فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال پانزدهم / شماره ۶۱/ تابستان ۱۳۹۸/ صفحات ۱۷۸-۱۵۷

توسعه امنیت محور شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن بارهای پاسخگو

وحید خلیق[۱]
کارشناس ارشد گروه برق قدرت، شرکت برق منطقه‌ای خراسان،
vahid.khaligh@mail.um.ac.ir

اعظم قزلباش
دکتری اقتصاد انرژی دانشگاه فردوسی مشهد، azam.ghezelbash@gmail.com

تاریخ دریافت: ۹۷/۰۷/۲۳ تاریخ پذیرش: ۹۸/۰۳/۱۱

چکیده

امروزه در صنعت برق طراحی و بهره‌برداری بهینه و مؤثر اقتصادی همواره موردنظر بوده و در توسعه و بهره‌برداری از صنعت برق، هماهنگی شبکه برق و گاز به‌منظور حداقل کردن هزینه بهره‌برداری از اهداف اصلی به شمار می‌آیند. ازاین‌رو نیاز به مدلی است که با در نظر گرفتن قیود فنی توسعه شبکه‌های برق و گاز را هماهنگ کند. در این پژوهش توسعه متمرکز شبکه‌های گاز و برق با در نظر گرفتن معیار امنیت N-1 در شبکه گاز مدل‌سازی شده است. این مدل سازی از دیدگاه یک سرمایه‌گذار مرکزی است که با در نظر گرفتن قیود فنی به دنبال حداقل کردن هزینه کل سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز می‌باشد. همچنین در این تحقیق نشان داده شده است که چگونه می‌توان هزینه های شبکه برق را با استفاده از سطح نفوذهای مختلف برنامه پاسخگویی بار کاهش داد. نتایج به‌دست‌آمده از مسئله سرمایه‌گذاری شبکه گاز نشان می‌دهد که نیاز به افزایش ظرفیت خط لوله در برخی مناطق وجود دارد. در این مورد، هزینه سرمایه‌گذاری شبکه گاز ۱۹ میلیون دلار است، درحالی‌که کل هزینه سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه گاز ۳۷.۱۹ میلیارد دلار است. از سوی دیگر، در شبکه برق، نیاز به نصب نیروگاه‌های جدید در مناطق مشخص شده است. همچنین این نتایج نشان می‌دهد که ظرفیت خط انتقال برخی خطوط باید افزایش یابد. همچنین با در نظر گرفتن معیار N-1 در خروج خطوط لوله گاز، شبکه برق ترجیح می‌دهد که در حدود ۳۲۰۰ مگاوات واحدهای تولیدی جدید را به‌صورت پراکنده در نقاط مختلف شبکه نصب کند تا بدین ترتیب در برابر از دست رفتن خطوط لوله شبکه گاز مقاوم باشد. درحالی‌که بدون در نظر گرفتن معیار N-1 برای خطوط لوله، با نصب ۲۴۰۰ واحد تولیدی جدید نیاز شبکه برطرف می‌شود.

طبقه‌بندی JEL: C61, F52, L94, O21

کلید واژه‌ها: شبکه گاز، شبکه برق، توسعه یکپارچه، معیار امنیت

---

۱. نویسنده مسئول

۱- مقدمه

افزایش چشم‌گیر تولید برق از گاز طبیعی تبعات ویژه‌ای را برای دو صنعت برق و گاز به همراه داشته است. این وابستگی بین دو صنعت، مطالعه هم‌زمان دو سیستم را در زمینه‌های مختلف برنامه‌ریزی توسعه و افزایش بهره‌وری سیستم انرژی بیش از پیش می‌طلبد. همچنین هماهنگی شبکه‌های برق و گاز برای حداقل کردن هزینه بهره‌برداری ضروری می‌باشد. از طرفی ذخایر فراوان گاز طبیعی در بسیاری از کشورها، موجب توسعه استفاده از نیروگاه‌های گازسوز در نقاط مختلف جهان شده است. همچنین به دلیل وجود احتمالی منابعی از گاز طبیعی که تاکنون کشف نشده‌اند و نیز تکنولوژی که روزبه‌روز گسترش می‌یابد، این روند رو به رشد خواهد بود (EIA, 2018). سوخت دیگری که از دیرباز در صنعت نیروگاهی ایران استفاده می‌شده است، مازوت (نفت کوره) و گازوئیل بوده است. در این میان به دلیل اینکه مازوت به ازای هر لیتر ارزش حرارتی بالاتری نسبت به گازوئیل دارد و همچنین قیمتی در حدود یک سوم قیمت گازوئیل دارد، مصرف بیشتری داشته است. با این وجود مازوت آلایندگی بیشتری دارد، استهلاک تجهیزات و قطعات را بالا می‌برد و در نتیجه هزینه تأمین بیشتری دارد. ضمن اینکه به وسیله تانکر حمل می‌شود و هزینه حمل بالایی دارد. ازینرو فقط در شرایط اضطراری استفاده از این سوخت ارجحیت دارد. همچنین لازم به ذکر است که همبستگی بالایی بین قیمت گاز طبیعی و مازوت وجود دارد، لذا با اطمینان از سودمند بودن استفاده از گاز طبیعی در افق بهره‌برداری از شبکه برق، گرایش نیروگاه‌ها به استفاده از سوخت گاز طبیعی به جای مازوت توجیه‌پذیر است.

نیروگاه گازسوز پل ارتباطی شبکه‌های گاز و برق است. در این پژوهش توسعه متمرکز شبکه‌های گاز و برق با در نظر گرفتن معیار امنیت[۱] N-1 در شبکه گاز مدل سازی شده است. این مدل سازی از دیدگاه یک سرمایه‌گذار مرکزی است که با در نظر گرفتن قیود فنی به دنبال حداقل کردن هزینه کل سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز می‌باشد و کاندیدای در نظر گرفته شده در برنامه‌ریزی توسعه

۲. در ارزیابی قطعی امنیت سیستم قدرت تمامی پیشامدهای ممکن در نظر گرفته می‌شود و به‌طور معمول فرض بر این است که در هر بازه زمانی فقط یک خطا رخ می‌دهد و احتمال وقوع دو خطا بسیار ناچیز است که اصطلاحا به معیار N-1 معروف شده است و بر این اساس که معیارهای بهره بردای تامین می‌شود یا نه، تصمیماتی اتخاذ می‌گردد.

شبکه‌های گاز و برق شامل: نصب یا افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها، نصب یا افزایش ظرفیت خطوط انتقال برق و نصب یا افزایش ظرفیت خطوط لوله گاز می باشد. در این مدل در سیستم یکپارچه گاز و برق، دو طرف بار و تولید برای تضمین کفایت تأمین سوخت با یکدیگر به تعادل می‌رسند. برای ارزیابی کفایت تولید، یک دوره بهره‌برداری در نظر گرفته شده و طرح منتخب باید در این مدت توانایی تأمین کفایت سیستم را داشته باشد. انتخاب طرح منتخب بر این مبنا است که به‌عنوان حداقل شروط لازم، تولید به اندازه کافی در شبکه وجود داشته باشد، شبکه انتقال توانایی لازم برای انتقال انرژی را داشته باشد و سوخت مورد نیاز برای تأمین این انرژی فراهم باشد. سناریوهایی که بتوانند شروط لازم را تأمین کنند، در کنار هم بررسی شده و بهترین طرح از بین آن‌ها انتخاب شده است. برای ارزیابی مدل مذکور در یک شبکه واقعی از شبکه گاز و برق از مطالعه موردی استان خراسان استفاده شده است که در آن با توجه به اینکه بخش اعظم واحدهای تولیدی از نوع گازسوز هستند، وابستگی بالایی بین شبکه‌های گاز و برق وجود دارد.

ساماندهی مقاله بدین ترتیب است؛ پس از بیان مقدمه در بخش اول، در بخش دوم پیشینه تحقیق و نوآوری تحقیق ارائه شده است. در بخش سوم به مدل‌سازی توسعه شبکه گاز و برق پرداخته شده است. در بخش چهارم در ابتدا موقعیت و ویژگی مورد نظر تحقیق بررسی شده و به یافته های تحقیق اشاره گردیده و در نهایت در بخش پنجم، نتیجه‌گیری ارائه شده است.

۲- پیشینه تحقیق

برخی از مقالات به بررسی برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز پرداخته‌اند. یک رویکرد رهبر- پیرو توسط خلیق و همکاران[1] (۲۰۱۸) معرفی شده است که در آن شبکه برق به‌عنوان رهبر و شبکه گاز در نقش پیرو دنبال کننده تصمیمات شبکه برق هستند. مدل ارائه شده توسط ژوو و همکاران[2] (۲۰۱۷)، گسترش خطوط و اجزای توزیع شبکه برق را در هاب انرژی فرمول‌بندی می‌کند. به این ترتیب، مدل پیشنهادی، بازآرایی

1. Khaligh et al
2. Zhou et al

بهینه را در سیستم‌های توزیع برق و گاز طبیعی فراهم می‌نماید. نویسندگانی همچون اونسیهای ویلا و همکاران[1] (۲۰۱۷) مدلی چند منطقه‌ای و چندمرحله‌ای را معرفی می‌کنند که تصمیم‌گیرنده مرکزی، برنامه‌ریزی توسعه زیرساخت‌های شبکه‌های گاز و برق را تحت یک مدل واحد ادغام می‌کند. یک مدل متمرکز که برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های توزیع گاز و برق را بهینه می‌کند توسط سالدریگا و همکاران[2] (۲۰۱۰) ارائه شده است. این مدل زمانی مناسب است که هر دو شبکه گاز و برق یک بهره‌بردار مرکزی دارند. مدل متمرکز پیشنهاد شده در مقاله چادری و همکاران[3] (۲۰۱۴) هزینه های عملیاتی و گسترش شبکه های گاز و برق را کاهش می‌دهد. در این مدل توسعه شبکه برق با افزایش ظرفیت خطوط انتقال انجام می‌شود. علاوه بر این، مکان‌یابی واحدهای تولید انرژی از پیش برنامه‌ریزی‌شده را نیز انجام می‌دهد. در مقاله کیو و همکاران[4] (۲۰۱۵)، برنامه‌ریزی توسعه برای به حداکثر رساندن رفاه اجتماعی در شبکه‌های گاز و برق انجام می‌شود. در این مدل، هزینه انطباق با شرایط جدید برای مقابله با عدم اطمینان‌های موجود در برنامه‌ریزی توسعه (همانند قیمت گاز و برق) مورد استفاده قرار گرفته است. مدل ارائه شده توسط براتی و همکاران[5] (۲۰۱۵) یک چارچوب یکپارچه برای حل مشکل برنامه‌های توسعه شبکه‌های گاز و برق فراهم می‌کند. روش پیشنهادی شامل یک روش سه مرحله ای برای حل مسئله توسعه شبکه انتقال، تولید و گاز با استفاده از الگوریتم ژنتیک است. همچنین نویسنده یک مدل توسعه با قید کاهش انتشار کربن دی‌اکسید معرفی کرده است که در آن به حداکثر رساندن سود بر اساس قیمت‌های بازار گاز و برق به‌صورت چندین سناریو دنبال می‌شود. مسئله هماهنگی برنامه‌ریزی توسعه که در مقاله شاوو و همکاران[6] (۲۰۱۷) ارائه شده است، یک سیستم یکپارچه با ظرفیت مطلوب، مکان مناسب و زمان نصب زیرساخت‌های جدید شبکه‌های گاز و برق را فراهم می‌کند. در این مدل مسئله توسعه هماهنگ شبکه‌های برق و گاز به یک مسئله اصلی سرمایه‌گذاری متمرکز و دو زیر

1. Unsihuay-Vila et al
2. Saldarriaga et al
3. Chaudry et al
4. Qiu et al
5. Barati et al
6. Shao et al

مسئله بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های برق و گاز تجزیه می‌شود. روش خطی که در مقاله کیو و همکاران[1] (۲۰۱۶) ارائه شده است، منجر به حداقل سرمایه‌گذاری و هزینه بهره‌برداری در مسئله توسعه شبکه‌های گاز و برق شده است. در این مدل تعاملات بازار گاز و برق در یک فرایند تکراری شبیه سازی شده و اطلاعات بازار برای هدایت مسئله برنامه‌ریزی توسعه قابل استفاده می‌باشد. نویسندگان در مقاله ژانگ و همکاران[2] (۲۰۱۵) یک مدل مقاوم[3] ارائه می‌دهند که در مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق قید تاب‌آوری[4] شبکه لحاظ شده است. مدل برنامه‌ریزی توسعه ارائه شده در مقاله ژائو و همکاران[5] (۲۰۱۷) از یک چارچوب بهینه‌سازی تصادفی دومرحله‌ای برای بیان عدم قطعیت در رشد تقاضا استفاده می‌کند. مدلی مشابه در مقاله دینگ و همکاران[6] (۲۰۱۸) ارائه شده است که عدم قطعیت در رشد بار را از طریق یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای بررسی می‌کند. در این روش در مرحله اول برنامه‌ریزی توسعه مدل‌سازی شده و در مرحله دوم مسئله بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های برق و گاز در نظر گرفته شده است. یک مدل برنامه‌ریزی برای توسعه خطوط توزیع گاز، واحدهای تولید انرژی الکتریکی و بانک‌های خازنی توسط اودتایو و همکاران[7] (۲۰۱۷) ارائه شده است که با استفاده از یک روش برنامه‌ریزی مرحله‌ای حل می‌شود. برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق در حالتی که تبدیل انرژی دوطرفه بین شبکه‌های برق و گاز وجود دارد در مقاله زنگ[8] (۲۰۱۷) به‌عنوان یک مسئله دوسطحی مطرح شده است که در آن سطح بالایی برنامه توسعه را بهینه می‌کند و سطح پایین‌تر بهره‌برداری از شبکه‌های برق و گاز را بهینه می‌کند. یک مدل برنامه‌ریزی برای توسعه شبکه‌های گاز و برق با توجه به معیار امنیت N-1 و قابلیت اطمینان احتمالی توسط هی و همکاران[9] (۲۰۱۷) ارائه شده است. یک مدل ایستا و نامعین برای کمینه کردن هزینه توسعه شبکه‌های یکپارچه

1. Qiu et al
2. Zhang et al
3. Robust
4. Resilence
5. Zhao et al
6. Ding el al
7. Odetayo et al
8. Zeng et al
9. He et al

برق و گاز در کار تحقیقی نونس و همکاران[1] (۲۰۱۸) ارائه شده است که نا اطمینانی در انرژی‌های تجدیدپذیر، رشد بار و قیمت گاز را در مدل برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق در نظر می‌گیرد. خلیق و علومی بایگی (۱۳۹۷) در مقاله‌ای به مقایسه تطبیقی انواع مدل‌های بهینه‌سازی توسعه شبکه‌های برق و گاز در استان خراسان پرداختند. نتایج تحقیق آن‌ها نشان می‌دهد در حالت رهبر-پیرو توسعه هم‌زمان شبکه برق و گاز با پیرو بودن شبکه گاز، هزینه توسعه بیشتری به شبکه گاز تحمیل می‌شود. برنامه پاسخگویی باز نیز می‌تواند هزینه توسعه در هر دو شبکه گاز و برق را کاهش دهد. همچنین با مشارکت و ضریب نفوذ مناسب برنامه پاسخگویی بار، پروفیل بار روزانه می تواند مسطح شود. آرندیان و محمدی اردهالی (۱۳۹۷) در مطالعه خود به بررسی سنجش استفاده ترکیبی از فناوری‌های تجدیدپذیر و تجدید ناپذیر در سیستم‌های تولید هم‌زمان برق و حرارت پرداخته‌اند. مهم‌ترین متغیرهای مدل این تحقیق عبارتند از: دوره بهره‌برداری طولانی‌مدت، تغییرات بارها، قیمت‌های برق و حرارت در فصول مختلف سال و رشد سالیانه بارها و قیمت‌های حرارتی و الکتریکی. نتایج این تحقیق که با الگوریتم ژنتیک و اجتماع پرندگان به‌دست‌آمده، نشان می‌دهد که به‌دلیل انتشار بالای آلاینده‌های زیست‌محیطی توسط موتور احتراق داخلی، با لحاظ نمودن آلاینده‌های زیست‌محیطی در تابع هدف، امکان بهره‌برداری از این فناوری در ترکیب بهینه وجود ندارد.

۳- بررسی تابع هدف توسعه شبکه‌های برق و گاز

با وجود استفاده از روش‌های مختلف، تاکنون تحقیقی در خصوص مدل‌سازی امنیت توسعه شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن معیار خروج تصادفی خطوط لوله و حضور بارهای پاسخگو انجام نشده است. این موضوع به‌عنوان نوآوری تحقیق مدنظر می‌باشد، زیرا سرمایه‌گذار به‌دنبال حداقل کردن هزینه در شرایط مقاوم در برابر ریسک‌های مختلف می‌باشد. به این منظور در ابتدا قیود مربوط به بهره‌برداری شبکه‌های گاز و برق بیان شده، سپس مدل‌سازی خروج خطوط لوله انجام و در انتها برنامه‌ریزی توسعه شبکه های برق و گاز با در نظر گرفتن شرایط اضطراری و بارهای پاسخگو مدل‌سازی می‌شود.

1. Nunes et al

روش توسعه یکپارچه[1] با در نظر گرفتن ریسک خروج خطوط لوله

هدف اصلی برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز، تأمین نیاز بار با حداقل کردن هزینه در طول دوره بهره‌برداری می‌باشد. هزینه توسعه شامل هزینه بهره‌برداری از شبکه‌های برق و گاز در شرایط معمول و اضطراری و نیز هزینه سرمایه‌گذاری برای توسعه زیرساخت‌های این دو شبکه است. به این ترتیب برای تأمین بارهای شبکه گاز در صورت نیاز، خطوط لوله به شبکه گاز اضافه می‌شوند. خطوط لوله به‌گونه‌ای در شبکه گاز مکان‌یابی می‌شوند که کفایت بار به‌صورت بهینه در طول دوره بهره‌برداری تأمین شود. از سوی دیگر هدف توسعه در شبکه برق بهره‌برداری اقتصادی و نیز تأمین کفایت بار از طریق اضافه کردن خطوط انتقال و واحدهای تولیدی جدید به شبکه است. به این ترتیب در برنامه‌ریزی توسعه شبکه برق، مکان و اندازه واحدهای تولیدی جدید و نیز مکان خطوط انتقال جدید تعیین می‌شود. تابع هدف مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز به‌صورت رابطه (۱) نوشته شده است: (برای شرح عوامل مدل به پیوست مراجعه شود)

$$\begin{aligned}\text{Min } C^{ISO} = &\sum_{mn}(bin_{mn}^{trans} cost_{mn}^{trans}) + \sum_{mh}\left(bin_{m,h}^{gen} P_{s_{m,h}}^{rated} cost_{mh}^{gen}\right) \\ &+ \sum_{ij} bin_{ij}^{Pipe}\, L_{ij}^{Pipe}\, A_{ij}^{Pipe} cost_{ij}^{Pipe} \\ &+ \sum_{c} \mathbb{P}_c \sum_{y=1}^{T}(1+r)^{-(y-1)} \sum_{d}\left(C_{y,d,c}^{Gas} + C_{y,d,c}^{Elec}\right)\end{aligned} \quad (۱)$$

$$\text{s.t } .\sum_g X_{mgcyd}^{Elec} = X_{mgcyd}^{Gas} \quad (۲)$$

که در آن عبارات اول تا سوم به ترتیب؛ هزینه توسعه خطوط انتقال شبکه برق، واحدهای تولیدی شبکه برق و خطوط لوله شبکه گاز است. عبارت چهارم مقدار ارزش فعلی هزینه بهره‌برداری است که شامل هزینه بهره‌برداری از شبکه‌های برق و گاز در شرایط معمول و نیز شرایط اضطراری می‌شود.

در این مسئله قید (۲) قیدی است که دو شبکه گاز و برق را به یکدیگر مرتبط نموده و طی آن مصرف نیروگاهی شبکه برق، وارد محاسبات شبکه گاز می‌شود.

1. Centralized

همچنین قیدهای دیگر تابع هدف مربوط به قیود شبکه گاز و برق می‌باشد که در بخش بعدی توضیح داده شده است.

قیود بهره‌برداری شبکه گاز

قیود بهره‌برداری شبکه گاز را می‌توان بر اساس روابط ویموث به‌صورت زیر مدل نمود. کمپرسورها نقش مهمی در عملکرد شبکه گاز دارند. در شبکه‌های غیرشعاعی گاز، در نظر نگرفتن کمپرسورها می‌تواند خطای زیادی ایجاد کند. کمپرسور از سوخت گاز برای افزایش فشار گاز استفاده می‌کند. این انرژی به‌عنوان تلفات در شبکه گاز شناخته شده می‌شود و گاز تلف شده در عبور از یک کمپرسور در حدود ۲ تا ۱۰ درصد از گاز عبوری آن تخمین زده می‌شود (هی و همکاران[1] ۲۰۱۷). در همین راستا در این تحقیق، مدل انتقال گاز ساده شده (توسط ژانگ و همکاران[2]، ۲۰۱۵)، با در نظر گرفتن معادلات غیرخطی جریان گاز و تلفات کمپرسور بسط داده شده و مورد استفاده قرار گرفته است (برای شرح عوامل مندرج در مدل، به پیوست مراجعه شود).

$$C_{ydc}^{Gas} = \sum_{i} S_{icyd}^{Gas}\lambda_{i}^{Gas} + \sum_{i} r_{icyd}^{Gas}\lambda^{Gas_r} \qquad (۳)$$

$$\Delta P_{ijc}\underline{f_{ij}^{Gas}} \le f_{ijcyd}^{Gas} \le \Delta P_{ijc}\overline{f_{ij}^{Gas}} \qquad ij \in \mathcal{PL}^{passive}, c\in\Omega \qquad (۴)$$

$$sign\left(f_{ijcyd}^{Gas}\right)f_{ijyd}^{Gas^2} = K_{ij}^{pipe^2}\left(pr_{iyd}^{g\ 2} - pr_{jyd}^{g\ 2}\right) \qquad \forall\ ij \in \mathcal{PL}^{passive}, c\in\Omega \qquad (۵)$$

$$sign\left(f_{ijcyd}^{Gas}\right)f_{ijcyd}^{Gas\ 2} \ge K_{ij}^{pipe^2}\left(pr_{icyd}^{g\ 2} - pr_{jcyd}^{g\ 2}\right) \qquad \forall\ ij \in \mathcal{PL}^{Active}, c\in\Omega \qquad (۶)$$

$$0 \le f_{ijcyd}^{Gas} \le \Delta P_{ijc}\overline{f_{ij}^{Gas}} \qquad \forall\ ij \in \mathcal{PL}^{Active}, c\in\Omega \qquad (۷)$$

$$\underline{S_{i}^{Gas}} \le S_{icyd}^{Gas} \le \overline{S_{i}^{Gas}} \qquad \forall\ i \in N^{Gas}, c\in\Omega \qquad (۸)$$

$$\underline{pr_{i}^{g}} \le pr_{icyd}^{g} \le \overline{pr_{i}^{g}} \qquad \forall\ i \in N^{Gas}, c\in\Omega \qquad (۹)$$

1. He et al
2. Zhang et al

$$0 \le r_{icyd}^{Gas} \le s_{iyd}^{l} \qquad \forall\, i \in N^{Gas}, c \in \Omega \qquad (۱۰)$$

$$S_{icyd}^{Gas} = \sum_{j} bin_{ij}^{Pipe} f_{ijcyd}^{Gas} + \left(X_{icyd}^{Gas} + s_{icyd}^{l}\right) + r_{icyd}^{Gas} + s_{icyd}^{comp} \qquad \forall\, i \in N^{Gas}, c \in \Omega \qquad (۱۱)$$

$$s_{icyd}^{comp} = \int_{ij}^{comp} f_{ijcyd}^{Gas}\left(pr_{jcyd}^{g} - pr_{icyd}^{g}\right) \qquad \forall\, ij \in \mathcal{PL}^{A}, c \in \Omega \qquad (۱۲)$$

$$pr_{jcyd}^{g} \le R_{ij}^{comp} pr_{icyd}^{g} \qquad \forall\, ij \in \mathcal{PL}^{A}, c \in \Omega \qquad (۱۳)$$

در این روابط قید (۳) هزینه بهره‌برداری از شبکه گاز شامل هزینه خریداری گاز و نیز هزینه ناشی از عدم تأمین بار مشترکین را مشخص می‌کند. قید (۴) محدودیت فلو در خطوط مختلف است. قیود (۵) و (۶) به ترتیب مربوط به رابطه بین فلو و فشار در خطوط فاقد کمپرسور (پسیو) و خطوط دارای کمپرسور (اکتیو) است (ژانگ و همکاران[1]، ۲۰۱۵). ایجاد می‌کند. قید (۸) محدوده تولید را در گره‌های مختلف مشخص می‌کند. قید (۹) محدودیت فشار در گره‌های مختلف است. قید (۱۰) محدوده بار از دست رفته را مشخص می‌کند. قید (۱۱) تعادل ورود و خروج گاز در گره‌های مختلف شبکه گاز را مشخص می‌کند. قید (۱۲) رابطه مربوط به مصرف گاز کمپرسور است (اوژدا و همکاران[2]، ۲۰۱۵). قید (۱۳) نسبت فشار را در دو طرف کمپرسور نشان می‌دهد.

قیود بهره‌برداری شبکه برق

در مدل‌سازی بهره‌برداری اقتصادی از شبکه برق از قیود مربوط به پخش بار DC برای تأمین کفایت بار و ارزیابی قابلیت اجرای طرح‌های مختلف توسعه استفاده شده است. (برای شرح عوامل مدل به پیوست مراجعه شود)

$$C_{ydc}^{Elec} = \sum_{t} OC_{ydc} + \sum_{mt} r_{mcydt}^{Elec} \lambda^{Elec_r} + \sum_{mt} \lambda_{mcydt}^{DR} P_{DR_{mcydt}}^{-} \qquad (۱۲)$$

$$OC_{yd} = \sum_{mg} \lambda_{m}^{X} X_{mcgyd}^{Elec} bin_{mg}^{Gen} \qquad \forall m \in N^{Elec}, g \in GU, c \in \Omega \qquad (۱۳)$$

1. Zhang et al
2. Ojeda et al

$$\sum_{g} \mathrm{bin}_{mg}^{Gen} \mathrm{p}_{mcgydt}^{Gen} = \sum_{n} \mathrm{bin}_{mn}^{Trans} \mathrm{PF}_{mncydt} + \mathrm{r}_{mcydt}^{Elec} + \mathrm{p}_{mcydt}^{E\text{-}load} \qquad \forall m \in N^{Elec}, c \in \Omega \qquad (۱۴)$$

$$\mathrm{PF}_{mncydt} = \mathrm{p_b} \times \sum_{n} \mathrm{y}_{mn}\left(\theta_{mcydt} - \theta_{ncydt}\right) \qquad \forall\, m \in N^{Elec}, c \in \Omega \qquad (۱۵)$$

$$\theta_{ref} = 0 \qquad (۱۶)$$

$$\underline{\mathrm{p}_{mg}^{Gen}} \le \mathrm{p}_{mcgydt}^{Gen} \le \overline{\mathrm{p}_{mg}^{Gen}} \qquad \forall m \in N^{Elec}, g \in GU, c \in \Omega \qquad (۱۷)$$

$$-\overline{\mathrm{PF}_{mn}} \le \mathrm{PF}_{mncyd} \le \overline{\mathrm{PF}_{mn}} \qquad \forall m \in N^{Elec}, mn \in TL, c \in \Omega \qquad (۱۸)$$

$$0 \le \mathrm{r}_{mcydt}^{Elec} \le \mathrm{p}_{mydt}^{load} \qquad \forall m \in N^{Elec}, c \in \Omega \qquad (۱۹)$$

$$\mathrm{X}_{mcgyd}^{Elec} = \sum_{t} \mathrm{T_t} \frac{(\alpha_{mg} + \beta_{mg} \mathrm{p}_{mcgydt}^{Gen} + \gamma_{mg} \mathrm{p}_{mccgydt}^{Gen\ 2})}{\mathrm{GHV_g}} \qquad \forall\, m \in N^{Elec}, g \in GU, c \in \Omega \qquad (۲۰)$$

در قیود به کار رفته برای مدل‌سازی بهره‌برداری بهینه از شبکه برق، قید (۱۲) هزینه بهره‌برداری روزانه از شبکه برق شامل هزینه تأمین سوخت، جریمه ناشی از بارهای تأمین نشده و نیز هزینه پرداختی بابت بارهای پاسخگو را شامل می‌شود. قید (۱۳) به بیان هزینه تأمین سوخت نیروگاه‌های شبکه برق می‌پردازد. قید (۱۴) تعادل تولید و مصرف را در باس‌های مختلف شبکه برق برقرار می‌سازد. قید (۱۵) توان جاری در خطوط مختلف شبکه برق را بر اساس پخش بار DC تعیین می‌کند. زاویه ولتاژ باس مرجع مطابق با پخش بار DC در قید (۱۶) برابر صفر قرار داده شده است. قید (۱۷) محدودیت تولید نیروگاه‌های مختلف را تعیین می‌کند. قید (۱۸) محدودیت عبور توان در خطوط انتقال مختلف شبکه برق را مشخص می‌کند. قید (۱۹) محدوده بار از دست رفته را در باس‌های مختلف بیان می‌کند. قید (۲۰) مصرف گاز نیروگاه‌های مختلف را مشخص می‌کند.

مدل‌سازی شرایط اضطراری

در مدل پیشنهادی، معیار N-1 به‌عنوان محدودیت‌های امنیتی برای تحلیل شرایط احتمالی مختلف که به سیستم گاز و برق اعمال می‌شود، مورد استفاده قرار می‌گیرد. موارد احتمالی مختلف شامل معیار امنیت N-1 در خطوط لوله گاز در مدل توسعه

شبکه‌های برق و گاز پیشنهاد شده است. با در نظر گرفتن معیار N-1 در هر مورد یکی از خطوط لوله برای خروج از شبکه اعمال می‌شود. اختصار c در مدل پیشنهادی نشان‌دهنده وضعیت عادی (c = 0) و وضعیت احتمالی (c> 0) خطوط لوله است. در این رابطه پارامتر باینری ΔP_{ijc} برای تعیین وضعیت احتمالی هر عضو مورد استفاده قرار می‌گیرند که ۰ برای خاموش بودن عضو در حالت خروج استفاده می‌شود. بااین‌حال، در یک وضعیت احتمالی (C> 0) تنها یکی از پارامترهای باینری صفر خواهد بود.

مدل‌سازی بارهای پاسخگو

در این پژوهش هزینه بارهای پاسخگو در رابطه بهینه‌سازی توسعه شبکه‌های برق و گاز قرار گرفته است تا بدین‌وسیله طرحی برای توسعه شبکه‌های برق و گاز انتخاب شود که انعطاف‌پذیری در برابر شرایط مختلف داشته باشد. مدل در نظر گرفته شده برای بارهای پاسخگو بر اساس ارائه مشوق به مصرف‌کننده برای مشارکت در برنامه بار پاسخگو است. به این ترتیب در این روش فرض شده است که مقدار مشوق ارائه شده در قبال مشارکت در برنامه پاسخگویی بار، بیشتر از هزینه مصرف انرژی الکتریکی است و بر این اساس بارهای پاسخگو به‌صورت بارهای قابل انتقال در طول دوره زمانی روزانه مدل می‌شوند. با استفاده از این روش، با جابه‌جایی بار مشترکین پروفیل بار روزانه مسطح شده و پیک سایی می‌شود. در روش ارائه شده مشترکین در هر دوره زمانی می‌توانند بار خود را با توجه به قیمت انرژی افزایش یا کاهش دهند، با این قید که مجموع تغییرات بار در طول روز صفر باشد. مدل در نظر گرفته شده برای بارهای پاسخگو با استفاده از روابط (۲۱)-(۲۵) ارائه شده است.

$$P_{mcydt}^{E_load} = P_{mcydt}^{load} - P_{DR_{mcydt}}^{-} + P_{DR_{mcydt}}^{+} \qquad \forall\, t\in\mathcal{T}, m\in\mathcal{B} \qquad (۲۱)$$

$$\sum_{t}(P_{DR_{mcydt}}^{+} - P_{DR_{mcydt}}^{-}) = 0 \qquad \forall m\in\mathcal{B} \qquad (۲۲)$$

$$0 \le P_{DR_{mcydt}}^{-} \le u_{DR_{mcydt}}^{-}\overline{P_{DR_{mcydt}}^{-}} \qquad \forall\, t\in\mathcal{T}, m\in\mathcal{B} \qquad (۲۳)$$

$$0 \le P_{DR_{mcydt}}^{+} \le u_{DR_{mcydt}}^{+}\overline{P_{DR_{mcydt}}^{+}} \qquad \forall\, t\in\mathcal{T}, m\in\mathcal{B} \qquad (۲۴)$$

$$u_{DR_{mcydt}}^{+} + u_{DR_{mcydt}}^{-} \le 1 \qquad \forall\, t\in\mathcal{T}, m\in\mathcal{B} \qquad (۲۵)$$

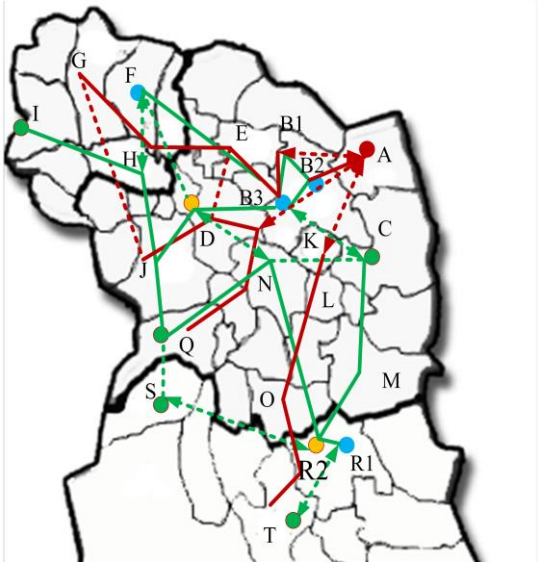
در این مدل، بار مورد انتظار پس از اعمال برنامه پاسخگویی بار با استفاده از رابطه (۲) بیان شده است. انتقال بار مشترکین به ساعات دیگر در طول دوره زمانی روزانه با

استفاده از رابطه (۳) تضمین شده است. محدودیت اعمال شده بر قابلیت استفاده از بارهای پاسخگو بر اساس روابط (۴) و (۵) بیان شده است. قید استفاده شده در (۶) بیانگر این است که در هر ساعت تنها یکی از قابلیت‌های کاهش بار و یا افزایش بار قابل اعمال است. برای شرح عوامل مندرج در مدل، به پیوست مراجعه شود.

۴- یافته‌های تحقیق

سیستم آزمون مورد استفاده برای تحلیل با استفاده از روش پیشنهادی، شبکه‌های گاز و برق استان خراسان است. شبکه برق ۴۰۰ کیلووات شامل ۱۸ خط انتقال و ۱۵ باس است که در آن ۳۳ واحد گاز مصرفی در ۷ باس قرار گرفته‌اند. در شبکه گاز، ۱۴ گره وجود دارد که از طریق ۱۳ خط لوله به یکدیگر متصل می‌شوند. داده‌های شبکه‌های برق و گاز خراسان به ترتیب در مقالات سیدی و همکاران[1] (۲۰۰۹) و کیو[2] (۲۰۱۵) ارائه شده است. در این پژوهش فرض شده است که طرح پیشنهادی توسعه باید قابلیت تأمین سیستم در یک دوره برنامه‌ریزی ۱۵ ساله را با در نظر گرفتن رشد بار سالانه ۳ درصد داشته باشد. سطح تقاضای فعلی در شبکه برق ۳۱۲۹ مگاوات و حداکثر تولید ۳۸۸۰ مگاوات در دسترس است. در شبکه گاز میزان مصرف ۳۹/۱۳۳ میلیون مترمکعب استاندارد در روز، شامل مصرف گاز غیر از نیروگاه‌های گازسوز مانند بخش مسکونی وجود دارد. خطوط لوله موجود، خطوط انتقال و واحدهای تولیدی و نامزدهای آن‌ها برای برنامه‌ریزی توسعه، در شکل ۱ و نامزدهای توسعه شبکه‌های گاز و برق و هزینه‌های سرمایه‌گذاری آن‌ها در جدول ۱ آمده است.

1. Seyedi et al
2. Qiu et al



خطوط انتقال نامزد برای نصب
خطوط انتقال نامزد برای افزایش ظرفیت
خطوط انتقال موجود
واحد تولیدی نامزد برای نصب
واحد تولیدی موجود
واحد تولیدی نامزد برای افزایش ظرفیت
خطوط لوله نامزد برای نصب
خطوط لوله نامزد برای افزایش ظرفیت
خطوط لوله موجود
چاه گاز

منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱. شبکه‌های گاز و برق خراسان

این مسئله که یک مسئله غیرخطی همراه با اعداد صحیح ۱ است، توسط نرم‌افزار GAMS[۲] حل شده است. (نتایج به دست آمده ضمیمه می‌باشد.

نتایج به دست آمده از مسئله سرمایه‌گذاری شبکه گاز نشان می‌دهد که نیاز به افزایش ظرفیت خط لوله بین مناطق A و B از شکل ۱ وجود دارد. در این مورد، هزینه سرمایه‌گذاری شبکه گاز ۱۹ میلیون دلار است، درحالی‌که کل هزینه سرمایه‌گذاری و

1. Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP)
2. General Algebraic Modeling System

بهره‌برداری شبکه گاز ۳۷/۱۹ میلیارد دلار است. از سوی دیگر، در شبکه برق، نیاز به نصب نیروگاه‌های جدید در مناطق F، R و B2 است. همچنین این نتایج نشان می‌دهد که ظرفیت خط انتقال F-H باید افزایش یابد.

جدول ۱. نامزدهای توسعه و هزینه‌های آن‌ها

هزینه (k$/MW)	واحد تولیدی	هزینه (k$/km)	خط انتقال	هزینه (k$/inch-km)	خط لوله
۹۰۰	C	۲۴۰	S-Q	۴۰	A-B
۹۰۰	S	۲۴۰	K-C	۴۰	A-L
۹۰۰	Q	۳۶۰	B-C	۶۰	A-K
۹۰۰	L	۴۸۰	K-D	۶۰	F-D
۹۰۰	F	۴۸۰	R-Q	۶۰	G-J
۹۰۰	I	۴۸۰	R-T		
۱۱۷۰	T	۴۸۰	R-S		
۱۴۴۰	B				
۱۰۸۰	R				

منبع: یافته‌های تحقیق

جدول ۲. نتایج حاصل از توسعه با در نظر گرفتن معیار امنیت و بدون آن

	شرایط	بدون در نظر گرفتن شرایط اضطراری	با در نظر گرفتن شرایط اضطراری
شبکه گاز	کاندیدای توسعه	A-B	F-D, A-B, A-L
	هزینه سرمایه‌گذاری ($10^9$$)	۰.۰۱۹	۱.۹
	هزینه کل ($10^9$$)	۳۷.۱۹	۴۷.۸۲
شبکه برق	کاندیدای توسعه خط انتقال	F-H	F-H, B-C
	کاندیدای توسعه تولید	F, S, B2	I,B1,C,Q,R,B2
	هزینه سرمایه‌گذاری ($10^9$$)	۰.۸۴۶	۱.۴۵
	هزینه کل ($10^9$$)	۷.۷۶	۹.۹۲
هزینه کل مجموع دو شبکه ($10^9$$)		۴۴.۹۵	۵۷.۷۴

منبع: یافته‌های تحقیق

در این مدل هزینه سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از شبکه برق ۷.۷۶ میلیارد دلار است که در آن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری به ترتیب ۷/۳۹ و ۰/۳۷ میلیارد دلار می‌باشد. همچنین مطالعات نشان می‌دهد که اگر ارزش بار از دست رفته بیش از

MWh /$۱۱۵ و MSCMD/$ ۱۲۰۰ به ترتیب در شبکه‌های برق و گاز باشد، سرمایه گذاری برای توسعه گزینه ارزان‌تری نسبت به قطع اجباری بار است.

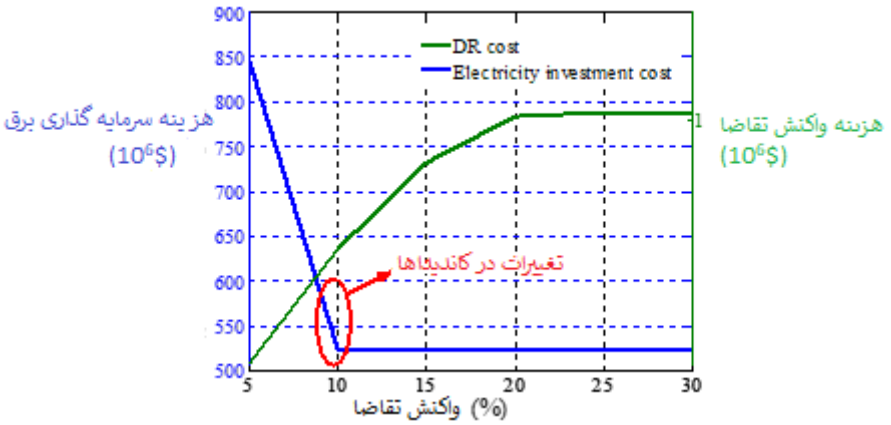
با لحاظ معیار N-1 در خروج خطوط لوله گاز، به‌نظر می‌رسد شبکه برق ترجیح می‌دهد که در حدود ۳۲۰۰ مگاوات واحدهای تولیدی جدید را به‌صورت پراکنده در نقاط مختلف شبکه نصب کند تا بدین ترتیب در برابر از دست رفتن خطوط لوله شبکه گاز مقاوم باشد. درحالی‌که بدون در نظر گرفتن معیار N-1 برای خطوط لوله، با نصب ۲۴۰۰ واحد تولیدی جدید نیاز شبکه برطرف می‌شود. از سوی دیگر در شبکه گاز نیز برای مقابله با شرایط اضطراری نیاز به نصب خطوط لوله بیشتری به‌منظور جلوگیری از قطع بار در شرایط اضطرار است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود با مقاوم بودن شبکه در برابر خروج خطوط لوله، هزینه توسعه سیستم گسترش می‌یابد و همچنین به دلیل اینکه خروج خط لوله در برخی موارد منجر به قطع ناخواسته بار می‌شود، هزینه بهره‌برداری و در نتیجه هزینه کل توسعه با در نظر گرفتن معیار امنیت افزایش می‌یابد. در بخش دیگری از تحقیق، تأثیر بارهای پاسخگو بر برنامه‌ریزی توسعه مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج برنامه‌ریزی توسعه تولید نشان می‌دهد که برنامه پاسخگویی بار می تواند نصب واحد تولیدی جدید را کاهش دهد. با اقدامات اصلاح پیک بار و تصحیح پروفیل بار، نیاز به نصب تولید جدید نیز می‌تواند کاهش یابد. در این راستا اثر سطح نفوذ مختلف برنامه پاسخگویی بار در هزینه گسترش شبکه برق در شکل ۲ مورد مطالعه قرار گرفته است. برای بررسی بهتر اثر برنامه پاسخگویی بار در برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز، نتایج حاصل برای هزینه تولید، هزینه توسعه، هزینه برنامه پاسخگویی بار، نامزدهای توسعه تولید و هزینه کل توسعه شبکه برق در جدول ۳ خلاصه شده است.

جدول ۳. اثر سطح نفوذ برنامه پاسخگویی بار

سطح نفوذ پاسخگویی بار (درصد)	۵	۱۰	۱۵	۲۰	۲۵	۳۰
هزینه کل شبکه برق (10^9\$)	۷/۶۶	۷/۶	۷/۵۹	۷/۵۹	۷/۵۹	۷/۵۹
هزینه سرمایه‌گذاری (10^6\$)	۸۴۶/۳۱	۵۲۳/۳۹	۵۲۳/۳۹	۵۲۳/۳۹	۵۲۳/۳۹	۵۲۳/۳۹
نامزدهای توسعه تولید	B2,S,F	B2,F	B2,F	B2,F	B2,F	B2,F
هزینه برنامه پاسخگویی بار (10^6\$)	۰/۳۲	۰/۶۴	۰/۸۸	۱/۰۱	۱/۰۲	۱/۰۲

در جدول ۳ مشاهده می‌شود که ترکیب برنامه پاسخگویی بار در برنامه‌ریزی توسعه یکپارچه شبکه‌های برق و گاز باعث کاهش هزینه کل شده و کارآمدتر از نصب واحد تولیدی جدید است. با این حال همان‌طور که در شکل ۲ دیده می‌شود، با سطوح نفوذ برنامه پاسخگویی بار بالاتر از ۱۰ درصد، هزینه توسعه شبکه برق دیگر تغییری نمی‌کند. شکل ۲ همچنین نشان می‌دهد که با افزایش سطح نفوذ برنامه پاسخگویی بار (فراتر از ۲۰ درصد)، هزینه برنامه پاسخگویی بار بدون تغییر باقی می‌ماند.

زیرا در این حالت برنامه پاسخگویی بار به حداکثر عملکرد کاهش بار که در بازه تغییرات بار قابل انجام است، می‌رسد. شکل ۲ همچنین نشان می‌دهد که با افزایش سطح نفوذ برنامه پاسخگویی بار، هزینه توسعه شبکه برق کاهش می‌یابد. همچنین همان‌طور که در جدول ۳ و شکل ۲ دیده می‌شود، با سطح نفوذ برنامه پاسخگویی بار بالاتر از ۱۰ درصد، دیگر نیازی به نصب یکی از نامزدهای تولید وجود ندارد.



شکل ۲. اثر سطح نفوذ برنامه پاسخگویی بار بر هزینه توسعه شبکه برق

۵- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

در این تحقیق، برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه برق و گاز از دیدگاه یک سرمایه‌گذار مرکزی مدل‌سازی شده است که با در نظر گرفتن قیود فنی به دنبال حداقل کردن هزینه کل سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز می‌باشد. برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن معیار امنیت N-1 برای خروج

خطوط لوله در شرایط اضطراری مدل‌سازی شده است. نتایج به دست آمده از مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه برق و گاز نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن معیار N-1 در خروج خطوط لوله گاز، شبکه برق ترجیح می‌دهد که در حدود ۳۲۰۰ مگاوات واحدهای تولیدی جدید را به‌صورت پراکنده در نقاط مختلف شبکه نصب کند تا بدین ترتیب در برابر از دست رفتن خطوط لوله شبکه گاز مقاوم باشد. همچنین نتایج نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن معیار امنیت N-1 به دلیل وجود بار تأمین نشده، هزینه بیشتری نسبت به حالت در نظر نگرفتن این معیار به سیستم تحمیل می‌شود. همچنین نتایج تحقیق حاکی از آن است که برنامه پاسخگویی بار می‌تواند هزینه توسعه در هر دو شبکه گاز و برق را کاهش دهد. با مشارکت و ضریب نفوذ مناسب برنامه پاسخگویی بار، پروفیل بار روزانه می‌تواند مسطح شود. همچنین نشان داده شده است که چگونه می‌توان هزینه‌های شبکه برق را با استفاده از سطح نفوذهای مختلف برنامه پاسخگویی بار کاهش داد.

منابع

خلیق، وحید و علومی بایگی، مجید (۱۳۹۷). "مقایسه تطبیقی انواع مدل‌های بهینه‌سازی توسعه شبکه‌های برق و گاز در استان خراسان"، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، جلد ۱۴، شماره ۵۹، ۱۲۱-۱۴۴.

آرندیان، بهداد و محمدی اردهالی، مرتضی (۱۳۹۷). بهینه‌سازی اندازه، مکان و بهره‌برداری از فناوری‌های مختلف سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال ۱۴، شماره ۵۷، ۳۷-۱.

Adib, M.M., Trone, D., K. (1999). "Local load shedding", IEEE Trans. On Power System, Vol. 3, No. 3, August 1998, pp. 1220-1229.

Barati,F. Seifi, H. Sepasian, M. S. Nateghi, A. Shafie-khah, M. and Catalão, J.P. (2015)."Multi-period integrated framework of generation, transmission, and natural gas grid expansion planning for large-scale systems," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 30, pp. 2527-2537.

Chaudry, M. Jenkins, N. Qadrdan, M. and Wu, J. (2014). "Combined gas and electricity network expansion planning," *Applied Energy,* vol. 113, pp. 1171-1187.

Ding, T. Hu,Y., and Bie, Z. (2018). "Multi-Stage Stochastic Programming With Nonanticipativity Constraints for Expansion of Combined Power and Natural Gas Systems," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 33, pp. 317-328.

He, C. Wu, L. Liu, T., and Bie, Z. (2017). "Robust Co-optimization Planning of Interdependent Electricity and Natural Gas Systems with a Joint N-1 and Probabilistic Reliability Criterion," *IEEE Transactions on Power Systems.*

Khaligh,V. Anvari-Moghaddam A., Guerrero, J.M. (2018). "A Leader-Follower Approach to Gas-Electricity Expansion Planning Problem," *IEEE 18th International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2nd Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC 2018),* 12-15 June 2018.

Li, C. Dong, Z. Chen, G. Luo, F. and Liu, J. (2015). "Flexible transmission expansion planning associated with large-scale wind farms integration considering demand response," *IET Generation, Transmission & Distribution,* vol. 9, pp. 2276-2283.

Menon,E. S. (2005). *Gas pipeline hydraulics*: CRC Press.

Nunes, J. B. Mahmoudi, N. Saha, T. K. and Chattopadhyay, D. (2018). "A stochastic integrated planning of electricity and natural gas networks for Queensland, Australia considering high renewable penetration," *Energy,* vol. 153, pp. 539-553.

Odetayo, B. Mac Cormack, J. W. Rosehart, D. and Zareipour, H. (2017). "A sequential planning approach for Distributed generation and natural gas networks," *Energy,* vol. 127, pp. 428-437.

Ojeda-Esteybar, D. M. Rubio-Barros, R. Añó, G. O. and Vargas, A. (2014). "Integration of electricity and natural gas systems-identification of coordinating parameters," in *Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), 2014 IEEE PES*, pp. 1-8.

Qiu, J. Z. Dong, Y. Zhao, J. H. Xu, Y. Zheng, Y. Li C. (2015). "Multi-stage flexible expansion co-planning under uncertainties in a combined electricity and gas market," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 30, pp. 2119-2129.

Qiu, J. Yang, H. Dong, Z. Y. Zhao, J. H. Meng, K .F. Luo, J. (2016). "A linear programming approach to expansion co-planning in gas and electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 31, pp. 3594-3606.

Saldarriaga, C. A. Hincapié, R. A. and Salazar, H. (2013). "A holistic approach for planning natural gas and electricity distribution networks," *IEEE transactions on power systems,* vol. 28, pp. 4052-4063.

Shao, C., Shahidehpour, M., Wang, X. Wang, X. and Wang, B. (2107). "Integrated Planning of Electricity and Natural Gas Transportation Systems for Enhancing the Power Grid Resilience," *IEEE Transactions on Power Systems.*

Seyedi, H. and Sanaye-Pasand, M. (2009)."New centralised adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts," *IET generation, transmission & distribution,* vol. 3, pp. 99-114.

Unsihuay-Vila, C. Marangon-Lima, J. A. de Souza, Z. I. Perez-Arriaga, J. and Balestrassi, P. P. (2010). "A model to long-term, multiarea, multistage, and integrated expansion planning of electricity and natural gas systems," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 25, pp. 1154-1168.

Zhou,X. Guo,C. Wang,Y. and Li,W. (2017). "Optimal Expansion Co-Planning of Reconfigurable Electricity and Natural Gas Distribution Systems Incorporating Energy Hubs," *Energies,* vol. 10, p. 124.

Zhang,X. Shahidehpour,M. Alabdulwahab,A. S. and Abusorrah, A. (2015). "Security-constrained co-optimization planning of electricity and natural gas transportation infrastructures," *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 30, pp. 2984-2993.

Zhao, B. Conejo, A. J. and Sioshansi, R. (2017). "Coordinated Expansion Planning of Natural Gas and Electric Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems.*

Zeng, Q. Zhang, B. Fang, J. and Chen, Z. (2017)."A bi-level programming for multistage co-expansion planning of the integrated gas and electricity system", *Applied energy,* vol. 200, pp. 192-203, 2017.

پیوست الف: اختصارات استفاده شده در تحقیق

i,j	گره‌های شبکه گاز
m,n	باس‌های شبکه برق
t	دوره زمانی سطوح مختلف بار
d	روز
y	سال
g	واحدهای تولیدی
T	دوره برنامه‌ریزی
N^{Gas}, N^{Elec}	مجموعه باس‌های شبکه گاز و برق
$\mathcal{TL}$	مجموعه خطوط انتقال
$\mathcal{PL}, \mathcal{PL}^{Active}, \mathcal{PL}^{passive}$	مجموعه خطوط لوله، خطوط لوله اکتیو، خطوط لوله پسیو
GU, GU^{gas}	مجموعه واحدهای تولیدی، واحدهای تولیدی گازسوز
	متغیرها
s_{iyd}^{Gas}	حجم گاز تولیدی در گره i برحسب میلیون مترمکعب در روز
OC_{ydt}	هزینه سوخت نیروگاه‌های گازسوز شبکه برق در دوره زمانی t بار برحسب دلار
C_{yd}^{Elec}	هزینه بهره‌برداری از شبکه برق
C_{yd}^{Gas}	هزینه خرید گاز از گره i برحسب دلار بر میلیون مترمکعب
f_{ijyd}^{Gas}	فلوی گاز در لوله بین گره‌های i و j از گره i به گره j برحسب میلیون متر مکعب در روز
s_{iyd}^{l}	حجم گاز مصرفی غیرنیروگاهی در گره i برحسب میلیون مترمکعب در روز
pr_{iyd}^{g}	فشار گره i برحسب بار
PF_{mnyd}	توان جاری در خط انتقال از باس m به باس n برحسب مگاوات
X_{mgyd}^{Elec}	سوخت مصرفی نیروگاه‌های متصل به باس m برحسب میلیون مترمکعب در دوره زمانی t
x_{iyd}^{gas}	حجم گاز مصرفی نیروگاهی در گره i برحسب میلیون مترمکعب در روز در شبکه گاز
P_{mgydt}^{Gen}	توان تولیدی واحد تولیدی شماره gu در باس m در دوره

	زمانی t برحسب مگاوات
θ_{mydt}	زاویه ولتاژ باس m برحسب رادیان
bin_{ij}^{Pipe}	یک متغیر باینری است که در صورت نیاز به احداث واحد تولیدی gu در باس m / خط انتقال mn/ خط لوله ij مقدار آن یک خواهد بود.
$/\,bin_{mn}^{Trans}$	
$/\,bin_{mg}^{Gen}$	
$P_{mydt}^{E_load}$	بار مؤثر باس m در دوره t برحسب مگاوات
$P_{DR_{mydt}}^{-}/P_{DR_{mydt}}^{+}$	کاهش/افزایش بار باس m در برنامه پاسخگویی بار
$u_{DR_{mydt}}^{-}/u_{DR_{mydt}}^{+}$	متغیر باینری بیان‌کننده حالت کاهش/افزایش بار در باس m
	پارامترها
K_{ij}^{pipe}	ثابت مربوط به خط لوله ij که بر اساس شرایط محیطی و طول و قطر خط لوله تعیین می‌شود.
λ_{iyd}^{Gas}	قیمت گاز
λ^{Gas_r}	قیمت بار تأمین نشده شبکه گاز
L_{ij}^{Pipe}	طول خط لوله ij
A_{ij}^{Pipe}	قطر خط لوله ij
P_{mg}^{rated}	توان نامی واحد تولیدی باس m
P_{mydt}^{load}	بار هر باس در شبکه برق
λ_{m}^{X}	قیمت سوخت شبکه برق
λ^{Elec_r}	قیمت بار تأمین نشده شبکه برق
λ_{mydt}^{DR}	هزینه پرداخت‌شده به بار در ازای شرکت در برنامه پاسخگویی بار
y_{mn}	ادمیتانس خط انتقال از باس m به باس n
p_b	توان مبنا برحسب مگاوات
GHV	ضریب تبدیل ارزش حرارتی سوخت مصرفی به گاز مصرفی
$cost_{ij}^{Pipe}$	هزینه احداث خط لوله، خط انتقال/ واحد تولیدی
$/\,cost_{mn}^{trans}$	
$/\,cost_{mg}^{Gen}$	
r	نرخ بهره

پیوست ب: نتایج حاصل از نرم‌افزار GAMS

این مسئله که یک مسئله غیرخطی همراه با اعداد صحیح[1] است، توسط سالور Bonmin در نرم افزار GAMS حل شده است. برای این منظور از یک رایانه شخصی با CPU، Intel Core2Due استفاده شده است.

جدول پیوست ب- نتایج حاصل از نرم افزار GAMS

	شبکه برق	شبکه گاز
تعداد متغیرها	۳۳۵۴۰	۷۸۳۰
تعداد متغیرهای گسسته	۱۰۲۷	۱۶
تعداد معادلات	۳۷۷۷۵	۱۸۳۷
زمان حل (ثانیه)	۱۲۲۴۰	

1. Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP)

Security-Based Co-Expansion Planning of Gas and Electricity Networks Considering Demand Response

Vahid Khaligh[1]
Expert in Power System at Khorasan Regional Electricity Company (KREC), Mashhad, Iran, vahid.khaligh@mail.um.ac.ir

Azam Ghezelbash
Ph.D. in Energy Economics, Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran, azam.ghezelbash@gmail.com
Received: 2018/09/20 Accepted: 2019/06/05

Abstract

Coordinated expansion planning of power plants has always attracted the attention of power industry planners to arrive at the optimal mix that assures adequacy of energy supply. Here, we model the coordinates for expansion of electricity and gas networks while considering technical constraints, in order to minimize the total cost of investment and operation of electricity and gas networks for a single investor. Our study results indicate that we need to increase pipeline capacity in some areas in order to optimize our investment in the gas network foe Khorasan Razavi province. This additional investment only amounts to $ 19 million, which is insignificant compared to the total investment and operation cost of the gas network of $ 37.19 billion. The study also indicates need for power generation capacity in specified areas. These results also indicate that the capacity of some transmission line should be increased. When we take into account security needs at the N-1 benchmark level to deal with potential disruptions in gas pipelines, the electricity network would need to install around 3200 MW new generation units in different parts of the network to be robust against pipelines outages. While without considering the N-1 criterion for pipelines, the additional power generation capacity needed is only 2400 MW.

JEL Classification: C61, F52, L94, O21

Keywords: Gas network, Electricity network, Expansion planning, Security criterion

1. Corresponding Author