچک و بزرگ، همراه با تحلیل‌های حساسیت کمی، ارائه و بررسی می‌شوند. در نهایت، بخش ۵ به جمع‌بندی یافته‌ها، نتیجه‌گیری و پیشنهاد مسیرهای پژوهشی آتی اختصاص دارد.

۲. مرور ادبیات

داننده و همکاران^[۱] یک سیستم پشتیبان تصمیم‌گیری (DSS) برای طراحی زنجیره تأمین سوخت در شرکت

Tampa Electric Company توسعه دادند. هدف اصلی آن‌ها ارائه ابزاری بود که ضمن کاهش هزینه‌های زنجیره تأمین، ریسک‌های ناشی از نوسانات بازار و عدم قطعیت‌های مربوط به عرضه و حمل‌ونقل را مدیریت کند. برای این منظور، آن‌ها از یک مدل بهینه‌سازی عدد صحیح مختلط (MILP) بهره بردند که امکان ارزیابی سناریوهای مختلف در زمینه خرید، حمل و ذخیره‌سازی سوخت را فراهم می‌ساخت.

در این پژوهش داده‌های واقعی شرکت شامل منابع تأمین سوخت، هزینه‌های خرید و حمل، ظرفیت‌های ذخیره‌سازی و محدودیت‌های زیست‌محیطی به‌عنوان ورودی مدل استفاده شد. DSS طراحی شده به گونه‌ای بود که نتایج مدل به‌صورت رابطی کاربرپسند در اختیار مدیران شرکت قرار گیرد تا بدون نیاز به دانش فنی پیچیده، بتوانند تصمیم‌های راهبردی اتخاذ کنند. نتایج نشان داد که استفاده از این DSS منجر به کاهش قابل توجه هزینه‌ها، افزایش انعطاف‌پذیری در مواجهه با تغییرات بازار و ایجاد گزینه‌های متنوع برای تأمین پایدار سوخت شد. این پژوهش از یک سو از دیدگاه علمی رویکردی یکپارچه برای ترکیب مدل‌سازی MILP و DSS ارائه داد و از سوی دیگر، از نظر عملی به طور موفق در یک شرکت واقعی صنعت برق پیاده‌سازی شد. بنابراین مطالعه داننده و همکاران نمونه‌ای برجسته از کاربرد مؤثر روش‌های تحقیق عملیاتی در حل مسائل واقعی زنجیره تأمین انرژی محسوب می‌شود.

در زمینه بهینه‌سازی زنجیره تأمین زغال‌سنگ برای نیروگاه‌های حرارتی، پژوهش‌های اخیر به بررسی نقش عدم قطعیت‌های عملیاتی و الزامات پایداری پرداخته‌اند. وانگ و همکاران^[۲] یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی برای بهینه‌سازی تأمین پایدار زغال‌سنگ نیروگاه‌ها تحت عدم قطعیت‌های حمل‌ونقل دریایی ارائه کرده‌اند که در آن نوسانات زمان حمل، ظرفیت بنادر و تغییرات تقاضا به‌عنوان منابع اصلی عدم قطعیت در نظر گرفته شده‌اند. در این مطالعه، تصمیمات مربوط به انتخاب تأمین‌کنندگان، برنامه‌ریزی لجستیک دریایی و مدیریت موجودی به‌صورت یکپارچه و با هدف حداقل‌سازی هزینه‌های کل زنجیره

تأمین و کاهش آثار زیست‌محیطی مدل‌سازی شده است. نتایج عددی نشان می‌دهد که استفاده از رویکرد تصادفی نسبت به مدل‌های قطعی، منجر به بهبود قابل توجه در پایداری تصمیمات، کاهش ریسک کمبود سوخت و کاهش هزینه‌های عملیاتی می‌شود. با این حال، در این پژوهش تمرکز اصلی بر سطح زنجیره تأمین بوده و برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌ها به‌صورت برون‌زا فرض شده است؛ به‌گونه‌ای که تعامل پویا میان تصمیمات تأمین سوخت و تصمیمات بهره‌برداری و زمان‌بندی واحدهای تولید برق در چارچوب مدل لحاظ نشده است. این موضوع نشان می‌دهد که هنوز نیاز به توسعه مدل‌های یکپارچه‌ای وجود دارد که بتوانند تصمیمات زنجیره تأمین زغال‌سنگ و برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌ها را به‌صورت هم‌زمان و هماهنگ مورد بررسی قرار دهند.

پونسله و همکاران^[۳] به بررسی اثر محدودیت‌های زمان‌بندی واحدها (Unit Commitment constraints) در مدل‌های بلندمدت برنامه‌ریزی سیستم قدرت پرداختند. هدف اصلی این پژوهش تحلیل اهمیت این قیود و تأثیر آن‌ها بر ساختار بهینه تولید و ظرفیت‌های نصب‌شده بود. نویسندگان نشان دادند که وارد کردن محدودیت‌های Unit Commitment در مدل‌های راهبردی می‌تواند به تغییرات قابل‌توجهی در توزیع تولید نیروگاه‌ها، سطح بهره‌وری و تصمیمات سرمایه‌گذاری منجر شود.

در این مطالعه، نویسندگان از مدل‌سازی عدد صحیح مختلط (Mixed-Integer Linear Programming) (MILP) برای بیان محدودیت‌های زمان‌بندی واحدها و حل مسئله استفاده کردند. استفاده از MILP امکان شبیه‌سازی دقیق عملیات واحدها، شامل روشن و خاموش کردن ژنراتورها و حداقل و حداکثر زمان فعالیت آن‌ها را فراهم می‌کند. نتایج نشان داد که این مدل می‌تواند ساختار بهینه تولید بلندمدت را به‌صورت قابل‌توجهی تحت تأثیر قرار دهد و در برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت با مقیاس بزرگ، تصمیمات سرمایه‌گذاری و عملیاتی را بهینه‌سازی کند.

این پژوهش اهمیت یکپارچگی محدودیت‌های عملیاتی Unit Commitment با برنامه‌ریزی بلندمدت را برجسته می‌کند و نشان می‌دهد که نادیده گرفتن این محدودیت‌ها ممکن است منجر به تصمیمات ناپایدار و غیرواقعی در سطح سیستم قدرت گردد.

مونتر و همکاران^[۴] نیز با مرور نظام‌مند پژوهش‌های انجام‌شده در زمینه مسئله Unit Commitment، روندهای جدید در مدل‌سازی عدم قطعیت، قیود زیست‌محیطی و استفاده از الگوریتم‌های فراابتکاری را مورد بررسی قرار دادند. نتایج این مطالعه نشان داد که استفاده از مدل‌های ترکیبی MILP-Metaheuristic در مسائل بزرگ مقیاس، موجب بهبود همگرایی و کاهش زمان حل می‌شود.

در حوزه زنجیره تأمین، مدنی و همکاران^[۵] با ارائه یک مرور جامع بر طراحی شبکه‌های زنجیره تأمین پایدار، تأکید کردند که مدل‌های نوین باید علاوه بر هزینه، معیارهای زیست‌محیطی و اجتماعی را نیز در نظر گیرند. آن‌ها نشان دادند که استفاده از مدل‌های چندهدفه و روش‌های تصمیم‌گیری فازی می‌تواند منجر به انتخاب ساختار بهینه شبکه با حداقل تأثیرات زیست‌محیطی گردد.

وو و همکاران^[۶] مدلی یکپارچه برای زمان‌بندی عملیات انبارداری و حمل زغال‌سنگ در بنادر ارائه کردند که عملیات بارگیری، اسپری کردن و جابجایی را به صورت همزمان مدل‌سازی می‌کند. این مدل بر پایه MILP توسعه یافت و نشان داد که ادغام تصمیمات لجستیک می‌تواند مصرف انرژی و هزینه‌های عملیاتی را کاهش دهد.

ژو و همکاران^[۷] نیز با تمرکز بر ارزیابی ریسک چندبعدی با ترکیب AHP و FCE در زنجیره تأمین زغال‌سنگ، شاخص‌های زیست‌محیطی، اقتصادی و اجتماعی را به صورت هم‌زمان در چارچوبی پایدار ترکیب کردند. نتایج نشان داد که این رویکرد ضمن کاهش هزینه، پایداری و تاب‌آوری شبکه را نیز افزایش می‌دهد.

وی^[۸] به ارزیابی نقش فناوری جذب و ذخیره‌سازی کربن (CCS) در کاهش انتشار CO₂ در نیروگاه‌های زغال‌سوز

چین پرداخت. این پژوهش با استفاده از یک تحلیل تکنو-اقتصادی در مقیاس ملی و با رویکرد bottom-up، هزینه‌ها و قابلیت رقابت اقتصادی استقرار CCUS را در نیروگاه‌های مختلف بررسی کرد. نتایج نشان داد که به کارگیری CCS می‌تواند در بخش قابل توجهی از نیروگاه‌های زغال‌سوز از نظر اقتصادی رقابت‌پذیر بوده و مسیر مناسبی برای کاهش انتشار کربن فراهم کند. با این حال، در این مطالعه مدل بهینه‌سازی ریاضی، برنامه‌ریزی تولید یا مدل یکپارچه زنجیره تأمین ارائه نشده است.

عبدل-آل^[۹] یک مدل برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط (MILP) برای بهینه‌سازی زنجیره تأمین بیوماس با هدف ماکسیمم‌سازی سود کل ارائه کرده است که در آن تصمیمات تاکتیکی زنجیره تأمین، شامل تعیین میزان تقاضای قابل تأمین (سناریوهای فروش برق)، عملیات نیروگاه، خرید و ذخیره‌سازی بیوماس و حمل‌ونقل، به صورت یکپارچه در نظر گرفته شده‌اند. برای حل پیچیدگی مدل، یک استراتژی حل مبتنی بر fix-and-optimize پیشنهاد شده که ضمن کاهش زمان محاسبات، کیفیت بالای پاسخ‌ها را حفظ می‌کند. نتایج نشان می‌دهد این رویکرد موجب بهبود برنامه‌ریزی و تصمیم‌گیری شده و تأثیر ویژگی‌های کلیدی لجستیک بیوماس بر عملکرد کل زنجیره را آشکار می‌سازد. تفاوت اصلی این مطالعه با پژوهش حاضر در تمرکز آن بر بیوماس و زنجیره تأمین سبز با هدف ماکسیمم‌سازی سود است، در حالی که پژوهش حاضر بر زغال‌سنگ و برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌های حرارتی متمرکز است.

بنالکازار و همکاران^[۱۰] یک مدل برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط (MILP) برای بازپیکربندی شبکه ذخیره‌سازی و توزیع زغال‌سنگ در شرکت‌های تولیدکننده یا بازرگانی زغال‌سنگ ارائه کردند. هدف این مدل کمینه‌سازی هزینه‌های کل زنجیره، با در نظر گرفتن محدودیت‌های ظرفیت و قیود نواحی مکانی تأسیسات ذخیره‌سازی است. تمرکز اصلی پژوهش بر ادغام، حذف و بهینه‌سازی زیرساخت‌های ذخیره‌سازی مازاد یا کم‌استفاده بوده و نتایج نشان می‌دهد که بازطراحی شبکه ذخیره و توزیع می‌تواند

بدون افت سطح خدمت، به کاهش هزینه‌ها و افزایش کارایی زنجیره تأمین منجر شود. این مطالعه نمونه‌ای کاربردی از به‌کارگیری MILP در طراحی و بهینه‌سازی شبکه لجستیک زغال‌سنگ محسوب می‌شود.

دی‌پرسیو و همکاران^[۱۱] در یک مقاله مروری، چشم‌انداز کنونی مدل‌سازی بازار برق را با تمرکز بر رویکردهای تصادفی بررسی کردند. این مطالعه به‌ویژه به تحلیل و مقایسه روش‌های نوین مبتنی بر بازی‌های میدان میانگین (Mean Field Games) و مدل‌های مبتنی بر شبکه‌های عصبی در بازارهای برق پرداخته است. نویسندگان با مرور معادلات دیفرانسیل تصادفی، روش‌های بهینه‌سازی و تکنیک‌های یادگیری ماشین، کارایی و محدودیت‌های هر رویکرد را در مواجهه با عدم قطعیت‌های بازار انرژی تحلیل کرده‌اند. نتایج این مرور ادبیات، منبعی ارزشمند برای پژوهشگران و سیاست‌گذاران در جهت انتخاب و توسعه مدل‌های تصمیم‌گیری در بازارهای برق تحت شرایط عدم قطعیت فراهم می‌سازد.

دهقانی و همکاران^[۱۲] رویکرد ترکیبی نوینی را ارائه کردند. ایشان ابتدا یک مدل MILP برای مسئله مشارکت واحدها در یک نیروگاه مجازی شامل منابع تجدیدپذیر و ذخیره‌ساز سمت تقاضا فرموله کردند. سپس به منظور مقیاس‌پذیری در ابعاد واقعی، الگوریتم ترکیبی ELM-GA (ترکیب شبکه یادگیری سریع با الگوریتم ژنتیک) را به‌کار گرفتند. یافته‌ها نشان داد که اگرچه MILP در مسائل با ابعاد کوچک و متوسط به جواب بهینه سراسری می‌رسد، اما در مقیاس‌های بسیار بزرگ (تا ۶۰ واحد تولیدی) الگوریتم ELM-GA با قبول شکاف بهینگی ناچیز ۴/۴ درصد، تا ۱۶ برابر سریع‌تر عمل می‌کند. این پژوهش به‌وضوح اثربخشی پارادایم‌های ترکیبی دقیق-هوشمند را در ایجاد تعادل بهینه میان دقت و کارایی محاسباتی در مسائل پیچیده سیستم قدرت به نمایش گذاشت.

این مطالعه گواهی بر آن است که تلفیق روش‌های بهینه‌سازی قطعی با الگوریتم‌های هوشمند، نه تنها از

افزایش نمایی زمان حل در مسائل چند متغیره و چند دوره‌ای جلوگیری می‌کند، بلکه امکان مدلسازی همزمان متغیرهای تصمیم مکملی مانند مدیریت ذخیره‌سازی سمت تقاضا را نیز فراهم می‌سازد. با این حال، شکاف پژوهشی محسوسی در ادبیات موجود مشاهده می‌شود: تمرکز غالب این پژوهش‌ها بر سیستم‌های قدرت با محوریت منابع تجدیدپذیر بوده است، حال آنکه یکپارچه‌سازی عملیات لجستیکی سوخت فسیلی، شامل زنجیره تأمین انواع زغال‌سنگ با کیفیت متفاوت، مدیریت موجودی پویا در انبارهای چندگانه، برنامه‌ریزی بازیابی و تخصیص سوخت به ژنراتورها بر اساس ارزش حرارتی، و کنترل کیفیت سوخت از طریق مکانیزم جریمه، با محدودیت‌های دقیق عملیاتی واحدهای حرارتی (نظیر هزینه‌های راه‌اندازی/خاموش‌سازی، حداقل زمان کار و توقف، و حدود توان تولید) در قالب یک مدل بهینه‌سازی یکپارچه واحد، به صورت جامع مورد توجه قرار نگرفته است.

این خلأ تحقیقاتی به ویژه در بهینه‌سازی همزمان تصمیم‌های تاکتیکی تأمین سوخت و تصمیم‌های عملیاتی تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی مشهود است. بنابراین، پژوهش حاضر با ارائه یک مدل MILP یکپارچه چنددوره‌ای، در صدد پر کردن این شکاف اساسی برآمده و هدف آن، بهینه‌سازی همزمان زنجیره تأمین زغال‌سنگ و برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌های حرارتی با در نظر گرفتن تمامی پیچیدگی‌های عملیاتی و لجستیکی ذکر شده است.

منا و همکاران^[۱۳] با تمرکز بر واحدهای ترکیبی بادی-حرارتی، یک مدل چندهدفه دومرحله‌ای تصادفی برای مسئله Unit Commitment تحت عدم قطعیت توان بادی و تقاضای برق ارائه کردند. در این مدل از روش Compromise Programming برای ایجاد توازن میان حداقل‌سازی هزینه بهره‌برداری، کاهش انتشار CO₂ و کاهش توان بادی تلف‌شده استفاده شده است. نتایج مطالعه نشان می‌دهد که رویکرد پیشنهادی می‌تواند با فداکاری محدود در هزینه، بهبود قابل‌توجهی در عملکرد

زیست‌محیطی و بهره‌برداری از انرژی‌های تجدیدپذیر ایجاد کند و ابزاری کارآمد برای تصمیم‌گیری عملیاتی در سیستم‌های قدرت با نفوذ بالای انرژی بادی فراهم آورد.

باسکورو و همکاران^[۱۴] در یک مطالعه موردی در اندونزی، مسئله بهینه‌سازی چندهدفه زنجیره تأمین زغال‌سنگ برای نیروگاه‌های حرارتی را بررسی کردند. مدل پیشنهادی آن‌ها با در نظر گرفتن کیفیت زغال‌سنگ، مکان‌یابی تأسیسات blending و انتخاب نوع کشتی، مدیریت منابع زغال‌سنگ (انتخاب منبع، کنترل کیفیت، اختلاط و تخصیص) را در قالب یک مدل برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط (MILP) توسعه می‌دهد. اهداف مدل شامل کمینه‌سازی هم‌زمان هزینه کل زنجیره تأمین و انتشار دی‌اکسیدکربن است که با استفاده از روش ϵ -constraint حل شده است. نتایج عددی نشان می‌دهد که سناریوهای پیشنهادی امکان تأمین بلندمدت تقاضا را با انعطاف‌پذیری بیشتر فراهم کرده و هم‌زمان منجر به کاهش هزینه‌ها و انتشار CO_2 می‌شوند.

دونگ و همکاران^[۱۵] با بهره‌گیری از رویکرد ارزیابی چرخه عمر (LCA)، عملکرد زیست‌محیطی سیستم‌های مختلف تولید برق زغال‌سوز شامل سیستم پایه، سیستم مجهز به فناوری جذب و ذخیره‌سازی کربن (CCS) و یک سیستم پیشرفته ترکیبی شامل انرژی خورشیدی و سیکل رانکین آلی (ORC) همراه با CCS را مورد بررسی قرار دادند. در این پژوهش، با استفاده از نرم‌افزار SimaPro و روش ReCiPe، اثرات زیست‌محیطی در کل چرخه عمر و سهم مراحل مختلف از جمله استخراج، حمل‌ونقل و بهره‌برداری تحلیل شد. نتایج نشان داد که یکپارچه‌سازی فناوری‌های CCS، ORC و انرژی خورشیدی می‌تواند پتانسیل تغییرات اقلیمی را به‌طور قابل‌توجهی کاهش دهد و در صورت انتخاب مناسب محل و تجهیزات، سیستم‌های ترکیبی از منظر صرفه‌جویی انرژی و کاهش انتشار آلاینده‌ها گزینه‌ای امیدبخش برای تولید پاک‌تر برق محسوب می‌شوند.

فان‌درگیسن و همکاران^[۱۶] با استفاده از روش ارزیابی چرخه عمر (LCA)، عملکرد زیست‌محیطی دو فناوری جذب دی‌اکسیدکربن در تولید برق زغال‌سوز را مقایسه

کردند: جذب پس‌سوزی مبتنی بر مونواتانول‌آمین (MEA) و جذب مستقیم از هوا با مکانیزم چرخه رطوبت (DAC). نتایج نشان داد که اگرچه DAC به انرژی بیشتری نیاز دارد، اما در شرایط اقلیمی مناسب و با تأمین انرژی تجدیدپذیر، می‌تواند امکان دستیابی به کاهش خالص انتشار گازهای گلخانه‌ای در کل چرخه عمر را فراهم سازد. این مطالعه بر اهمیت ارزیابی جامع زیست‌محیطی فناوری‌های نوین جذب CO_2 به‌عنوان مکمل CCS‌های متداول در سیستم‌های تولید انرژی فسیلی تأکید می‌کند.

حاجی‌پور و سادات‌موسی^[۱۷] به بررسی یکپارچه‌سازی تصمیمات برنامه‌ریزی تولید و نگهداری و تعمیرات پرداخته‌اند. آن‌ها با توجه به پیچیدگی‌های فزاینده در صنایع و هزینه‌های بالای ناشی از تعویض تجهیزات آسیب‌دیده و توقف تولید، استدلال می‌کنند که هماهنگی این دو حوزه می‌تواند منجر به کاهش قابل‌توجه هزینه‌های عملیاتی شود. در این راستا، مدلی ارائه شده است که ضمن در نظر گرفتن محدودیت‌های تولیدی، برای هر واحد تولیدی سقف مجازی برای انتشار گازهای گلخانه‌ای (به‌ویژه دی‌اکسیدکربن) تعیین می‌کند تا به کاهش اثرات زیست‌محیطی کمک شود. در مدل پیشنهادی، دو راهبرد تولید سبز و مرسوم مورد بررسی قرار گرفته است. به‌منظور حل مسئله و دستیابی به جواب‌های بهینه، از دو الگوریتم فراابتکاری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک (GA) و الگوریتم میرایی ارتعاش (VDO) استفاده شده و کارایی آن‌ها از دیدگاه کیفیت جواب و زمان محاسباتی مقایسه گردیده است. با وجود ارزشمندی این پژوهش، تمرکز آن بر محیط تولیدی عمومی و عدم توجه به پیچیدگی‌های لجستیک سوخت در صنایع انرژی‌بر، شکاف مهمی را در ادبیات آشکار می‌سازد. به‌ویژه در سیستم‌های قدرت حرارتی که وابستگی شدیدی به زنجیره تأمین سوخت (مانند زغال‌سنگ) دارند، تصمیمات عملیاتی نیروگاه‌ها به‌طور تنگاتنگی با فرایندهای تأمین، ذخیره‌سازی، ترکیب و تخصیص سوخت گره خورده است. مقاله حاضر به‌طور خاص برای پوشش این شکاف طراحی شده و بر یکپارچه‌سازی عملیات لجستیکی زنجیره تأمین زغال‌سنگ (شامل تأمین، انبارداری، بازیابی، تخصیص و

جدول (۱) ویژگی‌های کلیدی مقالات مرور ادبیات را به‌طور خلاصه نشان می‌دهد.

کنترل کیفیت سوخت) با برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌های حرارتی، با در نظرگیری دقیق محدودیت‌های فنی واحدها متمرکز شده است. همچنین، از نظر چارچوب مدلسازی و روش حل، مطالعه مذکور از رویکردهای فراابتکاری بهره برده، در حالی که در پژوهش حاضر برای دستیابی به جواب بهینه سراسری در مسئله‌ای با ماهیت خطی-صحیح، از یک مدل MILP قطعی چنددوره‌ای به همراه حل‌کننده بهینه‌یاب CPLEX در محیط GAMS استفاده شده است.

وانگ و همکاران^[۱۸] در مطالعه‌ای به بررسی زنجیره تأمین سبز زغال‌سنگ و بهینه‌سازی آن پرداختند. این پژوهش بر طراحی مدل‌هایی تمرکز دارد که هم کاهش هزینه‌های عملیاتی و هم کاهش اثرات زیست‌محیطی ناشی از حمل‌ونقل، ذخیره‌سازی و مصرف زغال‌سنگ را مدنظر قرار می‌دهند. مدل‌های ارائه‌شده مبتنی بر بهینه‌سازی چندهدفه هستند و با استفاده از الگوریتم‌های عددی، مقادیر بهینه موجودی، مسیرهای حمل‌ونقل و ترکیب منابع زغال‌سنگ تعیین می‌شود. نتایج نشان می‌دهد که این رویکرد علاوه بر کاهش هزینه‌ها، عملکرد محیطی زنجیره تأمین را بهبود می‌بخشد و الگویی کاربردی برای مدیریت پایدار منابع انرژی ارائه می‌دهد. در مطالعه‌ی وانگ و همکاران، مدل زنجیره تأمین سبز زغال‌سنگ ارائه شده بود، اما برنامه‌ریزی تولید واحدهای برق در این مدل لحاظ نشده بود. با بررسی و تحلیل مطالعات دیگر در حوزه برنامه‌ریزی تولید و بهینه‌سازی واحدهای حرارتی، در این پژوهش مدل ریاضی برنامه‌ریزی تولید به مدل زنجیره تأمین وانگ افزوده شد. این توسعه شامل هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش‌سازی ژنراتورها و هزینه تولید برق در تابع هدف و همچنین محدودیت‌های عملیاتی مرتبط با تولید برق است. با این یکپارچه‌سازی، امکان تصمیم‌گیری همزمان در زمینه مدیریت زنجیره تأمین و برنامه‌ریزی تولید فراهم شده و مدل کاربردی‌تر و واقع‌بینانه‌تر شده است. با این توسعه، مدل حاضر نه تنها هزینه‌های کل سیستم را کاهش می‌دهد بلکه عملکرد عملیاتی نیروگاه‌ها را بهینه کرده و امکان برنامه‌ریزی دقیق‌تر واحدهای حرارتی را فراهم می‌سازد.

جدول ۱. مرور ادبیات

Optimization method	Inventory and resource management	Objective Function	Green Supply chain	Supply chain and production planning integration	Author(s) (Year)
MILP	×	Cost minimization	×	×	Danandeh et al (۲۰۱۶)
Stochastic programming	✓	Cost minimization	✓	×	Wang et al (۲۰۲۵)
MILP	×	Cost minimization	×	×	Poncelet et a. (۲۰۲۰)
MILP + Metaheuristic	×	Cost minimization	×	×	Montero (۲۰۲۲)
Multi-objective/fuzzy model	×	Multi objective	✓	×	Madani (۲۰۲۴)
MILP	✓	Cost minimization	×	×	Wu (۲۰۲۵)
Multidimensional risk assessment	×	×	✓	×	Zhou (۲۰۲۵)
×	×	×	×	×	Wei (۲۰۲۱)
MILP + Fix- and- Optimize	✓	Profit maximization	✓	✓	Abdel-Aal (۲۰۲۴)
MILP	✓	Cost minimization	×	×	Benalcazar et al (۲۰۱۷)
×	×	×	×	×	Di Persio et al (۲۰۲۴)
MILP + ELM-GA	×	Profit maximization	×	×	Dehghani et al (۲۰۲۳)
compromise programming	×	Multi objective	×	×	Mena et al (۲۰۲۳)
MILP + ε -constraint	✓	Multi objective	✓	×	Baskoro et al (۲۰۲۲)
×	×	×	✓	×	Dong et al (۲۰۲۲)
×	×	Minimizing environmental impacts	✓	×	Van der Giesen et al (۲۰۱۷)
VDO + GA	×	Cost minimization	✓	×	Hajipour & Mousavi (۲۰۲۰)
MIP	✓	Minimizing costs and environmental impacts	✓	×	Wang et al (۲۰۲۵)
MILP	✓	Cost minimization	✓	✓	Current Study

۳. تعریف مسأله

سیستم شامل انواع مختلف زغال سنگ، توده‌های انبار در محوطه ذخیره‌سازی و چندین واحد تولید برق است که در یک افق برنامه‌ریزی فعالیت می‌کنند. هر ژنراتور دارای محدودیت‌های عملیاتی مانند حداقل/حداکثر تولید، منطق روشن/خاموش شدن است. انواع زغال سنگ از نظر ارزش حرارتی، محتوای گوگرد و میزان دسترسی تفاوت دارند.

۳.۱. مفروضات مسأله

مفروضات اصلی مدل‌سازی ریاضی مسأله به صورت زیر تشریح می‌شود:

- زغال سنگ به عنوان تنها سوخت ورودی نیروگاه‌ها در نظر گرفته می‌شود.
- موجودی انبارها (Stockpiles) محدود و از پیش تعیین شده است.
- تقاضای تولید برق نیروگاه‌ها قطعی است.
- ژنراتورها ویژگی‌های عملیاتی مشخصی دارند:
 - حداقل و حداکثر توان تولیدی هر ژنراتور (P_{min}, P_{max}) معلوم است.
 - ژنراتورها دارای محدودیت‌های حداقل زمان روشن بودن (Min Up) و حداقل زمان خاموش بودن (Min Down) هستند.
- انتقال زغال سنگ بین انبارها و ژنراتورها بدون محدودیت زمانی در نظر گرفته شده است.
- کیفیت و تطابق زغال سنگ با ژنراتورها ثابت و قابل استفاده است. فرض می‌شود هر نوع زغال سنگ قابلیت استفاده در تمامی ژنراتورها را دارد (بدون نیاز به تطابق خاص کیفیتی)
- زغال سنگ‌ها از نظر ارزش حرارتی متفاوت هستند؛ به طوری که نوع C_1 بالاترین و نوع C_2 پایین‌ترین ارزش حرارتی را داراست.

۳.۲. معرفی اندیس‌ها، پارامترها و متغیرها

۳.۲.۱. اندیس‌ها

اندیس‌های استفاده شده در مدل به شرح زیر تعریف شده‌اند:

اندیس‌ها (Sets)

- G : مجموعه ژنراتورهای نیروگاه

- C : مجموعه انواع زغال سنگ

- P : مجموعه موقعیت‌های ذخیره‌سازی

- T : مجموعه دوره‌های زمانی

۳.۲.۲. پارامترها (Parameters)

- $Supply(P, C, T)$: مقدار زغال سنگ تأمین شده به هر انبار در هر دوره (ton)
- $D(T)$: تقاضای کل سیستم (MWh)
- f : هزینه نگهداری موجودی انبار (ton) - (\$/period)
- w : هزینه بازیافت/جابجایی زغال سنگ (\$/ton)
- u : جریمه هر تن کمبود ارزش حرارتی (\$/ton)
- u_{Shed} : جریمه عدم تأمین تقاضای برق (\$/MWh)
- $OPcost(G)$: هزینه متغیر تولید ژنراتورها (\$/MWh)
- $SUcost(G)$: هزینه راه‌اندازی ژنراتورها (\$)
- $SDcost(G)$: هزینه خاموش‌سازی ژنراتورها (\$)
- $P_{max}(G)$: حداکثر توان تولید ژنراتورها (MWh)
- $P_{min}(G)$: حداقل توان تولید ژنراتورها (MWh)
- $Min\ Up(G)$: حداقل زمان روشن بودن ژنراتورها (period)
- $Min\ Down(G)$: حداقل زمان خاموش بودن ژنراتورها (period)
- $Hmin(G)$: حداقل ارزش حرارتی مجاز برای سوخت مصرفی نیروگاه‌ها (kWh/ton)
- $hc(C)$: ارزش حرارتی زغال سنگ (kWh/ton)
- $hr(G)$: نرخ مصرف سوخت ژنراتورها (ton/MWh)
- $bp(P)$: ظرفیت کل انبار (ton)
- $Vp(P)$: حداکثر انباشت در هر دوره انبار (ton)
- $Spc(P, C)$: موجودی اولیه انبار برای هر نوع زغال سنگ (ton)
- $heatStorage(C)$: کمبود ارزش حرارتی زغال سنگ نوع C (KWh/ton)

$$\theta_{pct_i} = spc_{pc} + stack_{pct_i} - \delta_{pct_i} \quad \forall p \in P, c \in C \quad (2)$$

$$\theta_{pct} = \theta_{pc(t-1)} + stack_{pct} - \delta_{pct} \quad (3)$$

$$\forall p \in P, c \in C, t \in T, t > t1$$

$$\delta_{pct_i} \leq spc_{pc} \quad \forall p \in P, c \in C \quad (4)$$

$$\delta_{pct} \leq \theta_{pc(t-1)} \quad \forall p \in P, c \in C, t \in T, t > t1 \quad (5)$$

$$\sum_{c \in C} \theta_{pct} \leq b_{pp} \quad \forall p \in P, t \in T \quad (6)$$

$$\sum_{c \in C} stack_{pct} \leq v_{pp} \quad \forall p \in P, t \in T \quad (7)$$

$$\sum_{g \in G} \gamma_{gct} = \sum_{p \in P} \delta_{pct} \quad \forall c \in C, t \in T \quad (8)$$

$$\sum_{c \in C} \gamma_{gct} \geq hr_g \cdot ProdGen_{gt} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (9)$$

$$\gamma_{gct} \leq M \cdot on_{gt} \quad \forall g \in G, c \in C, t \in T \quad (10)$$

$$on_{gt_i} = startup_{gt_i} \quad \forall g \in G \quad (11)$$

$$on_{gt} = startup_{gt} - shutdown_{gt} + on_{g(t-1)} \quad (12)$$

$$\forall g \in G, t \in T, t > t1$$

$$ProdGen_{gt} \leq P_{max_g} \cdot on_{gt} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (13)$$

$$ProdGen_{gt} \geq P_{min_g} \cdot on_{gt} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (14)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+MinUp_g-1} on_{g\tau} \geq MinUp_g \cdot startup_{gt} \quad (15)$$

$$\forall g \in G, \forall t \in T \quad s.t. t \leq |T| - MinUp_g + 1$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+MinDown_g-1} (1 - on_{g\tau}) \geq MinDown_g \cdot shutdown_{gt} \quad (16)$$

$$\forall g \in G, t \in T: t \leq |T| - MinDown_g + 1$$

$$\sum_{g \in G} ProdGen_{gt} + shed_t = D_t, \quad \forall t \in T \quad (17)$$

$$\sum_{\tau=1}^t \delta_{pct\tau} \leq spc_{pct} + \sum_{\tau=1}^t stack_{pct\tau}, \quad (18)$$

$$\forall p \in P, c \in C, t \in T$$

محدودیت (۱) بیان می‌کند که میزان زغال سنگ ذخیره‌شده در هر انبار در هر دوره نمی‌تواند از عرضی جدید به آن انبار فراتر رود. محدودیت‌های (۲) و (۳)

$$heatStorage(C) = (\max(\cdot, H_{min}(G) - hc(C)))$$

• Mfuel: عدد بزرگ

۳.۲.۳. متغیرهای تصمیم (Decision Variables)

- $\theta(P, C, T)$: موجودی انبار در هر دوره (تن)
- $Stack(P, C, T)$: مقدار زغال سنگ انباشته شده در هر دوره (تن)
- $\delta(P, C, T)$: مقدار زغال سنگ برداشت شده (Reclaimed) (تن)
- $\gamma(P, C, T)$: سوخت تحویلی به ژنراتورها (تن)
- $ProdGen(G, T)$: تولید برق ژنراتورها در هر دوره (MWh)
- $Shed(T)$: تقاضای برقی که تأمین نشده است. (MWh)
- $Startup(G, T)$: متغیر باینری. وضعیت راه‌اندازی ژنراتور در هر دوره
- $Shutdown(G, T)$: متغیر باینری. وضعیت خاموش‌سازی ژنراتور در هر دوره
- $On(G, T)$: متغیر باینری. وضعیت روشن/خاموش ژنراتور

۳.۲.۴. تابع هدف

کمینه‌سازی هزینه کل شامل:

- جریمه برای کمبود ارزش حرارتی
- هزینه ذخیره‌سازی
- هزینه تصفیه گوگرد
- هزینه راه‌اندازی/خاموش‌سازی
- هزینه تولید برق
- جریمه کمبود انرژی (قطعی بار)

$$Minu \left[\sum_{g \in G} \sum_{c \in C} \sum_{t \in T} heatStorage_c \cdot \gamma_{gct} \right. \\ + r \sum_{p \in P} \sum_{c \in C} \sum_{t \in T} \theta_{pct} + w \sum_{p \in P} \sum_{c \in C} \sum_{t \in T} \delta_{pct} \\ + \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} OPcost_g \cdot prodGen_{gt} \\ + \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} SUcost_g \cdot startup_{gt} \\ + \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} SDcost_g \cdot shutdown_{gt} \\ \left. + uShed \sum_{t \in T} shed_t \right]$$

۳.۲.۵. محدودیت‌ها

$$stack_{pct} \leq Supply_{pct} \quad \forall p \in P, c \in C, t \in T \quad (1)$$

به ترتیب معادلات تعادل موجودی را برای دوره‌ی اول و سایر دوره‌ها تعریف می‌کنند، به گونه‌ای که موجودی پایان هر دوره برابر است با موجودی دوره‌ی قبل به علاوه مقدار ذخیره‌سازی جدید منهای مقدار بازیابی شده. محدودیت‌های (۴) و (۵) تضمین می‌کنند که بازیابی زغال سنگ در هیچ دوره‌ای از موجودی فیزیکی انبار تجاوز نکند، به طوری که در دوره‌ی اول این مقدار از موجودی اولیه و در سایر دوره‌ها از موجودی پایان دوره‌ی قبل محدود می‌شود. محدودیت (۶) ظرفیت کل هر انبار را کنترل می‌کند، در حالی که محدودیت (۷) نرخ بازیابی زغال سنگ از هر انبار را در هر دوره محدود می‌سازد تا از ظرفیت عملیاتی تجهیزات عبور نکند.

محدودیت (۸) یک معادله‌ی تعادل جرمی کلیدی است که تضمین می‌کند کل زغال سنگ بازیابی شده از تمام انبارها در هر دوره و برای هر نوع زغال سنگ، دقیقاً به نیروگاه‌ها اختصاص یابد؛ این محدودیت از ایجاد راه‌حل‌های غیرفیزیکی (مانند مصرف سوخت بدون بازیابی) جلوگیری می‌کند.

محدودیت (۹) حداقل مقدار سوخت مورد نیاز هر نیروگاه را برای تولید انرژی مشخص می‌کند؛ به طوری که مجموع زغال سنگ تخصیص داده شده به نیروگاه g در دوره t باید حداقل برابر با حاصل ضرب تولید انرژی در نرخ مصرف سوخت آن نیروگاه باشد.

محدودیت (۱۰) اطمینان حاصل می‌کند که در صورت خاموش بودن یک نیروگاه (یعنی $on_{gt} = 0$)، هیچ سوختی به آن تخصیص داده نشود.

محدودیت‌های (۱۱) و (۱۲) دینامیک تغییر وضعیت نیروگاه‌ها (فعال/خاموش) را مدل می‌کنند. محدودیت (۱۱) وضعیت فعال بودن نیروگاه‌ها را در دوره‌ی اول تنها به عملیات راه‌اندازی وابسته می‌کند، در حالی که محدودیت (۱۲) بیان می‌کند که تغییر وضعیت در سایر دوره‌ها تنها از طریق راه‌اندازی یا توقف امکان پذیر است.

محدودیت‌های (۱۳) و (۱۴) به ترتیب حداکثر و حداقل توان تولیدی نیروگاه‌ها را در صورت فعال بودن آن‌ها محدود می‌کنند.

محدودیت‌های (۱۵) و (۱۶) به ترتیب حداقل زمان فعال بودن ($MinUp$) و حداقل زمان خاموشی ($MinDown$) را اعمال می‌کنند. محدودیت (۱۵) تضمین می‌کند که در صورت راه‌اندازی نیروگاه g در دوره t ، آن نیروگاه در $MinUp_g$ دوره‌ی متوالی از جمله خود دوره t فعال باقی بماند. به طور مشابه، محدودیت (۱۶) پس از توقف یک نیروگاه، آن را ملزم می‌دارد که در $MinDown_g$ دوره‌ی متوالی خاموش بماند.

محدودیت (۱۷) تعادل توان الکتریکی کل سیستم را تضمین می‌کند؛ یعنی مجموع تولید نیروگاه‌ها به علاوه مقدار کمبود انرژی (در صورت وجود) باید برابر با تقاضای سیستم در آن دوره باشد.

محدودیت (۱۸) یک شرط فیزیکی ضروری است که تضمین می‌کند مجموع تجمعی زغال سنگ بازیابی شده تا هر دوره t از مجموع تجمعی زغال سنگ وارد شده (موجودی اولیه به علاوه ذخیره‌سازی‌های جدید) تجاوز نکند؛ این محدودیت از امکان بازیابی غیرفیزیکی (بیشتر از موجودی واقعی) جلوگیری می‌کند.

۴. حل مدل و نتایج عددی

در این بخش، محاسبات و تجزیه و تحلیل‌های عددی برای دو مسئله‌ی آزمایشی با ابعاد کوچک و بزرگ ارائه می‌شود. مقیاس کوچک شامل ۴ ژنراتور، ۳ نوع زغال سنگ و ۱۰ دوره‌ی زمانی است، در حالی که مقیاس بزرگ با ۱۰ ژنراتور، ۵ نوع زغال سنگ و ۲۴ دوره‌ی زمانی تعریف شده است. هر دو مسئله در محیط GAMS و با استفاده از حل کننده‌ی CPLEX حل شده‌اند. خلاصه‌ای از حدود پارامترهای مهم مسئله در جدول (۲) ارائه شده است.

جدول ۲. اطلاعات اولیه‌ی مسأله

Parameter	Amount (Small dimensions)	Amount (Large dimensions)
Supply(P,C,T)	۱,۰۰۰ - ۶۱۰	۱,۳۱۰ - ۷۶۰
D (T)	۶,۲۵۰ - ۴,۳۵۰	۷,۳۰۰ - ۴,۱۰۰
r	۵	۵
w	۳	۳
u	۱۰	۱۰
uShed	۱۰,۰۰۰	۱۰,۰۰۰
OPcost (G)	۵۵ - ۵۰	۵۷.۵ - ۵۰
SUcost (G)	۲۲۰ - ۲۰۰	۲۰۰ - ۱۵۰
SDcost (G)	۱۶۰ - ۱۵۰	۱۸۰ - ۱۵۰
Pmax (G)	۲,۵۰۰ - ۲,۰۰۰	۲,۵۰۰ - ۲,۰۰۰
Pmin (G)	۶۰۰ - ۵۰۰	۶۲۵ - ۵۰۰
Min Up (G)	۱ - ۳	۱ - ۳
Min Down (G)	۱ - ۳	۱ - ۳
Hmin (G)	۴,۷۰۰	۴,۷۰۰
hc (C)	۵,۰۰۰ - ۴,۵۰۰	۵,۰۰۰ - ۴,۵۰۰
hr (G)	۰.۴	۰.۴
bp(P)	۳۰,۰۰۰ -	۳۰,۰۰۰ -
Vp (P)	۳۵,۰۰۰	۴۰,۰۰۰
Spc (P,C)	۳,۰۰۰	۳,۰۰۰
Mfuel	۴,۵۰۰ - ۵۰۰	۳,۳۰۰ - ۵۰۰
	e6	e6

خلاصه‌شده از تولید برق ژنراتورها، تقاضای برآورده نشده و موجودی انبار در شکل‌های (۱) تا (۳) ارائه شده است.

جدول ۳. تولید برق ژنراتورها

ProdGen (G,T)					
T _۱	T _۲	T _۳	T _۴	T _۵	T
۲,۰۰۰	۲,۰۰۰	۲,۰۰۰	۲,۰۰۰	۲,۰۰۰	G _۱
۵۵۰	۵۵۰	۵۵۰	۷۰۰	۹۰۰	G _۲
۱,۸۰۰	۲,۰۵۰	۲,۲۵۰	۲,۳۰۰	۲,۳۰۰	G _۳
T _۱	T _۲	T _۳	T _۴	T _۵	T
۲,۰۰۰	۲,۰۰۰	۲,۰۰۰	۲,۰۰۰	۲,۰۰۰	G _۱
۱,۹۰۰	۱,۳۰۰	۱,۵۰۰	۱,۷۰۰	۱,۹۰۰	G _۲
۲,۳۰۰	۲,۳۰۰	۲,۳۰۰	۲,۳۰۰	۲,۳۰۰	G _۳

جدول ۳ نتایج بهینه‌ی متغیر تولید برق ژنراتورها را نشان می‌دهد. ژنراتور G_۱ در تمام دوره‌ها با حداکثر ظرفیت ثابت ۲,۰۰۰ مگاوات‌ساعت فعال است و نقش واحد پایه را ایفا می‌کند. ژنراتور G_۳ با شروع از ۱,۸۰۰ مگاوات‌ساعت در T_۱، به تدریج تولید خود را افزایش داده و از دوره‌ی T_۴ به بعد، با حداکثر ظرفیت ۲,۳۰۰ مگاوات‌ساعت ثابت مانده است؛ که نشان‌دهنده‌ی نقش آن به عنوان واحد نیمه‌پایه است. در مقابل، ژنراتور G_۲ رفتاری کاملاً انعطاف‌پذیر دارد: تولید آن از ۵۵۰ مگاوات‌ساعت در T_۱ به صورت یکنواخت تا ۱,۹۰۰ مگاوات‌ساعت در T_۵ افزایش یافته است. این روند نشان می‌دهد که G_۲ به عنوان واحد در پاسخ به افزایش تدریجی تقاضا در طول افق برنامه‌ریزی فعال شده است. ترکیب این سه رفتار ثابت، افزایشی-ثابت و افزایشی گواهی بر کارایی مدل در تخصیص بهینه‌ی واحدها بر اساس الگوی بار است.

نتایج عددی حاصل از حل مدل در محیط GAMS نشان می‌دهد که مقدار بهینه‌ی تابع هدف برای مسئله با ابعاد کوچک شامل ۴ ژنراتور، ۳ نوع زغال سنگ و افق برنامه‌ریزی ۱۰ دوره‌ای برابر با ۲,۹۵۴,۴۶۵ واحد هزینه است. در مسئله با ابعاد بزرگ، که با ۱۰ ژنراتور، ۵ نوع زغال و افق ۲۴ دوره‌ای تعریف شده، این مقدار به ۸,۰۵۲,۳۲۳ E+۹ واحد هزینه افزایش می‌یابد. این مقادیر، گواهی بر کارایی مدل در تعیین ترکیب بهینه‌ی تصمیمات تولید انرژی، تخصیص سوخت و مدیریت موجودی در افق‌های زمانی مختلف است. جزئیات کامل متغیرهای تصمیم بهینه برای مسئله با ابعاد کوچک از جداول (۳) تا (۷) ارائه شده‌اند. برای مسئله با ابعاد بزرگ، به دلیل حجم گسترده‌ی داده‌های خروجی، تنها نمودارهای

علاوه بر کیفیت، به موجودی انبارها و هزینه‌های نگهداری نیز توجه کرده است.

همچنین، مجموع سوخت تحویلی به هر ژنراتور با نرخ مصرف سوخت ۰/۴ تن بر مگاوات‌ساعت و سطح تولید آن سازگار است که صحت تعادل مدل را تأیید می‌کند.

جدول ۵. مقدار زغال سنگ انباشته شده

Stack (P,C,T)					
T _۱	T _۵	T _۴	T _۳	T _۲	T
۹۶۰	۹۴۰	۹۲۰	۰	۰	P _۱ .C _۱
۰	۰	۰	۷۵۰	۷۸۰	P _۱ .C _۳
۸۹۰	۸۸۰	۸۶۰	۵۹۰	۴۶۰	P _۲ .C _۱
۳۹۰	۳۴۰	۳۰۰	۶۶۰	۶۸۰	P _۲ .C _۳
		T _۹	T _۸	T _۷	T
		۹۹۰	۹۸۰	۹۷۰	P _۱ .C _۱
		۸۳۰	۰	۰	P _۱ .C _۳
		۰	۹۱۰	۹۰۰	P _۲ .C _۱
		۶۶۰	۵۱۰	۴۵۰	P _۲ .C _۳

جدول ۵ مقادیر زغال سنگ انباشته‌شده در انبارهای P_۱ و P_۲ را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، فقط از انواع زغال C_۱ و C_۳ (با ارزش حرارتی بالاتر از آستانه‌ی مجاز) استفاده شده و زغال نوع C_۲ در فرآیند ذخیره‌سازی حضور ندارد. میزان انباشت در هر انبار با الگوی عرضی زغال سنگ و نیاز سیستم هماهنگ است؛ به‌طوری که در دوره‌های ابتدایی، انبار P_۲ سهم بیشتری در ذخیره‌سازی زغال C_۱ و C_۳ دارد، درحالی‌که در دوره‌های انتهایی، انبار P_۱ فعالیت بیشتری در انباشت زغال C_۱ از خود نشان می‌دهد. این روند نشان‌دهنده‌ی مدیریت پویای موجودی در پاسخ به تغییرات تقاضا و محدودیت‌های عملیاتی است.

جدول ۴. سوخت تحویلی به ژنراتورها

$\gamma (P,C,T)$							T
T _۱	T _۵	T _۴	T _۳	T _۲	T _۱		G
۸۰۰	۸۰۰	۳۱۰	۲۴۰	۸۰۰	۱۴۰		G _۱ .C _۱
۰	۰	۴۹۰	۵۶۰	۰	۶۶۰		G _۱ .C _۳
۱۰۰	۶۰	۲۸۰	۲۲۰	۲۰۰	۰		G _۲ .C _۱
۳۴۰	۳۰۰	۰	۰	۰	۱,۵۴۰		G _۲ .C _۳
۹۲۰	۹۲۰	۰	۰	۸۲۰	۷۲۰		G _۴ .C _۱
۰	۰	۹۲۰	۹۰۰	۰	۰		G _۴ .C _۳
		T _{۱۰}	T _۹	T _۸	T _۷	T	G
		۰	۸۰۰	۳۵۰	۸۰۰		G _۱ .C _۱
		۸۰۰	۰	۴۵۰	۰		G _۱ .C _۳
		۷۰	۶۸۰	۶۰۰	۱۳۰		G _۲ .C _۱
		۶۹۰	۰	۰	۳۹۰		G _۲ .C _۳
		۹۲۰	۴۱۰	۹۲۰	۹۲۰		G _۴ .C _۱
		۰	۵۱۰	۰	۰		G _۴ .C _۳

جدول ۴ نتایج بهینه‌ی متغیر تخصیص سوخت را نشان می‌دهد. مدل به‌طور کامل از استفاده از زغال نوع C_۲ با ارزش حرارتی ۴,۵۰۰ کیلووات‌ساعت بر تن (کمتر از آستانه‌ی مجاز ۴,۷۰۰) اجتناب کرده است، که گواهی بر مؤثر بودن جریمه‌ی کمبود ارزش حرارتی در تابع هدف است. سوخت مورد استفاده تنها شامل انواع C_۱ ۵,۰۰۰ و C_۳ ۴,۸۰۰ کیلووات‌ساعت بر تن بوده که هر دو از نظر کیفیت قابل قبول هستند.

ژنراتورهای G_۱ و G_۴ در اکثر دوره‌ها از ترکیبی از C_۱ و C_۳ استفاده کرده‌اند، درحالی‌که ژنراتور G_۳ در دوره‌های اولیه بیشتر از C_۳ و در دوره‌های انتهایی از C_۱ بهره برده است. این رفتار نشان می‌دهد که سیستم در تصمیم‌گیری سوخت،

جدول ۶. موجودی انبار

$\theta(P,C,T)$							T P
T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	
۹۶۰	۹۴۰	۹۲۰	۰	۰	۱,۵۰۰		$P_1.C_1$
۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰		$P_1.C_2$
۰	۰	۰	۷۵۰	۷۸۰	۰		$P_1.C_3$
۸۹۰	۸۸۰	۸۶۰	۵۹۰	۴۶۰	۳۴۰		$P_2.C_1$
۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰		$P_2.C_2$
۳۹۰	۳۴۰	۳۰۰	۶۶۰	۶۸۰	۰		$P_2.C_3$
							T P
T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	
۰	۹۹۰	۹۸۰	۹۷۰				$P_1.C_1$
۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰				$P_1.C_2$
۰	۸۳۰	۰	۰				$P_1.C_3$
۰	۰	۹۱۰	۹۰۰				$P_2.C_1$
۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰	۸۰۰				$P_2.C_2$
۰	۶۶۰	۵۱۰	۴۵۰				$P_2.C_3$

جدول ۶ موجودی پایان دوره‌ای زغال سنگ در انبارهای P_1 و P_2 را نشان می‌دهد. می‌توان مشاهده کرد که موجودی زغال‌های C_2 در هر دو انبار در طول تمام دوره‌ها ثابت مانده است (۵۰۰ تن در P_1 و ۸۰۰ تن در P_2)، که نشان می‌دهد این نوع زغال سنگ با وجود کیفیت پایین‌تر در سیستم حضور دارد اما استفاده‌ای از آن نشده است؛ چون در متغیرهای تخصیص سوخت دیده نمی‌شود. در مقابل، موجودی انواع زغال سنگ C_1 و C_3 به‌صورت پویا تغییر کرده و با الگوی ذخیره‌سازی و بازیابی هماهنگ است، که گواهی بر مدیریت بهینه‌ی موجودی در پاسخ به تقاضای سیستم است.

جدول ۷. مقدار زغال سنگ برداشت شده

$\delta(P,C,T)$						T P
T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	
۰	۱,۵۰۰	۰	۰	۰	۹۲۰	$P_1.C_1$
۱,۲۰۰	۰	۷۸۰	۷۵۰	۰	۰	$P_1.C_3$
۸۶۰	۳۴۰	۴۶۰	۵۹۰	۸۹۰	۰	$P_2.C_1$
۱,۰۰۰	۰	۶۸۰	۶۶۰	۳۰۰	۰	$P_2.C_3$
						T P
T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	
۹۴۰	۹۶۰	۹۷۰	۹۸۰	۹۹۰	۰	$P_1.C_1$
۰	۰	۰	۰	۸۳۰	۰	$P_1.C_3$
۸۸۰	۸۹۰	۹۰۰	۹۱۰	۰	۰	$P_2.C_1$
۳۴۰	۳۹۰	۴۵۰	۵۱۰	۶۶۰	۰	$P_2.C_3$

جدول ۷ نشان می‌دهد که سیستم فقط از انواع زغال C_1 و C_3 با ارزش حرارتی بالاتر از آستانه‌ی مجاز ۴,۷۰۰ کیلووات‌ساعت بر تن برای تأمین نیروگاه‌ها استفاده کرده است. مقدار بازیابی در طول زمان به‌صورت پویا تنظیم شده و با الگوی تولید هماهنگ است؛ به‌طوری که در دوره‌های اولیه، بازیابی از هر دو انبار P_1 و P_2 آغاز شده و در دوره‌های انتهایی، تمرکز برداشت از انبار P_1 به‌ویژه برای C_1 افزایش یافته است. هیچ مقداری از زغال C_2 بازیابی نشده است، که همسو با یافته‌های جداول ذخیره‌سازی و موجودی است و نشان می‌دهد مدل به‌طور کامل از سوخت‌های کم‌کیفیت اجتناب کرده است.

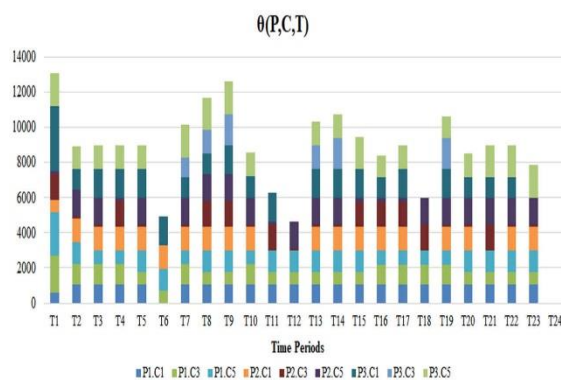
بررسی متغیر shed (تقاضای برآورده نشده) نشان می‌دهد که در تمامی دوره‌ها مقدار آن صفر است. بدین معنا که مدل قادر به تأمین کامل تقاضای برق بدون هیچ‌گونه کمبود بار بوده است.

نتایج مربوط به on و startup نشان می‌دهند که کلیه ژنراتورها در ابتدای دوره روشن شده و در تمام افق زمانی فعال باقی مانده‌اند. همچنین، متغیر shutdown در همه

دوره‌ها صفر بوده که بیانگر عدم نیاز به خاموشی و در نتیجه کاهش هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش‌سازی است. نکته‌ی حائز اهمیت این است که ژنراتور G_2 دارای بالاترین هزینه‌ی متغیر ۵۵ دلار بر مگاوات‌ساعت و هزینه‌ی راه‌اندازی ۲۲۰ دلار در میان واحدهای تولید است. بر این اساس، حل‌کننده به‌صورت منطقی، اولویت را به واحدهای اقتصادی‌تر (G_1, G_4, G_3) داده و تنها زمانی که ظرفیت تجمعی آن‌ها برای پوشش تقاضا کافی نباشد، ژنراتور G_2 را فعال می‌کند. این رفتار، کارایی مدل در بهینه‌سازی ترکیب واحدهای تولید را نشان می‌دهد.

به‌دلیل حجم بالای داده‌های عددی حاصل از حل مدل در مسئله‌ی بزرگ، نتایج به‌صورت نمودارهای تحلیلی ارائه شده‌اند تا روندها و الگوهای کلیدی متغیرهای تصمیم به‌صورت شفاف و خوانا نمایش داده شوند.

شکل ۲ کمبود انرژی (تقاضای برآورده نشده) را در طول افق ۲۴ دوره‌ای نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، کمبود در دوره‌های ابتدایی (T_1-T_5) حدود ۲۰,۰۰۰ مگاوات‌ساعت است، سپس به‌صورت تدریجی افزایش یافته و در T_{18} به حداکثر مقدار خود (حدود ۵۲,۰۰۰ مگاوات‌ساعت) می‌رسد. پس از آن، کمبود به‌صورت کاهشی تا T_{24} ادامه دارد. این روند نشان می‌دهد که سیستم در ساعات اوج تقاضا ($T_{17}-T_{19}$) قادر به پوشش کامل تقاضا نبوده است که ناشی از محدودیت ظرفیت تولید می‌باشد.

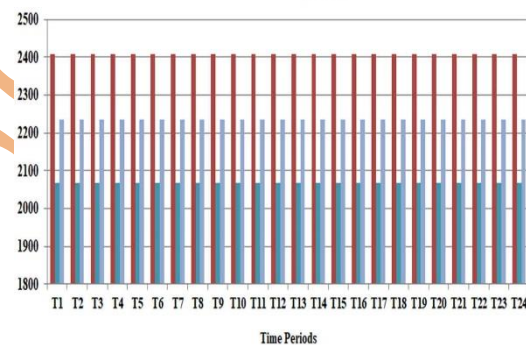


شکل ۳. موجودی انبار

در شکل ۳ موجودی انبار برای انبارها و انواع زغال سنگ رسم شده است. در این نمودار، انواع زغال سنگ C_2 و C_4 حذف شده‌اند، زیرا؛ موجودی آن‌ها در تمام دوره‌ها ثابت بوده و هیچ تغییری نداشته است: $P_1.C_2 = 1,900$, $P_1.C_4 = 2,300$, $P_2.C_2 = 2,900$, $P_2.C_4 = 3,300$, $P_3.C_2 = 3,900$ و $P_3.C_4 = 4,300$. این ثبات نشان‌دهنده‌ی عدم استفاده از این نوع زغال سنگ‌ها در فرآیند تولید است.

مدل علاوه بر مسئله‌ی کوچک، روی مسئله با ابعاد بزرگ (۱۰ ژنراتور، ۵ نوع زغال، ۲۴ دوره) نیز ارزیابی شده است؛ نتایج نشان می‌دهد که مدل با استفاده از حل‌کننده‌ی CPLEX قادر به ارائه‌ی جواب‌های قابل قبول در زمان محاسباتی معقول است؛ که گواهی بر کارایی و مقیاس‌پذیری آن در مسائل نزدیک به شرایط واقعی است.

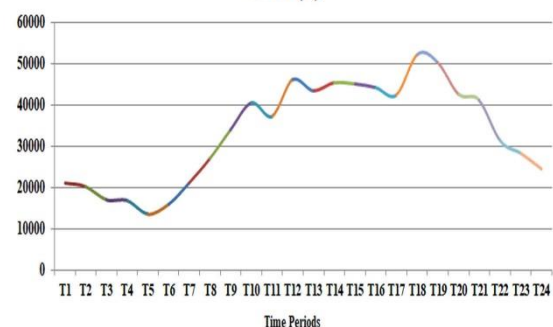
ProdGen (G, T)



شکل ۱. تولید برق ژنراتورها

شکل ۱ تولید برق ژنراتورهای G_2, G_5 و G_7 را در طول افق ۲۴ دوره‌ای نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، تمام سه ژنراتور در تمام دوره‌ها با ظرفیت ثابت فعال بوده‌اند که نشان‌دهنده‌ی محدودیت ظرفیت سیستم در این مسئله است.

Shed (T)



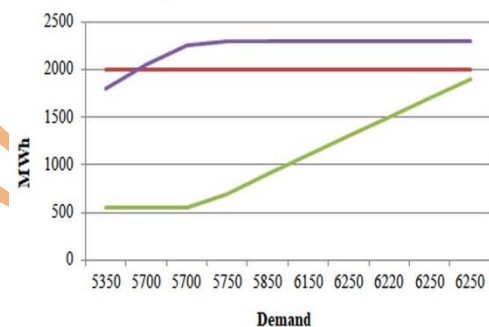
شکل ۲. تقاضای برآورده نشده

۵. تحلیل حساسیت

به منظور بررسی پایداری و قابلیت اطمینان مدل، تحلیل حساسیت بر روی پارامترهای کلیدی شامل تقاضا $D(T)$ حداکثر ظرفیت تولید ژنراتورها $P_{max}(G)$ و میزان عرضه زغال سنگ $Supply(P,C,T)$ صورت گرفت. نتایج به دست آمده از اجرای مدل در محیط GAMS نشان می دهد:

افزایش تقاضای برق منجر به تغییر محسوس در الگوی بهره برداری از ژنراتورها گردید (شکل ۴)؛ به گونه ای که سهم ژنراتورهای G_3 و G_4 در تأمین بار افزایش یافت. در شرایطی که سطح تقاضا بسیار بالا بود، کمبود بار shed نیز ظاهر شد که بیانگر محدودیت ظرفیت موجود و ضرورت توسعه ظرفیت جدید یا به کارگیری سیاست های مدیریت سمت تقاضا است.

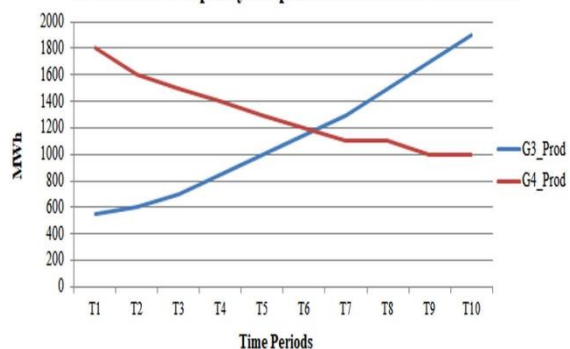
Electricity Demand vs Generator Production



شکل ۴. تأثیر افزایش تقاضا بر تولید ژنراتورها

کاهش تولید ژنراتور G_4 نیز اثر چشمگیری بر پایداری سیستم داشت. در این حالت، بار بیشتری بر ژنراتور G_3 تحمیل شد و دفعات روشن سازی startup افزایش یافت (شکل ۵). این نتایج نشان دهنده نقش حیاتی G_4 در پوشش بار اوج و حساسیت سیستم نسبت به تغییرات عملکرد این واحد است.

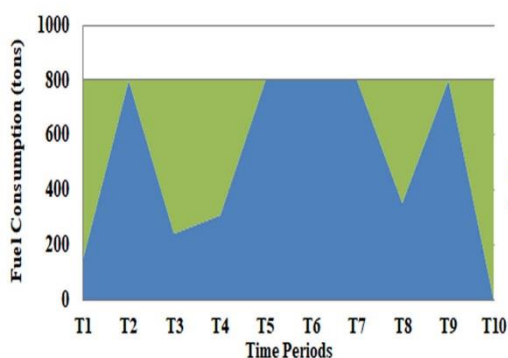
Reduced G4 Capacity: Impact on G3 and G4 Production



شکل ۵. تأثیر کاهش تولید ژنراتور G_4 بر تولید ژنراتور G_3

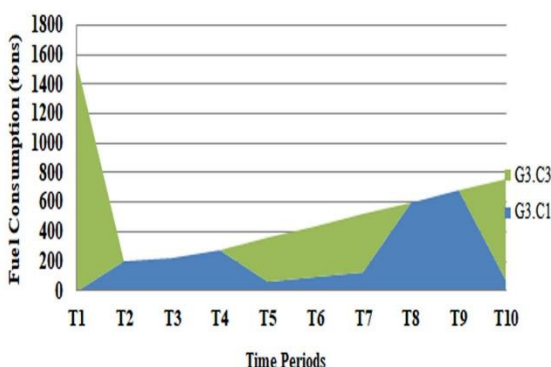
نوسانات در عرضه زغال سنگ موجب تغییر در ترکیب مصرف سوخت ژنراتورها (γ) شد. کاهش منابع در دسترس، سهم زغال سنگ های با ارزش حرارتی پایین تر را افزایش داد و در نهایت منجر به افزایش هزینه های عملیاتی گردید. این امر ضرورت تنوع بخشی به منابع سوختی و کاهش وابستگی به یک نوع زغال سنگ را برجسته می سازد. از سوی دیگر، نقش ذخیره سازی و بازیافت در تعدیل نوسانات بسیار قابل توجه بود. متغیرهای موجودی (θ) و بازیافت (δ) توانستند بخشی از کمبودهای ناشی از محدودیت عرضه را جبران کنند. همچنین الگوهای انباشت و برداشت (stack) انعطاف پذیری بالایی در پاسخ به تغییرات عرضه و تقاضا از خود نشان دادند. این یافته ها اهمیت سرمایه گذاری در زیرساخت های ذخیره سازی و بهینه سازی لجستیک زنجیره تأمین را تأیید می کند (شکل ۶، ۷ و ۸).

Fuel Mix for G1



شکل ۶. تولید ژنراتور G_1

Fuel Mix for G3



شکل ۷. تولید ژنراتور G_3

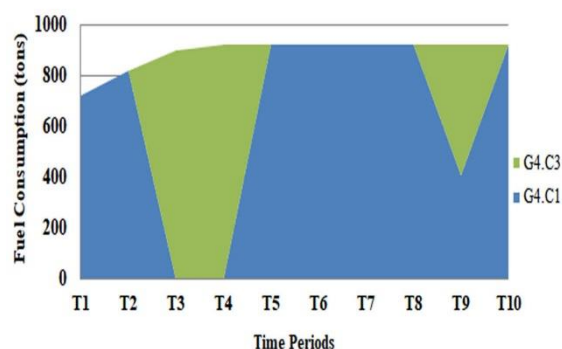
تأثیر اختلالات در زنجیره تأمین سوخت را به طور مؤثر جبران کند.

۶. نتیجه گیری و پیشنهادات آتی

این پژوهش یک چارچوب یکپارچه برای بهینه سازی همزمان تصمیمات زنجیره تأمین زغال سنگ و برنامه ریزی تولید نیروگاه ارائه کرده است. نتایج عددی تأیید می کنند که مدل پیشنهادی نه تنها از نظر محاسباتی قابل حل است، بلکه از دیدگاه عملیاتی نیز توانایی تطبیق با شرایط نوسان آمیز عرضه و تقاضا را دارد. تحلیل حساسیت نشان داد که سیستم با وجود عدم استفاده از زغال سنگ کم کیفیت (C2)، می تواند بدون ایجاد کمبود بار، به افزایش تقاضا یا کاهش منابع سوخت پاسخ دهد. این یافته بیانگر اثربخشی مکانیزم جریمه کمیبود ارزش حرارتی در جلوگیری از استفاده اجباری از سوخت های نامناسب است. با این حال، وابستگی سیستم به تعداد معدودی ژنراتور با ظرفیت بالا (به ویژه G4) و محدودیت در تنوع منابع تأمین زغال سنگ، چالشی ساختاری برای تاب آوری بلندمدت سیستم محسوب می شود. بر این اساس، برای سیاست گذاران و مدیران عملیاتی پیشنهاد می شود تا ظرفیت ذخیره سازی زغال سنگ گسترش یابد، استراتژی های تنوع بخشی به منابع سوخت در نظر گرفته شود و قابلیت اطمینان واحدهای کلیدی تقویت گردد تا سیستم در برابر شوک های واقعی مانند اختلالات لجستیکی یا نوسانات بازار از پایداری بیشتری برخوردار شود. به منظور تعمیم پذیری و کاربرد عملیاتی تر مدل پیشنهادی، توسعه های آتی می تواند شامل موارد زیر باشد:

نخست، با توجه به تأثیر چشمگیر نوسانات در تقاضای برق و عرضه زغال سنگ بر هزینه های سیستم، ضروری است مدل سازی در شرایط عدم قطعیت با بهره گیری از چارچوب های برنامه ریزی تصادفی یا رویکرد مبتنی بر سناریو انجام پذیرد. دوم، با در نظر گرفتن نقش حیاتی ژنراتورهای پایه در پایداری عملیاتی، تلفیق متغیرهای مربوط به قابلیت اطمینان، نرخ خرابی و هزینه های تعمیر و نگهداری واحدها در مدل، امکان تصمیم گیری مبتنی بر «ظرفیت قابل اطمینان» را به جای ظرفیت اسمی فراهم می کند. سوم، برای انعکاس محدودیت های فنی شبکه های واقعی، مدل باید محدودیت های انتقال برق از جمله ظرفیت خطوط، تلفات و پروفیل ولتاژ را به صورت صریح در ساختار یکپارچه خود

Fuel Mix for G4



شکل ۸. تولید ژنراتور G4

به طور کلی، نتایج تحلیل حساسیت نشان می دهد که مدل پیشنهادی از انعطاف پذیری مناسبی برخوردار است؛ با این حال، وابستگی بالا به برخی ژنراتورها به ویژه G4 و محدودیت در تنوع سوخت، آسیب پذیری سیستم را افزایش می دهد. بر همین اساس، ارتقای قابلیت اطمینان ژنراتورها، توسعه ظرفیت ذخیره سازی و تنوع بخشی به منابع سوختی به عنوان راهکارهای کلیدی برای افزایش تاب آوری سیستم توصیه می شود.

جدول ۸. تحلیل حساسیت هزینه کل نسبت به تغییر پارامترها

Scenario	Change	Total Cost
base	-	۲,۹۵۴,۴۶۵
D (T)	+۲۰%	۳,۵۵۰,۸۳۵
Pmax (G)	-۱۰%	۲,۹۶۴,۶۵۵
Supply(P,C,T)	-۳۰%	۲,۹۵۴,۹۷۰

جدول ۸ نتایج کمی تحلیل حساسیت را در سناریوهای مختلف ارائه می دهد. در سناریوی پایه، مدل با هزینه ۲,۹۵۴,۴۶۵ واحد، تمام تقاضا را بدون کمبود تأمین کرده است. در صورت افزایش ۲۰٪ تقاضا، هزینه کل به ۳,۵۵۰,۸۳۵ واحد افزایش یافته که نشان دهنده حساسیت سیستم به نوسانات تقاضا است. با این حال، مدل همچنان توانسته است بدون ایجاد کمبود بار، تعادل سیستم را حفظ کند؛ که گواهی بر انعطاف پذیری عملیاتی مدل در مواجهه با شرایط عملیاتی چالش برانگیز است. از سوی دیگر، کاهش ۱۰٪ ظرفیت تولید یا کاهش ۳۰٪ عرضه زغال سنگ تنها منجر به افزایش جزئی در هزینه (کمتر از ۰.۴٪) شده است، بدون آن که کمبود بار ایجاد شود. این یافته ها نشان می دهد که سیستم با استفاده از موجودی های اولیه، تنظیم ترکیب سوخت و بهینه سازی مدیریت ذخیره سازی، توانسته است

- <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113843>
۴. Montero, L., ۲۰۲۲. A review on the unit commitment problem approaches and trends. *Energies*, 15, ۴, ۱۲۹۶. <https://doi.org/10.3390/en15041296>
 ۵. Madani, B. Saihi, A. and Abdelfatah A., ۲۰۲۴. A systematic review of sustainable supply chain network design: optimization approaches and research trends. *Sustainability*, 16, ۸, ۳۲۲۶. <https://doi.org/10.3390/su16083226>
 ۶. Wu, Y., ۲۰۲۵. Integrated scheduling of handling and spraying operations in coal port stockyards. *Journal of Marine Science and Engineering*, 13, ۱۰, ۱۸۴۰. <https://doi.org/10.3390/jmse13101840>
 ۷. Zhou, Y. Guo, M. Hao, J. Xu, W. and Wu, Y., ۲۰۲۵. Multidimensional risk assessment in sustainable coal supply chains for China's low-carbon transition: an AHP-FCE framework. *Sustainability*, 17, ۱۳, ۵۶۸۹. <https://doi.org/10.3390/su17135689>
 ۸. Wei, N., ۲۰۲۱. Decarbonizing the coal fired power sector in China via carbon capture and storage. *Environmental Science and Technology*, 55, ۱۲, pp.۸۰۰۱-۸۰۱۰. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c01144>
 ۹. Abdel Aal, M., ۲۰۲۴. Integrated tactical planning and optimization of the biomass supply chain for electricity production. *International Journal of Industrial Engineering Computations*, 15, ۴, pp.۲۳۵-۲۵۴.

بگنجاند. چهارم، با توجه به ضرورت تلفیق اهداف زیست‌محیطی در مدیریت سیستم انرژی، گسترش مدل به یک فرمولاسیون چندهدفه که به‌طور همزمان به کمینه‌سازی هزینه، کاهش انتشار کربن و بهینه‌سازی سایر شاخص‌های پایداری می‌پردازد، گام منطقی بعدی خواهد بود. پنجم، برای حل مسائل در مقیاس بسیار بزرگ که ممکن است روش‌های دقیق با چالش زمانی مواجه شوند، به‌کارگیری الگوریتم‌های فراابتکاری (مانند ژنتیک، ازدحام ذرات یا شبیه‌سازی تبرید و ...) یا روش‌های حل ترکیبی دقیق-تقریبی جهت دستیابی به جواب‌های بهینه در زمان محاسباتی قابل قبول پیشنهاد می‌شود. سرانجام، به منظور تکمیل چرخه پژوهش و تبدیل یافته‌های نظری به راه‌حل عملی، مرحله اعتبارسنجی مدل با داده‌های واقعی یک نیروگاه حرارتی و انجام تحلیل هزینه-فایده برای ارزیابی اقتصادی استقرار سیستم پیشنهادی در محیط عملیاتی، امری ضروری است. این توسعه‌ها نه تنها مدل را از نظر علمی غنی‌تر می‌سازد، بلکه قابلیت تطبیق آن را با پیچیدگی‌های محیط واقعی صنعت برق افزایش خواهد داد.

۷. منابع

۱. Danandeh, A. Zeng, B. and Caldwell B., ۲۰۱۶. A decision support system for fuel supply chain design at Tampa Electric Company. *Interfaces*, 46, 6, pp.۴۶۳-۵۵۳. <https://doi.org/10.1287/inte.2016.46.04>
۲. Wang, X. Zhang, Y. Liu, H. and Chen, Q., ۲۰۲۵. Optimization of sustainable coal procurement for power plants under maritime transportation uncertainty. *Cleaner Logistics and Supply Chain*, 14, ۱۰۰۲۰۴. <https://doi.org/10.1016/j.clscn.2025.100204>
۳. Poncelet, K. Delarue, E. and D'haeseleer W., ۲۰۲۰. Unit commitment constraints in long-term planning models: relevance, pitfalls and the role of assumptions on flexibility. *Applied Energy*, 258, ۱۱۳۸۴۳.

- fired power plants in Indonesia. *Socio-Economic Planning Sciences*, 81, 101180. <https://doi.org/10.1016/j.seps.2021.101180>
10. Dong, Z. Ye, X. Jiang, J. and Wang, X., 2022. Life cycle assessment of coal-fired solar-assisted carbon capture power generation system integrated with organic Rankine cycle. *Journal of Cleaner Production*, 356, 131888. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131888>
 11. Van der Giesen, C. Meinrenken, C.J. Kleijn, R. Sprecher, B. Lackner, K.S. and Kramer, G.J., 2017. A life cycle assessment case study of coal-fired electricity generation with humidity swing direct air capture of CO₂ versus MEA-based postcombustion capture. *Environmental Science and Technology*, 51, 2, pp.1024–1034. <https://doi.org/10.1021/acs.est.7b05028>
 12. Hajipour, V. & Sadat Mousavi, M., 2020. Joint optimization of maintenance and production planning with carbon emission considerations. *Sharif Journal of Industrial Engineering & Management*, 36, 1,2, pp.20–36. <https://doi.org/10.24200/j75,2019.02983,1972>
 13. Wang, X. Chen, Z. Qi, R. and Li, L., 2020. Green supply chain for coal models and optimization. *Cleaner Logistics and Supply Chain*, 14, 100206. <https://doi.org/10.1016/j.clscn.2020.100206>
 14. <https://doi.org/10.5267/j.ijiec.2023.10.001>
 15. Benalcazar, P. Kamiński, J. and Saługa, P.W., 2017. The storage location problem in a coal supply chain: background and methodological approach. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*, 33, 1, pp.0–14. <https://doi.org/10.1016/gospo-2017-009>
 16. Di Persio, L. Alruqimi, M. and Garbelli, M., 2024. Stochastic approaches to energy markets: from stochastic differential equations to mean field games and neural network modeling. *Energies*, 17, 23, 6106. <https://doi.org/10.3390/en17236106>
 17. Dehghani, B. H. Lotfi, M. M. & Sedighi, A., 2020. Developing machine learning algorithm for energy supply optimization in virtual power plants. *Sharif Journal of Industrial Engineering & Management*. <https://doi.org/10.24200/j75,2020.76704,2433>
 18. Mena, R. Godoy, M. Catalan, C. and Viveros, P., 2023. Multi-objective two-stage stochastic unit commitment model for wind-integrated power systems: a compromise programming approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 152, 109214. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109214>
 19. Baskoro, F.R. Takahashi, K. Morikawa, K. and Nagasawa, K., 2022. Multi-objective optimization on total cost and carbon dioxide emission of coal supply for coal-

ویراستای نشسته