نشریه علمی(فصلنامه) پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی
سال پنجم/ شماره ۱۷/ زمستان ۱۳۹۸/ صفحات ۱۱۳ - ۶۷

یکپارچه‌سازی مسأله مشارکت واحدهای نیروگاهی با بهره‌برداری از شبکه گاز با در نظر گرفتن نفوذ بالای انرژی خورشیدی

فرهاد فلاحی
دانشجوی دکتری دانشگاه شاهد
farhad.fallahi@shahed.ac.ir
پوریا معقولی
استادیار گروه آموزشی مهندسی برق قدرت – کنترل دانشگاه شاهد (نویسنده مسئول)
p.maghouli@shahed.ac.ir

در این مقاله، برنامه‌ریزی هم‌زمان مشارکت واحدها و شبکه گاز در حضور نیروگاه‌های تجدید پذیر بادی و خورشیدی مدل‌سازی شده است. انرژی باد و خورشید هر دو منابع انرژی متغیر هستند اما به دلیل اینکه انرژی خورشیدی فقط در ساعاتی از روز قابل‌دسترس می‌باشد، موجب شده است رفتار نمودار بار تغییر یابد. این تغییر نمودار بار که به نمودار "منحنی اردک" معروف شده است، موجب این نگرانی شده که آیا سیستم قدرت می‌تواند میزان رمپ موردنیاز و محدوده موردنیاز برای استفاده کامل از انرژی خورشیدی را فراهم آورد. استفاده از نیروگاه‌های گازی به‌منظور پشتیبانی از رمپ شدید موردنیاز شبکه باعث نوسانات و تغییرات عمده و شدید در جریان فلوی گاز در شبکه گاز می‌شود. از طرفی تغییرات تولیدات نیروگاه‌های خورشیدی نیازمند افزایش مقدار بالایی انعطاف‌پذیری از نیروگاه‌های گاز می‌باشد. استفاده از سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی برق و گاز، قابلیت لاین‌پک شبکه گاز و همچنین استفاده از تکنولوژی تبدیل برق به گاز (PtG) می‌توانند راه‌حل مناسبی جهت کاهش اثرات نوسانات به‌منظور بهره‌برداری مطمئن از هر دو شبکه برق و گاز شود. در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی بازه‌ای عدد صحیح مختلط محدب جهت یکپارچه‌سازی شبکه برق و شبکه گاز در شرایط نفوذپذیری بالای انرژی خورشیدی به همراه مدل‌سازی تجهیزات ذخیره برق و گاز، لاین‌پک و PtG ارائه‌شده است. این مدل با استفاده از روش تجزیه بندرز حل و کارایی آن در یک شبکه ۲۴ باسه IEEE و سیستم گاز ۲۰ گره‌ای بلژیک ارائه‌شده است. با توجه به سیاست‌های توسعه‌ای ج.ا. ایران در خصوص انرژی خورشیدی، لازم است همزمان با افزایش منابع خورشیدی هماهنگی کامل و در سطوح مختلف بین متولیان بهره برداری شبکه برق و شبکه گاز کشور شکل گیرد.

واژگان کلیدی: شبکه برق و گاز، انرژی خورشیدی، عدم قطعیت، مدل‌سازی بازه‌ای

تاریخ دریافت: ۱۷ / ۶ / ۱۳۹۸ تاریخ پذیرش: ۶ / ۱۲ / ۱۳۹۸

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

۱. مقدمه

مصرف بالای سوخت‌های فسیلی، هزینه‌های زیست‌محیطی و اجتماعی آلاینده‌ها و تمایل به دستیابی به امنیت و پایداری انرژی در آینده باعث شده است کشورها در سرتاسر جهان، سبد پروژه‌های انرژی خود را با تمرکز بر انرژی‌های تجدید پذیر متنوع کنند (گنجوی و کاظمی، ۱۳۹۷). باد و خورشید هر دو منابع انرژی متغیر هستند و ویژگی آن‌ها تغییرپذیری و عدم قطعیت (عدم توانایی کامل پیش‌بینی) می‌باشد. در ابتدا انرژی خورشیدی همانند انرژی باد در نظر گرفته‌می‌شد با نوع متفاوتی از تغییرپذیری و عدم اطمینان. بااین‌حال، همان شیوه‌های عملیاتی جهت ادغام انرژی خورشیدی در سیستم‌های قدرت به کار گرفته شد (لو و میلر[1]، ۲۰۱۶)؛ اما با افزایش نفوذ انرژی خورشیدی منحنی‌های متداول بار تغییر کرد. در سال ۲۰۱۳، اپراتور سیستم مستقل کالیفرنیا[2] (CAISO) "منحنی اردک[3]" را منتشر کرد که نشان می‌دهد که با افزایش نفوذ انرژی خورشیدی به سیستم قدرت، بار خالص در بهار در وسط روز به‌شدت کاهش می‌یابد (دن هولم[4] و همکاران، ۲۰۱۵، و مجزوبی و خدایی[5]، ۲۰۱۶).

منحنی متداول تقاضای روزانه انرژی الکتریکی در صبح افزایش و پیک آن در بعدازظهر (به‌ویژه در تابستان که سیستم تهویه مطبوع به‌طور گسترده‌ای مورداستفاده قرار می‌گیرد) می‌باشد و در اوایل عصر، بالاترین پیک را تجربه می‌کند. بااین‌حال، منابع انرژی خورشیدی معمولاً بیشترین میزان انرژی را در ظهر تولید می‌کنند و با غروب خورشید این انرژی کاهش می‌یابد. ازاین‌رو آن‌ها توانایی تأمین تقاضای برق در محدوده روزانه را ارائه می‌دهند؛ بنابراین، رشد سریع

1. Lew & Miller
2. California Independent System Operator (CAISO)
3. Duck curve
4. Denholm
5. Majzoobi & Khodaei

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

انرژی خورشیدی منجر به تغییر قله‌های بعدازظهر به دره‌های بعدازظهر شده است که با یک پیک با شیب زیاد و مشکل‌ساز همراه می‌شود (مجزوبی و خدایی، ۲۰۱۶). منحنی اردک موجب این نگرانی می‌شود که سیستم قدرت متعارف قادر نخواهد بود تا میزان رمپ و محدوده موردنیاز برای استفاده کامل از انرژی خورشیدی را فراهم آورند (دن هولم و دیگران، ۲۰۱۵)؛ بنابراین برای بهره‌برداری مطمئن از شبکه قدرت در این شرایط، شبکه برق نیازمند منابع انعطاف‌پذیر باقابلیت‌های عملیاتی خاص (شامل رمپ بالا و پایین پایدار، پاسخگویی سریع و همچنین پاسخگویی برای یک‌زمان مشخص، تغییر جهت سریع رمپ، قابلیت ذخیره‌سازی انرژی و یا تغییر استفاده، قابلیت شروع و توقف بالا در روز)، می‌باشد (ISO). در هماهنگی با توسعه انرژی‌های تجدید پذیر، سیستم‌های قدرت به‌طور فزاینده‌ای وابسته به ژنراتورهای گازی شده‌اند تا انعطاف‌پذیری موردنیاز فراهم شود (پامبور[1] و همکاران، ۲۰۱۷). بااین‌وجود، استفاده از ژنراتورهای گازی در جهت توازن نوسانات متناوب انرژی‌های تجدید پذیر می‌تواند عدم قطعیت بالای انرژی‌های تجدید پذیر را به عدم قطعیت در تقاضای گاز منتقل کند که در کوتاه مدت، می‌تواند منجر به کاهش و افت فشار گاز و افزایش ریسک در شبکه گاز شود که چالش عملیاتی قابل‌توجهی برای شبکه گاز ایجاد خواهد کرد. در چنین شرایطی تجهیزات ذخیره گاز و برق، قابلیت ذخیره گاز در شبکه گاز (لاین‌پک) و استفاده از تکنولوژی تبدیل برق به گاز[2] (PtG) می‌تواند اثرات نوسانات انرژی‌های تجدید پذیر در بهره‌برداری از شبکه گاز و برق را کاهش دهد. به‌طورکلی هدف این مطالعه عبارت است از:

۱. بررسی تأثیر شبکه گاز طبیعی بر عملکرد سیستم قدرت

۲. بررسی تأثیر تجهیزات ذخیره برق و گاز و همچنین ویژگی ذخیره‌سازی گاز در لوله‌های گاز (لاین‌پک) در بهره‌برداری از سیستم برق

1. Pambour
2. Power To Gas (P2G)

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

۳. بررسی تأثیر عدم قطعیت نیروگاه‌های بادی و نفوذ بالای انرژی خورشیدی در بهره‌برداری از سیستم قدرت.

۴. بررسی قابلیت تکنولوژی تبدیل برق به گاز (PtG) و اهمیت آن برای جذب مازاد انرژی‌های تجدید پذیر.

محیط تصمیم‌گیری تحت عدم اطمینان می‌تواند به دو گروه اصلی تقسیم شود:

۱. محیط‌های تصمیم‌گیری با پارامترهای تصادفی که توزیع احتمالات آن‌ها برای تصمیم‌گیرنده شناخته‌شده است.

۲. محیط تصمیم‌گیری با پارامترهای غیرتصادفی که تصمیم‌گیرنده اطلاعاتی در مورد توزیع احتمالی پارامترهای تصادفی ندارد (گووینداندان[1] و همکاران، ۲۰۱۷). در این مقاله، با استفاده از رویکرد دوم، از بهینه‌سازی بازه‌ای که محیط تصمیم‌گیری محافظه‌کارانه (بدون خطر) برای متغیرهای تصمیم‌گیری ایجاد می‌کند، جهت مدل‌سازی عدم قطعیت انرژی تولیدی نیروگاه‌های بادی در سیستم قدرت استفاده‌شده است (رجوع شود به ونگ[2] و همکاران، ۲۰۱۱، دورکین[3] و همکاران، ۲۰۱۵، کیاو[4] و همکاران، ۲۰۱۷). این دیدگاه به ما کمک می‌کند تا یک راه حل استوار در برابر تغییرات منابع تجدید پذیر (منابع خورشیدی و باد) پیدا کنیم. در این مقاله عدم قطعیت منابع خورشیدی و باد به‌وسیله سه سناریوی بدترین و بهترین حالت و همچنین حالت پیش‌بینی مدل‌سازی و مسأله مشارکت واحدهای نیروگاه (UC) با دو ویژگی پیچیده بررسی می‌شود: جهت جریان گاز که از قبل تعیین نشده است و لاین‌پک شبکه. تعداد بسیاری کمی مقاله در ادبیات موضوع وجود دارند که هر دو مسأله را بررسی

1. Govindan
2. Wang
3. Dvorkin
4. Qiao

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

کرده‌اند. به‌عنوان‌مثال چن[1] و همکاران (۲۰۱۹) لاین‌پک شبکه را مدل نکرده‌اند و فرض کرده‌اند جهت جریان گاز از پیش تعریف‌شده است. در این مقاله ابتدا با استفاده از تجزیه بندرز، برخی از محدودیت‌ها و متغیرهای مربوط به شبکه گاز آزادسازی می‌شوند و مسأله به دو مسأله اصلی و فرعی تبدیل می‌شود. در مسأله اصلی تصمیم‌گیری در مورد جریان گاز (مقدار و جهت)، وضعیت هر واحد، ذخیره‌سازی گاز و برق و متغیرهای PtG انجام می‌شود و در مسأله فرعی فشار گاز و لاین‌پک شبکه تعیین می‌شود. این تجزیه باعث ساده‌سازی مسأله می‌شود و از پیچیدگی آن می‌کاهد زیرا جهت جریان گاز و فشار آن در یک‌زمان تعیین نمی‌شود. ما ابتدا در مورد جهت گاز در مسأله اصلی تصمیم می‌گیریم و سپس بر اساس جهت تعیین‌شده در مسأله اصلی فشار گاز تعیین می‌شود. این تجزیه ما را قادر می‌سازد تا یک مسأله پیچیده را به یک فرمول مؤثر جهت تعیین جریان گاز تبدیل کنیم، درحالی‌که در سایر مقالات فرض می‌شود که جهت جریان از قبل تعیین‌شده است. همچنین ما مسأله اصلی را نیز به دو قسمت تجزیه می‌کنیم. قسمت اول شامل یک مسأله استاندارد UC است و قسمت دوم شامل تصمیمات مربوط به هر سناریوی خورشیدی و باد است. سپس فشار شبکه گاز و لاین‌پک تصمیمات ثانویه است و برای مقادیر ثابت تصمیمات اولیه (مسأله اصلی) تعیین می‌شود. مسأله اصلی شامل محدودیت‌های خطی است درحالی‌که مسأله فرعی شامل محدودیت‌های غیرخطی (معادله پایدار ویموث) است. ازآنجایی‌که جریان گاز شامل مقدار و جهت ثابت است، مسأله فرعی به‌عنوان یک برنامه‌ریزی محدب مدل‌سازی می‌شود.

به‌طور خلاصه، نوآوری‌های این مطالعه به شرح زیر است:

1. Chen

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

۱. توسعه یک مدل ریاضی جدید برای یکپارچه‌سازی مسأله مشارکت واحدها (UC) و عملیات شبکه گاز در شرایط عدم قطعیت بازه‌ای تولید نیروگاه‌های تجدید پذیر و نفوذ بالای انرژی خورشیدی با در نظر گرفتن تجهیزات ذخیره برق و گاز و مدل‌سازی لاین‌پک.

۲. خطی سازی جریان گاز و توسعه رویکرد راه‌حل مبتنی بر ایجاد برش جدید با استفاده از روش بندرز[1]

ادامه این مقاله به شرح زیر است. در بخش ۲، ما به‌طور خلاصه ادبیات مربوطه را مرور می‌کنیم. مدل یکپارچه‌سازی مسأله مشارکت واحدها (UC) و عملیات کوتاه مدت شبکه گاز در بخش ۳، روش حل پیشنهادی در بخش ۴، نتایج عددی در بخش ۵ و نتیجه‌گیری در بخش۶ ارائه‌شده است.

۲. ادبیات تحقیق

برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای تولید و یا برنامه‌ریزی تولید کوتاه‌مدت، یکی از شناخته‌شده‌ترین مسائل در سیستم‌های قدرت می‌باشد که شامل بهینه‌سازی منابع تولید برق برای حداقل‌سازی هزینه تولید توان با رعایت محدودیت‌های عملیاتی درزمینه منابع تولیدی و خطوط انتقال می‌باشد (وود و وولنبرگ[2]، ۲۰۱۲ و عباسی سنجدری و همکاران، ۱۳۹۵).

در ادبیات مرتبط، روش‌های متعددی برای بررسی و مدل‌سازی عدم قطعیت میزان تولید انرژی نیروگاه‌های تجدید پذیر به‌کاربرده شده است. رایج‌ترین روش‌ها عبارت‌اند از بهینه‌سازی تصادفی، بهینه‌سازی استوار و بهینه‌سازی بازه‌ای. در یک مسأله بهینه‌سازی تصادفی، پارامتر نامشخص با مجموعه‌ای از سناریوهای تصادفی که برای هر یک از سناریوها یک احتمال تعیین‌شده است، مدل و هزینه‌های عملیاتی مورد انتظار برای تمام سناریوها با توجه به وزن آن‌ها (احتمال وقوع هر سناریو) حداقل می‌شود (بیرج و لوویاکس[3]، ۲۰۱۱). روش برنامه‌ریزی تصادفی

1. Benders
2. Wood & Wollenberg
3. Birge & Louveaux

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

دومرحله‌ای به‌طور گسترده‌ای برای ارائه UC تصادفی با استفاده از پارامترهای تصادفی مختلف مورداستفاده قرار می‌گیرد. در این مطالعات، تصمیمات باینری مربوط به وضعیت واحدهای هر نیروگاه باید قبل از تحقق پارامترهای تصادفی به‌عنوان تصمیمات مرحله اول انجام شود و در مرحله دوم میزان تولید واحدهایی که در مرحله اول نحوه در مدار قرار گرفتن آن‌ها مشخص‌شده است، برای هر سناریو تعیین می‌گردد (وو[1] و همکاران، ۲۰۰۷). استفاده از رویکردهای برنامه‌ریزی تصادفی مبتنی بر سناریو در مسأله برنامه‌ریزی مشارکت واحدها، دو چالش عمده ایجاد می‌کند: ۱) ایجاد سناریوها و دستیابی به احتمال‌های مرتبط با آن‌ها می‌تواند یک مشکل اساسی به‌ویژه برای مشکلات واقعی مسأله UC باشد. ۲) ایجاد تعداد کافی از سناریوها می‌تواند به یک مشکل بهینه‌سازی در مقیاس بزرگ منجر شود. برای حل این مشکل و حذف تعداد زیاد سناریوها، بهینه‌سازی استوار (برتسیماس[2] و همکاران، ۲۰۱۱) و مدل‌سازی بازه‌ای (چینکورامادان[3]، ۲۰۰۰) می‌تواند مورداستفاده قرار گیرد.

استفاده از بهینه‌سازی استوار[4] در مسأله برنامه‌ریزی مشارکت واحدها که در آن پارامترهای نامشخص از طریق فواصل از پیش تعیین‌شده مدل می‌شوند، در مقالات زیادی مورداستفاده قرارگرفته است (جیانگ[5] و همکاران، ۲۰۱۲، جیانگ و همکاران، ۲۰۱۴). در برنامه‌ریزی استوار مشارکت واحدهای نیروگاهی با در نظر گرفتن عدم قطعیت بار، سطوح بالا و پایین بار در هر فاصله بهینه‌سازی، بازه عدم قطعیت را مشخص می‌کند. درواقع روش بهینه‌سازی استوار امکان‌پذیری برنامه‌ریزی به‌دست‌آمده را در مجموعه عدم قطعیت و در بدترین حالت فراهم می‌کند و هزینه‌های توزیع بار[6] را در بدترین حالت به حداقل می‌رساند. (برتسیماس[1] و همکاران،

1. Wu
2. Bertsimas
3. Chinneck & Ramadan
4. Robust Optimization
5. Jiang
6. Dispatch

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

۲۰۱۳). ازآنجایی‌که در برخی مسائل ممکن است شناسایی بدترین سناریو سخت باشد (وانگ[۲]، ۲۰۱۷)، روش دیگر برای مواجه با عدم قطعیت، استفاده از مدل‌سازی بازه‌ای می‌باشد.

در مدل‌سازی بازه‌ای به‌جای حداقل کردن تابع هدف در بدترین حالت، با تضمین امکان‌پذیری جواب در کل بازه، هزینه محتمل‌ترین پیش‌بینی حداقل می‌شود (سان و فنگ[۳]، ۲۰۱۰ و وانگ و همکاران[۴]،۲۰۱۱). در بهینه‌سازی مسأله UC به‌صورت عدم قطعیت بازه‌ای، سه سناریوی مجزا شامل پیش‌بینی مرکزی (محتمل‌ترین)، سناریوی کمترین احتمال و سناریوی بیشترین احتمال جهت مدل‌سازی الزامات رمپ واحدها در نظر گرفته می‌شود (دیورکین[۵] و همکاران، ۲۰۱۴) و هزینه تأمین بار خالص در محتمل‌ترین پیش‌بینی حداقل می‌شود درحالی‌که که جواب به‌دست‌آمده تضمین می‌کند که هرگونه تحقق عدم اطمینان در محدوده تعیین‌شده اطراف این پیش‌بینی مرکزی، هیچ‌گونه تغییری در وضعیت واحدها ایجاد نمی‌کند (پندزیک[۶] و همکاران، ۲۰۱۶). مقایسه مدل‌سازی بر اساس سناریو و مدل‌سازی بازه‌ای برای مسأله مشارکت واحدها در مقاله دوورکین و همکاران[۷] (۲۰۱۴) و برای مسأله مشارکت واحدها با در نظر گرفتن قید امنیت (SCUC) در مقاله وو[۸] و همکاران (۲۰۱۲) ارائه‌شده است.

ادغام مسأله UC و بهره‌برداری کوتاه‌مدت از شبکه گاز طبیعی، یک موضوع جدید در مطالعات سیستم قدرت است. جریان گاز یک مدل غیرخطی است، بنابراین مدل‌سازی هم‌زمان شبکه برق و گاز یک مسأله غیرخطی و غیر محدب است و چالش اصلی این است که نمی‌توان تضمین کرد که راه‌حلی برای چنین مسأله غیر محدب به‌صورت بهینه کلی[۹] وجود داشته باشد.

1. Bertsimas
2. Wang
3. Sun & Fang
4. Wang
5. Dvorkin
6. Pandzic
7. Dvorkin et al
8. Wu
9. Globally optimum

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

بسیاری از مطالعات روش‌های بهینه‌سازی را برای اطمینان از امکان‌پذیری، همگرایی و راه‌حل‌های بهینه محلی بهتر برای عملکرد کوتاه مدت یکپارچه شبکه‌های برق و گاز ارائه داده‌اند. آن[1] و همکاران (۲۰۰۳) و مونوز[2] و همکاران (۲۰۰۳) ازجمله اولین مقالاتی هستند که مدل‌سازی یکپارچه شبکه برق و گاز را ارائه کردند. آن[3] و همکاران (۲۰۰۳) در مقاله خود یک مدل بهینه‌سازی غیرخطی با ترکیب جریان‌های بهینه جریان سنتی و محدودیت‌های شبکه گاز پیشنهاد داده‌اند. در مقاله مونوز[4] و همکاران (۲۰۰۳) یک مدل بهینه‌سازی غیرخطی دومرحله‌ای برای مدل‌سازی عملیات یکپارچه شبکه گاز و برق پیشنهادشده است. هدف از مقاله آنها حداکثر کردن تولید نیروگاه سیکل ترکیبی با توجه به محدودیت‌های شبکه برق و گاز و کمپرسورها می‌باشد. پس‌ازآن تأثیر زیرساخت‌های گاز طبیعی در سیستم برق در مقاله شاهیده‌پور[5] و همکاران (۲۰۰۵) معرفی شد که بیشتر یک مرور کلی در مورد محدودیت‌های شبکه‌های گاز طبیعی است. در مقاله آنسی‌هوای[6] و همکاران (۲۰۰۷) یک مدل غیرخطی عدد صحیح مختلط در مقیاس بزرگ جهت برنامه‌ریزی عملیات کوتاه‌مدت شبکه گاز شامل ذخیره‌سازها و خطوط لوله با شبکه و محدودیت‌های سیستم هیدروترمال[7] ارائه‌شده است. تابع هدف حداقل سازی هزینه‌های عملیاتی هر دو سیستم می‌باشد و از الگوریتم‌های تجزیه‌ی همزاد[8]، آزادسازی لاگرانژ[9] و برنامه‌ریزی پویا برای حل مدل ارائه‌شده، استفاده‌شده است. یک مدل جامع یکپارچه برای ارزیابی تأثیر وابستگی متقابل بین شبکه‌های برق و گاز و تأثیر آن بر امنیت شبکه برق در کار لی و همکاران (۲۰۰۸) پیشنهادشده است که شامل محدودیت‌های شبکه گاز در مسأله مشارکت

1. An
2. Munoz
3. An
4. Munoz
5. Shahidehpour
6. Unsihuay
7. Hydrothermal
8. Dual Decomposition
9. Lagrangian Relaxation

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

واحدها با در نظر گرفتن قید امنیت است (تی‌لی[1] و همکاران، ۲۰۰۸). لیو، شاهیده‌پور و ونگ[2] (۲۰۱۱) یک مدل برنامه‌ریزی دوسطحی را برای حل مسأله UC به‌عنوان یک مسأله برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط[3] (MINLP) و شبکه انتقال گاز به‌عنوان یک برنامه‌ریزی خطی متوالی[4] (SLP)، ارائه کردند. جریان گاز تابعی غیرخطی از فشار و ویژگی‌های لوله، مانند قطر، طول و ضریب اصطکاک می‌باشد؛ بنابراین معادلات جریان گاز استاندارد (حالت پایدار یا گذرا) غیرخطی (غیر محدب) است. بااین‌حال، مدل جریان گاز غیرمحدب، به دلیل چالش محاسباتی برنامه‌ریزی غیرخطی، انتخاب خوبی برای مدل‌سازی عملیات شبکه گاز نیست. درحالی‌که بهینه‌سازی شبکه برق نیز از این مشکل رنج می‌برد، مدل‌های جریان برق DC به‌عنوان جایگزین‌ها موردتوجه قرارگرفته‌اند. متأسفانه راه‌حل ایده آلی تاکنون برای مدل‌سازی شبکه‌های گاز به دست نیامده است (چن[5] و همکاران، ۲۰۱۸). روش‌های مختلفی ازجمله روش نیوتن–رافسون، خطی سازی قطعه‌ای، مدل‌سازی تابع مخروطی درجه دوم و روش‌های مستقیم برای غلبه بر این مشکل ارائه کرده‌اند. روش نیوتن–رافسون، یک روش محبوب در حل معادلات غیرخطی است، بااین‌حال، یک مشکل این روش این است که نیاز به تعداد زیادی تکرار دارد و راه‌حل حساس به تنظیم اولیه در نقطه عملیاتی گاز طبیعی است (هی[6] و همکاران، ۲۰۱۸). روش نیوتن–رافسون برای حل مشکل تخصیص گاز طبیعی (لیو[7] و همکاران، ۲۰۰۹، العبدالوهاب[8] و همکاران، ۲۰۱۵، زنگ[9] و همکاران، ۲۰۱۵) و برای جریان توان برق و جریان گاز (مقالات زنگ[10] و همکاران،

1. T. Li
2. Liu, Shahidehpour, & Wang
3. Mixed Integer Nonlinear Programming
4. Sequential Linear Programming
5. Chen et al.
6. He
7. Liu
8. Alabdulwahab
9. X. Zhang
10. Zeng

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

۲۰۱۶، کیاو[1] و همکاران، ۲۰۱۷) استفاده‌شده است. استفاده از روش خطی‌سازی قطعه‌ای[2] که به‌ناچار تعدادی متغیرهای دودویی را برای هر خط لوله معرفی و مدل را به یک برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط (MILP) تبدیل می‌کند، در مقالات زنگ[3] و همکاران (۲۰۱۶)، کورآ-پوسادا و سانچس-مارتین (۲۰۱۵)، چن[4] و همکاران (۲۰۱۸) و مقاله شااو[5] و همکاران (۲۰۱۷) مورداستفاده قرارگرفته است.

مدل‌سازی مخروطی درجه دوم[6] (SOC) برای اولین بار در مقاله سانچز[7] و همکاران ***(۲۰۱۶)*** ارائه شد. استفاده از مدل‌سازی SOC عملکرد محاسباتی بهتری نسبت به مدل‌سازی NLP و MILP برای بهینه‌سازی مسائل مقیاس بزرگ است. در مقالات ونگ[8] و همکاران (۲۰۱۸)، ون[9] و همکاران (۲۰۱۸) و زنگ[10] و همکاران (۲۰۱۸) از روش SOC استفاده‌شده است.

به دلیل تعلق سیستم‌های برق و گاز طبیعی به اپراتورهای مختلف، ممکن است تبادل اطلاعات بین این دو شبکه محدود شود، جهت حفظ حریم خصوصی اطلاعات در IEGS، چارچوب راه‌حل غیرمتمرکز و الگوریتم‌های توزیع‌شده شامل الگوریتم آزادسازی لاگرانژ تقویت‌شده[11] (ARL) (مقالات لیو، شاهیده‌پور، ونگ[12]، ۲۰۱۸ و بیسکاس و همکاران[13]، ۲۰۱۶)، روش تجزیه بندرز[14] (مقالات لیو و همکاران، ۲۰۰۹ و ۲۰۱۱، و العبدالوهاب و همکاران، ۲۰۱۵) و روش متناوب جهت

1. Qiao
2. Piecewise Linear
3. Zhang
4. Chen, Wei, Sun, Sun, Zang & Zhu
5. Shao
6. Second-Order Cone
7. Sanchez
8. Wang
9. Wen
10. Zhang
11. Augmented Lagrangian Relaxation (ALR)
12. Liu, Shahidehpour and Wang
13. Biskas, Kanelakis, Papamatthaiou, & Alexandridis
14. Benders Decomposition

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

مضارب (ADMM)[1] (مقاله هی و همکاران[2]، ۲۰۱۷ و ون و همکاران[3]، ۲۰۱۸) را جهت آزادسازی محدودیت‌ها به زیر مسأله‌های شبکه برق و گاز، مورداستفاده قرار داده‌اند.

قیمت حاشیه پایین تولید انرژی خورشیدی و همچنین عدم انتشار گازهای گلخانه‌ای این انرژی و با کاهش چشمگیر هزینه‌های نصب تجهیزات، انتظار می‌رود ظرفیت نصب‌شده در خورشیدی به‌طور چشمگیری رشد کند. علی‌رغم مزایای استفاده از انرژی خورشیدی، استقرار آن به‌طور قابل‌توجهی مشخصات بار الکتریکی را تغییر می‌دهد. به‌خصوص افزایش رمپینگ شبکه که در اثر کاهش هم‌زمان انرژی خورشیدی و افزایش بار در اوایل ساعات شبانه ایجادشده است، یکی از مسائل مهم عملیاتی است که باید با دقت موردتوجه قرار گیرد (مجزوبی و خدایی، ۲۰۱۶). تعدادی از مقالات به بررسی افزایش نفوذ انرژی خورشیدی پرداخته‌اند (استرمن[4] و همکاران، ۲۰۱۶، هولادر[5] و همکاران، ۲۰۱۷، مجزوبی و خدایی، ۲۰۱۶).

ظهور تکنولوژی PtG می‌توانند انرژی بیش‌ازحد تولیدشده توسط منابع تجدیدپذیر را به هیدروژن یا گاز مصنوعی تبدیل کند و گاز تولیدشده می‌تواند در شبکه گاز ذخیره و استفاده شود (چن[6] و همکاران، ۲۰۱۸). تکنولوژی PtG منجر به تأثیر قابل‌توجهی در استفاده کارآمد از منابع انرژی شده است و حلقه بسته[7] بین شبکه برق و شبکه گاز را تکمیل و عملیات هماهنگی "سیستم‌های چند انرژی[8]" تبدیل به یک واقعیت می‌کند (وای جیا[9] و همکاران، ۲۰۱۷)؛ بنابراین وابستگی بین شبکه برق و گاز روزبه‌روز در حال افزایش است و این وابستگی موجب افزایش

1. Alternating Direction Method Of Multipliers (ADMM)
2. He et al.
3. Wen
4. Estermann
5. Howlader
6. Chen et al.
7. Close Loop
8. Multi-Energy System
9. Weijia

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

شدید ریسک‌های متقابل شبکه برق و گاز شده است (هیبارد و شوتزکی[1]، ۲۰۱۲). با توجه به این واقعیت که شبکه گاز از محدودیت‌های غیرخطی و غیر محدب تشکیل‌شده است، گنجاندن PtG به‌طور چشمگیری پیچیدگی این مشکل را به چند روش افزایش می‌دهد. بررسی تأثیر و مزایای آن برای افزایش هماهنگی دوطرفه بین شبکه برق و گاز در مقالات کلگ و مانکارلا (۲۰۱۵) و لی[2] و همکاران (۲۰۱۷) بررسی‌شده است.

لاین‌پک یک ویژگی مهم از شبکه گاز است و ما را قادر می‌سازد برای مدت کوتاهی در خطوط گاز، گاز را ذخیره کنیم (دولین، هیگینز و فولی[3] و همکاران، ۲۰۱۶). مدل‌سازی لاین‌پک باعث افزایش انعطاف‌پذیری در مدیریت کوتاه مدت نوسانات و عدم تعادل زمانی در تولید گاز یا بار گاز می‌شود. مزیت لاین‌پک این است که محدودیت‌های درگیر در مدل‌سازی خطی هستند؛ اما پیچیدگی زمانی رخ می‌دهد که ما مجبور هستیم فشار شبکه گاز و معادلات مرتبط باید به‌صورت ساعتی مدل‌سازی شوند.

در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی بازه‌ای عدد صحیح مختلط محدب جهت یکپارچه‌سازی شبکه برق و شبکه گاز در شرایط نفوذپذیری بالای انرژی خورشیدی به همراه مدل‌سازی تجهیزات ذخیره برق و گاز، لاین‌پک و PtG ارائه‌شده است. کارایی مدل محدب ارائه‌شده با استفاده از روش تجزیه بندرز حل و کارایی آن در یک شبکه ۲۴ باسه IEEE و سیستم گاز ۲۰گره‌ای بلژیک ارائه‌شده است.

۳. مدل‌سازی مسأله

تابع هدف هزینه‌های بهره‌برداری شبکه برق و گاز را در افق زمان برنامه‌ریزی کمینه می‌کند. این هزینه‌ها به ترتیب شامل هزینه روشن و خاموش شدن واحدهای تولیدی نیروگاهی (جمله A)،

1. Hibbard and Schatzki
2. Li
3. Devlin, Li, Higgins, & Foley

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

هزینه‌های تولید برق و هزینه تولید گاز طبیعی از چاه‌های گاز (جمله B)، هزینه عملیاتی تجهیزات ذخیره‌سازی برق و گاز (جمله C)، هزینه عدم تأمین بار در شبکه برق و گاز (جمله D) و هزینه تولید گاز از برق توسط تکنولوژی PtG (جمله E) می‌باشد. از هزینه‌های کمپرسورهای شبکه گاز و هزینه انتقال برق و گاز در این مقاله صرف‌نظر شده است.

$$
\begin{aligned}
&Min \quad \sum_{t\in T}\sum_{u}\left(A+B+C+D+E\right)\\
&A=\sum_{g\in N}\left(C_{g,t}^{SU}+C_{g,t}^{SD}\right) \qquad B=\sum_{g\in N}\left(C_{g}^{E}\times P_{g,t,u}^{E}\right)+\sum_{w\in W}\left(C_{w}^{G}\times F_{w,t,u}^{G}\right)\\
&C=\sum_{s\in S^{E}}\left(C_{s}^{E,In}\times S_{s,t,u}^{E,In}+C_{s}^{E,Out}\times S_{s,t,u}^{E,out}\right)+\sum_{s\in S^{G}}\left(C_{s}^{G,In}\times S_{s,t,u}^{G,In}+C_{s}^{G,Out}\times S_{s,t,u}^{G,out}\right)\\
&D=\sum_{b\in B}\left(C^{NS,E}\times Loss_{b,t,u}^{E}\right)+\sum_{i\in GN}\left(C^{NS,G}\times Loss_{i,t,u}^{G}\right) \qquad E=\sum_{pg\in PG}C_{pg}^{PG}\times P_{pg,t}
\end{aligned}
\tag{۱}
$$

بهینه‌سازی با توجه به محدودیت‌های شبکه برق و محدودیت‌های شبکه گاز که در ادامه توضیح داده می‌شود، انجام می‌شود.

۳-۱. محدودیت‌های شبکه برق

محدودیت‌های شبکه برق عبارت‌اند از معادله تعادل بار، محدودیت‌های ظرفیت واحدهای نیروگاهی، محدودیت‌های سرعت افزایش و کاهش تولید و محدودیت‌های شبکه انتقال می‌باشد. همچنین در این مقاله مدل جریان در شبکه برق به‌صورت DC مدل‌سازی شده است. محدودیت‌های ظرفیت واحدهای نیروگاهی شامل حداقل و حداکثر میزان تولید خروجی واحدهای نیروگاهی با در نظر گرفتن رزرو چرخان و رزرو تنظیمی در معادلات (۲)و (۳) مدل شده است. همچنین محدودیت (۴) به‌سادگی محدودیت حداکثر توان تولیدی نیروگاه‌های آبی را در افق زمانی برنامه‌ریزی محدود می‌کند.

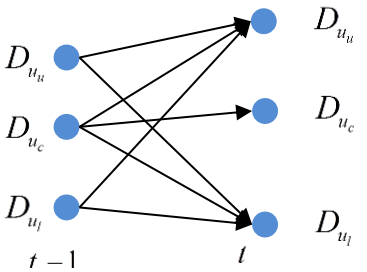
[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$$(P^{E}_{g,t,u} + R^{Up}_{g,t}) \le P^{E,Max}_{g} \times V^{E}_{g,t} \qquad \forall g \in N, t \in T, u \in U$$

$$(P^{E}_{g,t,u} - R^{Down}_{g,t}) \ge P^{E,Min}_{g} \times V^{E}_{g,t} \qquad \forall g \in N, t \in T, u \in U$$

$$\sum_{t \in T} P^{E}_{g,t,u} \le P^{Max}_{g,T} \qquad \forall g \in N^{H}, u \in U$$

در معادلات ۷ تا ۱۱ محدودیت‌های مربوط به آهنگ تغییرات تولید واحدهای نیروگاهی (آهنگ، افزایشی، کاهشی، راه‌اندازی و خاموش شدن واحد) مدل‌سازی شده است.



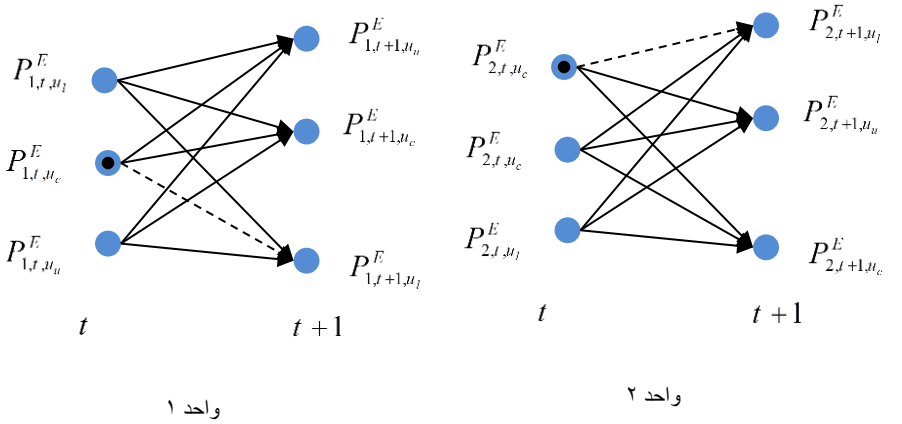
شکل 1. انواع امکان انتقال بین دو فواصل زمانی مجاور در IUC (D_u: بار خالص)

در رویکرد مدل‌سازی UC به‌صورت بازه‌ای، برای عدم قطعیت سه سناریوی مجزا در نظر گرفته می‌شود: سناریوی محتمل‌ترین احتمال (پیش‌بینی مرکزی) (u_c)، سناریوی کمترین احتمال (u_l) و سناریوی بیشترین احتمال (u_u). (پندزیک و همکاران[1]، ۲۰۱۶) و هزینه عملیات را برای پیش‌بینی مرکزی به حداقل می‌رساند. بر اساس این ۳ سناریو، ۷ امکان انتقال (محدودیت نرخ تغییرات (رمپینگ)) بین دو فواصل زمانی مجاور در مقالات پندزیک و همکاران (۲۰۱۶) و یانگ ونگ[2] و همکاران (۲۰۱۱)، ارائه‌شده‌اند (شکل ۱). مدل‌سازی فقط این ۷ حالت و حذف ۲حالت دیگر می‌تواند درست نباشد؛ زیرا IUC وضعیت واحدهای تولیدی (وضعیت خاموش/

1. Pandzic
2. Yang Wang

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

روشن بودن واحدها) را با توجه به سناریو مرکزی (u_c) برنامه‌ریزی می‌کند و میزان تولید هر واحد در هر ساعت با توجه به سناریو اتفاق افتاده، تعیین می‌شود بنابراین اگر میزان تقاضا افزایش (کاهش) یابد، لزومی ندارد که تولید تمام واحدها افزایش (کاهش) یابد به‌عنوان‌مثال فرض کنید در شبکه دو نیروگاه گازسوز وجود داشته باشد و در زمان t سناریو مرکزی (u_c) و در زمان $t+1$ سناریو کمترین احتمال (u_l) اتفاق افتاده باشد؛ بنابراین $D_{t,u_c} < D_{t+1,u_l}$. ما می‌دانیم که مجموع میزان تولید باید افزایش یابد یعنی $P^E_{1,t+1,u_c} + P^E_{2,t+1,u_c} > P^E_{1,t,u_c} + P^E_{2,t,u_c}$؛ اما این به این معنی نیست که تولید هر دو واحد باید افزایش یابد. ممکن است به دلیل برخی از محدودیت‌ها (محدودیت انتقال، حداقل و حداکثر ظرفیت هر واحد)، لازم باشد واحد یک تولید خود را کاهش و واحد دیگر تولید خود را افزایش دهد (شکل ۲).



شکل ۲. مثال بارز جهت انتقال (محدودیت نرخ تغییرات (رمپینگ)) بین دو فواصل زمانی مجاور

بنابراین با توجه به این توضیحات، لازم است ۹ حالت اتفاق افتاده بین ۳ سناریو مدل‌سازی شود و هیچ‌یک از آن‌ها نمی‌تواند حذف شود تا اطمینان حاصل شود که برنامه IUC انعطاف‌پذیری کافی برای رسیدگی به هرگونه عدم اطمینان را در محدوده مشخص‌شده دارد و نیازی به تغییر در وضعیت خاموش و روشن شدن نیروگاه‌ها نیست. معادلات (۵) و (۶)، امکان

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

انتقال (محدودیت نرخ تغییرات (رمپینگ)) بین دو فواصل زمانی مجاور را مدل‌سازی می‌کند. معادله(۷) مربوط به بالانس شبکه برق در هر باس شبکه می‌باشد. در این مدل‌سازی قطع بار نیروگاه‌های خورشیدی غیرمجاز و بادی مجاز است و حداکثر برابر با میزان تولید نیروگاه بادی در معادله(۸) مدل شده است.

$$(P^{E}_{g,t,u}+R^{Up}_{g,t})-(P^{E}_{g,t-1,k}-R^{Down}_{g,t-1})\le RR^{Inc}_{g}\times T^{Inc}_{g}\times V^{E}_{g,t-1} \quad \forall g\in N, t\in T, u,k\in U \qquad (۵)$$
$$+RR^{Start}_{g}\times\left(V^{E}_{g,t}-V^{E}_{g,t-1}\right)+M_{Big}\times\left(1-V^{E}_{g,t}\right)$$

$$(P^{E}_{g,t-1,k}+R^{Up}_{g,t-1})-(P^{E}_{g,t,u}-R^{Down}_{g,t})\le RR^{Dec}_{g}\times T^{Dec}_{g}\times V^{E}_{g,t} \quad \forall g\in N, t\in T, u,k\in U \qquad (۶)$$
$$+RR^{Stop}_{g}\times\left(V^{E}_{g,t-1}-V^{E}_{g,t}\right)+M_{Big}\times\left(1-V^{E}_{g,t-1}\right)$$

$$\sum_{g\in N^{G}_{b}}P^{E}_{g,t,u}+\sum_{g\in N^{H}_{b}}P^{E}_{g,t,u}+\sum_{g\in N^{C}_{b}}P^{E}_{g,t,u}$$
$$+\sum_{g\in N^{Wd}_{b}}\left(P^{E}_{g,t,u}-Cuw_{g,t,u}\right)+\sum_{s\in S^{E}_{b}}\left(St^{E,out}_{s,t}-St^{E,in}_{s,t}\right) \quad \forall b,m\in B, t\in T, u\in U \qquad (۷)$$
$$=\sum_{pg\in PtG_{b}}P^{PtG}_{pg,t}+L^{E}_{b,t}-Loss^{E}_{b,t,u}+\sum_{m\in TL_{b}}B_{b,m}\times\left(\theta_{m,t,u}-\theta_{b,t,u}\right)$$

$$0\le Cuw_{g,t,u}\le P^{E}_{g,t,u} \quad \forall g\in N^{Wd}, t\in T, u\in U \qquad (۸)$$

قیود مربوط به حداکثر توان عبوری مجاز از خطوط شبکه انتقال و ضریب امپدانس در معادله (۹) آورده شده است.

$$-f^{Max}_{le}\le f_{le,t,u}=B_{b,m}\times(\theta_{m,t,u}-\theta_{b,t,u})\le f^{Max}_{le} \quad \forall le\in TL, t\in T, u\in U \qquad (۹)$$

معادلات (۱۰) تا (۱۴) میزان هزینه روشن و خاموش شدن واحدهای نیروگاهی را مدل می‌کند.

$$C^{SU}_{g,t}\ge C^{StartUp}_{g}\times\left(V^{E}_{g,t}-V^{E}_{g,t-1}\right) \quad \forall g\in N, t\in\{2,..,T\} \qquad (۱۰)$$

$$C^{SU}_{g,1}\ge C^{StartUp}_{g}\times\left(V^{E}_{g,1}-intial^{Status}_{g}\right) \quad \forall g\in N \qquad (۱۱)$$

$$C^{SD}_{g,t}\ge C^{ShutDown}_{g}\times\left(V^{E}_{g,t-1}-V^{E}_{g,t}\right) \quad \forall g\in N, t\in\{2,..,T\} \qquad (۱۲)$$

$$C^{SD}_{g,1}\ge C^{ShutDown}_{g}\times\left(intial^{Status}_{g}-V^{E}_{g,1}\right) \quad \forall g\in N \qquad (۱۳)$$

$$C^{SU}_{g,t}\ge 0,\quad C^{SD}_{g,t}\ge 0 \quad \forall g\in N, t\in\{2,..,T\} \qquad (۱۴)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

معادلات مربوط به محدودیت‌های زمانی شامل حداقل زمان در مدار بودن و حداقل زمان خاموش بودن واحدها در معادلات (۱۵) تا (۱۸) بیان‌شده است.

$$\sum_{t=1}^{G_g} V_{g,t}^{E} = G_g \quad , G_g = Max\left(0, \min\left(T, (MT_g^{Up} - T_g^{on}) \times V_{g,0}^{E}\right)\right) \tag{۱۵}$$

$$\sum_{t=1}^{L_g} 1 - V_{g,t}^{E} = L_g \quad , L_g = Max\left(0, \min\left(T, (MT_g^{Down} - T_g^{off}) \times (1 - V_{g,0}^{E})\right)\right) \tag{۱۶}$$

$$\sum_{k=t}^{t+\min(MT_g^{Up}-1;T-t)} V_{g,k}^{E} \geq Min(MT_g^{Up}, T - t + 1) \times (V_{g,t}^{E} - V_{g,t-1}^{E}) \qquad \forall g, t = G_g + 1, .., T \tag{۱۷}$$

$$\sum_{k=t}^{t+\min(MT_g^{Down}-1;T-t)} 1 - V_{g,k}^{E} \geq Min(MT_g^{Down}, T - t + 1) \times (V_{g,t-1}^{E} - V_{g,t}^{E}) \qquad \forall g, t = L_g + 1, ..., T \tag{۱۸}$$

محدودیت‌های مخازن ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی به ترتیب شامل محدودیت حداکثر ظرفیت قابل ذخیره‌سازی، محدودیت نرخ دریافت و ارسال انرژی به ذخیره‌ساز و میزان حجم انرژی ذخیره‌شده در آن‌ها در معادلات (۱۹) تا (۲۳) مدل شده است.

$$MS_{s,t}^{E} \leq MS_{s}^{E,Max} \qquad \forall s \in S^{E}, t \in T \tag{۱۹}$$

$$MS_{s,t,u}^{E} = MS_{s,t-1,u}^{E} + S_{s,t,u}^{E,in} \times \eta_{s}^{in} - S_{s,t,u}^{E,out} / \eta_{s}^{out} \qquad \forall s \in S^{E}, t \in T, u \in U \tag{۲۰}$$

$$S_{s,t,u}^{E,in} \leq V_{s,t,u}^{St} \times S_{s}^{Max,In} \quad , S_{s,t,u}^{E,out} \leq (1 - V_{s,t,u}^{St}) \times S_{s}^{Max,out} \qquad \forall s \in S^{E}, t \in T, u \in U \tag{۲۱}$$

$$MS_{s,0}^{E} \leq MS_{s,T}^{E} \qquad \forall s \in S^{E} \tag{۲۲}$$

$$S_{s,t,u}^{E,in} \geq 0, S_{s,t,u}^{E,out} \geq 0 \qquad \forall s \in S^{E}, t \in T, u \in U \tag{۲۳}$$

۳-۲. محدودیت‌های شبکه گاز

در این بخش، محدودیت‌های شبکه گاز مدل می‌شود. سیستم انتقال گاز طبیعی یکی از بزرگ‌ترین و پیچیده‌ترین سیستم‌های غیرخطی در جهان است که توسط حالت پایدار و ویژگی‌های پویای آن نشان داده می‌شود (بیرارد و الیاسون[1]، ۱۹۷۸). شبکه گاز شامل منابع، خطوط لوله، کمپرسورها، تأسیسات ذخیره‌سازی و مصرف‌کننده‌های گاز است. از دیدگاه مدل‌سازی ریاضی، این اجزا به گره‌ها و

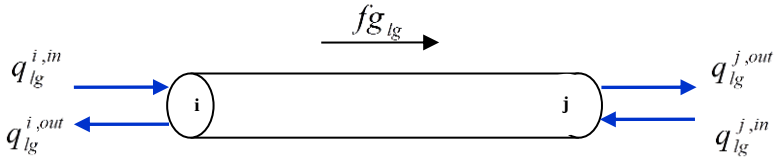
1. Berard & Eliason

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

شاخه‌ها تقسیم می‌شوند. به‌عنوان متغیرهای حالت، فشار گاز با هر گره همراه است، درحالی‌که نرخ جریان گاز طبیعی با هر شاخه مرتبط است (لیو و همکاران[1]، ۲۰۰۹). بسیاری از مقالات جریان گاز را به‌صورت یک جهته مدل کرده‌اند و تعداد اندکی جریان گاز را به‌صورت دو جهته مدل‌سازی کرده‌اند (کوریا-پوسادا و سانچس-مارتین[2]، ۲۰۱۵ و اوردودیس و همکاران[3]، ۲۰۱۹). در این مقاله نیز جریان گاز در لوله‌ها به‌صورت دو جهته مدل می‌شود تا اگر جهت جریان گاز طبیعی در خط لوله به دلیل تغییر ناگهانی میزان مصرف گاز نیروگاه‌های گازسوز برای جبران تغییرات تولید نیروگاه‌های تجدید پذیر تغییر کند، بتوانیم به‌راحتی آن را مدل کنیم. جهت مدل‌سازی دو جهته جریان گاز دو متغیر غیر منفی $q_{lg,t,u}^{i,out}$ و $q_{lg,t,u}^{i,in}$ تعریف می‌شود به‌طوری‌که $q_{lg,t,u}^{i,in}$ نشان‌دهنده جریان ورودی از سمت i لوله و $q_{lg,t,u}^{i,out}$ نشانده جریان خروجی از سمت i لوله lg است (شکل (۲)). محدودیت‌ها **(۴)** و **(۵)** با کمک متغیر صفر $v_{lg,t,u}$ اطمینان حاصل می‌کنند که تنها یکی از دو متغیر $q_{lg,t,u}^{i,out}$ و $q_{lg,t,u}^{i,in}$ می‌تواند مقداری بزرگ‌تر از صفر داشته باشد و از هر طرف لوله ما یا جریان ورودی داریم و یا خروجی.

$$q_{lg,t,u}^{i,out} \le M_{big} \times (1-v_{lg,t,u}^{i}), \qquad \forall lg \in LG, i \in lg, t \in T, u \in U$$

$$q_{lg,t,u}^{i,in} < M_{big} \times v_{lg,t,u}^{i} \qquad \forall lg \in LG, i \in lg, t \in T, u \in U$$



شکل ۳. نمودار جریان گاز

رابطه بین جریان لوله و متغیرهای تعریف‌شده در معادله(۲۶) آورده شده است.

1. Liu
2. Correa-Posada & Sánchez-Martín
3. Ordoudis, Pinson, Morales

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$$fg_{lg,t,u} = 0.5\times(q^{i,in}_{lg,t,u} - q^{i,out}_{lg,t,u} + q^{j,out}_{lg,t,u} - q^{j,in}_{lg,t,u}) \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۲۶)$$

در این مقاله برای مدل‌سازی جریان گاز از معادله ویموث[1] استفاده‌شده است. این معادله غیرخطی که رایج‌ترین معادله مورداستفاده در مقالات جهت مدل‌سازی جریان پایدار گاز در لوله‌ها است در معادله (۲۷) بیان‌شده است.

$$fg_{lg,t,u}\left|fg_{lg,t,u}\right| = K^2_{\lg}\times(Pr^2_{i,t,u} - Pr^2_{j,t,u}) \qquad \forall lg \in LG,(ij) \in lg, t \in T, u \in U \qquad (۲۷)$$

که در این معادله K_{ij} یک ضریب ثابت است و به خصوصیات فیزیکی خط لوله، مانند قطر و طول و همچنین ویژگی‌های گاز مانند دما و ضریب تراکم نسبی گاز بستگی دارد (منون[2]، ۲۰۰۵). همچنین تفاوت فشار بین گره‌ها i و j مسیر جریان گاز را تعیین می‌کند که توسط تابع علامت مدل‌سازی شد است. این محدودیت غیرخطی و غیر محدب است (اوردودیس، پینسون و مورالس، ۲۰۱۹). با جایگزینی متغیر Pr^2 با متغیر xpr و $fg\left|fg\right|$ با xfg و جایگذاری در معادله(۲۷) ، معادله ویموث را ساده‌سازی کرد و با معادلات خطی(۲۸) و (۳۵) جایگزین کرد (فلاحی و معقولی، ۲۰۱۹). برای تضمین امنیت شبکه گاز، فشار در هر گره باید در یک محدوده مشخصی باشد. حداقل و حداکثر فشار موجود در هر گره در معادله(۳۶) بیان‌شده است.

$$xfg_{lg,t,u} = K_{lg}{}^2\times\left(xpr_{i,t,u} - xpr_{j,t,u}\right) \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۲۸)$$

$$xfg_{lg,t,u} = xfg^{+}_{lg,t,u} - xfg^{-}_{lg,t,u} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۲۹)$$

$$xfg^{+}_{lg,t,u} \le M_{big}\times xv_{lg,t,u} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۳۰)$$

$$xfg^{-}_{lg,t,u} \le M_{big}\times(1 - xv_{lg,t,u}) \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۳۱)$$

$$xfg^{+}_{lg,t,u} \ge 0, xfg^{-}_{lg,t,u} \ge 0 \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۳۲)$$

1. Weymouth
2. Menon

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$$\left(pr_{i,t,u}\right)^2 \le xpr_{i,t,u} \qquad \forall i \in GN, t \in T, u \in U \qquad (۳۳)$$

$$\left(fg^{+}_{lg,t,u}\right)^2 \le xfg^{+}_{lg,t,u} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۳۴)$$

$$\left(fg^{-}_{lg,t,u}\right)^2 \le xfg^{-}_{lg,t,u} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۳۵)$$

$$Pr_i^{Min} \le Pr_{i,t,u} \le Pr_i^{Max} \qquad \forall i \in GN, t \in T, u \in U \qquad (۳۶)$$

لاین‌پک میزان گاز ذخیره‌شده درون لوله‌های گاز می‌باشد. لاین‌پک یک ویژگی مهم از سیستم‌های انتقال گاز است که امکان ذخیره‌سازی گاز را به‌صورت ذاتی در خطوط لوله گاز فراهم می‌کند (دِولین و همکاران[1]). ذخیره‌سازی گاز در خطوط لوله گاز به‌عنوان ذخیره‌سازی کوتاه‌مدت گاز، انعطاف‌پذیری برای مدیریت مناسب و سریع کوتاه‌مدت نوسانات و عدم تعادل زمانی در تولید گاز و یا بار گاز است. میزان لاین‌پک یک خط، تابعی از خصوصیات یک لوله و همچنین متوسط فشار گاز درون آن می‌باشد. این روابط در معادلات(۳۷)و (۳۸) مدل شده است (منون[2]، ۲۰۰۵)؛ که در این معادله M_{lg} یک عدد ثابت برای هر لوله است و به ویژگی‌های لوله گاز بستگی دارد و $\tilde{Pr}_{lg,t,u} = 0.5 \times (Pr_{j,t,u} + Pr_{i,t,u})$ متوسط فشار بین دو نود خط لوله گاز می‌باشد.

$$Lp_{lg,t,u} = Lp_{lg,t-1,u} + (q^{i,in}_{lg,t,u} - q^{i,out}_{lg,t,u}) + (q^{j,in}_{lg,t,u} - q^{j,out}_{lg,t,u}) \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۳۷)$$

$$Lp_{lg,t,u} = M_{lg} \times \tilde{Pr}_{lg,t,u} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۳۸)$$

به‌منظور اطمینان از اینکه گاز ذخیره‌شده در لوله‌های گاز برای افق زمان‌بندی بعدی نیز مناسب است و در انتهای دوره زمانی گاز در شبکه تخلیه نشده است، محدودیت(۳۹) تعریف می‌شود و در آن مجموع گاز ذخیره‌شده در خطوط گاز (لاین‌پک) در پایان افق زمانی (t = T)، حداقل برابر با یک مقدار از پیش تعریف‌شده، در نظر گرفته می‌شود.

1. Devlin, Li, Higgins, & Foley
2. Menon

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$$Lp_{safe} \le \sum_{lg \in LG} Lp_{lg,T,u} \qquad \forall u \in U \qquad (۳۹)$$

کمینه و بیشینه میزان تولید گاز از چاه‌های گاز در معادله(۴۰) بیان‌شده است.

$$F_w^{G,Min} \le F_{w,t}^{G} \le F_w^{G,Max} \qquad \forall w \in W, t \in T \qquad (۴۰)$$

برخلاف سیستم‌های قدرت که الکتریسیته را نمی‌توان در مقادیر زیاد نگهداری و ذخیره کرد، مقادیر زیادی گاز طبیعی می‌تواند درزمانی که میزان مصرف گاز پایین است، در تجهیزات ذخیره گاز، ذخیره و در طول دوره‌هایی که تقاضا بالا باشد، مورداستفاده قرار گیرد. این باعث می‌شود که یک جریان ثابت در یک خط انتقال گاز طبیعی حتی در دوره‌های پیک و یا زمانی که گرفتگی وجود دارد، حفظ شود. (لیو[1] و همکاران، ۲۰۰۹). معادلات(۴۱) تا (۴۵) محدودیت حداکثر ظرفیت ذخیره‌سازی گاز و محدودیت میزان تزریق و خروج از تجهیزات ذخیره‌سازی گاز را اعمال می‌کند. با استفاده از متغیر صفر و یک $V_{s,t,u}^{St}$ این اطمینان حاصل می‌شود که در هرلحظه فقط یکی از مقادیر $S_{s,t,u}^{G,in}$ و یا $S_{s,t,u}^{G,out}$ می‌تواند عددی غیر از صفر داشته باشد.

$$MS_{s,t}^{G} \le MS_{s}^{G,Max} \qquad \forall s \in S^{G}, t \in T \qquad (۴۱)$$

$$MS_{s,t,u}^{G} = MS_{s,t-1,u}^{G} + S_{s,t,u}^{G,in} \times \eta_s^{in} - S_{s,t,u}^{G,out} / \eta_s^{out} \qquad \forall s \in S^{G}, t \in T, u \in U \qquad (۴۲)$$

$$S_{s,t,u}^{G,in} \le V_{s,t,u}^{St} \times S_s^{Max,In} \quad , \quad S_{s,t,u}^{G,out} \le (1\text{-}V_{s,t,u}^{St}) \times S_s^{Max,out} \qquad \forall s \in S^{G}, t \in T, u \in U \qquad (۴۳)$$

$$MS_{s,0}^{G} \le MS_{s,T}^{G} \qquad \forall s \in S^{E} \qquad (۴۴)$$

$$S_{s,t,u}^{G,in} \ge 0, S_{s,t,u}^{G,out} \ge 0 \qquad \forall s \in S^{E}, t \in T, u \in U \qquad (۴۵)$$

با کمک تکنولوژی PtG، انرژی الکتریسیته مازاد می‌تواند به هیدروژن و یا گاز تبدیل و به شبکه گاز تزریق شود. معادلات (۴۲) و (۴۳) مدل و روابط ساده بین انرژی و میزان گاز تولیدی توسط این تکنولوژی را بیان می‌کند (گو و همکاران[2]، ۲۰۱۹).

$$F_{ptg,t,u}^{G} = \eta_{ptg}^{PG} P_{ptg,t,u}^{PG} / H_{H_2} \qquad \forall ptg \in PG, t \in T, u \in U \qquad (۴۶)$$

1. Liu
2. Gu et al.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$$F^{G}_{ptg,t,u} \le F^{G,Max}_{ptg} \qquad \forall ptg \in PtG, t \in T, u \in U \qquad (۴۷)$$

معادله تعادل گاز در هر گره در معادله(۴۸) بیان‌شده است که در آن میزان گاز تزریقی به هر گره (شامل میزان گاز استخراجی از چاه گاز متصل به آن گره، میزان جریان گاز ورودی از هر خط لوله گاز متصل به آن گره، میزان گاز تزریقی از ذخیره‌سازهای گاز و میزان گاز تولیدی از سیستم تبدیل برق به گاز) برابر با میزان مصرف از آن گره (شامل میزان مصرف نیروگاه‌های گازی، سایر بارهای گاز و میزان گاز ذخیره‌شده در ذخیره‌سازهای گاز) می‌باشد. همچنین تفاوت انباشته‌شده بین میزان جریان تزریق و برداشت در گره i به ازای هر سناریو در پارامتر $NG_{i,t,u}$ در معادله(۴۹) محاسبه‌شده است.

$$\sum_{w \in W_i} F^{G}_{w,t,u} + \sum_{lg \in LG_i} \left(q^{i,out}_{lg,t,u} - q^{i,in}_{lg,t,u}\right) + \sum_{s \in S^{G}_{i}} \left(S^{G,out}_{s,t,u} - S^{G,in}_{s,t,u}\right) + \sum_{ptg \in PtG_i} F^{G}_{pg,t,u} = L^{G}_{i,t} - Loss^{G}_{i,t,u} + \sum_{g \in N^{G}_{i}} P^{E}_{g,t,u} / \eta^{E}_{g} \times H_{Gas} \qquad \forall i \in GN, t \in T, u \in U \qquad (۴۸)$$

$$NG_{i,t,u} = \sum_{lg \in LG_i} (q^{i,out}_{lg,t,u} - q^{i,in}_{lg,t,u}) \qquad \forall i \in GN, t \in T, u \in U \qquad (۴۹)$$

کمپرسورها به‌منظور تأمین فشار لازم برای انتقال گاز در خطوط لوله نصب می‌شوند و این اطمینان را فراهم می‌آورند که گاز با فشاری مناسب در محدوده فشار به نقاط تقاضا می‌رسد. کمپرسور یک دستگاه مکانیکی است که فشار گاز را با کاهش حجم آن افزایش می‌دهد که در معادله .Error! Reference source not found به‌صورت ساده با استفاده از ضریب افزایش فشار مپرسور، Γc_{ij}، مدل‌سازی شده است.

$$pr_{i,t,u} \le pr_{j,t,u} \le \Gamma c_{ij} \times pr_{i,t,u} \qquad \forall c_{ij} \in C, t \in T, u \in U \qquad (۵۰)$$

۴. الگوریتم حل

مسأله مدل‌سازی شبکه برق و گاز یک مسأله برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط با شرایط درجه دوم (معادله جریان گاز) در محدودیت‌ها (MIQCP) است. برای حل این مشکل، این مقاله یک رویکرد راه‌حل مبتنی بر یک طرح تولید برش جدید با استفاده از برش بندرز و یک مدل برای حل معادله جریان گاز ارائه می‌دهد. در الگوریتم بندرز مسأله به یک مسأله اصلی و یک زیر

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

مسأله فرعی تبدیل می‌شود. در مسأله اصلی وضعیت واحدهای نیروگاهی و جریان گاز تعیین می‌شود و سپس در زیر مسأله فرعی فشار گاز در هر نقطه تعیین می‌گردد.

۴-۱. مسأله اصلی

در بخش اول قسمت اول مسأله اصلی، مسأله UC را تحت سناریو مورد انتظار (سناریوی مرکزی) حل می‌کند. تابع هدف در این بخش شامل تمام هزینه‌های بخش‌های A تا E می‌باشد که در معادله (۱) بیان‌شده است. محدودیت‌های این بخش شامل همه محدودیت‌های شبکه برق شامل معادلات (۲)-(۲۳) و تمام محدودیت‌های سیستم گاز شامل معادلات (۲۴) تا (۵۰) به‌جز محدودیت جریان گاز (معادله (۲۹) - (۳۲)) و همچنین محدودیت‌های ایجادشده از کات‌های برش روش بندرز می‌باشد. نکته اینکه تابع هدف در این قسمت فقط برای سناریوی مرکزی(u_c) حل می‌شود و هدف آن به دست آوردن وضعیت خاموش و روشن شدن واحدهای نیروگاهی می‌باشد. تابع هدف بخش دوم همانند تابع هدف بخش اول بدون در نظر گرفتن هزینه روشن و خاموش شدن واحدهای نیروگاهی (بخش A) است. بنابراین تابع هدف شامل هزینه‌های بخش B-E می‌باشد. محدودیت‌های این قسمت نیز مشابه قسمت اول است. مهم‌ترین تفاوت بین قسمت اول و دوم این است که تابع هدف در قسمت دوم حل برای همه سناریوها، یعنی $u \in \{u_l, u_c, u_u\}$ و وضعیت واحدهای تولیدی که از قسمت اول به‌دست‌آمده است حل می‌شود. هدف حل این بخش یافتن جریان فشار در هر لوله است. در هر تکرار، جواب به‌دست‌آمده از حل بخش اول و دوم شامل وضعیت روشن و خاموش واحدهای نیروگاهی و میزان فشار گاز در هر گره به‌منظور بررسی و امکان‌سنجی برای پیدا کردن فشار گاز به مسأله فرعی (زیر مسأله) ارسال می‌شود.

۴-۲. مسأله فرعی (زیر مسأله)

هنگامی‌که وضعیت روشن و خاموش بودن واحدهای نیروگاهی و جهت و مقدار جریان گاز در لوله‌ها به‌وسیله مسأله اصلی تعیین گردید، مسأله فرعی سعی می‌کند تا خطا را برای یافتن فشار

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

گاز در هر نود گاز با توجه به محدودیت‌های (۵۲) تا (۸۳) به حداقل برساند. پس از حل مسأله فرعی (زیر مسأله)، اگر میزان تابع هدف، از آستانه از پیش تعریف‌شده، ε، بیشتر باشد، با استفاده از جواب‌های بهینه زیر مسأله دوگان یک برش مسأله شدنی (معادله(۸۴)) تولید می‌شود و به مسأله اصلی اضافه می‌شود. تابع هدف(۵۱) انحرافات جریان گاز و تزریق گاز را به هر گره تعیین‌شده توسط مسأله اصلی و مسأله فرعی را حداقل می‌کند. میزان این انحرافات در محدودیت‌های(۵۲)-(۵۵) مدل‌سازی شده است.

$$\min\ e^{k} = \sum_{t\in T}\sum_{i}\left(SB_{i}^{+,k} + SB_{i}^{-,k}\right) + \sum_{t\in T}\sum_{lg\in LG}\sum_{u\in U}\left(SF_{lg,t,u}^{+,k} + SF_{lg,t,u}^{-,k}\right) + M_{big}\times\sum_{t\in T}\sum_{lg\in LG}\sum_{u\in U}\left(xb_{lg,t,u}^{k} + xc_{lg,t,u}^{k}\right) \qquad (۵۱)$$

محدودیت‌ها:

$$fg_{lg,t,u}^{sub} = SF_{lg,t,u}^{+,k} - SF_{lg,t,u}^{-,k} + fg_{lg,t,u}^{mas,k} \qquad :\pi_{lg,t,u}^{k} \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۵۲)$$

$$NG_{i,t,u}^{sub} = SB_{i}^{g+,k} - SB_{i}^{g-,k} + NG_{i,t,u}^{master,k} \qquad :\lambda_{i,t,u} \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۵۳)$$

$$xb_{lg,t,u} \geq xfg_{lg,t,u}^{sub,+} - fg_{lg,t,u}^{mas,+}\times fg_{lg,t,u}^{sub,+} \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۵۴)$$

$$xc_{lg,t,u} \geq xfg_{lg,t,u}^{sub,-} - fg_{lg,t,u}^{mas,-}\times fg_{lg,t,u}^{sub,-} \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۵۵)$$

میزان جریان گاز قبلاً از مسأله اصلی به‌دست‌آمده است اما جهت آن، از معادلات (۵۶) تا (۵۹) به دست می‌آید.

$$fg_{lg,t,u}^{mas,k} = fg_{lg,t,u}^{mas,+} - fg_{lg,t,u}^{mas,-} \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۵۶)$$

$$fg_{lg,t,u}^{mas,+} \leq M_{big}\times xv_{lg,t,u}^{mas} \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۵۷)$$

$$fg_{lg,t,u}^{mas,-} \leq M_{big}\times(1 - xv_{lg,t,u}^{mas}) \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۵۸)$$

$$fg_{lg,t,u}^{mas,+} \geq 0, fg_{lg,t,u}^{mas,-} \geq 0 \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۵۹)$$

همچنین معادلات (۶۹) تا (۶۳) جهت جریان گاز را در مسأله فرعی تعیین می‌کنند.

$$fg_{lg,t,u}^{sub} = fg_{lg,t,u}^{sub,+} - fg_{lg,t,u}^{sub,-} \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۶۰)$$

$$fg_{lg,t,u}^{sub,+} \leq M_{big}\times xv_{lg,t,u}^{sub} \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۶۱)$$

$$fg_{lg,t,u}^{sub,-} \leq M_{big}\times(1 - xv_{lg,t,u}^{sub}) \qquad \forall lg\in LG, t\in T, u\in U \qquad (۶۲)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$$fg_{lg,t,u}^{sub,+} \geq 0, fg_{lg,t,u}^{sub,-} \geq 0 \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۶۳)$$

در مسأله اصلی جریان گاز فقط بر اساس معادله(۲۶) به‌دست‌آمده است و معادلات اصلی جریان گاز (ویموث) که غیر محدب و غیرخطی است، در مسأله اصلی مدل نشده است. اما در زیر مسأله فرعی (زیر مسأله) علاوه بر معادله(۲۶) معادلات خطی شده معادلات ویموث (معادلات(۲۸) و (۳۵)) در محدودیت‌ها (۶۴) تا (۷۱) مدل می‌شوند.

$$xfg_{lg,t,u}^{sub} = K_{lg}^{2} \times \left(xpr_{i,t,u} - xpr_{j,t,u} \right) \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۶۴)$$

$$xfg_{lg,t,u}^{sub} = xfg_{lg,t,u}^{sub,+} - xfg_{lg,t,u}^{sub,-} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۶۵)$$

$$xfg_{lg,t,u}^{sub,+} \leq M_{big} \times xv_{lg,t,u}^{sub} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۶۶)$$

$$xfg_{lg,t,u}^{sub,-} \leq M_{big} \times (1 - xv_{lg,t,u}^{sub}) \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۶۷)$$

$$xfg_{lg,t,u}^{sub,+} \geq 0, xfg_{lg,t,u}^{sub,-} \geq 0 \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۶۸)$$

$$\left(pr_{i,t,u} \right)^2 \leq xpr_{i,t,u} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۶۹)$$

$$\left(fg_{lg,t,u}^{sub,+} \right)^2 \leq xfg_{lg,t,u}^{sub,+} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۷۰)$$

$$\left(fg_{lg,t,u}^{sub,-} \right)^2 \leq xfg_{lg,t,u}^{sub,-} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۷۱)$$

معادلات(۷۲) تا (۷۵) رابطه بین جریان گاز و متغیرهایی که جریان ورودی و خروجی را در هر طرف لوله گاز و معادلات(۷۶) و (۷۷) محدودیت‌های حداقل و حداکثر فشار و معادلات (۷۸) و (۷۹) محدودیت‌های کمپرسور را مدل می‌کنند. همان‌طور که مشاهده می‌شود معادله (۷۷) و (۷۹) با توجه به متغیر جدید xpr به معادلات اضافه‌شده‌اند. معادلات (۸۰) تا (۸۳) محدودیت لاین‌پک را مجدداً در مسأله فرعی مدل می‌کند.

$$fg_{lg,t,u}^{sub} = 0.5 \times (q_{lg,t,u}^{i,in} - q_{lg,t,u}^{i,out} + q_{lg,t,u}^{j,out} - q_{lg,t,u}^{j,in}) \qquad \forall lg \in LG, (ij) \in lg, t \in T, u \in U \qquad (۷۲)$$

$$q_{lg,t,u}^{i,out} \leq M_{big} \times (1\text{-}v_{lg,t,u}^{i}) \qquad \forall lg \in LG, i \in lg, t \in T, u \in U \qquad (۷۳)$$

$$q_{lg,t,u}^{i,in} < M_{big} \times v_{lg,t,u}^{i} \qquad \forall lg \in LG, i \in lg, t \in T, u \in U \qquad (۷۴)$$

$$NG_{i,t,u}^{sub} = \sum_{lg \in LG_i} (q_{lg,t,u}^{i,out} - q_{lg,t,u}^{i,in}) \qquad \forall i \in lg, t \in T, u \in U \qquad (۷۵)$$

$$pr_i^{Min} \leq pr_{i,t,u} \leq pr_i^{Max} \qquad \forall i \in GN, t \in T, u \in U \qquad (۷۶)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$$(pr_i^{Min})^2 \le xpr_{i,t,u} \le (pr_i^{Max})^2 \qquad \forall i \in GN, t \in T, u \in U \qquad (۷۷)$$

$$pr_{i,t,u} \le pr_{j,t,u} \le \Gamma c_{ij} \times pr_{i,t,u} \qquad \forall c_{ij} \in C, t \in T, u \in U \qquad (۷۸)$$

$$xpr_{i,t,u} \le xpr_{j,t,u} \le (\Gamma c_{ij})^2 \times xpr_{i,t,u} \qquad \forall c_{ij} \in C, t \in T, u \in U \qquad (۷۹)$$

$$Lp_{lg,t,u} = Lp_{lg,t-1,u} + \left(q_{lg,t,u}^{i,in} - q_{lg,t,u}^{i,out}\right) + \left(q_{lg,t,u}^{j,in} - q_{lg,t,u}^{j,out}\right) \qquad \forall lg \in LG, (ij) \in lg, t \in T, u \in U \qquad (۸۰)$$

$$Lp_{lg,t,u} = M_{lg} \times pr_{lg,t,u} \qquad \forall lg \in LG, t \in T, u \in U \qquad (۸۱)$$

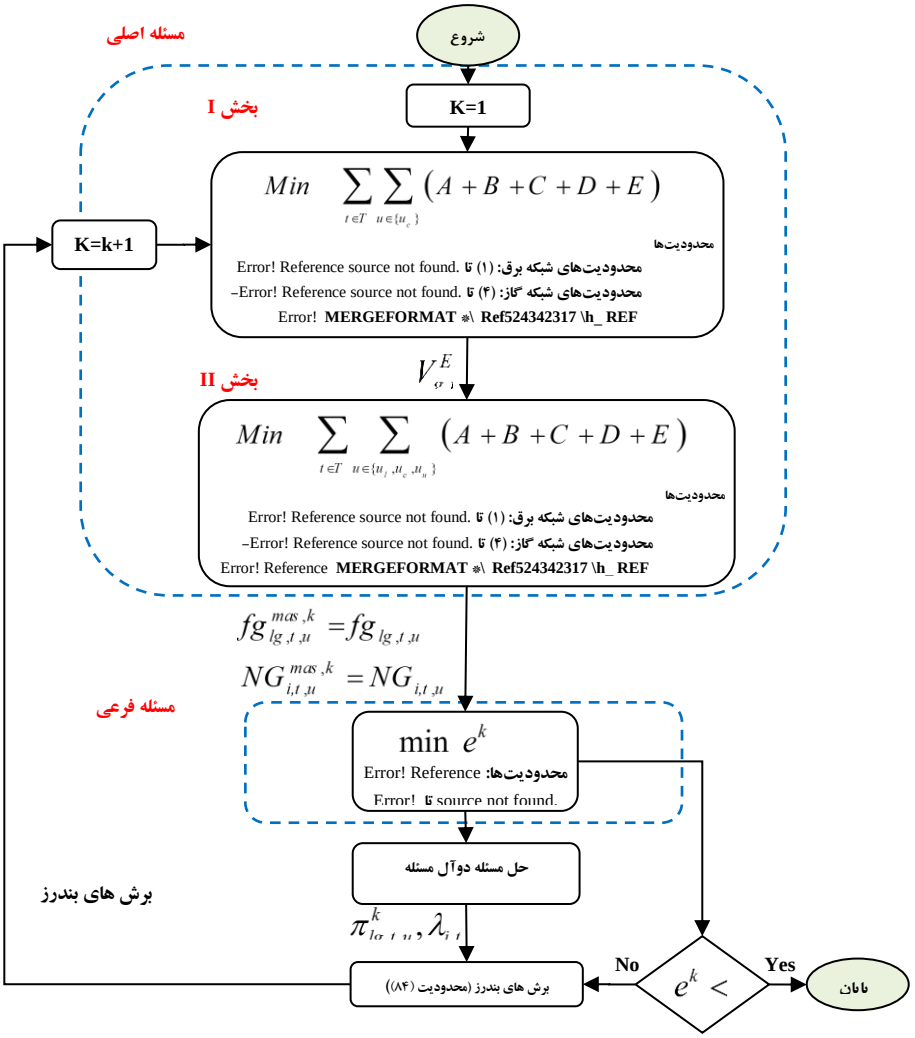
$$pr_{lg,t,u} = 0.5 \times (pr_{j,t,u} + pr_{i,t,u}) \qquad \forall lg \in LG, (ij) \in lg, t \in T, u \in U \qquad (۸۲)$$

$$Lp_{safe} <= \sum_{lg \in LG} Lp_{lg,T,u} \qquad \forall u \in U \qquad (۸۳)$$

هنگامی‌که مسأله فرعی حل می‌شود، اگر مقدار تابع هدف بیشتر از آستانه از پیش تعریف‌شده ε باشد، برش شدنی بندرز با استفاده از معادله(۸۴) و به‌وسیله جواب‌های بهینه زیر مسأله دوگان تولید و در تکرار بعدی به مسأله اصلی اضافه می‌شود.

$$\begin{aligned} &\sum_{t \in T} \sum_{lg \in LG} \sum_{u \in U} \left(\pi_{lg,t,u}^{k} \times \left(fg_{lg,t,u}^{mas,k} - fg_{lg,t,u}^{mas,k-1}\right)\right) + \sum_{t \in T} \sum_{lg \in LG} \sum_{u \in U} \left(SF_{lg,t,u}^{+,k} + SF_{lg,t,u}^{-,k}\right) \\ &\sum_{t \in T} \sum_{i \in GN} \left(\lambda_{i,t,u}^{k} \times \left(NG_{i,t,u}^{mas,k} - NG_{i,t,u}^{mas,k-1}\right)\right) + \sum_{t \in T} \sum_{i \in GN} \left(SB_i^{+,k} + SB_i^{-,k}\right) <= 0 \end{aligned} \qquad (۸۴)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]



شکل ۴. فرآیند تجزیه بندرز برای حل مدل ارائه‌شده n

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

۵. مطالعه موردی

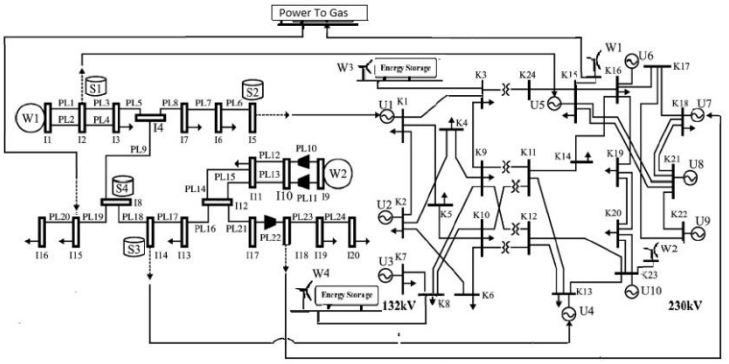
در این مقاله، شبکه ۲۴ باسه IEEE تغییریافته و سیستم گاز ۲۰ گره‌ای بلژیک[1] موردمطالعه قرارگرفته است (شکل) جزئیات هر دو سیستم در جدول ۱ نشان داده‌شده است. محاسبات بر روی رایانه ۶۴ بیتی با CPU ۳/۸ گیگاهرتز و رم ۸ گیگابایت در نرم‌افزار MATLAB و در محیط GUROBI و cplex انجام‌شده است.

جدول ۱. ویژگی‌های شبکه ۲۴ باسه IEEE تغییریافته و سیستم گاز ۲۰ گره‌ای بلژیک (کورآ-پوسادا و سانچس-مارتین[2]، ۲۰۱۵)

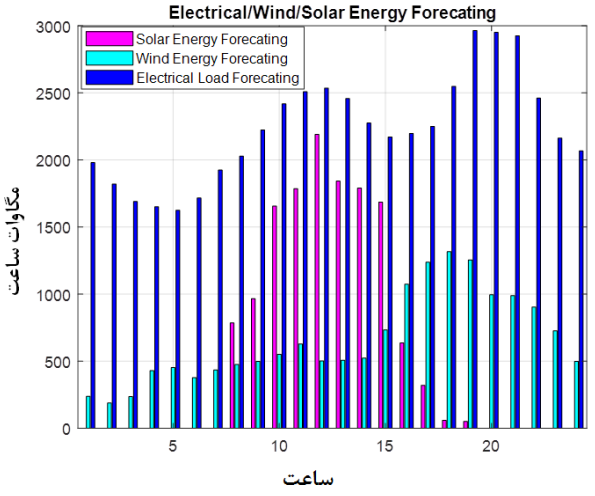
سیستم گاز ۲۰ گره‌ای بلژیک				یک شبکه ۲۴ باسه **IEEE**			
باس‌ها	۲۴	تعداد نیروگاه برق‌آبی	۳	تعداد نود (گره)	۲۰	تعداد کمپرسورها	۳
تعداد خطوط انتقال	۳۸	نیروگاه‌های بادی	۴	تعداد لوله گاز	۲۱	تعداد ذخیره‌سازهای گاز	۴
تعداد بار	۱۷	تعداد ذخیره‌ساز الکتریکی	۲				
تعداد نیروگاه گازسوز	۴	تعداد نیروگاه خورشیدی	۱	تعداد بار غیر الکتریکی	۹	تعداد **PtG**	۱
تعداد نیروگاه زغال‌سنگ	۳			تعداد چاه گاز	۲		

1. Belgian 20-node gas system
2. Correa-Posada & Sánchez-Martín

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]



شکل ۵. شبکه برق و گازهای شبکه ۲۴ باسه IEEE تغییریافته و سیستم گاز ۲۰ گره‌ای بلژیک (کورآ-پوسادا و سانچس-مارتین، ۲۰۱۵)



شکل ۶. بار شبکه، میزان انرژی تولیدی نیروگاه بادی و خورشیدی

بار شبکه برق، بار شبکه گاز (غیر الکتریکی)، انرژی تولیدی نیروگاه خورشیدی و انرژی تولیدی نیروگاه‌های بادی برای سه سناریو در شکل نشان داده‌شده است. سه سناریو برای تولید برق از نیروگاه‌های بادی به شرح زیر در نظر گرفته است:

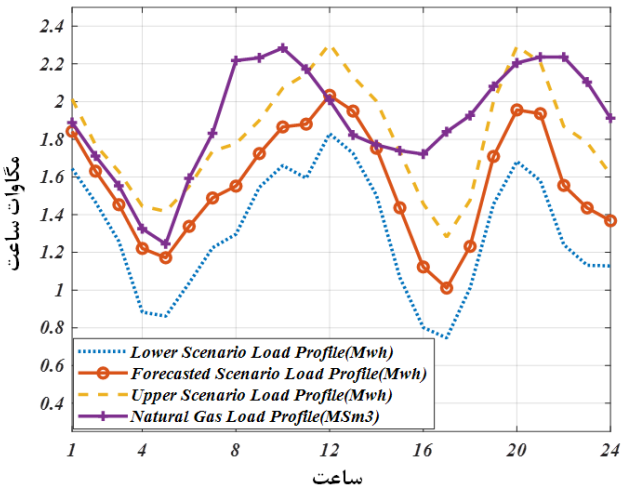
۱. سناریو پیش‌بینی مرکزی: محتمل‌ترین پیش‌بینی تولید نیروگاه‌های بادی

۲. سناریوی کمترین احتمال: حداقل پتانسیل پیش‌بینی‌شده جهت تولید نیروگاه‌های بادی

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

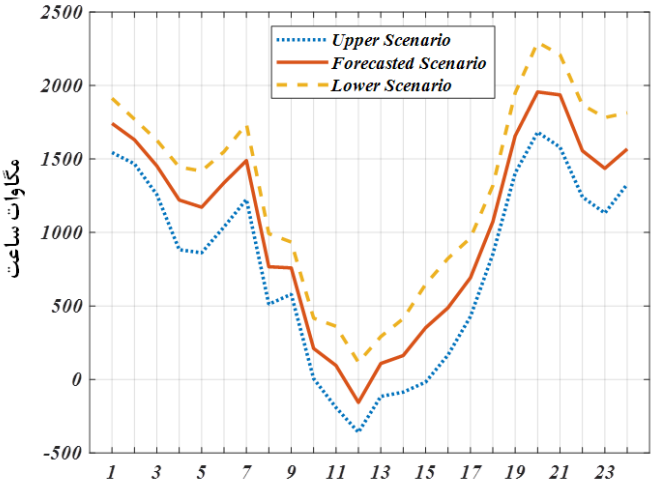
۳. سناریوی بیشترین احتمال: حداکثر پیش‌بینی بالقوه تولید انرژی الکتریکی از نیروگاه‌های بادی

ظرفیت بار پیک روز و پیک شب به ترتیب ۲۵۳۵ مگاوات ساعت و ۲۹۵۱ مگاوات می‌باشد. حداکثر انرژی قابل‌تولید خورشیدی در ساعت برابر با ۲۱۸۹ مگاوات ساعت و پیش‌بینی انرژی بادی در ساعت پیک الکتریکی روزانه بیش از ۱۰۷۶ مگاوات ساعت می‌باشد. پیک‌های بار مصرفی شبکه گاز (غیر الکتریکی) به ترتیب در ساعت ۱۰ و ۲۲ می‌باشد. شکل ۷ بار خالص بدون در نظر گرفتن انرژی تولیدی نیروگاه خورشیدی و فقط با در نظر انرژی تولیدی نیروگاه‌های بادی و شکل ۸ بار خالص با در نظر گرفتن انرژی تولیدی نیروگاه‌های بادی و خورشیدی می‌باشد. بار خالص مجموع کل بار شبکه منهای انرژی تولیدی نیروگاه‌های تجدید پذیر (خورشیدی و بادی) می‌باشد. در حالتی که میزان تولید نیروگاه‌های خورشیدی در نظر گرفته نشود، پیک صبح شبکه برق و گاز با تفاوت دو ساعت به ترتیب در ساعت ۱۲ و ۱۰ و پیک دوم به ترتیب در ساعت‌های ۲۰ و ۲۲ رخ می‌دهد. درنتیجه، شبکه گاز باید توانایی تأمین گاز موردنیاز برای هر دو شبکه گاز و واحدهای گازی را داشته باشد. اما همان‌طور که مشاهده می‌شود، نفوذ انرژی خورشیدی باعث تغییر ویژگی‌های بار خالص معمول شده است (شکل ۸).



شکل ۷. بار خالص بدون در نظر گرفتن نیروگاه خورشیدی

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]



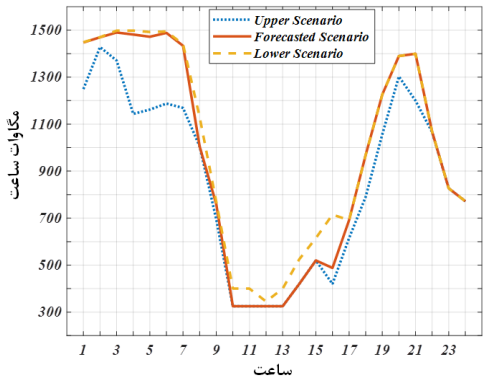
شکل۸. بار خالص با در نظر گرفتن نیروگاه خورشیدی بار خالص (نمودار اردک)

در منحنی شکل ۷، تقاضای روزانه ابتدای صبح افزایش و پیک آن در ظهر (ساعت ۱۲) و اوایل شب (ساعت ۲۰) اتفاق افتاده است. درحالی‌که در نمودار شکل ۸ که انرژی خورشیدی نیز از کل بار کسر گردیده است، منحنی بار تغییرات قابل‌توجهی کرده است. ازآنجایی‌که منابع انرژی خورشیدی معمولاً بیشترین میزان انرژی را در ظهر دارند، منجر به تبدیل‌شدن پیک‌بار خالص به دره بار در ساعت ظهر ۱۲ شده است که پس از خروج نیروگاه‌های خورشیدی از مدار، بار خالص با یک شیب بسیار زیاد و مشکل‌ساز به سمت پیک شب حرکت می‌کند (شکل ۸). درواقع در این حالت پیک‌بار شبکه برق در ساعت ۷ صبح و ۲۰ خواهد بود و میزان بار خالص شبکه برق در ساعت ۱۲ ظهر به کمترین میزان در ۲۴ ساعت می‌رسد (دره بار) و حتی در سناریو پیش‌بینی مرکزی و سناریو بیشترین احتمال بار خالص منفی خواهد بود. بنابراین پس از کاهش انرژی خورشیدی، نیروگاه‌های گازی جهت کمک به تأمین بار الکتریکی از ساعت ۱۲ به بعد وارد مدار می‌شوند. همچنین سرعت در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌های گازی پس از خروج کامل نیروگاه‌های خورشیدی از مدار از ساعت ۱۶ افزایش (**Error! Reference source not found.**) و به‌تبع آن مصرف گاز به‌شدت افزایش می‌یابد (شکل ۱۶). با توجه به محدودیت

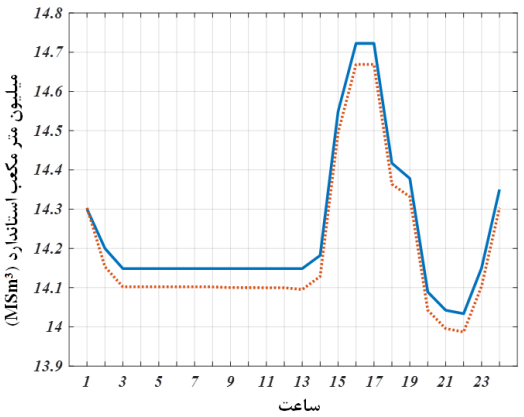
[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

شبکه گاز و همچنین محدودیت‌های انتقال گاز جهت تأمین بار مصرفی شبکه گاز (غیر الکتریکی) و گاز موردنیاز نیروگاه‌های گازی، شبکه گاز تلاش می‌کند درزمانی که مصرف گاز پایین است، به کمک ذخیره‌سازی گاز در شبکه انتقال گاز (افزایش لاین‌پک شبکه) و تجهیزات ذخیره‌سازی گاز، گاز موردنیاز را تأمین نماید. درواقع پس از عبور از پیک ساعت صبح شبکه برق و گاز و به مدار آمدن نیروگاه‌های خورشیدی که منجر به کاهش شدید میزان تولید نیروگاه‌های گازی می‌شود (شکل ۹)، مصرف گاز به‌شدت کاهش می‌یابد و در ساعت ۱۲ ظهر به کمترین میزان خود می‌رسد (شکل ۱۶). شبکه گاز از این فرصت استفاده و به ذخیره‌سازی گاز در شبکه گاز (افزایش لاین‌پک شبکه) (شکل ۱۰) و تجهیزات گاز (شکل ۱۱) می‌پردازد و تلاش می‌کند تا آمادگی شبکه گاز را برای تأمین گاز موردنیاز پیک‌بار شب هر دو شبکه برق و گاز که با اختلاف ۲ ساعت اتفاق می‌افتند، افزایش دهد. بیشترین میزان مصرف گاز بین ساعات ۱۸ تا ۲۲ می‌باشد (شکل ۱۶). همچنین شبکه قدرت تلاش می‌کند تا ساعت ۱۵ میزان انرژی الکتریکی مازاد شبکه را در تجهیزات ذخیره برق، ذخیره کند تا بتواند در ساعات پیک شب ازآن‌جهت تأمین بخشی از بار استفاده نماید (شکل ۱۲). در این مدل نیروگاه‌های با سوخت مایع به دلیل هزینه آلایندگی در اولویت آخر تولید قرار دارند و نیروگاه‌های برق‌آبی نیز به دلیل محدودیت‌های انرژی و هزینه فرصت تولید در صورت نیاز شبکه واردشده و تولید می‌کنند. به همین دلیل نیروگاه‌های با سوخت مایع تنها از ساعت ۱۷ به بعد به کمک نیروگاه‌های گازی جهت تأمین بار شبکه وارد مدار می‌شوند (شکل ۱۴) و نیروگاه‌های آبی به‌عنوان پشتیبان خطای پیش‌بینی انرژی نیروگاه‌ها بادی بیشترین نقش را در برنامه‌ریزی بر عهده داشته و در ساعت‌های مختلف جهت تعادل و تأمین بار، وارد مدار می‌شوند (شکل ۱۳).

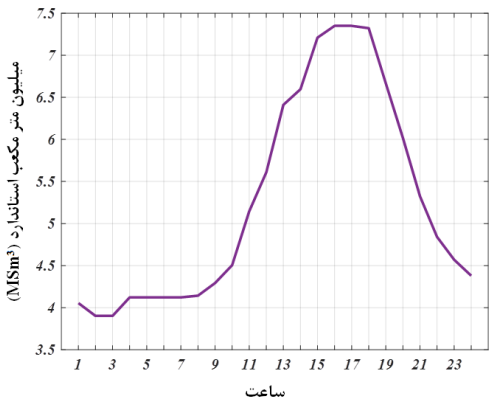
[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]



شکل ۹. میزان تولید نیروگاه‌های گازی

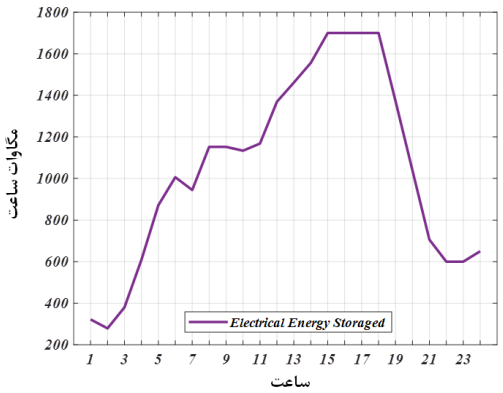


شکل ۱۰. سطح لاین‌پک شبکه

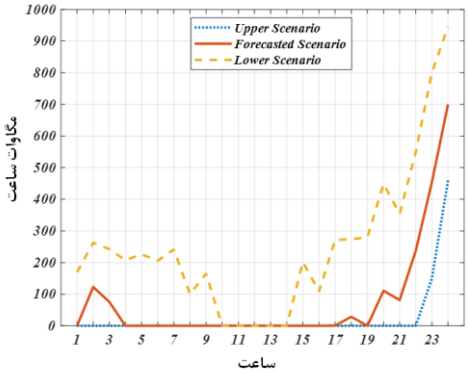


شکل ۱۱. سطح ذخیره گاز در تجهیزات ذخیره‌سازی در ساعت‌های مختلف

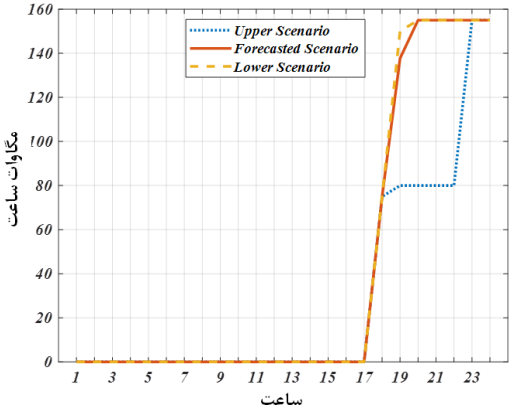
[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]



شکل ۱۲. سطح ذخیره الکتریکی در تجهیزات ذخیره‌سازی در ساعت‌های مختلف

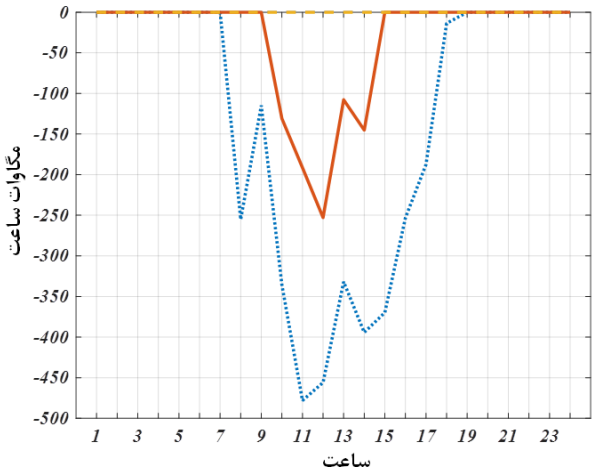


شکل ۱۳. میزان تولید نیروگاه‌های آبی

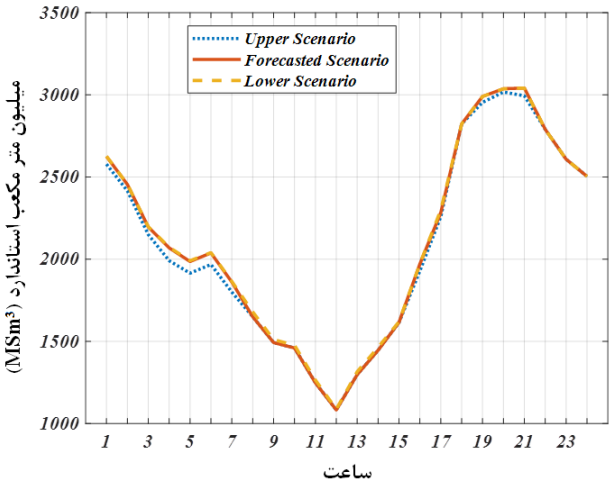


شکل ۱۴. میزان تولید نیروگاه‌های فسیلی

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]



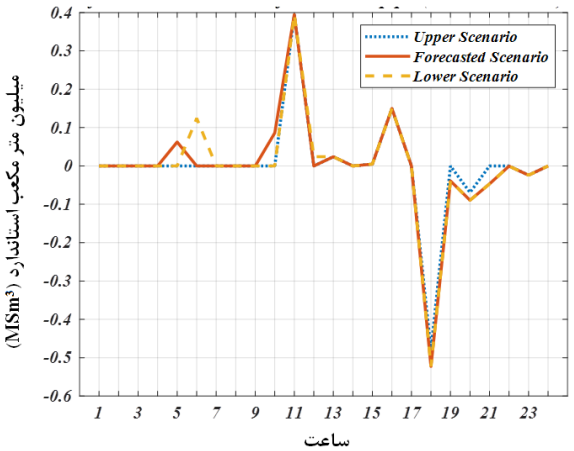
شکل ۱۵. میزان مصرف P2G



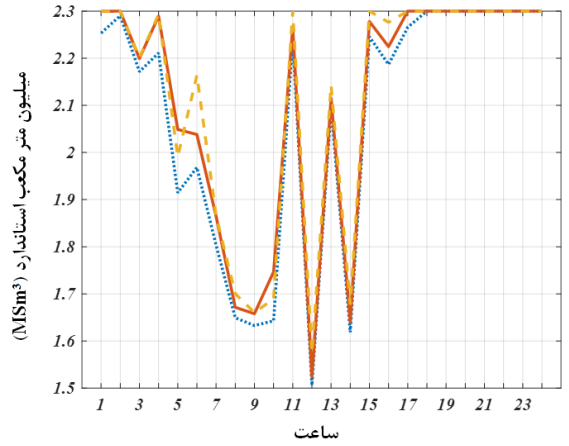
شکل ۱۶. میزان کل مصرف گاز

پس از عبور از پیک صبح شبکه برق و نزولی بودن بار خالص، میزان مازاد انرژی بادی در سناریو مرکزی و سناریو بیشترین احتمال، توسط تجهیزات PtG به گاز تبدیل‌شده و به شبکه گاز تزریق می‌شود (شکل۱۵). تفاضل ورود و خروج گاز از شبکه گاز درشکل ۱۷ و در شکل۱۸ میزان تولید گاز از چاه‌های گاز نشان داده‌شده است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]



شکل ۱۷. تفاضل ورود و خروج گاز از شبکه گاز



شکل ۱۸. میزان تولید گاز از منابع گاز (چاه‌های گاز)

۶. نتیجه‌گیری

در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی بازه‌ای عدد صحیح مختلط محدب جهت یکپارچه‌سازی شبکه برق و شبکه گاز در شرایط نفوذپذیری بالای انرژی خورشیدی به همراه مدل‌سازی تجهیزات ذخیره برق و گاز، لاین‌پک و PtG ارائه‌شده است. مدل محدب ارائه‌شده با استفاده

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

از روش تجزیه بندرز حل و کارایی آن در یک شبکه ۲۴ باسه IEEE تغییریافته و سیستم گاز ۲۰گره‌ای بلژیک ارائه‌شده است. از این نتایج حاصل‌شده چنین برمی‌آید که شبکه گاز نقش تعیین‌کننده در استفاده و بهره‌وری از نیروگاه‌های تجدیدپذیر دارد، درصورتی‌که نیروگاه‌های گاز نقش پشتیبان عدم قطعیت نیروگاه‌های بادی و خورشیدی را داشته باشند. در شبکه گاز پدیده اینرسی و حرکت گاز از منابع تا مصرف گاز توسط لاین‌پک تأمین و جبران می‌شود و این پدیده لاین‌پک یا سطح گاز ذخیره‌شده در شبکه انتقال گاز بایستی در برنامه‌ریزی انرژی برق و گاز مدل‌سازی و حداقل سطح ذخیره در شبکه گاز برای حفظ انتقال گاز را حفظ گردد. تغییرات بالای تولید نیروگاه‌های خورشیدی در این مقاله مدل‌سازی و شبیه‌سازی‌شده است. همان‌طور که از نتایج شبیه‌سازی مشاهده می‌شود شبکه انتقال گاز جهت حفظ پایداری و انتقال گاز، زمانی که سطح لاین‌پک شبکه گاز کاهش‌یافته است، اولویت خود را تا زمانی که به حداقل لاین‌پک موردنیاز جهت انتقال گاز برسد، به ذخیره گاز در شبکه گاز می‌دهد. این امر منجر به عدم تأمین برق از نیروگاه‌های گازی و افزایش تولید از نیروگاه‌ها با سوخت مایع و زغال‌سنگ و منابع برق‌آبی شده است. از طرفی به دلیل نیاز به انعطاف‌پذیری نیروگاه‌های گاز در جهت جبران خروج تولید نیروگاه‌های خورشیدی و بادی ریسک شبکه شدیداً افزایش می‌یابد. به این دلیل بررسی ریسک‌های پدیده‌های تخلیه شبکه گاز و یا کاهش لاین‌پک شبکه گاز در مطالعات انعطاف‌پذیری شبکه و قابلیت اطمینان مدنظر قرار می‌گیرد. با توجه به سیاست‌های توسعه‌ای کشور در بخش انرژی مبتنی بر توسعه انرژی خورشیدی، نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که با افزایش سطح نفوذ این انرژی، بایستی انعطاف پذیری در شبکه برق و گاز افزایش یابد و در غیر اینصورت، مشکلاتی از جمله افت فشار گاز و یا عدم تأمین رمپ بار قابل پیشبینی خواهد بود.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

منابع

شکوری گنجوی، حامد؛ کاظمی، عالیه و کامبیز رضاپور (۱۳۹۷)، "تعیین سهم بهینه فناوری‌های گازی و تجدید پذیر در تولید برق کشور"، فصلنامه پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی، ۴(۱۲)، صص ۷-۴۵.

عباسی سنجدری، محمدحسین؛ عفت نژاد، رضا و کامبیز رضاپور (۱۳۹۵) "مدل‌سازی اقتصادی و فنی به‌کارگیری بهینه از ذخیره‌سازهای انرژی در برنامه‌ریزی سیستم‌های انرژی"، فصلنامه پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی، ۲ (۴)، صص ۷-۳۲.

Alabdulwahab A., Abusorrah A. Zhang X. and M. Shahidehpour (2015). "Coordination of Interdependent Natural Gas and Electricity Infrastructures for Firming the Variability of Wind Energy in Stochastic Day-ahead Scheduling". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(2), pp. 606-615.

An S., Li Q. and T.W. Gedra (2003). Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow. Paper presented at the 2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No. 03CH37495).

Berard G. and B. Eliason (1978). An improved gas transmission system simulator. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 18 (06), 389-398.

Bertsimas D.B. and C. Caramanis (2011). Theory and Applications of Robust Optimization. SIAM review, 53(3), pp. 464-501.

Bertsimas D., Litvinov E., Sun X.A., Zhao J. and T. Zheng (2013). Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem. IEEE Transactions on Power Systems, 28 (1), pp. 52-63.

Birge J.R. and F. Louveaux (2011). Introduction to Stochastic Programming: Springer Science & Business Media.

Biskas P., Kanelakis N., Papamatthaiou A. and I. Alexandridis (2016). "Coupled Optimization of Electricity and Natural Gas Systems using Augmented Lagrangian and an Alternating minimization Method". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, No. 80, pp. 202-218.

Chaudry M., N. Jenkins and G. Strbac (2008). "Multi-time Period Combined Gas and Electricity Network Optimisation". *Electric Power Systems Research*, 78(7), pp.1265-1279.

Chen S., Conejo A.J., Sioshansi R. and Z. Wei (2019). Unit Commitment with an Enhanced Natural Gas-Flow Model. IEEE Transactions on Power Systems.

Chen S., Wei Z., Sun G., Sun Y., Zang H. and Y. Zhu (2018). Optimal Power and Gas Flow with a Limited Number of Control Actions. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(5), pp. 5371-5380.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

Chen S., Wei Z., Sun G., Wang D., Zhang Y. and Z. Ma (2018). "Stochastic look-ahead Dispatch for Coupled Electricity and Natural-gas Networks". *Electric Power Systems Research*, No. 164, pp. 159-166.

Chen S., Wei Z., Sun G., Wei W. and D. Wang (2018). Convex Hull Based Robust Security Region for Electricity-Gas Integrated Energy Systems. IEEE Transactions on Power Systems.

Chinneck J. and K. Ramadan (2000). "Linear Programming with Interval Coefficients". *Journal of the operational research society*, 51(2), pp. 209-220.

Clegg S. and P. Mancarella (2015). Integrated Modeling and Assessment of the Operational Impact of Power-to-gas (P2G) on Electrical and Gas Transmission Networks. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 6 (4), pp. 1234-1244.

Correa-Posada C.M. and P. Sánchez-Martín (2015). Integrated Power and Natural Gas Model for Energy Adequacy in Short-term Operation. IEEE Transactions on Power Systems, 30(6), pp. 3347-3355.

Denholm P., O'Connell M., Brinkman G. and J. Jorgenson (2015). Overgeneration from Solar Energy in California. A field guide to the duck chart.

Devlin J., Li K., Higgins P. and A. Foley (2016). "The Importance of Gas Infrastructure in Power Systems with high wind Power Penetrations". *Applied Energy*, No. 167, pp. 294-304.

Dvorkin Y., Pandžić H., Ortega-Vazquez M. A. and D.S. Kirschen (2015). "A hybrid stochastic/interval Approach to Transmission-constrained unit Commitment". IEEE Transactions on Power Systems, 30 (2), pp. 621-631.

Dvorkin Y., Wang Y., Pandzic H. and D. Kirschen (2014). "Comparison of Scenario Reduction Techniques for the Stochastic unit Commitment". Paper presented at the PES General Meeting| Conference & Exposition, 2014 IEEE.

Estermann T., Newborough M. and M. Sterner (2016). "Power-to-gas Systems for Absorbing Excess Solar Power in Electricity Distribution Networks". *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(32), pp. 13950-13959.

Govindan K., Fattahi M. and E. Keyvanshokooh (2017). "Supply Chain Network Design under Uncertainty: A Comprehensive Review and Future Research Directions". European Journal of Operational Research.

Fallahi F., Maghouli P. (submit). Integrated Unit Commitment and Natural Gas Network Operational Planning under Renewable Generation Uncertainty.

Gu C., Tang C., Xiang Y. and D. Xie (2019). "Power-to-gas Management using Robust Optimisation in Integrated Energy Systems". *Applied Energy*, No. 236, pp.681-689.

He C., Wu L., Liu T. and M. Shahidehpour (2017). Robust Co-optimization Scheduling of Electricity and Natural Gas Systems via ADMM. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 8(2), pp. 658-670.

He C., Zhang X., Liu T., Wu L. and M. Shahidehpour (2018). "Coordination of Interdependent Electricity Grid and Natural Gas Network—a Review". *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 5(1), pp. 23-36.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

Hibbard P.J. and T. Schatzki (2012). "The Interdependence of Electricity and Natural gas: Current Factors and Future Prospects". *The Electricity Journal*, 25(4), pp.6-17.

Howlader H.O.R., Furukakoi M., Matayoshi H. and T. Senjyu (2017). "Duck curve Problem Solving Strategies with Thermal unit Commitment by Introducing Pumped Storage Hydroelectricity & Renewable Energy". *Paper presented at the Power Electronics and Drive Systems* (PEDS), 2017 IEEE 12th International Conference on. ISO, C. What the duck curve tells us about managing a green grid. Calif. ISO, Shap. a Renewed Futur, pp. 1-4.

Jiang R., Wang J. and Y. Guan (2012). "Robust unit Commitment with Wind Power and Pumped Storage Hydro". IEEE Transactions on Power Systems, 27(2), pp.800-810.

Jiang R., Zhang M., Li G. and Y. Guan (2014). "Two-stage Network Constrained Robust unit Commitment Problem". *European Journal of Operational Research*, 234(3), pp.751-762.

Lew D. and N. Miller (2016). "Reaching New Solar Heights: Integrating High Penetrations of PV into the Power system". *IET Renewable Power Generation*, 11(1), pp. 20-26.

Li G., Zhang R., Jiang T., Chen H., Bai L. and X. Li (2017). "Security-constrained bi-level Economic Dispatch Model for Integrated Natural Gas and Electricity Systems Considering Wind power and Power-to-gas Process". *Applied Energy*, No.194, pp.696-704.

Li T., Eremia M. and M. Shahidehpour (2008). "Interdependency of Natural Gas Network and Power System security". *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(4), pp.1817-1824.

Liu C., Shahidehpour M., Fu Y. and Z. Li (2009). "Security-constrained unit Commitment with Natural gas Transmission Constraints". *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), pp.1523-1536.

Liu C., Shahidehpour M. and J. Wang (2010). "Application of Augmented Lagrangian Relaxation to Coordinated Scheduling of Interdependent Hydrothermal Power and Natural Gas Systems". IET Generation, Transmission & Distribution, 4(12), pp.1314-1325.

Liu C., Shahidehpour M. and J. Wang (2011). "Coordinated Scheduling of Electricity and Natural Gas Infrastructures with a Transient Model for Natural Gas Flow". *Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science*, 21(2), 025102.

Majzoobi A. and A. Khodaei (2016). Application of Microgrids in Addressing Distribution Network net-load Ramping. Paper presented at the Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2016 IEEE Power & Energy Society.

Menon E.S. (2005). Gas pipeline hydraulics: Crc Press.

Munoz J., Jimenez-Redondo N., Perez-Ruiz J. and J. Barquin (2003). "Natural gas Network Modeling for Power Systems Reliability Studies". Paper presented at the Proc. IEEE/PES General Meeting.

Ordoudis C., Pinson P. and J.M. Morales (2019). "An Integrated Market for Electricity and Natural Gas Systems with Stochastic Power Producers". *European Journal of Operational Research*, 272(2), pp. 642-654.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

Pambour K.A., Erdener B.C., Bolado-Lavin R. and G.P. Dijkema (2017). "SAInt–A novel quasi-dynamic model for Assessing Security of Supply in Coupled gas and Electricity Transmission Networks". *Applied Energy*, No. 203, pp. 829-857.

Pandzic H., Dvorkin Y., Qiu T., Wang Y. and D.S. Kirschen (2016). "Toward Cost-Efficient and Reliable unit Commitment under Uncertainty". IEEE Transactions on Power Systems, 31(2), pp. 970-982.

Pérez-Arriaga I.J. (2014). Regulation of the Power Sector: Springer.

Qiao Z., Guo Q., Sun H., Pan Z., Liu Y. and W. Xiong (2017). "An Interval gas flow Analysis in Natural gas and Electricity Coupled Networks Considering the Uncertainty of Wind power". *Applied Energy*, No. 201, pp. 343-353.

Sanchez C.B., Bent R., Backhaus S., Blumsack S., Hijazi H. and P. Van Hentenryck (2016). "Convex Optimization for Joint Expansion Planning of Natural gas and Power Systems". Paper Presented at the System Sciences (HICSS), 49th Hawaii International Conference on.

Shahidehpour M., Fu Y. and T. Wiedman (2005). "Impact of Natural gas Infrastructure on Electric Power Systems". Proceedings of the IEEE, 93(5), pp.1042-1056.

Shao C., Wang X., Shahidehpour M., Wang X. and B. Wang (2017). An MILP-based Optimal Power Flow in Multicarrier Energy Systems. IEEE Trans. Sustain. Energy, 8(1), pp. 239-248.

Sun X. and C. Fang (2010). "Interval Mixed-integer Programming for Daily unit Commitment and Dispatch Incorporating Wind power". Paper presented at the Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on.

Unsihuay C., Marangon-Lima J. and A.Z. de Souza (2007). "Short-term operation planning of integrated hydrothermal and Natural gas Systems". Paper presented at the Power Tech, 2007 IEEE Lausanne.

Wang C., Wei W., Wang J., Bai L., Liang Y. and T. Bi (2018). "Convex Optimization based Distributed Optimal Gas-power Flow Calculation". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(3), pp. 1145-1156.

Wang Y. (2017). *Energy Storage Operation with Wind Uncertainty*. (Doctor of Philosophy), University of Washington.

Wang Y., Xia Q. and C. Kang (2011). "Unit Commitment with Volatile Node Injections by using Interval Optimization". *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), pp.1705-1713.

Weijia L., Fushuan W. and X. Yusheng (2017). "Power-to-gas Technology in Energy Systems: Current Status and Prospects of Potential Operation Strategies". *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 1-12.

Wen Y., Qu X., Li W., Liu X. and X. Ye (2018). Synergistic Operation of Electricity and Natural gas Networks via ADMM. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(5), pp.4555-4565.

Wood A.J. and B.F. Wollenberg (2012). Power Generation Operation and Control: John Wiley & Sons.

Wu L., Shahidehpour M. and T. Li (2007). Stochastic Security-constrained unit Commitment. IEEE Transactions on Power Systems, 22(2), pp. 800-811.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

Wu L., Shahidehpour M. and Z. Li (2012). "Comparison of Scenario-based and Interval Optimization Approaches to Stochastic SCUC". *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), pp.913-921.

Zeng Q., Fang J., Li J. and Z. Chen (2016). "Steady-state Analysis of the Integrated Natural gas and Electric power system with bi-directional energy Conversion". *Applied Energy*, No. 184, pp. 1483-1492.

Zhang B., Sun Y., Zhong Y. and M. Shen (2018). Optimal Energy Flow of Electricity-Gas Integrated Energy System Using Second-order Cone Program. Paper presented at the 2018 Chinese Control And Decision Conference (CCDC).

Zhang X., Che L. and M. Shahidehpour (2015). "Impact of Natural gas system on Short-term Scheduling with Volatile Renewable Energy". Paper presented at the Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE.

Zhang X., Shahidehpour M., Alabdulwahab A. and A. Abusorrah (2016). "Hourly Electricity Demand Response in the Stochastic Day-ahead Scheduling of Coordinated Electricity and Natural gas networks". IEEE Transactions on Power Systems, 31(1), pp. 592-601.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

پیوست‌ها

اندیس‌ها و مجموعه‌ها

T	:	افق زمانی برنامه‌ریزی، t	C	:	مجموعه کمپرسورها، c_{ij} (واقع‌شده بین نقطه i و j)
GN	:	مجموعه نودهای شبکه گاز، i, j	k	:	شاخص تکرار
B	:	مجموعه باس‌های[1] شبکه برق، b,m	PtG	:	مجموعه تسهیلات تبدیل برق به گاز، ptg
LG	:	مجموعه خطوط لوله گاز، lg	PG_b, PG_i	:	مجموعه تسهیلات تبدیل برق به گاز متصل به باس b /گره i
TL	:	مجموعه خطوط انتقال شبکه برق، le	TL_b, LG_i	:	مجموعه خطوط برق/ گاز متصل به باس b/گره i
N	:	مجموعه نیروگاه‌های برق، g	N_i^G, W_i	:	مجموعه نیروگاه‌های گازی/ چاه‌های گاز متصل به گره i
$N^{G,W,H,C,S}$	:	مجموعه نیروگاه‌های گازی/ بادی/ آبی/ فسیلی/ خورشیدی	$N_b^{G,W,H,C,S}$	:	مجموعه نیروگاه‌های گازی/ بادی/ آبی/ فسیلی/ خورشیدی متصل به باس b
U	:	مجموعه سناریوها	$S^{E,G}$	:	مجموعه تسهیلات ذخیره انرژی الکتریکی/ گاز، s
W	:	مجموعه چاه‌های گاز طبیعی، w	S_b^E, S_i^G	:	مجموعه تسهیلات ذخیره انرژی الکتریکی/ گاز متصل به باسb/ گره i

پارامترها

$F_w^{G,Max}, F_w^{G,Min}$	:	حداکثر/ حداقل میزان خروجی گاز از چاه w [m^3/h]
$F_{ptg}^{G,Max}$	:	حداکثر میزان گاز تولیدشده از تجهیزات تبدیل برق به گاز [m3/h]
C_g^E, C_w^G	:	هزینه تولید برق در نیروگاه g [$/MWh] هزینه تولید گاز از چاه w [$/$m^3$]
$C_s^{G,in}, C_s^{G,out}$	:	هزینه شارژ و دشارژ مخازن ذخیره‌ساز گاز [$/$m^3$h]

1. Bus

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$C_s^{E,in}, C_s^{E,out}$	:	هزینه شارژ و دشارژ مخازن ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی [$/MWh]
$C^{NS,E}, C^{NS,G}$	:	هزینه خاموشی برنامه‌ریزی‌شده بار مصرفی انرژی الکتریکی [$/MW]/گاز طبیعی [$/Sm^3]
$P_g^{E,Max}, P_g^{E,Min}$	:	حداکثر /حداقل توان تولیدی واحد g [MW]
$P_{g,T}^{Max}$	:	ماکزیمم میزان تولید نیروگاه‌های آبی در بازه زمانی با توجه به محدودیت آب [MWh]
$RR_g^{Start}, RR_g^{Stop}$	:	آهنگ تغییرات تولید واحد در زمان راه‌اندازی/خاموش شدن [MW/h]
RR_g^{Inc}, RR_g^{Dec}	:	آهنگ تغییرات تولید واحد g در زمان افزایش/کاهش تولید [MW/h]
T_g^{Inc}, T_g^{Dec}	:	مدت‌زمان افزایش/کاهش تولید واحد g [h]
C_g^{SU}, C_g^{SD}	:	هزینه روش/خاموش شدن واحد g [$/h]
MT_g^{Up}, MT_g^{Down}	:	کمترین مدت‌زمانی که واحد g می‌بایست روشن/ خاموش بماند [h]
T_g^{on}, T_g^{off}	:	تعداد دوره‌هایی که واحد g قبل از دوره اول افق برنامه‌ریزی‌شده روشن/خاموش بوده است.
G_g^{on}, L_g^{off}	:	تعداد دوره‌هایی که واحد g می‌بایست در ابتدا بر اساس محدودیت کمترین زمان روشن یا خاموش باشد
$R_{g,t}^{Up} R_{g,t}^{Down}$	:	میزان ذخیره چرخان بالا و پایین واحد g در زمان t
$intial_g^{Status}$	:	وضعیت اولیه واحد قبل از برنامه‌ریزی، خاموش بوده ۰ و غیر این صورت ۱
$L_{b,t}^E, L_{i,t}^G$	:	بار مصرفی الکتریکی پیش‌بینی‌شده در هر باس/ سطح توان بار مصرفی گاز در هر نود
$B_{b,m}$	:	ماتریس ادمیتانس[1] خط بین باس b و m
η_g^E, η_{pg}^{PG}	:	ضریب تبدیل انرژی الکتریکی به گاز برای واحد g/ضریب کارایی تبدیل گاز به انرژی الکتریکی برای تجهیز pg
$\eta_s^{in}, \eta_s^{out}$	:	کارایی دریافت /ذخیره در تجهیزات ذخیره‌ساز
M_{Big}	:	M بزرگ
Pr_i^{Min}, Pr_i^{Max}	:	حداقل/ حداکثر سطح فشار گاز در هر نود [kPa]

1. Admittance Matrix

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$f_{le}^{Min}, f_{le}^{Max}$: حداقل/ حداکثر میزان جریان در خطوط برق

$MS_s^{E,Max}, MS_s^{G,Max}$: حداکثر میزان ظرفیت تسهیلات ذخیره برق [MW]/گاز [Sm^3]

$S_s^{Max,In}, S_s^{Max,out}$: حداقل/ حداکثر میزان نرخ دریافت/ذخیره تسهیلات ذخیره‌ساز برق [Sm3/h] یا گاز [MW/h]

Lp_{safe} : مینیم سطح تعریف‌شده برای لاین‌پک شبکه [Sm^3]

Γc_{ij} : ضریب افزایش فشار کمپرسور بین دو ایستگاه گاز i و j

K_{lg}, M_{lg} : ثابت ویموث/ثابت لاین‌پک

H_{Gas}, H_{H_2} : نرخ حرارتی گاز/ هیدروژن

متغیرها

$P_{g,t,u}^{E}, F_{w,t,u}^{G}$: میزان تولید واحد g در زمان t برای سناریو u [MW]/ میزان تولید گاز از چاه w در زمان t برای سناریو u [Sm3/h]

$F_{ptg,t,u}^{G}$: مقدار تولید هیدروژن از طریق سیستم تبدیل برق به گاز در زمان t برای سناریو u [Sm3/h]

$L_{ptg,t,u}^{PtG}$: میزان برق مصرف‌شده در سیستم تبدیل برق به گاز در زمان t برای سناریو u [MW]

$S_{s,t}^{G,In}, S_{s,t}^{G,Out}$: میزان ذخیره/مصرف گاز در/از مخزن ذخیره گاز s در زمان t [Sm3/S]

$S_{s,t}^{E,In}, S_{s,t}^{E,Out}$: میزان ذخیره/مصرف الکتریسیته در/از مخزن ذخیره انرژی الکتریکی s در زمان t

$MS_{s,t}^{G}, MS_{s,t}^{E}$: حجم ذخیره گاز/ الکتریسیته در مخزن ذخیره s در زمان t

$Cuw_{g,t,u}$: توان قطع‌شده نیروگاه بادی g در زمان t برای سناریو u [MWh]

$Loss_{b,t,u}^{E}$: سطح خاموش برنامه‌ریزی‌شده انرژی الکتریکی در باس b در زمان t برای سناریو u [MWh]

$Loss_{i,t,u}^{G}$: سطح کاهش بار مصرفی گاز طبیعی در نود i در زمان t برای سناریو u [Sm^3]

$V_{g,t}^{E}$: وضعیت روشن یا خاموش بودن نیروگاهg در زمان t، $\{0,1\}$

$V_{s,t,u}^{St}$: متغیر صفر و یک نشان‌دهنده ذخیره/مصرف در/از مخزن ذخیره‌ساز s در زمان t و سناریو u $\{0,1\}$

$v_{lg,t,u}^{i}$: متغیر صفر و یک نشان‌دهنده ورود یا خروج گاز لوله lg در زمان t برای سناریو u از سمت گره i $\{0,1\}$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]

$xv_{lg,t,u}$: متغیر صفر و یک نشان‌دهنده جهت جریان گاز در لوله lg در زمان t برای سناریو u $\{0,1\}$

$C^{SU}_{g,t}, C^{SD}_{g,t}$: هزینه راه‌اندازی/خاموش شدن واحد g در زمان t [$]

$\theta_{m,t,u}$: زاویه فاز در باس m در زمان t برای سناریو u [rad]

$Lp_{lg,t,u}$: متوسط حجم گاز ذخیره‌شده در لوله lg در زمان t برای سناریو u [Sm^3]

$Pr_{i,t,u}$: فشار نود i در زمان t برای سناریو u [kPa]

$q^{i,in}_{lg,t,u}, q^{i,out}_{lg,t,u}$: نرخ ورود و خروج گاز از در لوله lg در زمان t برای سناریو u [Sm3/h]

$fg_{lg,t,u}$: جریان گاز در لوله lg در زمان t برای سناریو u [Sm^3/h]

$fg^{+}_{lg,t,u}, fg^{-}_{lg,t,u}$: بخش مثبت و منفی عدد جریان گاز لوله lg در زمان t برای سناریو u [Sm^3/h]

$xfg_{lg,t,u}$: توان دوم علامت‌دار جریان گاز لوله lg در زمان t برای سناریو u [Sm3/h]

$xfg^{+}_{lg,t,u}, xfg^{-}_{lg,t,u}$: بخش مثبت و منفی توان دوم علامت‌دار نرخ جریان گاز لوله lg در زمان t برای سناریو u

$NG_{i,t,u}$: تفاوت میان میزان ورود و خروج گاز به لوله lg در زمان t برای سناریو u [Sm^3/h]

$SF^{+,k}_{lg,t,u}, SF^{-,k}_{lg,t,u}$: متغیرهای کمکی غیر منفی برای معادله جریان گاز در زیر مسأله برای تکرار k در زمان t برای سناریو u

$SB^{+,k}_{i}, SB^{-,k}_{i}$: متغیرهای کمکی غیر منفی برای معادله میزان تزریق گاز در زیر مسأله برای تکرار k در زمان t برای سناریو u

$\pi^{k}_{lg,t,u}, \lambda_{i,t,u}$: متغیر دوگان به ترتیب مربوط به معادله جریان گاز و معادله تزریق گاز در لوله lg در زمان t برای سناریو u

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-10]