نشریه علمی (فصلنامه) «انرژی ایران»
دوره ۲۷، شماره۱، بهار ۱۴۰۴، صفحه ۹۲-۱۰۸

برنامه‌ریزی بهینه منابع تولید برق و حرارت در شبکه توزیع فعال در حضور ذخیره‌سازها با استفاده از تئوری تصمیم گیری بر مبنای شکاف اطلاعاتی

محسن کیا[۱]

تاریخ دریافت:
۱۴۰۳ / ۰۱ / ۲۱

تاریخ پذیرش:
۱۴۰۴ / ۰۳ / ۰۸

کلمات کلیدی:
برنامه‌ریزی مختلط با اعداد صحیح، بهینه‌سازی مقاوم، پاسخگویی بار، شبکه توزیع فعال، منابع تولید همزمان برق و حرارت

چکیده

تولید انرژی الکتریکی در مقیاس بزرگ و انتقال آن به مصـــرف‌کنندگان، تلفات زیادی به همراه دارد. اسـتفاده از سـیسـتم‌های تولید پراکنده، یکی از راهکارهای موثر در بهینه‌سـازی مصـرف انرژی اسـت. راه‌حل‌های مدیریت سـمت تقاضـا به عنوان یکی از راهکارهای مناسـب برای کاهش مصـرف انرژی پیشـــنهاد شـــده‌اند، که با وقوع تجدیدســـاختار در صـــنعت برق این راهکارها دچار تغییراتی شدند. تاکید اصلی برنامه‌های مدیریت سمت بار در محیط بازار برق، پاسخ‌گویی مشترک (مصرف‌کننده) به تغییرات قیمت برق اســـت. بهره‌برداری بهینه از ســـیســـتم‌های تولید پراکنده در کنار ســـایر ذخیره‌سازهای انرژی بسیار حائز اهمیت خواهد بود. در این تحقیق به مساله برنامه‌ریزی بهینه واحدهای تولید برق و حرارت و بارهای پاســـخگو با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های تولیدات پراکنده و قیمت خرید و فروش برق، با استفاده از تکنیک برنامه‌ریزی مختلط با اعداد صحیح پرداخته شده است. عدم قطعیت منابع تولید پراکنده و قیمت تبادل برق با اســـتفاده از تئوری تصـمیم‌گیری بر مبنای شـکاف اطلاعاتی مدل شـده اسـت. در نهایت مدل پیشـنهادی در یک شـبکه اسـتاندارد نمونه پیاده سـازی شـده و کارایی آن نمایش داده شده است.

۱. استادیار، پژوهشگاه نیرو، سامانه های کنترل هوشمند mkia@nri.ac.ir

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

۱- مقدمه

. امروزه سیستم‌های توزیع فعال مبتنی بر منابع انرژی پراکنده در برخی از کشورها به مرحله بهره‌برداری رسیده و در برخی دیگر در فاز مطالعاتی قرار دارند. در هر دو حالت بخش قابل توجهی از محققین در زمینه‌های مختلف آن در حال مطالعه و تحقیق می‌باشند. بهینه‌سازی برنامه‌ریزی تولید بر اساس توابع هدف مختلفی صورت می‌گیرد. مدل سنتی برنامه‌ریزی تولید به حداقل‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری پرداخته، در حالی که ظرفیت تولید کافی برای تامین بار با تغییرات روزانه و پیشامد خروج اتفاقی ژنراتورها در نظر گرفته شده است [۱]. هزینه‌های بهره‌برداری معمولاً هزینه‌های سوخت و هزینه‌های تعمیرات و نگهداری در نظر گرفته می‌شود. این هزینه بهره‌برداری در برخی از منابع یک تابع تکه‌ای خطی متناسب با ظرفیت خروجی پیشنهاد گردیده است [۲]. بهینه‌سازی هزینه واحدها در زمانی صورت می‌گیرد که قیود تولید نیز ارضا شوند. این قیود شامل مشخصات تکنیکی واحدهای تولید، مانند حداقل تولید، حداکثر تولید، محدویت‌های شیب افزایشی و کاهشی توان واحدها و حداقل و حداکثر زمان خاموش و روشن بودن واحدها می‌باشند [۳]. یکی دیگر از موارد دارای اهمیت، در نظر گرفتن محدودیت ظرفیت خطوط است. به طورکلی برنامه‌ریزی کوتاه مدت واحدهای تولیدی می‌بایست قیود پخش بار بهینه را نیز ارضا نمایند [۴]. تقریباً اولین بار در سال ۱۹۷۲، برنامه‌ریزی تولید و محدودیت ظرفیت خطوط به طور همزمان مورد بررسی قرار گرفت [۵]. مدل‌های سنتی برنامه‌ریزی تولید، ضمن تامین بار به حداقل‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری با در نظر گرفتن قیود فنی واحدها می‌پردازد. این مدل‌ها به منظور در نظر گرفتن قیود شبکه گسترش پیدا کرده و به آن برنامه برنامه‌ریزی تولید با قید امنیت نامیده می‌شود [۶]. یکی از اولین مراجع موجود در زمینه برنامه‌ریزی تولید با قید امنیت به مطالعه‌ی برنامه‌ریزی تولید با شرایط ارضای قیود امنیت شبکه در سال ۱۹۹۱پرداخته است [۷]. بعد از آن در سال ۱۹۹۵ یک روش مستقیم برای برنامه‌ریزی تولید ارائه شد که در آن قیود امنیت (همچون پیشامدها) و قید فلوی خطوط انتقال در آن در نظر گرفته شده بود [۸]. در مرجع [۹] در گام اول یک مدل تصادفی برای توزیع اقتصادی CHP ارائه شده و در گام بعد روشی برای بهبود بهینه‌سازی ازدحام ذرات پیشنهاد داده که برای این بهینه‌سازی استفاده شده است. یک مدل تصادفی برای برنامه‌ریزی بهینه تولید واحدهای CHP به کمک الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات چند هدفه به در مرجع [۱۰] ارائه شده است. در مرجع [۱۱] مدلی برای برنامه‌ریزی پاسخگویی بار زمان استفاده ارائه شده که هدف اصلی کمینه‌سازی تابع هزینه بهره‌برداری شبکه است. در این مدل، هزینه‌های بهره‌برداری منابع شبکه مورد ارزیابی قرار گرفته است. در مراجع [۱۳-۱۲] یک مدل مدیریت انرژی برای مدیریت عملکرد تعدادی تجهیز در شبکه پیشنهاد شده است. یک سیستم مدیریت بار موثر و در عین حال ساده، همراه با منابع تولید پراکنده در مرجع [۱۴] برای کاهش هزینه ارائه شده است. در مرجع [۱۵] به بهره‌برداری منابع انرژی شبکه توزیع در حضور بارهای کنترل‌پذیر و باتری به کمک برنامه‌ریزی خطی پرداخته شده است. در مرجع [۱۶] نیز از برنامه‌ریزی خطی جهت حداقل‌سازی هزینه بهره‌برداری شبکه و همچنین بهینه‌سازی حالت‌های کاری شارژ باتری‌ها استفاده شده است. در مرجع [۱۷] نیز یک مدل ریزشبکه ارائه شده که در آن انواع منابع تولیدی به همراه بارهای قابل‌کنترل بکار گرفته شده‌اند. برنامه‌ریزی همزمان واحدهای تولید و پاسخگویی بار EDRP در مرجع [۱۸] ارائه شده و مقایسه‌ای بین برنامه‌ی پاسخگویی بار EDRP با قراردادهای بار قابل قطع صورت گرفته است. در این تحقیق نشان داده شد که اجرای بهینه برنامه‌ی پاسخگویی بار EDRP نسبت به قراردادهای بار قابل قطع، منجر به کاهش چشم‌گیری هزینه بهره‌برداری می‌شود. در مرجع [۱۹] به کمک الگوریتم شاخه و کران به برنامه‌ریزی منابع CHP پرداخته شده است. در این مرجع، مدل دقیقی مبتنی بر مدل غیر محدب برای واحدهای CHP ارائه شده است. در مدل ارائه شده برای برنامه‌ریزی سیستم‌های CHP، کمینه کردن هزینه برنامه‌ریزی واحدها ضمن پیش‌بینی بار مصرفی و قیمت انرژی الکتریکی هدف واقع شده است. ریز شبکه‌های صنعتی به طور معمول شامل منابع انرژی پراکنده و بارهای الکتریکی و حرارتی است که در مرجع [۲۰] به مدلی برای برنامه‌ریزی واحدهای تولید برق و حرارت با در نظر گرفتن محدودیت‌های فلوی عبوری از خطوط توزیع پرداخته شده است. در مرجع [۲۱] یک مدل مبتنی بر الگوریتم ژنتیک چند هدفه با مرتب سازی نامغلوب جهت برنامه‌ریزی برنامه توزیع اقتصادی با اهداف اقتصادی-محیط زیستی ارائه کرده است. در مرجع [۲۲] به برنامه‌ریزی بهینه منابع مختلف تولید در حضور برنامه‌های پاسخگویی بار با در نظر گرفتن قیود فنی بهره‌برداری ارائه شده است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

اهداف مورد بررسی در این مرجع، کاهش هزینه بهره‌برداری، بهبود قابلیت اطمینان و کاهش آلودگی ضمن در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های بار و قیمت برق بوده است. در مرجع [۲۳] به کمک الگوریتم تجزیه بندرز به حل برنامه توزیع اقتصادی واحدهای CHP پرداخته شده است. مساله به دو مساله اصلی و مساله فرعی تقسیم شده، که در مساله فرعی برش‌های بندرز ایجاد شده و به صورت قیود نامساوی به مساله اصلی اضافه می گردد. در مرجع [۲۴] یک استراتژی بهینه برای برنامه‌ریزی منابع برق و حرارت در بازار روز بعد ارائه شده است. ضمن اینکه برنامه‌ریزی برنامه پاسخگویی بار در تعادل برق و حرارت با هدف کاهش هزینه را در این مساله در نظر گرفته است. برنامه‌ریزی همزمان انرژی و رزرو در ریزشبکه هوشمند با در نظر گرفتن پاسخگویی بار به کمک بهینه‌سازی تصادفی در مرجع [۲۵] ارائه شده است. بارهای قابل قطع و بارهای قابل جابجایی به عنوان برنامه پاسخ بار لحاظ شده ضمن اینکه عدم قطعیت منابع تولید در این مدل تصادفی نیز در نظر گرفته شده است. برنامه‌ریزی کوتاه مدت بهینه منابع تولید برق و حرارت در حضور برنامه پاسخگویی بار و ذخیره‌سازهای الکتریکی در مرجع [۲۶] در نظر گرفته شده است. نوآوری‌های ارائه شده در این تحقیق در جدول ۱ به کمک مقایسه با مراجع مختلف نمایش داده شده است.

به دلیل گستردگی و پیچیدگی مسأله مدیریت انرژی عرضه و تقاضا در شبکه توزیع فعال، مدلسازی دقیق این مسأله کار بسیار مهمی است. این تحقیق از دیدگاه بهره‌بردار سیستم توزیع به مسأله بهره‌برداری واحدهای تولید برق و حرارت و منابع پاسخگویی بار در حضور ذخیره‌سازهای انرژی برق و حرارت و در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های شبکه پرداخته است. با توجه به اهمیت مشارکت بارها در بهره‌برداری شبکه توزیع فعال، بارهای پاسخگو در این مطالعه لحاظ شده و برای افزایش قابلیت اطمینان شبکه فرض شده که شبکه با شبکه بالادست متصل بوده و توانایی تبادل انرژی الکتریکی با این شبکه را دارد. ساختار این مقاله در ادامه به شرح زیر خواهد شد؛ در بخش ۲ به بیان برنامه ریزی منابع و محدودیت‌های مساله پیشنهادی پرداخته است. در بخش ۳ به معرفی تابع هدف و روش پیشنهادی حل مساله بیان گردیده است. در بخش ۴ و ۵ به ترتیب به ارائه نتایج شبیه سازی و مطالعه موردی و نتیجه‌گیری پرداخته شده است.

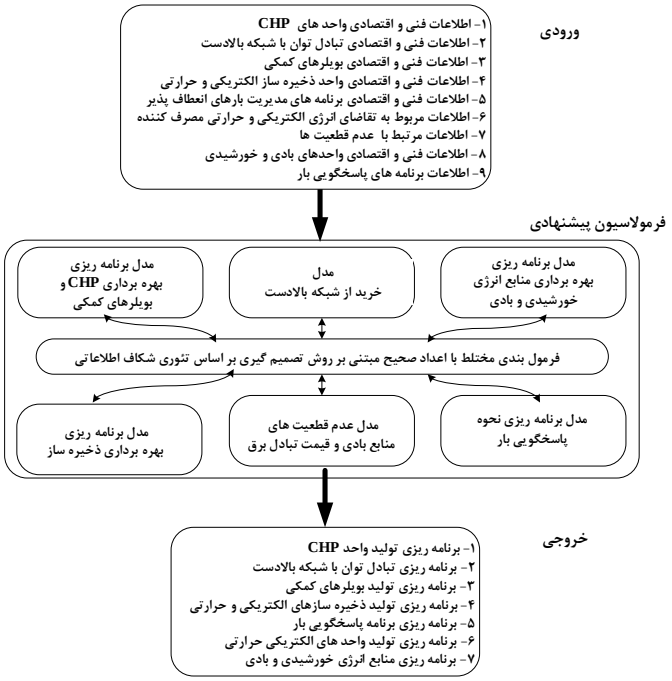
. جدول ۱: مقایسه روش‌های پیشنهادی در شبیه‌سازی پیشنهادی با مراجع مختلف

مدل پیشنهادی	مراجع مختلف												مراجع		
	[۲۶]	[۲۵]	[۲۴]	[۱۷]	[۲۳]	[۱۶]	[۲۲]	[۲۱]	[۸]	[۲۰]	[۱۹]				
✓	×	×	✓	×	×	×	×	×	×	✓	×	درآمد	تابع هدف		
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	هزینه واحدهای الکتریکی			
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	هزینه واحدهای CHP			
✓	✓	×	✓	×	×	×	✓	×	×	✓	×	هزینه ذخیره‌سازها			
✓	×	✓	×	×	×	✓	✓	×	×	×	×	هزینه واحدهای حرارتی			
✓	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	هزینه تبادل برق			
✓	✓	✓	×	✓	×	✓	✓	×	×	×	×	هزینه واحدهای تجدیدپذیر			
✓	✓	×	✓	×	✓	×	×	×	×	✓	✓	محدوده پاسخ‌های شدنی واحدهای CHP			
✓	✓	×	×	✓	×	×	✓	×	×	✓	×	ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی	سیستم ذخیره‌ساز		
✓	×	×	×	×	×	×	✓	×	×	×	×	ذخیره‌ساز انرژی حرارتی			
✓	×	×	×	✓	×	×	✓	×	×	✓	×	اتصال به شبکه بالادست			
×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	قطعی	مدل امنیت		
✓	×	✓	✓	×	×	✓	✓	×	×	×	×	تصادفی			
✓	✓	✓	×	✓	×	✓	✓	×	×	×	×	برنامه پاسخگویی بار			
×	×	×	×	✓	×	✓	✓	×	×	×	✓	MINLP	ریاضی	روش حل	
✓	✓	✓	✓	×	✓	×	×	×	×	✓	×	MILP			
×	×	×	×	×	×	×	×	✓	✓	×	×	الگوریتم هوشمند			

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

۲- برنامه ریزی منابع و محدودیت‌های مساله

به طور کلی اهداف در نظر گرفته شده در این مدل بهینه‌سازی بصورت شامل برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای CHP و بویلرهای کمکی، برنامه‌ریزی تولید واحدهای الکتریکی حرارتی، برنامه‌ریزی تولید ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی، میزان تبادل انرژی الکتریکی با شبکه بالادست، برنامه‌ریزی بارهای پاسخگو و در نظر گرفتن تابع مقاومت و تابع فرصت برای مساله برنامه‌ریزی تولید روز بعد منابع انرژی برق و حرارت با در نظر گرفتن عدم قطعیت قیمت تبادل انرژی با بازار بالادست بوده است. ساختار پیشنهادی الگوریتم بهینه‌سازی برنامه‌ریزی منابع تولید برق و حرارت در شبکه توزیع فعال در شکل زیر نمایش داده شده است. به طور کل جهت برنامه‌ریزی شبکه توزیع فعال، موارد ذیل در ارتباط با منابع تولید برق و حرارت باید مشخص باشند:



شکل ۱: برنامه‌ریزی منابع انرژی برق و حرارت در شبکه توزیع فعال در حالت متصل به شبکه بالادست

- ✓ اطلاعات مورد نیاز واحد CHP:
  - قیود وضعیت اولیه واحد CHP
  - ماکزیمم شیب افزایشی و کاهشی واحد CHP
  - محدوده حرارتی مجاز برای واحد CHP
  - محدوده توان الکتریکی واحد CHP
  - محدودیت حرارتی برای واحد بویلر کمکی
  - قیمت برق و حرارت تولیدی واحد CHP
  - قیمت حرارت تولیدی واحد بویلر کمکی
- ✓ اطلاعات مورد نیاز واحد الکتریکی:
  - قیود وضعیت اولیه واحد الکتریکی
  - ماکزیمم شیب افزایشی و کاهشی واحد الکتریکی
  - محدوده توان الکتریکی واحد الکتریکی
  - قیمت برق تولیدی واحد الکتریکی
- ✓ اطلاعات مورد نیاز در ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی و حرارتی:

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

- حداکثر انرژی قابل ذخیره‌سازی
- حداکثر قابلیت شارژ ذخیره‌ساز
- حداکثر قابلیت دشارژ شدن ذخیره‌ساز
- توان الکتریکی و حرارتی ذخیره شده اولیه در ذخیره‌ساز
- قیمت برق و حرارت تولیدی ذخیره‌ساز

✓ اطلاعات مورد نیاز واحدهای خورشیدی و بادی:

- قیود وضعیت اولیه واحدهای خورشیدی و بادی
- ماکزیمم شیب افزایشی و کاهشی واحدهای خورشیدی و بادی
- محدوده توان الکتریکی واحدهای خورشیدی و بادی
- قیمت برق تولیدی واحدهای خورشیدی و بادی

✓ اطلاعات مورد نیاز در مورد شبکه توزیع فعال و شبکه بالادست:

- قیمت خرید برق از شبکه بالادست
- قیمت فروش برق تولیدی شبکه توزیع فعال به شبکه بالادست
- محدودیت تبادل الکتریکی با شبکه بالادست
- محدودیت فلوی الکتریکی عبوری از خطوط شبکه توزیع (البته با توجه به محلی بودن تامین بارهای حرارتی خطوط انتقال حرارت در این مساله در نظر گرفته نشده است)

✓ اطلاعات مورد نیاز بارهای الکتریکی و حرارتی:

- مقدار بارهای الکتریکی و حرارتی مصرفی در شبکه
- اطلاعات بارهای الکتریکی پاسخگو در شبکه
- اطلاعات میزان انعطاف پذیری بارهای شبکه

۳- مدل برنامه‌ریزی پیشنهادی

در مساله برنامه‌ریزی بهینه تولید انرژی برق و حرارت منابع انرژی پراکنده در شبکه توزیع فعال متصل به شبکه بالادست از مدل برنامه‌ریزی مختلط با اعداد صحیح بهره گرفته شده است. در این مساله عدم قطعیت منابع انرژی بادی و قیمت تبادل برق با شبکه بالادست در نظر گرفته شده است. در حل این مساله برنامه‌ریزی بهینه تولید واحدهای CHP و واحدهای الکتریکی، و برنامه‌ریزی تولید بویلرهای کمکی، برنامه‌ریزی ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی و همچنین برنامه‌ریزی تولید حرارتی بویلرها و میزان تبادل با شبکه بالادست، میزان تولید منابع خورشیدی و بادی و برنامه مشارکت بارهای پاسخگو برای هر ساعت تعیین می‌گردد ضمن اینکه اثر بارهای انعطاف‌پذیر در مساله مدل شده است. تابع هدف اجرای برنامه‌ریزی تولید پیشنهادی بیشینه کردن هزینه بهره‌برداری شبکه توزیع فعال بوده که شامل هزینه برنامه‌ریزی منابع انرژی برق و حرارت است.به طور کلی در مساله برنامه‌ریزی منابع تولید برق و حرارت و برنامه پاسخگویی بار، یک برنامه ریزی ریاضی مختلط با اعداد صحیح پیشنهاد شده است. پارامترهای ورودی در مساله به صورت قطعی و یا غیر قطعی تقسیم‌بندی می‌شود و در روش بهینه‌سازی پیشنهادی، متغیرهای تصمیم گیری مختلف در مساله بدست می‌آیند. در روش پیشنهادی، عدم قطعیت قیمت تبادل انرژی با شبکه بالادست و عدم قطعیت تولید منبع بادی در نظر گرفته شده است. برای مدل کردن عدم قطعیت قیمت تبادل انرژی از روش تئوری تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی IGDT استفاده شده و برای مدل کردن عدم قطعیت منبع بادی از روش احتمالاتی ویبال استفاده گردیده است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

۱-۳- مدل برنامه ریزی قطعی

تابع هدف مساله (OF) پیشنهادی برنامه‌ریزی روز بعد واحدهای تولید برق و حرارت در رابطه زیر ارائه شده که به کمینه کردن هزینه بهره‌برداری تامین انرژی برق و حرارت در شبکه توزیع فعال می-پردازد. تابع هزینه مصرف‌کننده بزرگ با توجه به گزینه‌های مختلف تامین انرژی شامل دو قسمت عمده می‌شود: قسمت اول بیان کننده هزینه بهره‌برداری ناشی از تامین انرژی از منابع مختلف برق و حرارت در شبکه توزیع فعال بوده و قسمت دوم مربوط به تبادل انرژی شبکه توزیع فعال با بازار برق شبکه بالادست خواهد بود.

$$OF=\sum_{t=1}^{T}\left[\begin{array}{l}\sum_{b=1}^{N_{CHP}} Cost_{CHP(b,t)}+\sum_{g=1}^{N_{Boiler}} Cost_{Boiler(g,t)}+\sum_{j=1}^{N_C} Cost_{C(j,t)}+\sum_{k=1}^{N_{Storage}} Cost_{storage(k,t)}\\ +\sum_{m=1}^{N_{PV}} Cost_{PV(m,t)}+\sum_{n=1}^{N_{Wind}} Cost_{Wind(n,t)}+\sum_{i=1}^{N}\left(Cost_{buy(i,t)}-Cost_{sell(i,t)}\right)\end{array}\right] \quad (۱)$$

تابع هزینه از ۷ گروه تشکیل شده که شامل هزینه‌های تولید واحدهای CHP ($Cost_{CHP}$)،هزینه‌های تولید واحدهای بویلرهای کمکی ($Cost_{Boiler}$)، هزینه تولید واحدهای الکتریکی حرارتی ($Cost_C$)، هزینه‌های ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی ($Cost_{storage}$)، هزینه تولید واحدهای الکتریکی خورشیدی ($Cost_{PV}$)، هزینه تولید واحدهای الکتریکی بادی ($Cost_{Wind}$)، هزینه‌های خرید برق از شبکه بالادست ($Cost_{buy}$) و هزینه‌های فروش برق به شبکه بالادست ($Cost_{sell}$) است.

متغیرهای تصمیم‌گیری در این برنامه‌ریزی شامل متغیرهای تصمیم‌گیری توان‌های اکتیو (واحدهای CHP، واحد الکتریکی حرارتی، واحدهای خورشیدی، واحدهای بادی و ذخیره‌ساز الکتریکی)، توان حرارتی (واحدهای CHP، واحد بویلر و ذخیره‌ساز حرارتی) و برنامه‌های پاسخگویی بار و خرید و فروش برق از/به شبکه بالادست است.

۲-۳- مدلسازی تابع هدف با روش IGDT

در این مقاله، عدم قطعیت موجود در قیمت انرژی بازار برق به کمک تئوری تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی (IGDT) مدل شده است. همانطور که در شکل فوق نشان داده شده برای برنامه‌ریزی بهینه منابع تولید برق و حرارت از مدل تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی (IGDT) استفاده شده است. در ابتدا مساله مورد نظر با امید ریاضی پارامتر دارای عدم قطعیت به صورت قطعی حل می شود. سپس از مدل‌های مقاومت و فرصت برای در نظر گرفتن عدم قطعیت مربوطه استفاده می‌شود. برای مدلسازی عدم قطعیت با روش IGDT مدل‌های مختلفی همچون مدل‌های پوش-محدود ، مدل‌های انرژی-محدود ، مدل مبتنی بر مقدار متوسط و واریانس و مدل‌های ترکیبی با احتمالات وجود دارد. در این تحقیق از مدل خطای کسری استفاده شده است که این مدل حالت خاصی از مدل منحنی محدود است. این مدل میزان تغییرات نمودار قیمت انرژی را به طور یکجا مدلسازی می‌کند. بیان ریاضی این مدل به صورت رابطه زیر است [۲۷]. که در آن α پارامتر عدم قطعیت است که شکاف اطلاعاتی مابین اطلاعات معلوم ($\tilde{p}_t$) و اطلاعاتی که باید معلوم شود (p_t) را نشان می‌دهد. به عبارت دیگر، p_t قیمت واقعی برق در بازار لحظه‌ای است و $\tilde{p}_t$ بیانگر قیمت پیش‌بینی شده در زمان t است و میزان عدم قطعیت به صورت کسری از مقدار پیش‌بینی شده در نظر گرفته شده است.

$$U(\alpha,\tilde{p}_t)=\max\left\{p_t:\frac{p_t-\tilde{p}_t}{\tilde{p}_t}\le\alpha\right\} \quad (۲)$$

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]



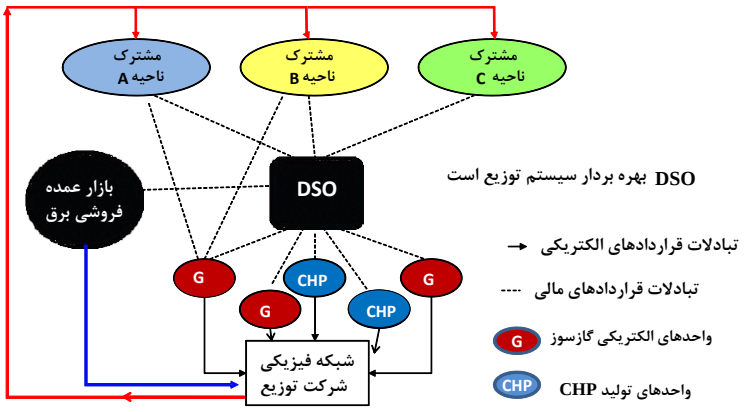
شکل ۲: الگوریتم تصمیم گیری پیشنهادی

٤- نتایج شبیه سازی و مطالعه موردی

به منظور بررسی مساله برنامه ریزی مقاوم در شبکه توزیع فعال با حضور منابع تولید پراکنده برق و حرارت، ذخیره سازها و بارهای پاسخگو در شبکه از شبکه استاندارد ۱۸ شین IEEE استفاده شده است. شبیه‌سازی مطابق با ساختار پیشنهادی در فصل گذشته، به کمک بهینه‌سازی مقاوم مبتنی بر برنامه‌ریزی مختلط با اعداد صحیح انجام شده است. در انجام شبیه‌سازی از نرم افزار گمز استفاده شده است. در این بخش روش پیشنهادی جهت برنامه‌ریزی بهینه واحدهای تولید برق و حرارت و برنامه پاسخگویی بار در شبکه توزیع فعال، در شبکه تست استاندارد پیاده‌سازی شده و نتایج آن مورد بررسی قرار گرفته است. مطالعات بهره‌برداری واحدهای تولید برق و حرارت در حالت‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفته و نتایج آن ارائه شده است. در شکل زیر نحوه تبادلات الکتریکی و مالی بین مصرف کنندگان، تولید کنندگان و بهره‌بردار سیستم توزیع ضمن تبادل با شبکه بالادست نمایش داده شده است. همانطور که نشان داده شده است، در شبکه توزیع مورد نظر تعدادی واحدهای تولید برق و حرارت موجود بوده است، که ضمن تبادل الکتریکی با شبکه بالادست جهت تامین بارهای شبکه توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرند. بهره‌بردار شبکه توزیع نیز در صورتی که شرایط اقتصادی و فنی مساله ارضا شوند می‌تواند با شبکه بالادست تبادل الکتریکی داشته باشد.

برای اجرای بهینه‌سازی از نرم‌افزار تجاری گمز که نرم‌افزاری بسیار قوی در امر بهینه‌سازی است، برای حل بهینه‌سازی خطی عدد صحیح استفاده شده است [۲۸]. یکی از روش‌های کارا در حل مسائل MILP، روش CPLEX است که در این تحقیق این روش مورد استفاده قرار گرفته است [۲۹]. نتایج شبیه‌سازی‌های ارایه شده به وسیله یک دستگاه لپ‌تاپ مدل Lenovo Ideapad L340 با مشخصات پردازشگر Core i7 (CPU) و ۸ گیگابایت RAM اجرا شده است. یکی از تجربیات بدست آمده در راستای این مقاله به استفاده از مدل‌های مختلط با اعدا صحیح در نرم‌افزار گمز و توانمندی حل این نرم‌افزار در این نوع مسائل می‌باشد. روش پیشنهادی در شبکه تست توزیع استاندارد ۱۸ شین شبیه‌سازی شده است. همانطور که در بخش ۳ بیان شد، تابع هدف شامل هزینه تامین انرژی در شبکه است. که به طور کل شامل هزینه بهره‌برداری منابع حرارتی، CHP، بویلر، ذخیره‌سازها، منابع تجدیدپذیر و هزینه تبادل با شبکه بالادست است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]



شکل۳: تبادلات مالی و الکتریکی بین مصرف‌کنندگان، تولید کنندگان و بهره‌بردار سیستم توزیع در هنگام تبادل با شبکه بالادست

در این شبیه‌سازی، برنامه‌ریزی مقاوم منابع تولید برق و حرارت و ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی در حضور منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو در شبکه و در نظر گرفتن عدم قطعیت بازار بالادست پرداخته شده است. در این بخش به بررسی نتایج شبیه‌سازی برنامه‌ریزی منابع تولید برق و حرارت تحت دو دسته بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت قیمت بازار بالادست (دسته اول) و با در نظر گرفتن عدم قطعیت قیمت بازار بالادست (دسته دوم) پرداخته می‌شود.

۱-٤- نتایج شبیه سازی دسته اول (بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت)

در این بخش به بررسی نتایج شبیه‌سازی برنامه‌ریزی منابع تولید برق و حرارت تحت هفت حالت مختلف، مبتنی بر حجم ظرفیت در دسترس منابع تجدیدپذیر و همچنین تغییر قیمت تولید انرژی الکتریکی منابع تجدیدپذیر در شبکه پرداخته می‌شود. در شبیه‌سازی‌های این دسته واحدهای CHP، توربین گاز، بویلر حرارتی کمکی، ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی، واحدهای تجدیدپذیر بادی و خورشیدی و همچنین برنامه پاسخگویی بار مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند.

جدول ۲: حالت‌های مختلف شبیه‌سازی انجام شده در

دسته‌های شبیه‌سازی	حالت اول	حالت دوم	حالت سوم	حالت چهارم	حالت پنجم	حالت ششم	حالت هفتم
منابع حرارتی توربین گاز	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
واحدهای CHP	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
بویلر حرارتی کمکی	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
منابع تجدیدپذیر	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ذخیره‌ساز الکتریکی	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ذخیره‌ساز حرارتی	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
تبادل با شبکه بالادست	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
برنامه پاسخگویی بار	×	✓	✓	✓	✓	✓	✓
عدم قطعیت قیمت بالادست	×	×	×	×	×	×	×
ضریب افزایش قیمت تبادل با شبکه بالادست	1	1	1	1	1	1	1
ظرفیت خط تبادلی با شبکه بالادست	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
ضریب ظرفیت ذخیره‌سازهای الکتریکی (۴۰۰۰ کیلووات ساعت) و حرارتی(۳۰۰۰ کیلووات ساعت)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
ضریب تغییر قیمت شارژ ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
ضریب ظرفیت منابع بادی و خورشیدی	1	1	1	1	1	1	1
ضریب قیمت منابع تجدیدپذیر	1	1	1	1	1	1	1
ضریب حجم بارهای پاسخگو	--	0.50	1	1.50	0.50	1	1.50
مدت دوره زمانی بارهای پاسخگو (ساعت)	--	12	12	12	24	24	24

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

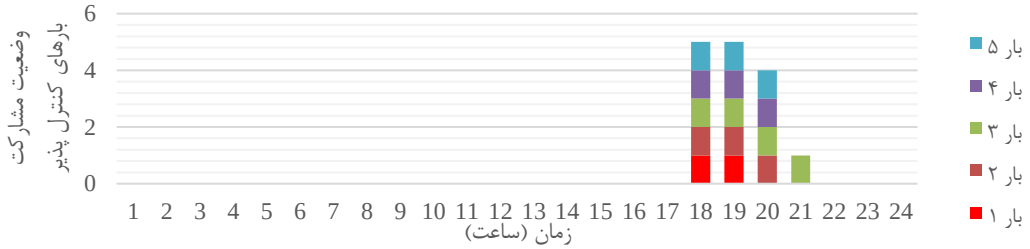
در جدول فوق مشخص شده که تفاوت حالت‌ها در حجم مشارکت بارهای پاسخگو و مدت مجاز برای مشارکت در برنامه پاسخگویی بار در شبکه است. همانطور که در نتایج جدول زیر مشخص است، با افزایش حجم مشارکت بارهای کنترل پذیر و پاسخگو، هزینه بهره‌برداری کل در شبکه توزیع فعال تا حدود ۱.۸۸ درصد در حالت پنجم کاهش یافت. این کاهش تابع هدف ناشی از جابجایی زمان مصرف بارهای پاسخگو بوده که سبب بهبود تابع هدف بهره‌برداری شبکه و عدم استفاده از منابع پر هزینه در زمان‌های پیک بار شده است. همانطور که مشاهده می‌شود در حالت دوم و چهارم نسبت به حالت اول، به ترتیب حدود ۱.۰۸ و ۲.۳۱ درصد بهبود در تابع هدف و در حالت سوم و پنجم نسبت به حالت اول، به ترتیب حدود ۰.۳۸ و ۱.۸۸ درصد بهبود در تابع هدف بدست آمده که ناشی از باز گذاشتن مدت زمان مجاز برای مشارکت بارهای پاسخگو بوده است. در نتایج مشخص است، حالت‌های دوم و چهارم که نسبت به حالت‌های سوم و پنجم حجم بار کنترل‌پذیر کمتری دارند، مقدار تابع هدف کمتر شده است که بدلیل کاهش میزان بار مصرفی در شبکه بوده است. نتایج تولید انرژی واحدهای توربین گاز (حالت دوم الی ششم) کمتر از حالت بدون پاسخگویی بار (حالت اول) شده است که ناشی از جابجایی بار و عدم استفاده از واحدهای گرانتر در زمان پیک مصرف بوده است.

جدول ۳: نتایج حالت‌های مختلف شبیه‌سازی انجام شده در

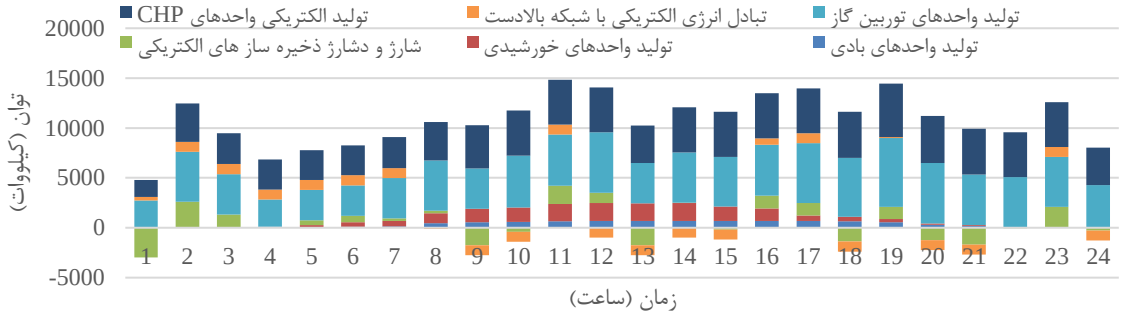
حالت‌ها	حالت اول	حالت دوم	حالت سوم	حالت چهارم	حالت پنجم	حالت ششم
ضریب حجم بارهای پاسخگو	1	0.50	1	0.50	1	1.50
مدت دوره زمانی بارهای پاسخگو (ساعت)	--	12	12	24	24	24
تابع هدف کل	13680730	13532894	13627648	13364464	13422371	13606471
درصد بهبود تابع هدف نسبت به حالت اول	--	1.08	0.38	2.31	1.88	0.54
هزینه واحدهای توربین گاز	5815385	5852358	5686211	5612515	5794776	5953150
هزینه واحدهای CHP	6982750	6764490	6938313	7030826	6882990	6746990
هزینه بویلر	1500265	1407196	1405800	1399816	1403946	1403946
هزینه تبادل با شبکه بالادست	-328713	-328208	-349488	-350845	-352198	-352934
هزینه ذخیره‌سازها	-583490	-457474	-347721	-622380	-601675	-439214
هزینه واحدهای بادی	131505	131505	131505	131505	131505	131505
هزینه واحدهای خورشیدی	163028	163028	163028	163028	163028	163028

در شکل‌های زیر میزان تولید انرژی الکتریکی و حرارتی منابع برق و حرارت مختلف (واحدهای توربین گاز و واحدهای CHP، واحدهای ذخیره‌ساز الکتریکی و حرارتی) در شبکه و همچنین تبادل با شبکه بالادست برای ۲۴ ساعت در شبکه ۱۸ شین در حالت‌های اول تا ششم در دسته اول شبیه‌سازی نمایش داده شده است. همانطور که مشخص است از منابع توربین گاز، CHP و ذخیره‌سازها به نسبت هزینه تولید آنها، برای تامین بار الکتریکی و حرارتی استفاده شده است. در شکل‌های زیر نحوه زمانبندی استفاده از پنج بار کنترل‌پذیر در هر شش حالت نمایش داده شده است. همانطور که در این نتایج مشاهده می‌شود با توجه به اینکه در ساعات ۳ الی ۷ کمترین سطح بار شبکه بوده و قیمت انرژی الکتریکی کمترین مقدار بوده، لذا در برنامه‌ریزی بارهای کنترل‌پذیر این بارها به این ساعات منتقل یافته‌اند. در شکل‌های زیر نیز میزان تولید منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین در ازای هر حالت نمایش داده شده است. تغییرات موجود در نتایج تولید، ناشی از جابجایی بارهای کنترل‌پذیر در شبکه بوده که متناسب با حجم بار مشارکت‌پذیر بوده است.

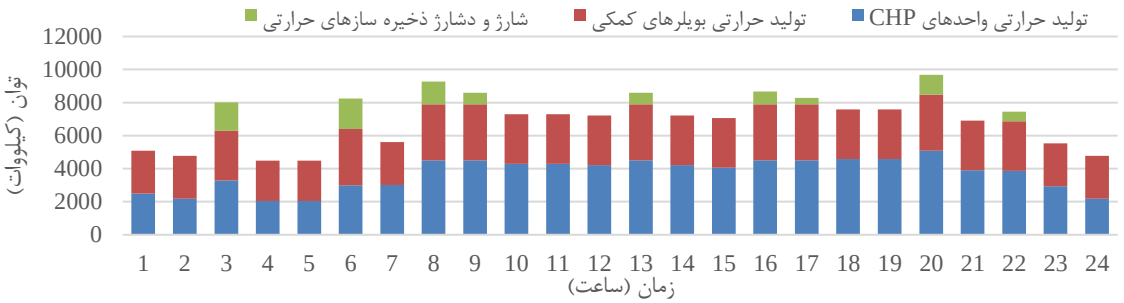
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]



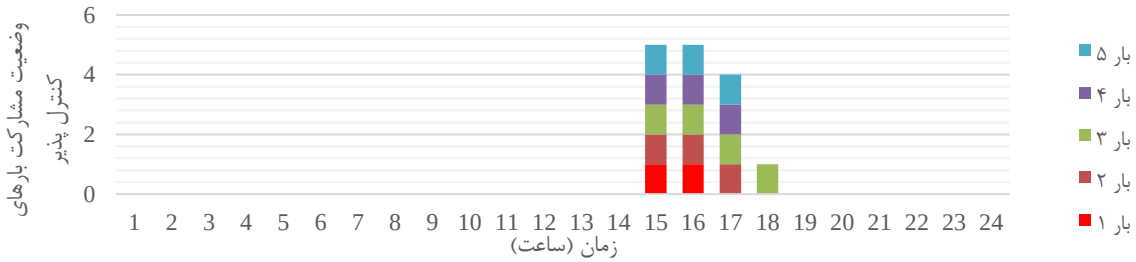
شکل ۴: ساعات مشارکت بارهای کنترل پذیر در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت اول از دسته اول



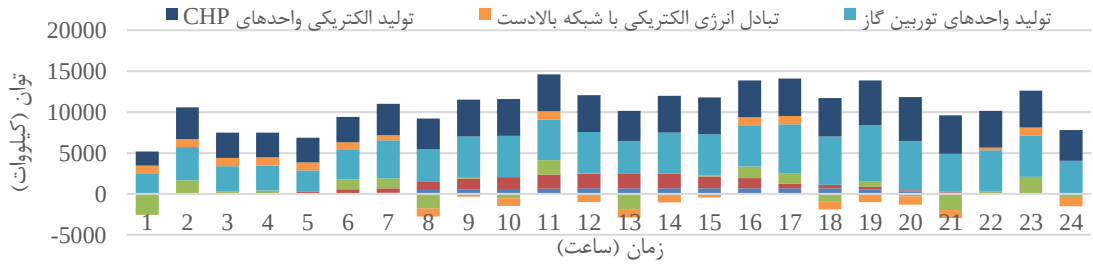
شکل ۵: تولید الکتریکی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت اول از دسته اول



شکل ۶: تولید حرارتی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت اول از دسته اول

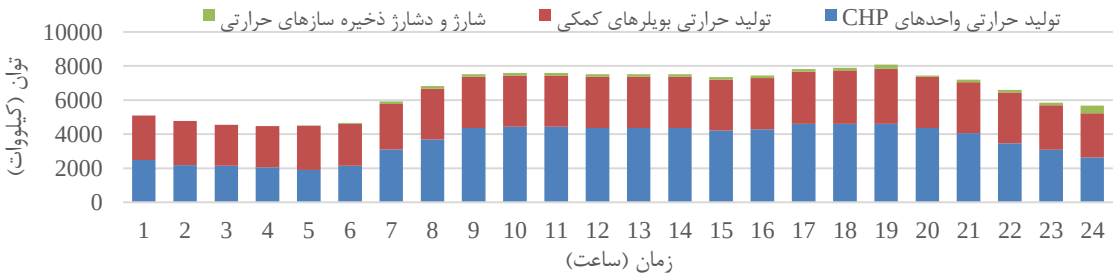


شکل ۷: ساعات مشارکت بارهای کنترل پذیر در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت دوم از دسته اول

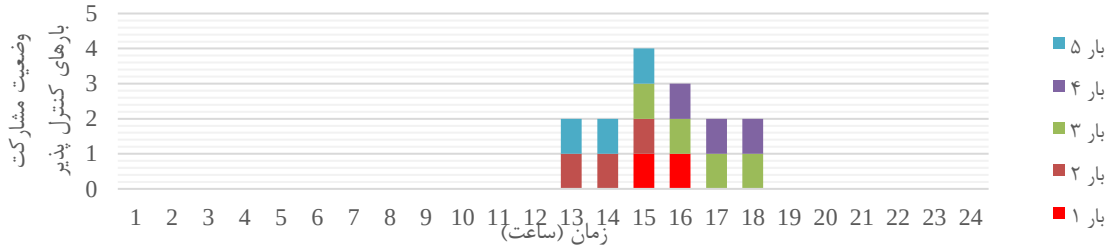


شکل ۸: تولید الکتریکی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت دوم از دسته اول

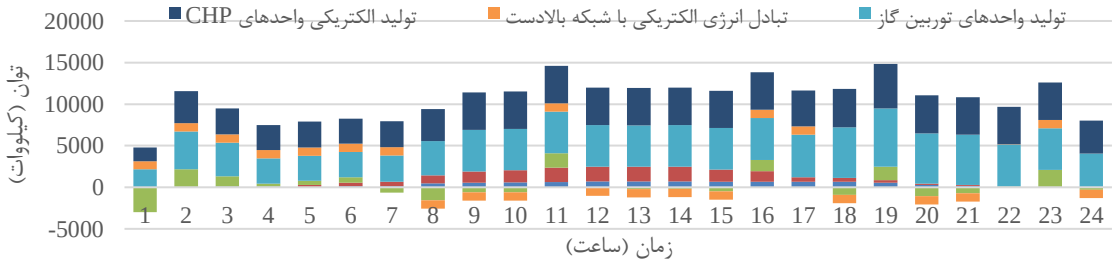
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]



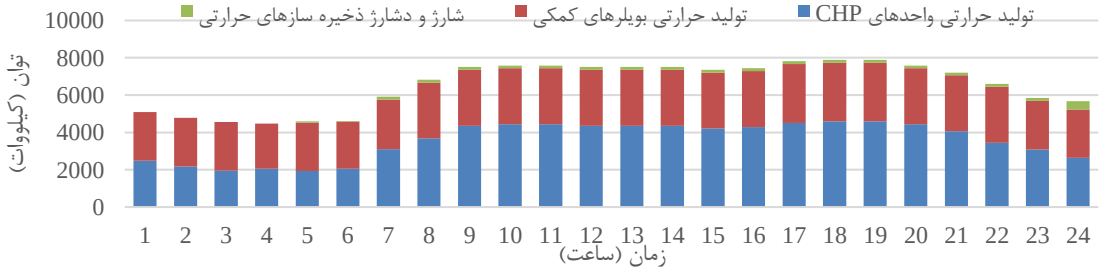
شکل ۹: تولید حرارتی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت دوم از دسته اول



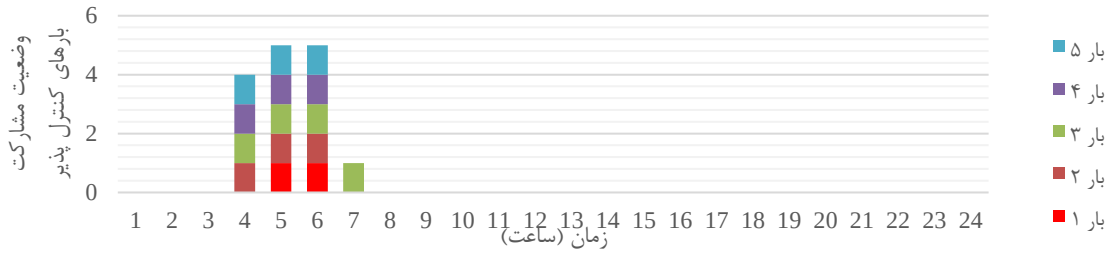
شکل ۱۰: ساعات مشارکت بارهای کنترل پذیر در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت سوم از دسته اول



شکل ۱۱: تولید الکتریکی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت سوم از دسته اول

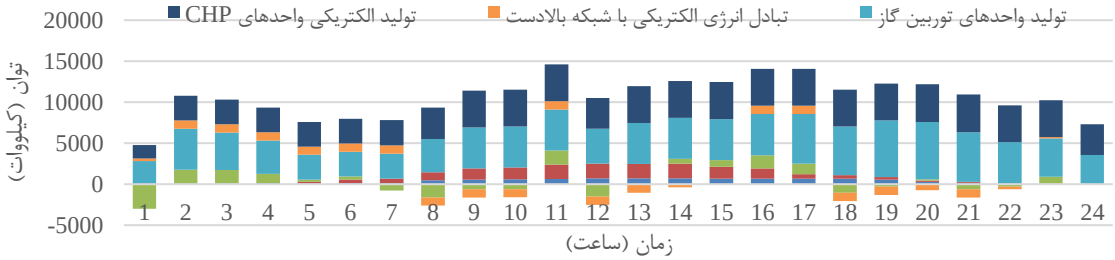


شکل ۱۲: تولید حرارتی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت سوم از دسته اول

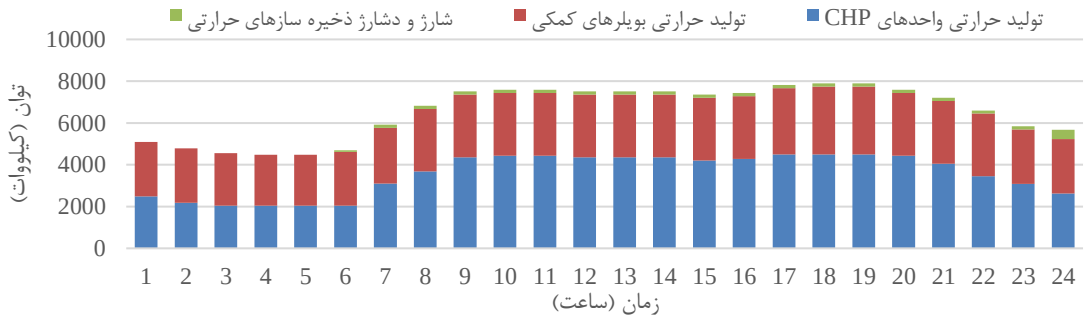


شکل ۱۳: ساعات مشارکت بارهای کنترل پذیر در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت چهارم از دسته اول

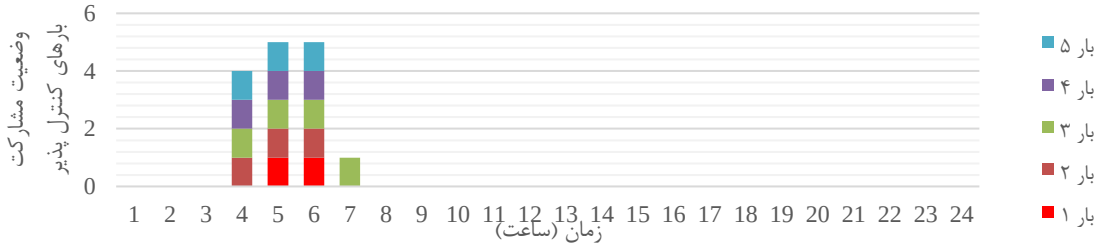
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]



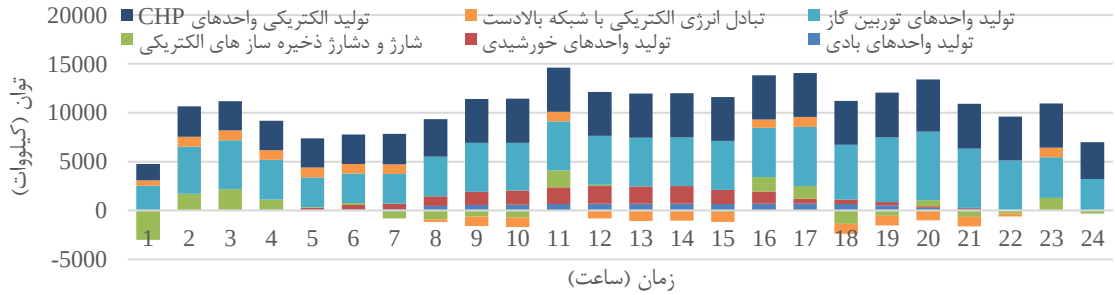
شکل ۱۴: تولید الکتریکی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت چهارم از دسته اول



شکل ۱۵: تولید حرارتی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت چهارم از دسته اول

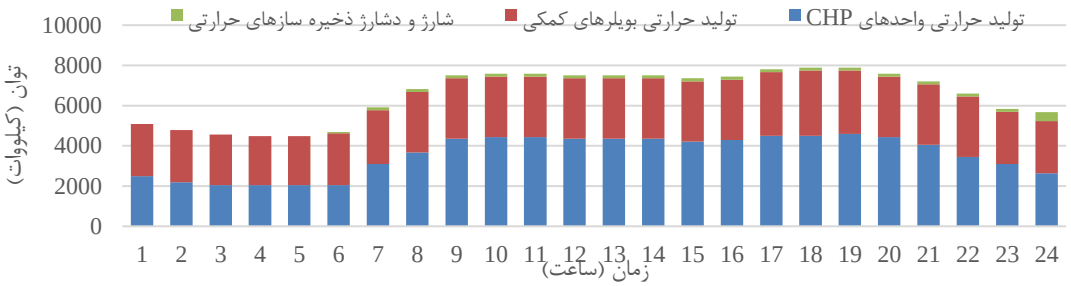


شکل ۱۶: ساعات مشارکت بارهای کنترل پذیر در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت پنجم از دسته اول



شکل ۱۷: تولید الکتریکی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت پنجم از دسته اول

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

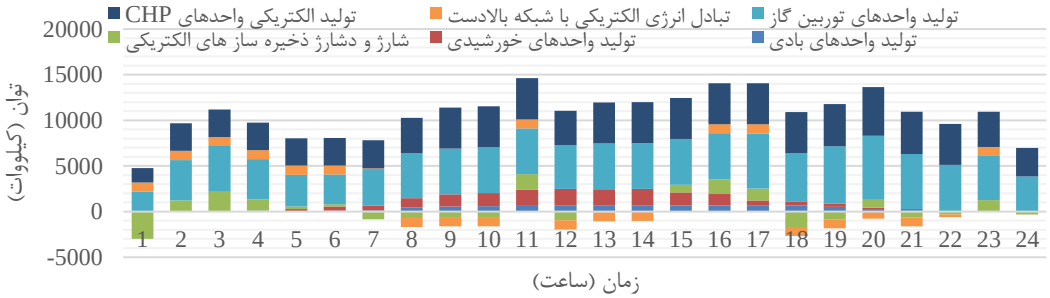


شکل ۱۸: تولید حرارتی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت پنجم از دسته اول

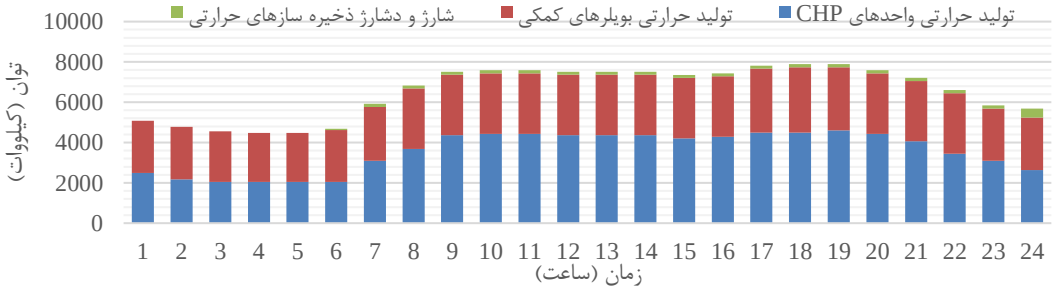
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]



شکل ۱۹: ساعات مشارکت بارهای کنترل پذیر در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت ششم از دسته اول



شکل ۲۰: تولید الکتریکی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت ششم از دسته اول

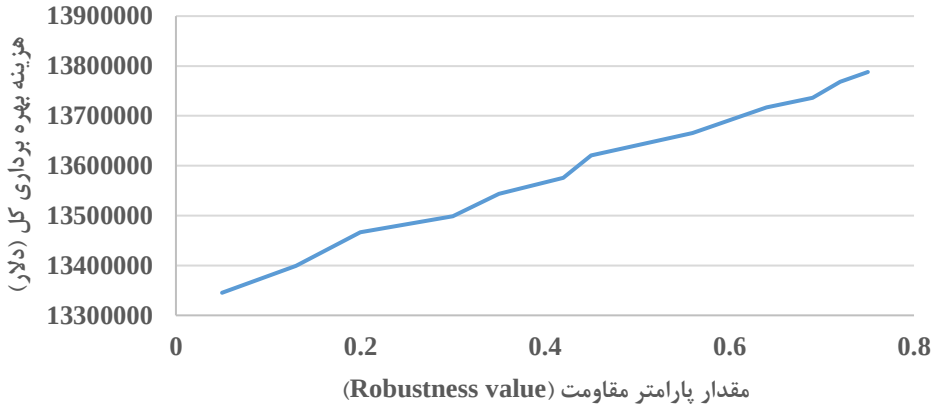


شکل ۲۱: تولید حرارتی منابع مختلف در شبکه ۱۸ شین برای ۲۴ ساعت در حالت ششم از دسته اول

۲-٤- نتایج شبیه سازی دسته دوم (با در نظر گرفتن عدم قطعیت)

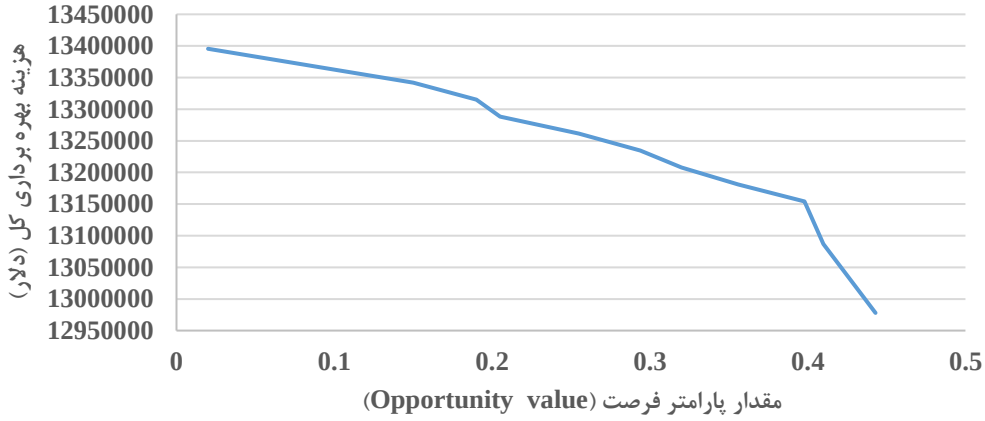
در این بخش برنامه‌ریزی منابع تولید برق و حرارت و ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی در حضور منابع تولید تجدیدپذیر و بارهای پاسخگو در شبکه با در نظر گرفتن عدم قطعیت بازار بالادست مبتنی بر تابع مقاومت و تابع فرصت در روش IGDT برای مدل کردن عدم قطعیت قیمت انرژی تبادلی شبکه توزیع فعال با شبکه بالادست پرداخته می‌شود. در شبیه‌سازی‌های این دسته واحدهای CHP، توربین گاز، بویلر حرارتی کمکی، ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی، واحدهای تجدیدپذیر بادی و خورشیدی و همچنین برنامه پاسخگویی بار مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند. مقدار تابع مقاومت در شکل زیر نشان داده شده است که یک تابع صعودی است؛ این تابع نشان می‌دهد که جهت داشتن استراتژی مقاومتر در برابر افزایش قیمت تبادلی انرژی با شبکه بالادست، بایستی هزینه بیشتری را صرف نمود.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]



شکل ۲۲: تابع مقاومت در شبکه ۱۸ شین در حالت اول از دسته دوم

در شکل زیر تابع فرصت بر حسب مقادیر مختلف پارامتر فرصت نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود مقدار تابع فرصت یک تابع نزولی است؛ مقدار تابع فرصت با کاهش هزینه بهره‌برداری کل افزایش می‌یابد. این مساله بیانگر این است که میزان منفعت بدست آمده، در ازای کاهش قیمت انرژی تبادلی با شبکه بالادست اتفاق خواهد افتاد. به عبارت دیگر، اگر قیمت انرژی تبادلی با شبکه بالادست در هر ساعت به اندازه پارامتر فرصت و یا بیشتر از آن کاهش یابد، کمترین سود حاصله برابر با اختلاف هزینه اولیه (میزان هزینه بهره‌برداری بدون درنظر گرفتن عدم قطعیت یعنی ۱۳۴۲۲۳۷۱ دلار) و هزینه کمینه بدست آمده در آن حلت خواهد بود. مقدار این پارامتر با کاهش هزینه بهره‌برداری کل، حالت افزایشی دارد و این افزایش در واقع افزایش ریسک‌پذیری را بیان می‌کند.



شکل ۲۳: تابع فرصت در شبکه ۱۸ شین در حالت دوم از دسته دوم

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله به بهره‌برداری منابع تولید برق و حرارت در شبکه توزیع فعال در حضور منابع پاسخگویی بار پرداخته شده است؛ ضمن اینکه اتصال شبکه توزیع به شبکه بالادست در نظر گرفته شده و با توجه به وجود عدم قطعیت در قیمت انرژی تبادلی نحوه انتخاب استراتژی مناسب بهره‌برداری این منابع تحت حالات و دسته مختلف مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته شده است. در این راستا، ابتدا نقش حضور منابع مختلف برق و حرارت، اعم از واحدهای توربین گاز، واحدهای CHP، ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی، بویلرهای کمکی، واحدهای تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی) و برنامه پاسخگویی بار بررسی شده و در نهایت عدم قطعیت موجود در قیمت بازار با استفاده از نظریه تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی (IGDT) تحت توابع مقاومت و فرصت مدلسازی شد و نتایج بدست آمده مورد تحلیل قرار گرفت. مشاهده شد، که جنبه مضر تغییرات پارامتر غیر قطعی قیمت بازار بالادست، به صورت افزایش قیمت انرژی تبادلی در نظر گرفته می‌شود و متناسب با آن هزینه‌های بالایی ایجاد می‌شود که می‌توان با رویکرد ریسک‌گریز اقدام به بهره‌برداری شبکه نمود. همچنین مفید بودن

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

تغییرات پارامتر غیر قطعی به صـورت کاهش قیمت انرژی تبادلی در قالب تابع فرصـت بیان گردید و در این شـرایط امکان بهره‌مندی از شرایط سودآوری حاصل خواهد شد و امکان فرصت برای داشتن هزینه‌های پائین بهره‌برداری ایجاد خواهد شد. با استفاده از نتایج حاصله، بهره‌برداری از شـبکه می‌تواند بر مبنای ریسـک‌گریزی از هزینه‌های بالا و نیز ریسـک‌پذیری از سـودِ ناشـی از کاهش قیمت انرژی تبادلی صورت پذیرد. لازم به ذکر است که راهبرد پیشنهاددهی جهت بهره‌برداری از منابع در شبکه توزیع فعال، بر اساس بیشینه‌سازی مقاومت در برابر هزینه بالا و یا کمینه‌سـازی مقاومت در برابر هزینه پائین ارائه گردید و صـرفاً بر اسـاس کمینه‌سـازی هزینه خرید انرژی الکتریکی از شـبکه بالادسـت نمی‌باشـد. در ادامه این تحقیق می توان به اسـتفاده از توابع بهینه‌سازی چند هدفه مختلف اعم از هزینه بهره‌بردای، مقدار آلودگی، مقدار تلفات، مقدار انحراف ولتاژ و شـــاخص قابلیت اطمینان به عنوان تابع هدف مســـئله بهره‌برداری منابع تولید برق و حرارت پرداخت.

مراجع

[1] E. Delarue and W. D'haeseleer, "Adaptive mixed-integer programming unit commitment strategy for determining the value of forecasting," Applied Energy, Vol. 85, pp. 171-181, Apr. 2008.

[2] E. Delarue, "Modeling electricity generation systems: Development and application of electricity generation optimization and simulation models, with particular focus on CO2 emissions," PhD Thesis, KatholiekeUniversiteit Leuven, pp. 281-297, 2009.

[3] C. Wang and M. Shahidehpour, "Effects of ramp-rate limits on unit commitment," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, pp. 1341-1350, 1993.

[4] S.J. Wang, M. Shahidehpour, D.S. Kirschen, S. Mokhtari, and G.D. Irisarri, "Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented Lagrangian relaxation," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, pp. 1294-1301, Oct. 1995 .

[5] R. Baldick, "The generalized unit commitment problem," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, pp. 465-475, 1995.

[6] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, "Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management," Wiley-IEEE Press, pp. 540-541, 2002.

[7] Y.-Yih Hsu, C. Ching Su, C. Chien Liang, "Dynamic security constrained multi-area unit commitment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 3, August 1991.

[8] J. J. Shaw, "A direct method for security-constrained unit commitment," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10. No. 3, August 1995.

[9] L. Wang and C. Singh, "Stochastic combined heat and power dispatch based on multi-objective particle swarm optimization," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 30, pp. 226-234, 2008.

[10] G.S. Piperagkas, A.G. Anastasiadis and N.D. Hatziargyriou, "Stochastic PSO-based heat and power dispatch under environmental constraints incorporating CHP and wind power units," Electric Power Systems Research, Vol. 81, pp. 209–218, 2011

[۱۱] م. کیا، م. ستایش نظر، م. ص. سپاسیان ، " اجرای همزمان برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (TOU) و مشارکت واحدها با در نظر گرفتن شبکه انتقال به روش MILP "، بیست و هشتمین کنفرانس بین المللی برق، آبان ۱۳۹۲.

[12] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu and G. Hu, "Smart energy management system for optimal microgrid economic operation," IET Renewable Power Genereration, Vol. 5, No. 3, pp. 258-267, 2011.

[13] X. Guan, Z. Xu and Q. S. Jia, "Energy-Efficient Buildings Facilitated by microgrid," IEEE Transactions on smart grid, Vol. 1, No. 3, pp. 243-252, Dec. 2010.

[14] S. Ramchurn, P. Vytelingum, A. Rogers and N. R. Jennings, "Agent based homeostatic control for green energy in the smart grid," ACM Transactions on Intelligent Systems and Technology, Vol. 2, No. 4, Jul. 2011 .

[15] Xiaohong, Guan, Zhanbo Xu, Qing-Shan Jia, "Energy-efficient Buildings Facilitated by Microgrid," IEEE Transaction on Smart grid, vol. 1, no. 3, Dec. 2010.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]

[16] S. Haffner, L. F. A. Pereira, L. A. Pereira, and L. s. Barreto, "multistage model for distribution expansion planning with distributed generation- part 1: problem formulation," IEEE Transactions on power delivery, Vol. 23, No. 2, pp. 924-929, 2008.

[17] H. Khan, and M. A. Choudhry, "Implementation of distributed generation (IDG) algorithm for performance enhancement of distribution feeder under extreme load growth," Electrical power and energy systems, Vol. 32, pp. 985-997, 2010.

[18] M. R. Sahebi, E. Abedini-Duki, M. Kia, A. Soroudi, M. Ehsan, "Simultaneous EDRP and Unit Commitment Programming In Comparison With Interruptible Load Contracts," IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 6, No. 7, July 2012.

[19] Rong A, Lahdelma R., "An efficient envelope-based Branch and Bound algorithm for non-convex combined heat and power production planning," European Journal of Operational Research, Vol. 183, No. 1, pp. 412–31, 2007 .

[20] Derakhshandeh, S., Masoum, A., Deilami, S., Masoum, M., Hamedani-Golshan, M., "Coordination of generation scheduling with PEVs charging in industrial microgrids," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, pp. 3451–3461, 2013.

[21] Basu M., "Combined heat and power economic emission dispatch using nondominated sorting genetic algorithm-II," Electrical Power and Energy Systems, Vol. 53, pp. 135–41, 2013.

[22] Pazouki S, Haghifam MR., "Optimal planning and scheduling of energy hub in presence of wind, storage and demand response under uncertainty," Electrical Power and Energy Systems, Vol. 80, pp. 219–39, 2016.

[23] H. R. Abdolmohammad and A. Kazemi, "A Benders decomposition approach for a combined heat and power economic dispatch," Energy Conversion and Management, Vol. 71, pp. 21–31, 2013.

[24] Alipour M, Zare K, Mohammadi-Ivatloo B., "Optimal risk-constrained participation of industrial cogeneration systems in the day-ahead energy markets," Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 60, pp. 421–32, 2016.

[25] Zakariazadeh A, Jadid Sh, Siano P.," Smart microgrid energy and reserve scheduling with demand response using stochastic optimization," Electrical Power and Energy Systems, Vol. 63, No. 1, pp.523-33, 2014 .

[26] Jabari F, Nojavan S, Mohammadi Ivatloo B, Bannae Sharifian MB., "Optimal short-term scheduling of a novel tri-generation system in the presence of demand response programs and battery storage system," Energy Conversion and Management, Vol. 122, pp. 95-108, 2016.

[27] K Zare, MP Moghaddam, MK Sheikh El Eslami, "Demand bidding construction for a large consumer through a hybrid IGDT-probability methodology". Energy 2010; 35: 2999-3007.

[28] GAMS user guide, https://www.GAMS.com.

[29] GAMS development corporation, How to run a model with GAMS/CPLEX, Washington D.C http://www.gams.com/solvers/

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]