# برنامه‌ریزی توسعه هماهنگ شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن معیار امنیت N −۱

وحید خلیق و مجید علومی بایگی

**چکیده: برنامه‌ریزی توسعه هماهنگ واحدهای نیروگاهی با در نظر گرفتن کفایت سوخت مورد نیاز همواره توجه برنامه‌ریزان صنعت برق را به خود جلب کرده است. عدم هماهنگی شبکه‌های برق و گاز در توسعه، منجر به سرمایه‌گذاری بیش از حد نیاز و در پاره‌ای از موارد ایجاد مشکل در تأمین سوخت نیروگاه می‌شود. از این رو 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 −۱ در شبکه گاز مدل‌سازی شده است. به این منظور تأثیر سوخت دوم نیز در مدل‌سازی شرایط اضطراری در نظر گرفته شده است. این مدل‌سازی از دیدگاه یک سرمایه‌گذار مرکزی تحت عنوان وزارت انرژی است که با در نظر گرفتن قیود فنی به دنبال حداقل‌کردن هزینه کل سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز می‌باشد. نتایج به دست آمده از مسئله سرمایه‌گذاری شبکه گاز نشان می‌دهد که نیاز به افزایش ظرفیت خط لوله در برخی مناطق وجود دارد. همچنین در شبکه برق، نیاز به نصب نیروگاه‌های جدید در برخی مناطق مشخص شده است. نتایج به دست آمده، حاکی از تأثیرگذاری مدل پیشنهادی بر برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز و نیز بهبود نتایج با در نظر گرفتن اثر سوخت دوم است.**

***کلیدواژه:*** **شبکه گاز، شبکه برق، توسعه یکپارچه، معیار امنیت.**

## 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 حداقل‌کردن 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 منابعی از گاز طبیعی که تا کنون کشف نشده‌اند و نیز تکنولوژی که روزبه‌روز گسترش می‌یابد، این روند رو به رشد خواهد بود [۱]. سوخت دیگری که از دیرباز در صنعت نیروگاهی ایران استفاده شده است، مازوت (نفت کوره) و گازوئیل بوده است. در این میان به دلیل این که مازوت به ازای هر لیتر ارزش حرارتی بالاتری نسبت به گازوئیل دارد و همچنین قیمتی در حدود یک‌سوم قیمت گازوئیل دارد، عمومیت بیشتری پیدا کرده است. با این وجود مازوت آلایندگی بیشتری دارد، استهلاک تجهیزات و قطعات را بالا می‌برد و هزینه تأمین بیشتری دارد. ضمن این که به وسیله تانکر حمل می‌شود و هزینه حمل بالایی دارد. از این رو 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 سودمندبودن استفاده از گاز طبیعی در افق بهره‌برداری از شبکه برق، روآوری 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 N −۱ در شبکه گاز مدل‌سازی شده است. این مدل‌سازی از دیدگاه یک سرمایه‌گذار مرکزی است که با در نظر گرفتن قیود فنی به دنبال حداقل‌کردن هزینه کل سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز می‌باشد. کاندیدای در نظر گرفته شده در برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق شامل نصب یا افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها، نصب یا افزایش ظرفیت خطوط انتقال و نصب یا افزایش ظرفیت خطوط لوله گاز می‌باشد. در این مدل در سیستم یکپارچه[1] 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 به عنوان 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 گاز و برق، از مطالعه موردی استان خراسان استفاده شده که در آن با توجه به این که 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 گردیده و در بخش سوم به مدل‌سازی توسعه شبکه گاز و برق پرداخته شده است. در بخش چهارم موقعیت و ویژگی مورد نظر تحقیق بررسی شده و به یافته‌های تحقیق اشاره گردیده و نهایتاً 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 در [۲] معرفی شده که در آن شبکه برق به عنوان رهبر و شبکه گاز در نقش پیرو دنبال‌کننده تصمیمات شبکه برق هستند. مدل ارائه‌شده در [۳]، گسترش خطوط و اجزای توزیع شبکه برق

این مقاله در تاریخ ۱۷ مهر ماه ۱۳۹۷ دریافت و در تاریخ ۵ بهمن ماه ۱۳۹۷ بازنگری شد.

وحید خلیق، دانشکده مهندسی، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران، (email: vahid.khaligh@mail.um.ac.ir).

مجید علومی بایگی (نویسنده مسئول)، دانشکده مهندسی، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، ایران، (email: m.oloomi@um.ac.ir).

1. Centralized

را در هاب انرژی فرمول‌بندی می‌کند. به این ترتیب، مدل پیشنهادی، بازآرایی بهینه را در سیستم‌های توزیع برق و گاز طبیعی فراهم می‌کند. نویسندگان در [۴] مدلی چندمنطقه‌ای 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 در [۵] ارائه شده است. این مدل زمانی مناسب است که هر دو شبکه گاز و برق یک بهره‌بردار مرکزی دارند. مدل متمرکز پیشنهادشده در [۶] هزینه‌های بهره‌برداری و توسعه شبکه‌های گاز و برق را کاهش می‌دهد. در این مدل توسعه شبکه برق از طریق افزایش ظرفیت خطوط انتقال انجام می‌شود. علاوه بر این، مکان‌یابی واحدهای تولید انرژی از پیش برنامه‌ریزی شده را نیز انجام می‌دهد. در [۷] برنامه‌ریزی توسعه برای به حداکثررساندن 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 ارائه‌شده در [۸] یک چارچوب یکپارچه برای حل مشکل برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق فراهم می‌کند. روش پیشنهادی شامل یک روش سه‌مرحله‌ای برای حل مسئله توسعه شبکه انتقال، تولید و گاز با استفاده از الگوریتم ژنتیک است. یک مدل توسعه با قید کاهش انتشار کربن‌دی‌اکسید در [۹] معرفی شده که در آن به حداکثر رساندن سود بر اساس قیمت‌های بازار گاز و برق در قالب چندین سناریو دنبال می‌شود. مسئله هماهنگی برنامه‌ریزی توسعه که در [۱۰] 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 زیرمسئله بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های برق و گاز تجزیه می‌شود. روش خطی که در [۱۱] ارائه شده است منجر به حداقل‌شدن هزینه سرمایه‌گذاری و نیز هزینه بهره‌برداری در مسئله توسعه شبکه‌های گاز و برق شده است. در این مدل تعاملات بازار گاز و برق در یک فرایند تکراری شبیه‌سازی شده و اطلاعات بازار برای هدایت مسئله برنامه‌ریزی توسعه قابل استفاده می‌باشد. نویسندگان در [۱۲] یک مدل مقاوم ارائه می‌دهند که در مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق قید تاب‌آوری[1] شبکه لحاظ شده است. مدل برنامه‌ریزی توسعه ارائه‌شده در [۱۳] از یک چارچوب بهینه‌سازی تصادفی دومرحله‌ای برای بیان عدم قطعیت در رشد تقاضا استفاده می‌کند. مدلی مشابه در [۱۴] ارائه شده 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 در [۱۵] ارائه شده 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 [۱۶] به عنوان یک مسئله دوسطحی مطرح شده که در آن سطح بالایی برنامه توسعه را 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−۱ و قابلیت اطمینان احتمالی در [۱۷] ارائه شده است. اما در این مدل سوخت دوم در نظر گرفته نشده است. یک مدل ایستا و نامعین برای کمینه‌کردن هزینه توسعه شبکه‌های یکپارچه برق و گاز در [۱۸] ارائه شده است که نایقینی در انرژی‌های تجدیدپذیر، رشد بار و قیمت گاز را در مدل برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق در نظر می‌گیرد. در این راستا مدل توسعه متمرکز ارائه‌شده در [۱۹] یک مدل پویا با در نظر گرفتن نایقینی در انرژی باد است. همچنین مدل ارائه‌شده در [۲۰] به برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز با استفاده از روش فازی می‌پردازد. نایقینی مربوط به بار در توسعه شبکه‌های برق و گاز در [۲۱] بررسی شده است.

## ۳- مدل توسعه یکپارچه شبکه‌های برق و گاز

علی‌رغم استفاده از روش‌های مختلف، تا کنون تحقیقی در خصوص مدل‌سازی توسعه شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن معیار امنیت N−۱ در خروج اضطراری خطوط لوله و تعیین ریسک سیستم انجام نشده است که به عنوان نوآوری تحقیق مد نظر می‌باشد. تأثیر سوخت دوم در چگونگی با شرایط اضطراری از نکات حائز اهمیت است که در این تحقیق به آن پرداخته شده است. چرا که سرمایه‌گذار به دنبال حداقل‌کردن 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 گاز انجام شده و در انتها برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن شرایط اضطراری در شبکه گاز از دیدگاه یک سرمایه‌گذار مرکزی تحت عنوان وزارت انرژی مدل‌سازی می‌شود. به طور کلی نوآوری این تحقیق را می‌توان به صورت زیر خلاصه نمود:

۱) معیار امنیت N−۱ در برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز در شبکه خراسان به عنوان یک شبکه واقعی پیاده‌سازی شده است.

۲) تأثیر سوخت دوم بر برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز و معیار امنیت N−۱ مدل‌سازی و بررسی شده است.

### ۳-۱ قیود بهره‌برداری شبکه گاز

قیود بهره‌برداری شبکه گاز را می‌توان بر اساس روابط ویموث[2] به صورت زیر مدل نمود [۱۰]

$$C^{Gas}_{ydc} = \sum_i S^{Gas}_{icyd}\lambda^{Gas}_i + \sum_i r^{Gas}_{icyd}\lambda^{Gas_r} \quad (۱)$$

$$\Delta P_{ijc}\underline{f^{Gas}_{ij}} \le f^{Gas}_{ijcyd} \le \Delta P_{ijc}\overline{f^{Gas}_{ij}} \ , \ \forall ij \in \mathcal{PL}^{passive}, c \in \Omega \quad (۲)$$

$$sign(f^{Gas}_{ijcyd}) f^{Gas^2}_{ijyd} = K^{pipe^2}_{ij}(pr^{g\ ^2}_{iyd} - pr^{g\ ^2}_{jyd}) \ , \ \forall ij \in \mathcal{PL}^{passive}, c \in \Omega \quad (۳)$$

$$sign(f^{Gas}_{ijcyd}) f^{Gas^2}_{ijcyd} \ge K^{pipe^2}_{ij}(pr^{g\ ^2}_{icyd} - pr^{g\ ^2}_{jcyd}) \ , \ \forall ij \in \mathcal{PL}^{Active}, c \in \Omega \quad (۴)$$

$$0 \le f^{Gas}_{ijcyd} \le \Delta P_{ijc}\overline{f^{Gas}_{ij}} \ , \ \forall ij \in \mathcal{PL}^{Active}, c \in \Omega \quad (۵)$$

$$\underline{S^{Gas}_i} \le S^{Gas}_{icyd} \le \overline{S^{Gas}_i} \ , \ \forall i \in N^{Gas}, c \in \Omega \quad (۶)$$

$$\underline{pr^g_i} \le pr^g_{icyd} \le \overline{pr^g_i} \ , \ \forall i \in N^{Gas}, c \in \Omega \quad (۷)$$

$$0 \le r^{Gas}_{icyd} \le s^l_{iyd} \ , \ \forall i \in N^{Gas}, c \in \Omega \quad (۸)$$

1. Resiliency

2. Weymouth

$$S^{Gas}_{icyd} = \sum_j bin^{Pipe}_{ij} f^{Gas}_{ijcyd} + (X^{Gas}_{icyd} + s^{l}_{icyd}) + r^{Gas}_{icyd} + s^{comp}_{icyd} \quad , \quad \forall i \in N^{Gas}, c \in \Omega \tag{۹}$$

$$s^{comp}_{icyd} = \zeta^{comp}_{ij} f^{Gas}_{ijcyd} (pr^{g}_{jcyd} - pr^{g}_{icyd}) \quad , \quad \forall ij \in \mathcal{PL}^{A}, c \in \Omega \tag{۱۰}$$

$$pr^{g}_{jcyd} \le R^{comp}_{ij} pr^{g}_{icyd} \quad , \quad \forall ij \in \mathcal{PL}^{A}, c \in \Omega \tag{۱۱}$$

در این روابط قید (۱) هزینه بهره‌برداری از شبکه گاز شامل هزینه خریداری گاز و نیز هزینه ناشی از عدم تأمین بار مشترکین را مشخص می‌کند. قید (۲) محدودیت فلو در خطوط مختلف است. قیود (۳) و (۴) به ترتیب مربوط به رابطه بین فلو و فشار در خطوط فاقد کمپرسور (پسیو) و خطوط دارای کمپرسور (اکتیو) است [۲۲]. قید (۵) محدودیت فلو را در خطوط اکتیو ایجاد می‌کند. قید (۶) محدوده تولید را در گره‌های مختلف مشخص می‌کند. قید (۷) محدودیت فشار در گره‌های مختلف است. قید (۸) محدوده بار از دست رفته را مشخص می‌کند. قید (۹) تعادل ورود و خروج گاز در گره‌های مختلف شبکه گاز را مشخص می‌کند. قید (۱۰) رابطه مربوط به مصرف گاز کمپرسور است [۲۳]. قید (۱۱) نسبت فشار را در دو طرف کمپرسور نشان می‌دهد.

## ۳-۲ 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

$$C^{Elec}_{ydc} = \sum_t OC_{ydc} + \sum_{mt} r^{Elec}_{mcydt} \lambda^{Elec_r} \tag{۱۲}$$

$$OC_{ydc} = \sum_{mg} (\lambda^{X}_{m} X^{Elec}_{mcgyd} + \lambda^{S}_{m} X^{Sec-Elec}_{mcgyd}) bin^{Gen}_{mg} \quad , \quad \forall m \in N^{Elec}, g \in GU, c \in \Omega \tag{۱۳}$$

$$\sum_g bin^{Gen}_{mg} p^{Gen}_{mcgydt} = \sum_n bin^{Trans}_{mn} PF_{mncydt} + r^{Elec}_{mcydt} + p^{load}_{mcydt} \quad , \quad \forall m \in N^{Elec}, c \in \Omega \tag{۱۴}$$

$$PF_{mncydt} = p_b \times \sum_n y_{mn} (\theta_{mcydt} - \theta_{ncydt}) \quad , \quad \forall m \in N^{Elec}, c \in \Omega \tag{۱۵}$$

$$\theta_{ref} = ۰ \tag{۱۶}$$

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

$$-\overline{PF_{mn}} \le PF_{mncyd} \le \overline{PF_{mn}} \quad , \quad \forall m \in N^{Elec}, mn \in TL, c \in \Omega \tag{۱۸}$$

$$۰ \le r^{Elec}_{mcydt} \le p^{load}_{mydt} \quad , \quad \forall m \in N^{Elec}, c \in \Omega \tag{۱۹}$$

$$X^{Elec}_{mcgyd} = \sum_t T_t \frac{\alpha_{mg} + \beta_{mg} p^{Gen}_{mcgydt} + \gamma_{mg} p^{Gen\ ۲}_{mccgydt}}{GHV_g} \quad , \quad \forall m \in N^{Elec}, g \in GU, c \in \Omega \tag{۲۰}$$

$$X^{Sec-Elec}_{mcgyd} = \sum_t T_t \frac{\alpha^{S}_{mg} + \beta^{S}_{mg} p^{Gen}_{mcgydt} + \gamma^{S}_{mg} p^{Gen\ ۲}_{mcgydt}}{GHV_{Sec}} \quad , \quad \forall m \in N^{Elec}, g \in GU, c \in \Omega \tag{۲۱}$$

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 تأمین‌نشده 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. مصرف سوخت دوم نیروگاه‌ها در شرایط اضطراری با استفاده از رابطه (۲۱) مدل‌سازی شده است. لازم به ذکر است که در این پژوهش مدت زمان در دسترس نبودن خطوط لوله به دلیل شرایط اضطراری حداکثر شش روز در نظر گرفته شده که در این مدت منبع ذخیره سوخت دوم موجود در نیروگاه جوابگوی سوخت مورد نیاز نیروگاه می‌باشد [۲۴].

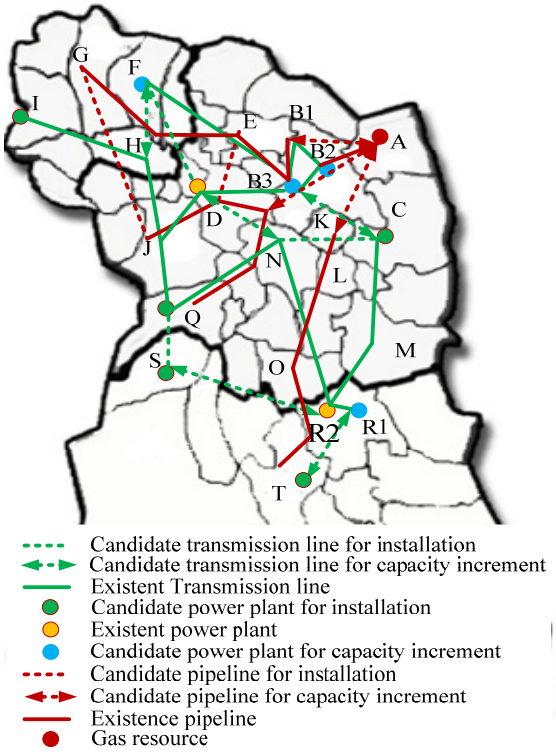
## ۳-۳ مدل‌سازی شرایط اضطراری

در مدل پیشنهادی، معیار N −۱ به عنوان محدودیت‌های امنیتی برای تحلیل شرایط اضطراری[1] مختلفی که به سیستم گاز و برق اعمال می‌شود استفاده شده است. موارد اضطراری به صورت در نظر گرفتن معیار امنیت N −۱ در خطوط لوله گاز در مدل توسعه شبکه‌های برق و گاز پیشنهاد شده است. با در نظر گرفتن معیار N −۱، در هر مورد از شرایط اضطراری، یکی از خطوط لوله گاز برای خروج از شبکه کاندید می‌شود. در این راستا، اختصار $c$ در مدل پیشنهادی نشان‌دهنده وضعیت عادی $(c = ۰)$ و وضعیت احتمالی $(c > ۰)$ برای خطوط لوله است. در این رابطه پارامتر باینری $\Delta P_{ijc}$ برای تعیین وضعیت هر یک از خطوط لوله گاز در شرایط اضطراری، در (۲) و (۵) مورد استفاده قرار گرفته که در آن حالت صفر برای غیر فعال بودن عضو در حالت خروج استفاده شده است. با این حال، در یک وضعیت احتمالی $(c > ۰)$ تنها یکی از پارامترهای باینری صفر خواهد بود.

## ۳-۴ روش توسعه یکپارچه با در نظر گرفتن ریسک خروج خطوط لوله

هدف اصلی برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز، تأمین نیاز بار با حداقل‌کردن 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 به گونه‌ای در شبکه گاز مکان‌یابی می‌شوند که کفایت بار به صورت بهینه در طول دوره بهره‌برداری تأمین شود. از سوی دیگر هدف توسعه در شبکه برق بهره‌برداری اقتصادی و نیز تأمین کفایت بار از طریق اضافه‌کردن خطوط انتقال و واحدهای تولیدی جدید به شبکه است. به این ترتیب در برنامه‌ریزی توسعه شبکه برق، مکان و ظرفیت واحدهای تولیدی جدید و نیز مکان خطوط انتقال جدید تعیین می‌شود. تابع هدف مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز

1. Contingency Analysis




شکل ۱: شبکه‌های گاز و برق خراسان.

به صورت (۲۲) نوشته شده است

$$\min C^{ISO} = \sum_{mn}(bin_{mn}^{trans} cost_{mn}^{trans}) + \sum_{mg}(bin_{mg}^{gen} P_{s_{mg}}^{rated} cost_{mg}^{gen}) + \sum_{ij} bin_{ij}^{Pipe} L_{ij}^{Pipe} A_{ij}^{Pipe} cost_{ij}^{Pipe} + \sum_{y=1}^{T}(1+r)^{-(y-1)} \sum_{dc}(C_{ydc}^{Gas} + C_{ydc}^{Elec}) \quad (۲۲)$$

s.t.

$$\sum_{g} X_{mgcyd}^{Elec} = X_{mgcyd}^{Gas} \quad (۲۳)$$

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 (۲۳) قیدی است که دو شبکه گاز و برق را به یکدیگر مرتبط می‌کند و طی آن مصرف سوخت نیروگاهی شبکه برق، وارد محاسبات شبکه گاز می‌شود.

## ٤- یافته‌های تحقیق

سیستم آزمون مورد استفاده برای تحلیل با استفاده از روش پیشنهادی، شبکه‌های گاز و برق استان خراسان است. شبکه برق ۴۰۰ کیلوولت 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 [۲۵] و [۸] ارائه شده است. در این پژوهش فرض شده که طرح پیشنهادی توسعه باید قابلیت تأمین سیستم در یک دوره برنامه‌ریزی ۱۵ساله با در نظر گرفتن رشد بار سالانه ۳ درصد را داشته باشد. سطح تقاضای فعلی در شبکه برق ۳۱۲۹ مگاوات است و حداکثر تولید ۳۸۸۰ مگاوات در دسترس است. در شبکه گاز میزان مصرف ۳۹/۱۳۳ میلیون متر مکعب استاندارد در روز شامل مصرف گاز غیر از نیروگاه‌های گازسوز مانند بخش مسکونی وجود دارد. در این مدل‌سازی هزینه سوخت دوم هشت برابر گاز در نظر گرفته شده است. خطوط لوله موجود، خطوط انتقال و واحدهای تولیدی و نیز نامزدهای آنها برای برنامه‌ریزی توسعه، در شکل ۱ نشان داده شده و نامزدهای توسعه شبکه‌های گاز و برق و هزینه‌های سرمایه‌گذاری آنها در جدول ۱ آمده است.

این مسئله که یک مسئله غیر خطی همراه با اعداد صحیح (MINLP)[1] است، توسط سالور Bonmin در نرم‌افزار GAMS حل شده و برای این منظور از یک رایانه شخصی با CPU، Intel Core۲Due استفاده گردیده است.

نتایج به دست آمده از مسئله سرمایه‌گذاری شبکه گاز در جدول ۲ 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 در حالی که 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 F، R و B۲ است. همچنین این نتایج نشان می‌دهد که ظرفیت خط انتقال F-H باید افزایش یابد. در این مدل هزینه سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از شبکه برق ۷/۷۶ میلیارد دلار می‌باشد که در آن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری به ترتیب ۰/۳۷ و ۷/۳۹ میلیارد دلار است. 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، سرمایه‌گذاری برای توسعه گزینه ارزان‌تری نسبت به قطع اجباری بار است.

با در نظر گرفتن معیار N−۱ در خروج خطوط لوله گاز، همان گونه که که در جدول ۲ مشاهده می‌شود شبکه برق ترجیح می‌دهد که در حدود ۳۲۰۰ مگاوات واحدهای تولیدی جدید را به صورت پراکنده در نقاط مختلف شبکه نصب کند تا بدین ترتیب در برابر از دست رفتن خطوط لوله شبکه گاز مقاوم باشد. در حالی که بدون در نظر گرفتن معیار N−۱ برای خطوط لوله گاز، 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 به منظور جلوگیری از قطع بار در شرایط اضطرار است. همان گونه که مشاهده می‌شود با مقاوم‌بودن شبکه در برابر خروج خطوط لوله، هزینه توسعه سیستم گسترش می‌یابد و همچنین به دلیل این که خروج خط لوله در برخی موارد منجر به قطع بار ناخواسته می‌شود، هزینه بهره‌برداری و در نتیجه هزینه کل توسعه با در نظر گرفتن معیار امنیت افزایش می‌یابد.

به منظور بررسی تأثیر سوخت دوم در مطالعات برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن شرایط اضطراری، نتایج برنامه‌ریزی توسعه با در نظر گرفتن سوخت دوم در جدول ۳ در دو سناریو نشان داده شده است: ۱) با در نظر گرفتن سوخت دوم و ۲) بدون در نظر گرفتن سوخت دوم. نتایج به دست آمده در جدول ۳ نشان می‌دهد که سوخت دوم می‌تواند هزینه‌های توسعه و همچنین کاندیداهای توسعه برای هر دو شبکه گاز و برق را کاهش دهد. در این راستا، سناریوی ۱ حداقل نیازها به اجزای جدید در شبکه را برای تأمین کفایت سیستم، با در

1. Mixed Integer Nonlinear Programming

جدول ۱: کاندیداهای توسعه و هزینه‌های آن.

| Pipe. | Cost (k$/inch-km) | Trans. | Cost (k$/km) | Gen. | Cost (k$/MW) |
|---|---|---|---|---|---|
| A-B۱ | ۴۰ | S-Q | ۲۴۰ | C | ۹۰۰ |
| A-B۳ | ۴۰ | N-C | ۲۴۰ | S | ۹۰۰ |
| A-K | ۶۰ | B-C | ۳۶۰ | Q | ۹۰۰ |
| E-D | ۶۰ | F-D | ۴۸۰ | F | ۹۰۰ |
| G-J | ۶۰ | F-H | ۴۸۰ | I | ۹۰۰ |
| | | R-T | ۴۸۰ | T | ۱۱۷۰ |
| | | R-S | ۴۸۰ | B | ۱۴۴۰ |
| | | D-N | ۴۸۰ | R | ۱۰۸۰ |

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-B۱ | E-D, A-B۱, A-K |
| | ($۱۰^۹$) هزینه سرمایه‌گذاری | ۰٫۰۱۹ | ۱٫۹ |
| | ($۱۰^۹$) هزینه کل | ۳۷٫۱۹ | ۴۷٫۸۲ |
| شبکه برق | کاندیدای توسعه خط انتقال | F-H | F-H, B-C |
| | کاندیدای توسعه تولید | F, S, B۲ | I, B۱, C, Q, R, B۲ |
| | ($۱۰^۹$) هزینه سرمایه‌گذاری | ۰٫۳۷ | ۱٫۴۵ |
| | ($۱۰^۹$) هزینه کل | ۷٫۷۶ | ۹٫۹۲ |
| ($۱۰^۹$) هزینه کل مجموع دو شبکه | | ۴۴٫۹۵ | ۵۷٫۷۴ |

جدول ۳: نتایج توسعه با در نظر گرفتن سوخت دوم.

| سناریو | سناریوی ۱ | | سناریوی ۲ | |
|---|---|---|---|---|
| | برق | گاز | برق | گاز |
| هزینه کل ($۱۰^۹$) | ۹٫۶ | ۴۶٫۰۲ | ۹٫۹۲ | ۴۷٫۸۲ |
| هزینه توسعه ($۱۰^۹$) | ۱٫۳۰ | ۰٫۵۷ | ۱٫۴۵ | ۱٫۹ |
| کاندیدای تولید با ذکر ظرفیت و کاندیدای انتقال گاز | ۶۰۰/I<br>۸۰۰/B۲<br>۴۰۰/C<br>۶۰۰/R<br>۴۰۰/B۱ | A-B۱<br>A-K | ۸۰۰/I<br>۸۰۰/B۲<br>۴۰۰/C<br>۴۰۰/Q<br>۴۰۰/R<br>۴۰۰/B۱ | E-D<br>A-B۱<br>A-K |
| ظرفیت جدید | ۲۸۰۰ MW | ۱۵۱ KM | ۳۲۰۰ MW | ۲۴۳ KM |

نظر گرفتن معیار امنیت N −۱ نشان می‌دهد. در شبکه گاز شعاعی خراسان، با نصب خط لوله‌های جدید از منبع اصلی یعنی خط A-B۱ و A-K، سیستم در برابر هر قطع خطوط لوله گاز مقاوم است. با این حال، در سناریوی ۲ که بدون در نظر گرفتن سوخت دوم است، با نصب خط لوله گاز جدید E-D، شبکه گاز به یک شبکه حلقوی تبدیل می‌شود که قابل اطمینان‌تر باشد در حالی که خط لوله E-D یک انتخاب گران است. همچنین در سناریوی ۲ در مقایسه با سناریوی ۱، ظرفیت اضافی شبکه برق تقریباً در مناطق I و Q متمرکز شده است. زیرا با توجه به خط لوله‌های جدید، کریدور بالایی شبکه گاز به عنوان یک شبکه حلقوی قابل اعتمادتر است. نتایج توسعه شبکه گاز در جدول ۳ نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن سوخت دوم، در مجموع طول خط لوله کمتری برای شبکه گاز مورد نیاز است.

## ۵- نتیجه‌گیری

در این تحقیق، برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه برق و گاز از دیدگاه یک سرمایه‌گذار مرکزی مدل‌سازی شده که با در نظر گرفتن قیود فنی به دنبال حداقل‌کردن هزینه کل سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز می‌باشد. برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن معیار امنیت N −۱ برای خروج خطوط لوله گاز 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 −۱ در خروج خطوط لوله گاز، شبکه برق ترجیح می‌دهد که در حدود ۳۲۰۰ مگاوات واحدهای تولیدی جدید را به صورت 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 −۱، به دلیل وجود بار تأمین‌نشده، هزینه بیشتری نسبت به حالت بدون در نظر گرفتن معیار امنیت N −۱ به سیستم تحمیل می‌شود. همچنین نتایج با در نظر گرفتن سوخت دوم مورد بررسی قرار گرفت که نشان می‌دهد بدون در نظر گرفتن سوخت دوم، شبکه گاز اقدام به حلقوی‌کردن شبکه گاز که انتخاب گران‌تری است می‌کند.

## پیوست

$i, j$: 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

$S^{Gas}_{icyd}$: حجم گاز تولیدی در گره $i$ بر حسب میلیون متر مکعب در روز

$OC_{ydc}$: هزینه سوخت نیروگاه‌های گازسوز شبکه برق در دوره زمانی $t$ بار بر حسب دلار

$C^{Elec}_{ydc}$: هزینه بهره‌برداری از شبکه برق

$C^{Gas}_{ydc}$: هزینه بهره‌برداری از شبکه گاز

$f^{Gas}_{ijcyd}$: فلوی گاز در لوله بین گره‌های $i$ و $j$ از گره $i$ به گره $j$ بر حسب میلیون متر مکعب در روز

$s^{l}_{icyd}$: حجم گاز مصرفی غیر نیروگاهی در گره $i$ بر حسب میلیون متر مکعب در روز

$pr^{g}_{iyd}$: فشار گره $i$ بر حسب بار

$PF_{mncydt}$: توان جاری در خط انتقال از باس $m$ به باس $n$ بر حسب مگاوات

$X^{Elec}_{mgcyd}$: سوخت دوم مصرفی نیروگاه‌های متصل به باس $m$ بر حسب میلیون متر مکعب در دوره زمانی $t$

$X^{Sec-Elec}_{mgcyd}$: سوخت مصرفی نیروگاه‌های متصل به باس $m$ بر حسب میلیون متر مکعب در دوره زمانی $t$

$X^{Gas}_{mgcyd}$: حجم گاز مصرفی نیروگاهی در گره $i$ بر حسب میلیون متر مکعب در روز در شبکه گاز

$p^{Gen}_{mcgydt}$: توان تولیدی واحد تولیدی شماره $g$ در باس $m$ در دوره زمانی $t$ بر حسب مگاوات

$\theta_{mcydt}$: زاویه ولتاژ باس $m$ بر حسب رادیان

$bin^{gen}_{mg} / bin^{trans}_{mn} / bin^{pipe}_{ij}$ : یک متغیر باینری است که در صورت نیاز به احداث واحد تولیدی $g$ در باس $m$/ خط انتقال $mn$/ خط لوله $ij$ مقدار آن یک خواهد بود.

## پارامترها

$K^{pipe}_{ij}$: ثابت مربوط به خط لوله $ij$ که بر اساس شرایط محیطی و طول و قطر خط لوله تعیین می‌شود.

$\lambda^{Gas}_{i}$: قیمت گاز

$\lambda^{Gas_r}$: قیمت بار تأمین‌نشده شبکه گاز

$L^{Pipe}_{ij}$: طول خط لوله $ij$

$A^{Pipe}_{ij}$: قطر خط لوله $ij$

$P^{rated}_{s_{mg}}$: توان نامی واحد تولیدی باس $m$

$p^{load}_{mcydt}$: بار هر باس در شبکه برق

$\lambda^{X}_{m}$: قیمت سوخت شبکه برق

$\lambda^{S}_{m}$: قیمت سوخت دوم شبکه برق

$\lambda^{Elec_r}$: قیمت بار تأمین‌نشده شبکه برق

$y_{mn}$: ادمیتانس خط انتقال از باس $m$ به باس $n$

$p_b$: توان مبنا بر حسب مگاوات

$GHV_g$: ضریب تبدیل ارزش حرارتی سوخت مصرفی به گاز مصرفی

$GHV_{Sec}$: ضریب تبدیل ارزش حرارتی سوخت مصرفی به سوخت دوم مصرفی

$\cos t^{gen}_{mg} / \cos t^{trans}_{mn} / \cos t^{pipe}_{ij}$ : هزینه احداث خط لوله، خط انتقال/ واحد تولیدی

$r$: نرخ بهره

## مراجع


[1] L. Capuano, International energy outlook 2018 (IEO2018), US Energy Information Administration, EIA: Washington, DC, USA 2018.

[2] [M. Oloomi-Buygi, V. Khaligh, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, "A leader-follower approach to gas-electricity expansion planning problem," in *Proc. IEEE 18th Int. Conf. on Environment and Electrical Engineering and 2nd Industrial and Commercial Power Systems Europe, EEEIC'18*, 5 pp., Palermo, Italy, 12-15 Jun. 2018.

[3] X. Zhou, C. Guo, Y. Wang, and W. Li, "Optimal expansion co-planning of reconfigurable electricity and natural gas distribution systems incorporating energy hubs," *Energies*, vol. 10, no. 1, p. 124, 2017.

[4] C. Unsihuay-Vila, J. Marangon-Lima, A. Z. de Souza, I. J. Perez-Arriaga, and P. P. Balestrassi, "A model to long-term, multiarea, multistage, and integrated expansion planning of electricity and natural gas systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 1154-1168, May 2010.

[5] C. A. Saldarriaga, R. A. Hincapie, and H. Salazar, "A holistic approach for planning natural gas and electricity distribution networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4052-4063, Nov. 2013.

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

[7] J. Qiu, Z. Y. Dong, J. H. Zhao, Y. Xu, Y. Zheng, C. Li, *et al.*, "Multi-stage flexible expansion co-planning under uncertainties in a combined electricity and gas market," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 2119-2129, Jul. 2015.

[8] F. Barati, *et al*., "Multi-period integrated framework of generation, transmission, and natural gas grid expansion planning for large-scale systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2527-2537, Sept 2015.

[9] J. Qiu, *et al*., "Low carbon oriented expansion planning of integrated gas and power systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 1035-1046, Mar. 2015.

[10] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. S. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Security-constrained co-optimization planning of electricity and natural gas transportation infrastructures," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 2984-2993, Nov. 2015.

[11] J. Qiu, *et al.*, "A linear programming approach to expansion co-planning in gas and electricity markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3594-3606, Sept. 2016.

[12] G. Li, R. Zhang, T. Jiang, H. Chen, L. Bai, and X. Li, "Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process," *Applied Energy*, vol. 194, pp. 696-704, 15 May 2017.

[13] B. Zhao, A. J. Conejo, and R. Sioshansi, "Coordinated expansion planning of natural gas and electric power systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3064-3075, 2017.

[14] T. Ding, Y. Hu, and Z. Bie, "Multi-stage stochastic programming with nonanticipativity constraints for expansion of combined power and natural gas systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 317-328, Jan. 2018.

[15] B. Odetayo, J. MacCormack, W. D. Rosehart, and H. Zareipour, "A sequential planning approach for distributed generation and natural gas networks," *Energy*, vol. 127, pp. 428-437, 15 May 2017.

[16] Q. Zeng, B. Zhang, J. Fang, and Z. Chen, "A bi-level programming for multistage co-expansion planning of the integrated gas and electricity system," *Applied Energy*, vol. 200, pp. 192-203, 15 Aug. 2017.

[17] C. He, L. Wu, T. Liu, and Z. Bie, "Robust co-optimization planning of interdependent electricity and natural gas systems with a joint N-1 and probabilistic reliability criterion," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2140-2154, Mar. 2017.

[18] J. B. Nunes, N. Mahmoudi, T. K. Saha, and D. Chattopadhyay, "A stochastic integrated planning of electricity and natural gas networks for Queensland, Australia considering high renewable penetration," *Energy*, vol. 153, pp. 539-553, 15 Jun. 2018.

[19] J. B. Nunes, N. Mahmoudi, T. K. Saha, and D. Chattopadhyay, "Multi-stage co-planning framework for electricity and natural gas

under high renewable energy penetration," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 19, pp. 4284-4291, 2018.
[20] V. Khaligh, M. Oloomi Buygi, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, "A multi-attribute expansion planning model for integrated gas-electricity system," *Energies*, vol. 11, no. 10, 22 pp., 2018.
[21] B. Odetayo, M. Kazemi, J. MacCormack, W. Rosehart, H. Zareipour, and A. R. Seifi, "A chance constrained programming approach to the integrated planning of electric power generation, natural gas network and storage," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. pp. 6883-6893, Nov. 2018.
[22] E. S. Menon, *Gas Pipeline Hydraulics*, CRC Press, 2005.
[23] D. M. Ojeda-Esteybar, R. G. Rubio-Barros, O. Ano, and A. Vargas, "Integration of electricity and natural gas systems-identification of coordinating parameters," in *Proc. IEEE PES Transmission & Distribution Conf. and Exposition-Latin America, PES T&D-LA'14,* 8 pp., Medellin, Colombia, 10-13 Sept. 2014.
[24] Council Taranaki Regional, Shell Todd Oil Services Ltd Maui and Production Station Monitoring Programme Annual Report 2015-2016, Technical Report 2016-117, 2017.
[25] H. Seyedi and M. Sanaye-Pasand, "New centralised adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 3, no. 1, pp. 99-114, Jan. 2009.

**وحید خلیق** دارنده مدرک کارشناسی مهندسی برق گرایش قدرت از دانشگاه علم وصنعت ایران در سال ۱۳۸۹ است و سپس در سال ۱۳۹۱ کارشناسی ارشد خود را در دانشگاه تهران با درجه ممتاز در رشته برق گرایش قدرت به اتمام رسانید. وی هم‌اکنون دانشجوی دکترا برق- قدرت دانشگاه فردوسی مشهد است. دارای تألیفات متعدد در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر و هماهنگی شبکه‌های برق و گاز است. زمینه کاری مورد علاقه ایشان بهره‌برداری و توسعه شبکه‌های برق و گاز و نیز انرژی‌های تجدیدپذیر است.

**مجید علومی بایگی** مدارک کارشناسی و کارشناسی ارشد و دکترا خود را در رشته برق قدرت از دانشگاه فردوسی مشهد اخذ نمود. وی هم اکنون دانشیار گروه قدرت دانشکده مهندسی دانشگاه فردوسی مشهد است. وی دارای تألیفات متعدد در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر، بازار برق، بهینه‌سازی سیستم‌های قدرت، مدیریت و بهینه‌سازی سبد انرژی، بهره‌برداری شبکه‌های هوشمند و ریزشبکه‌ها و نیز بهره‌برداری و توسعه شبکه‌های برق است.