



Simultaneous Expansion Planning of Electrical, Gas and Heat Networks Considering System Reliability

Hamzeh Ahmadi¹, Meysam Jafari-Nokandi^{2*}, Mohammad Alizadeh³

¹Master's Graduate, Faculty of Electrical and Computer Engineering, Noshirvani University of Technology, Babol, Iran.

²Associate Professor, Faculty of Electrical and Computer Engineering, Noshirvani University of Technology, Babol, Iran.

³Assistant Professor, Faculty of Electrical Engineering, Imam Khomeini University, Nowshahr, Iran.

ARTICLE INFO

Article Type:

Original Research

Received: 10.28.2023

Revised: 03.13.2024

Accepted: 05.11.2024

Keyword:

Energy Hub
Expansion Planning
Multi-carrier Energy System
Reliability

*Corresponding Author:

Meysam Jafari-Nokandi

Email: m.jafari@nit.ac.ir

ABSTRACT

Global energy consumption, particularly in the residential areas, has increased rapidly in the past decades. With increasing concerns about the energy crisis and environmental pollution issues, achievements have been made in the field of multi-carrier energy system planning. Therefore, in this article, a mixed integer linear model was proposed for planning the simultaneous development of electrical and gas networks. The goal of the problem was to minimize the set of investment costs, operation and the cost of curtailed electrical and thermal loads in the planning time horizon. Investment options included constructing electric lines, wind turbines, CHP units, P2G units, and gas furnaces. The operating costs consisted of the maintenance costs of electric lines, the maintenance costs of wind turbines, and the costs of purchasing electricity and gas from the upstream network. Network investment and exploitation strategies were determined by considering the system's reliability in the output of CHPs. The proposed model was implemented and analyzed on 33-bus electrical and 20-node gas interconnected networks. The analysis of the results showed that considering the possibility of CHP unit outage will increase the total costs of the network.



EXTENDED ABSTRACT

Introduction

With the expansion of distributed generations in recent years and the emergence of dependence between different energy carriers, researchers have concluded that instead of individual planning and operating energy systems, it is better to see them all as an integrated system to reduce the costs of investment and operation of the entire system. The simultaneous exploitation of different energy-generating infrastructures, such as gas and electrical networks, is proposed under the concept of an energy hub.

Recently, some research in the field of electricity, gas and heat network expansion planning addressed several goals, including reduction of emissions, increasing productivity, reducing power losses through on-site generation, and reducing the energy purchase cost. However, the reliability of the equipment in the hub has not been investigated so far. The purpose of this article was to examine the planning of electrical, gas and heat networks regarding the reliability of combined heat and power (CHP) units. That is, thermal energy demands can be supplied during the outage of each CHP. Therefore, the main innovations of this article are:

- 1- Simultaneous development of electricity and gas networks, taking into account the increase in reliability through the creation of alternative methods of heat production.
- 2- Considering the costs related to load shedding in addition to the investment and operation costs in the expansion planning.

Methodology

This article introduces a mixed-integer linear programming model that takes into account the technical constraints for the simultaneous expansion of electricity and gas networks to supply electrical, gas and thermal demands. In the desired multi-carrier energy system, investment for installing or reinforcement of lines, Wind turbines, CHP units, Power-to-gas (P2G) units, and gas furnace (GF) units were considered. The objective was to minimize the total investment costs, operating costs, and the cost of electrical and thermal load shedding. Figure 1 shows the structure of the proposed model.

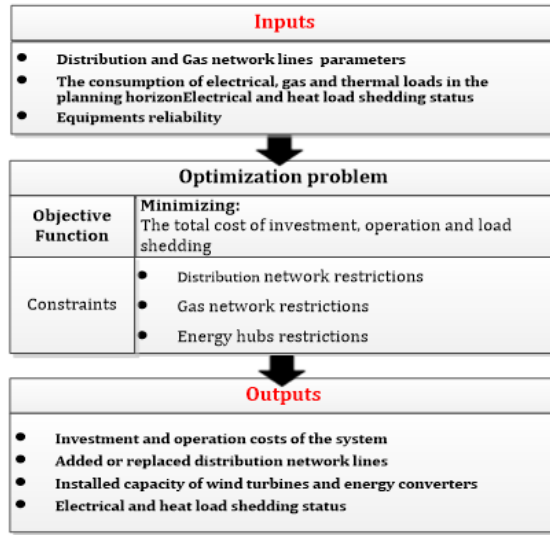


Figure 1. The flowchart of the proposed expansion planning.

According to equation (1), the objective function of the proposed model includes three components of investment cost, operation cost, and load shedding cost, respectively:

$$OF: \min F = CRF \cdot C_{inv} + C_{ope} + C_{re} \tag{1}$$

The investment cost includes the costs for reinforcement of lines or installing new lines, WTs, CHPs, P2Gs and GFs units as given by equation (2):

$$C_{inv} = \sum_{i \in LA} C_{inv}^{lineA} \cdot L_i \cdot X_i + \sum_{i \in LB} C_{inv}^{lineB} \cdot L_i \cdot X_i + C_{chp} \sum_{j \in \Omega_{EH}} w_j^{chp} + C_{P2G} \sum_{j \in \Omega_{EH}} w_j^{P2G} + C_{GF} \sum_{j \in \Omega_{EH}} w_j^{GF} + C_{WT} \sum_j P_j^{WT} \cdot w_j^{WT} \tag{2}$$

Equation (3) expresses the operation cost including the cost of maintenance of lines and WTs and the cost of purchasing electricity and gas from the upstream network.

$$C_{ope}(s) = \sum_{i \in L} fl_i \cdot L_i \cdot X_i + \varphi \sum_{t \in T, j \in EH} fw_{j,t} \cdot P_{j,t}^w \cdot \Delta t + \varphi \sum_{t \in T} C_t^{elc} \cdot \rho_{t,s}^{em} \cdot P_s \cdot \Delta t + \varphi \sum_{t \in T} C_t^{gas} \cdot \rho_{t,s}^{gm} \cdot P_s \cdot \Delta t \tag{3}$$

The cost of electrical and thermal load shedding is stated in equation (4). The expected energy not supplied for electrical and thermal loads is also specified in equations (5) and (6), respectively.

$$C_{re} = VOLL^e \cdot EENS^e + VOLL^h \cdot EENS^h \tag{4}$$

Other equations of the proposed model present the constraints of the electrical and gas networks, energy hubs, and system reliability. The constraints of the electrical network include the nodal balance of active and reactive powers, linearized load flow equations,

voltage of buses, the limitation of power flow on lines, and the constraints related to the installation of wind turbines and the expansion of lines. The constraints of the gas network include the balance of gas flow in each node and the limitations of the gas flow through the pipes, the pressure and flow restrictions for the gas compressor, and also the restrictions of the gas supply sources. The energy hub equations specify the thermal power balance in each energy hub by CHP and GF units, the limitations related to the deliverable power of energy converters, and the limitations related to the minimum and maximum permissible amount of electrical and thermal load shedding in each node. Reliability equations calculate the probability of occurrence of events corresponding to the outage of CHPs.

Results and discussion

The proposed model was implemented in an interconnected energy system, including a 33-bus distribution system and a 20-node gas network. In the distribution system, three new buses were connected by installing three lines among the candidate lines. Two options named TypeA and TypeB were available for line reinforcement. The efficiencies of P2G and GF units were 70%, and the electrical and thermal efficiencies of CHP units were 48% and 57%, respectively.

The simultaneous expansion of electricity and gas networks was conducted in two cases:

- **Case 1:** without considering reliability
- **Case 2:** considering reliability

According to the different scenarios of available CHP units, the total objective function, operating cost and electricity purchase cost increased. However, the investment cost and gas purchase cost decreased.

In Case 2, a larger capacity of gas furnaces was installed in all hubs because of the possibility of CHP units being in outage in different scenarios. In addition, more power was purchased from the upstream network because of the decrease in investment in CHP resources. As a result, the cost of purchasing electrical power increased in this case. The decrease in investment in CHP sources also caused a lack of heat production to supply thermal loads, so a part of the energy required for thermal loads was not provided. In the continuation of the simulations, the sensitivity of the proposed model to the two factors of electrical and gas demands and the value of lost load was investigated.

Conclusion

The proposed model in this article minimizes the costs of operating and purchasing energy from the upstream network and investing in wind resources, CHP, GF and P2G, as well as the cost of load shedding while optimizing line development planning. Considering the unavailability of CHPs, the objective function, operating cost, and electricity purchase cost increased, but the investment cost and gas purchase cost decreased. Decreasing the investment in CHP units leads to an increase in the installation of GF units because the system operator uses alternative methods of thermal energy production to prevent thermal load shedding. However, the load shedding increased.



برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه‌های برق، گاز و حرارت با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم

حمزه احمدی^۱، میثم جعفری نوکندی^{۲*}، محمد علیزاده گل‌محله^۳

- ۱- کارشناسی ارشد برق قدرت دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل، بابل، ایران.
- ۲- دانشیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل، بابل، ایران.
- ۳- استادیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه علوم دریایی امام خمینی (ره)، نوشهر، ایران.

چکیده

اطلاعات مقاله

با افزایش نگرانی‌ها در مورد بحران انرژی و مسائل مربوط به آلودگی محیط‌زیست، تحقیقات زیادی در زمینه برنامه‌ریزی دستگاه‌های چند حاملی انرژی صورت گرفته است، اما برای پاسخ‌گویی بهینه به رشد تقاضای بارهای الکتریکی و حرارتی، لازم است برنامه‌ریزی توسعه منابع آن‌ها به صورت هماهنگ و هم‌زمان صورت پذیرد. لذا در این مقاله، یک مدل خطی آمیخته با عدد صحیح برای برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه‌های برق و گاز پیشنهاد شده است. هدف مسئله، به حداقل رساندن کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و هزینه قطع بارهای الکتریکی و حرارتی در افق زمانی برنامه‌ریزی است. گزینه‌های سرمایه‌گذاری شامل احداث خطوط الکتریکی، توربین‌های بادی، واحدهای تولید هم‌زمان حرارت و برق (CHP)، واحدهای تبدیل برق به گاز (P2G) و کوره‌های گازی (GF) در نظر گرفته شده است. هزینه‌های بهره‌برداری نیز شامل هزینه‌های نگهداری خطوط الکتریکی، هزینه نگهداری توربین‌های بادی و هزینه‌های خرید برق و گاز از شبکه بالادست است. استراتژی‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری شبکه‌ها با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم در صورت خروج CHP تعیین شده است. مدل پیشنهادی روی شبکه‌های به هم پیوسته الکتریکی ۳۳ شین و گازی ۲۰ گره‌ای، پیاده‌سازی و تحلیل شده است. تحلیل نتایج نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن احتمال خروج واحدهای CHP، مجموع هزینه‌های شبکه افزایش یافته است.

نوع مقاله: مقاله پژوهشی

دریافت مقاله: ۱۴۰۲/۰۸/۰۶

بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۱۲/۲۳

پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۲/۲۲

کلید واژگان:

برنامه‌ریزی توسعه سیستم چند حاملی قابلیت اطمینان هاب انرژی

*نویسنده مسئول: میثم جعفری نوکندی

پست الکترونیکی:

m.jafari@nit.ac.ir

مقدمه

مصرف جهانی انرژی، به‌ویژه در بخش مسکونی، در دهه‌های گذشته به‌سرعت افزایش یافته است. مطالعات اخیر، پیش‌بینی کرده که تقاضای انرژی ترکیبی مسکونی و تجاری از سال ۲۰۱۷ تا ۲۰۴۰ به میزان نزدیک به ۲۰ درصد افزایش یابد. از این‌رو، تحقیقات زیادی در زمینه برنامه‌ریزی دستگاه‌های چند حاملی انرژی صورت گرفته است. در این میان، ظهور فناوری‌های جدید در دستگاه‌های انرژی به‌ویژه دستگاه‌های تولید هم‌زمان، وابستگی متقابل را در بین شبکه‌های انرژی مختلف (عمدتاً برق و گاز طبیعی) افزایش می‌دهد. پیش‌بینی می‌شود که حجم بازار تولید هم‌زمان حرارت و برق (CHP)^۱ تا سال ۲۰۲۶ با نرخ رشد حدود ۷/۴ درصدی در هر سال به ۵۴ میلیارد دلار افزایش یابد. گسترش نیروگاه‌های گازسوز در شبکه برق در سراسر جهان و ظهور فناوری‌های جدید مانند واحدهای تبدیل برق به گاز (P2G)^۲ نیز همبستگی شبکه‌های برق و گاز طبیعی را به‌شدت افزایش داده است. لذا نحوه توزیع توان در شبکه برق یا شارش گاز در شبکه گاز بر امنیت و پایداری هر دو شبکه ارتباط مستقیم دارد. بنابراین نیاز است که مسائل مربوط به بهره‌برداری، برنامه‌ریزی و توسعه در شبکه‌های برق و گاز به‌صورت یکپارچه مورد توجه قرار گیرند. بر اساس آمار تفصیلی سال ۱۳۹۷ صنعت برق ایران، گاز طبیعی حدود ۸۷٪ از کل سوخت مصرفی نیروگاه‌های برق کشور ایران را تشکیل می‌دهد [۱]. برای پاسخگویی به رشد تقاضای بارهای الکتریکی و حرارتی لازم است که شبکه‌های مربوط به آن‌ها با ورود تجهیزات جدید توسعه پیدا کند؛ لذا توسعه شبکه، یکی از مطالعات مهم در برنامه‌ریزی سیستم‌ها است که هدف آن تعیین نوع، مکان و زمان احداث تجهیزات جدید در هر یک از شبکه‌های مورد نظر است.

اخیراً مفهوم هاب انرژی (EH)^۳ برای تحلیل تولید، تبدیل، مصرف و ذخیره انواع مختلف انرژی در دستگاه‌های چند حاملی انرژی (MES)^۴ ارائه شده است. لذا هدف این مقاله آن است که این برنامه‌ریزی توسعه در حضور واحدهای CHP و با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان این تجهیزات مورد بررسی قرار گیرد. بدین مفهوم که با توجه به تقاضای انرژی حرارتی در هر هاب، برنامه‌ریزی به شکلی انجام شود که با از مدار خارج شدن هر CHP در آن هاب، انرژی مورد نیاز حرارتی همچنان تأمین گردد.

در سال‌های اخیر مقالات زیادی در زمینه برنامه‌ریزی توسعه شبکه برق و گاز و حرارت از دیدگاه‌های مختلفی مورد بررسی قرار گرفته است. در [۲] یک مدل برنامه‌ریزی احتمالاتی برای بهینه‌سازی تصمیمات مربوط به نصب دستگاه‌های فتوولتائیک برای یک هاب انرژی مسکونی پیشنهاد شده است. علاوه بر سیستم فتوولتائیک، از واحدهای CHP و بویلرها نیز برای تأمین گرما و تقاضاهای الکتریکی استفاده می‌شود. مدل پیشنهادی، هزینه سرمایه‌گذاری دستگاه‌های PV و هزینه بهره‌برداری از هاب انرژی را به حداقل می‌رساند. در این مدل، سیستم ذخیره‌ساز حرارتی و پاسخ‌گویی بار حرارتی و الکتریکی به قیمت گاز و برق نیز در نظر گرفته شده است. در [۳] یک مدل دینامیکی برای برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان منابع تولید برق و حرارت (شامل CHP، کوره گازی (GF)^۵ و واحدهای تولید برق) همراه با شبکه انتقال با هدف به حداقل رساندن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری ارائه شده است که به تعیین ظرفیت، مکان و زمان نصب CHP‌های جدید و تعیین خطوط انتقال برق در یک افق چندساله می‌پردازد. مرجع [۴] مدلی به‌منظور تعیین ظرفیت برای هاب انرژی مسکونی، متشکل از واحدهای CHP، بویلر گاز، سیستم فتوولتائیک، و ذخیره‌سازهای الکتریکی و گرمایی پیشنهاد کرده است. افق زمانی برنامه‌ریزی به افق‌های فرعی تقسیم می‌شود و تصمیمات بهینه برای نصب تجهیزات برای هر افق فرعی اتخاذ می‌شوند. هدف این مقاله، به حداقل رساندن هزینه‌های مشتری، شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری تجهیزات

¹ Combined heat and power

² Power to gas

³ Energy hub

⁴ Multi-carrier energy system

⁵ Gas furnace

هاب انرژی و هزینه بهره‌برداری هاب در طول زمان برنامه‌ریزی است. مرجع [۵] یک مدل برنامه‌ریزی توسعه برای سیستم چند حاملی انرژی را با هدف به حداقل رساندن هزینه کل پیشنهاد می‌کند که شبکه توزیع فعال، شبکه گاز طبیعی و هاب انرژی را یکپارچه می‌سازد؛ و تأثیر مثبت مدیریت شبکه توزیع فعال بر توسعه سیستم چند حاملی را مورد بررسی قرار می‌دهد. به‌عنوان یک مدل جامع برنامه‌ریزی توسعه، این مقاله به تعیین بهینه نوع، مکان و اندازه فیدرها، منابع تولید پراکنده، بانک‌های خازنی، جبران‌سازهای راکتیو استاتیک، تنظیم‌کننده‌های ولتاژ و دستگاه‌های ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی در شبکه توزیع فعال و خطوط لوله گاز طبیعی، کمپرسورها و واحدهای ذخیره گاز در شبکه گاز طبیعی می‌پردازد. در [۶] یک ریزشبکه شامل ترکیب پیل سوختی و واحد CHP، توربین‌های بادی (WT)^۱ و فتوولتائیک، به‌منظور تعیین وضعیت برنامه‌ریزی بهینه این واحدها با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع انرژی تجدیدپذیر، مدل شده است. سود بازار، انتشار گازهای گلخانه‌ای و انرژی متوسط تأمین نشده توابع هدف این مقاله هستند. در [۷] استفاده ترکیبی از پیل سوختی، واحدهای CHP، مخزن آب داغ، بویلر و انرژی فتوولتائیک برای تأمین نیازهای انرژی الکتریکی، حرارتی و حمل‌ونقل در یک ریزشبکه چند حاملی انرژی سازگار با محیط‌زیست پیشنهاد شده‌است. هدف مسئله، به حداقل رساندن هزینه کل سالانه و انتشار گازهای گلخانه‌ای بر اساس پروفیل ساعتی بار الکتریکی و گرمایی است. مرجع [۸] به‌طور عمده بر فواید یکپارچه‌سازی ریزشبکه‌های تک حاملی و چند حاملی تمرکز دارد و یک استراتژی مشارکتی برای مدیریت انرژی در ریزشبکه‌های تک حاملی و چند حاملی پیشنهاد می‌کند. کاهش آلودگی محیط‌زیست، کاهش تلفات در شبکه‌های انرژی، کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کاهش خاموشی با افزایش قابلیت اطمینان از اهداف مدل پیشنهادی است. در [۹] یک طرح برنامه‌ریزی بهینه برای طراحی تولید هم‌زمان سرمایه‌ش، گرمایش و توان پیشنهاد شده که با هدف دستیابی به حداقل هزینه بهره‌برداری و انتشار گازهای گلخانه‌ای، تولید انرژی تجدیدپذیر، ژنراتورهای دیزلی، پیل‌های سوختی، ذخیره‌سازی انرژی، واحدهای CHP، بویلر، تولید هم‌زمان سرمایه‌ش، گرمایش و توان، و مبدل‌های P2G را در نظر می‌گیرد. در [۱۰] به یک رویکرد چندمرحله‌ای سه‌سطحی برای برنامه‌ریزی توسعه هماهنگ شبکه‌های انتقال و توزیع الکتریکی و گرمایش و سرمایه‌ش یکپارچه پرداخته شده‌است. پنل‌های PV، واحدهای WT، واحدهای CHP، بویلرها، و چیلرهای الکتریکی و جذبی، کاندیداهای سرمایه‌گذاری برای احداث در شبکه توزیع هستند. علاوه بر این، برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال، فیدرهای الکتریکی و خطوط لوله انتقال حرارت نیز در مدل پیشنهادی ادغام شده است. مقاله [۱۱]، برنامه‌ریزی مشترک شبکه‌های یکپارچه برق و گاز متشکل از واحدهای WT، منابع PV، سیستم‌های ذخیره‌ساز الکتریکی و واحدهای P2G و G2P را به‌صورت بهینه انجام می‌دهد. در این راستا، یک برنامه‌ریزی چندهدفه محدود به ریسک برای مدل‌سازی هم‌زمان هزینه‌های عملیاتی هر دو شبکه، پیشنهاد شده و از روش محدودیت اسیلون مقاوم برای حل مسئله و به دست آوردن مجموعه پارتو استفاده شده‌است.

مرجع [۱۲] نقش تولید در محل مصرف از طریق استفاده از واحدهای CHP را در استراتژی مدیریت ریسک مصرف‌کننده بررسی می‌کند. نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهد که با جایگزینی برق (با نوسانات قیمت بالا) با گاز (با نوسانات قیمت پایین)، میزان انتشار CO₂ کاهش می‌یابد. با سرمایه‌گذاری در یک واحد CHP، مصرف‌کننده این اختیار را خواهد داشت تا هر زمان که قیمت برق به مقادیر اوج می‌رسد، از تولید در محل مصرف استفاده کند و در نتیجه ریسک مالی خود را کاهش دهد. در [۱۳] ارزیابی یک سیستم یکپارچه انرژی متشکل از شبکه‌های برق، گاز و دستگاه‌های گرمایشی با در نظر گرفتن محدودیت‌های ذخیره‌سازی مرتبط با انعطاف‌ناپذیری شبکه گاز و با هدف انتشار کمتر کربن از طریق استفاده از منابع تجدیدپذیر صورت گرفته‌است. مرجع [۱۴] یک مدل برنامه‌ریزی دومرحله‌ای به‌منظور تعیین محل و اندازه بهینه CHPها برای افزایش سود هر دو شبکه گاز طبیعی و برق از طریق به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری برای مالکان شبکه و کاهش استفاده از ظرفیت سیستم توسط کاربران شبکه را پیشنهاد می‌دهد. در [۱۵] یک مدل

¹ Wind turbine

برنامه‌ریزی هماهنگ سیستم چند حاملی انرژی برای تعیین توسعه بهینه ژنراتورهای سنتی، خطوط انتقال، بویلرها، واحدهای CHP و خطوط لوله گاز پیشنهاد شده است. در [۱۶] یک چارچوب بهینه‌سازی سه‌هدفه شامل هزینه کل، انتشار و تلفات برای برنامه‌ریزی بلندمدت هاب انرژی پیشنهاد شده است که در آن، برنامه‌های استهلاک تجهیزات و پاسخ تقاضا در نظر گرفته شده است. در [۱۷] یک الگوریتم بهینه‌سازی دوسطحی چندهدفه بر اساس مکانیزم انتخاب ترجیحی، پیشنهاد شده است که در سطح بالا بهترین ظرفیت تجهیزات انرژی و در سطح پایین، بهترین ترکیب هر حامل انرژی را بهینه می‌کند. مکانیزم انتخاب ترجیحی می‌تواند مشکل عدم قطعیت تصمیم‌گیری سطح پایین را حل کند. در [۱۸] یک روش بهینه‌سازی مقاوم دومرحله‌ای بهبودیافته برای شبکه برق و شبکه گاز به‌عنوان گروه‌های ذینفع مستقل با هدف حداکثر شدن درآمد خالص سالانه آن‌ها و با در نظر گرفتن توربین‌های بادی، توربین‌های گازی، مبدل‌های برق به گاز، خطوط انتقال برق و خطوط انتقال گاز طبیعی، پیشنهاد شده است. در مرجع [۱۹] یک مدل ریاضی دولایه‌ای برای برنامه‌ریزی دستگاه‌های یکپارچه انرژی شبکه برق، گاز و حمل‌ونقل با هدف حداقل‌سازی هزینه‌های برنامه‌ریزی کل ارائه شده است. این مدل، به‌طور مشترک راهبردهای سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری خطوط توزیع، واحدهای بادی، واحدهای CHP، کوره گازی و تجهیزات شارژ سریع و شارژ آهسته را در نظر می‌گیرد.

با بررسی پژوهش‌های صورت گرفته، مشخص می‌گردد که برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه‌های برق، گاز و حرارت برای مدیریت انرژی خصوصاً در یک هاب انرژی بر پایه سیستم چند حاملی اجتناب‌ناپذیر است. پژوهش‌های صورت گرفته با در نظر گرفتن پارامترهایی نظیر کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، افزایش بهره‌وری، کاهش تلفات از طریق تولید در مکان، افزایش سود اقتصادی مصرف‌کننده از خرید انرژی و... صورت گرفته ولی قابلیت اطمینان تجهیزات تاکنون مورد بررسی قرار نگرفته است. این در حالی است که خروج اجباری تجهیزاتی مانند CHP می‌تواند به کمبود منابع تأمین برق و حرارت در هاب‌های انرژی و قطع بارهای الکتریکی و حرارتی منجر شود. لذا در زمان برنامه‌ریزی این شبکه‌ها، پیش‌بینی وقوع این حالت‌ها و انتخاب گزینه‌های سرمایه‌گذاری منابع برای جلوگیری از قطع بار و یا کاهش آن، منجر به افزایش قابلیت اطمینان سیستم مورد بهره‌برداری، خواهد شد. با توجه به پژوهش‌های انجام‌شده، نوآوری اصلی این مقاله در ادامه آورده شده است.

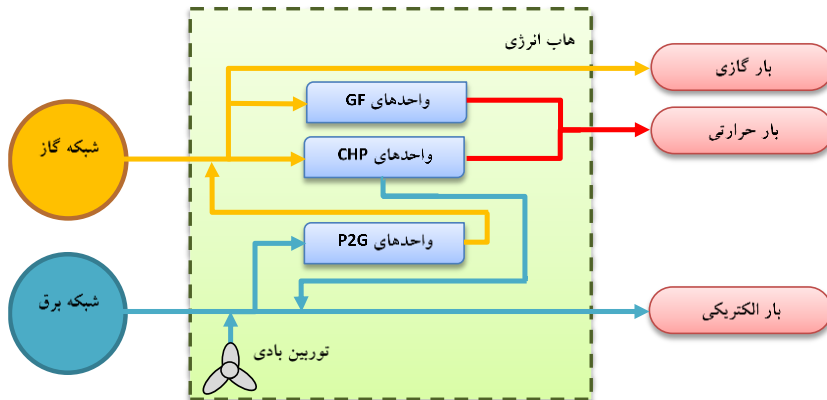
- ۱- برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه‌های برق و گاز و منابع تولید حرارت با هدف افزایش قابلیت اطمینان سیستم در تأمین بارهای الکتریکی و حرارتی از طریق شیوه‌های جایگزین تولید حرارت.
- ۲- در نظر گرفتن هزینه‌های مربوط به قطع بار علاوه بر هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری در مسئله برنامه‌ریزی توسعه.

در بخش دوم مقاله، فرضیات اصلی و چارچوب کلی مسئله توضیح داده شده است. در بخش سوم، روش پیشنهادی و مدل ریاضی برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه‌های برق، گاز و حرارت با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان تجهیزات، معرفی شده است. در بخش چهارم، نتایج به‌دست‌آمده، مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته و بخش پنجم، نیز به نتیجه‌گیری اختصاص یافته است.

تعریف مسئله و مدل پیشنهادی

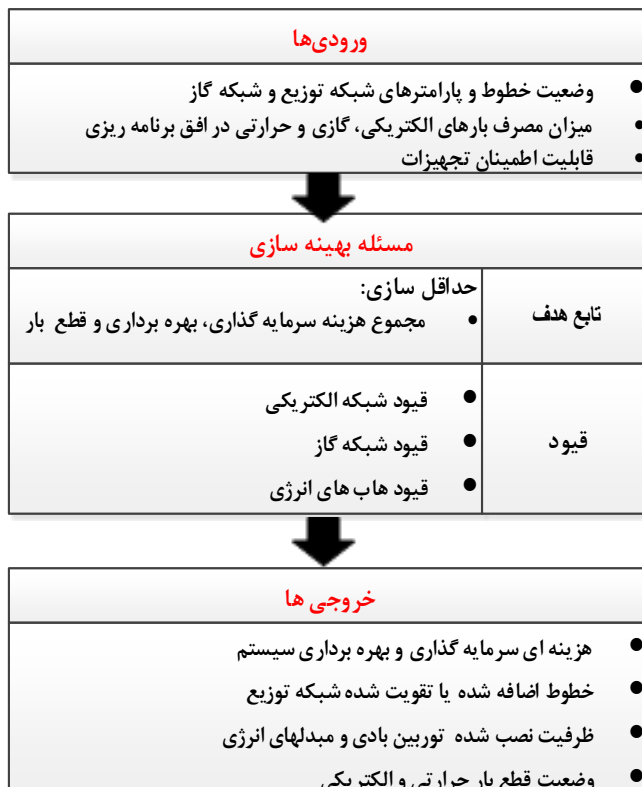
گسترش روزافزون منابع تولید کوچک در طی سالیان اخیر و به وجود آمدن وابستگی بین حامل‌های مختلف انرژی، موجب شده است تا محققان به این نتیجه برسند که در هنگام برنامه‌ریزی و بهره‌برداری دستگاه‌های انرژی، بهتر است به جای این‌که زیرساخت‌های مختلف به‌طور مجزا مدنظر قرار بگیرند، همه‌ی آن‌ها به‌صورت یکپارچه دیده شوند. در این صورت، هزینه سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری کل سیستم، کاهش یافته و تصمیمات مربوط به دو شبکه، با هماهنگی بیشتری همراه خواهند بود. بهره‌برداری هم‌زمان از زیرساخت‌های مختلف تولید انرژی همچون شبکه گاز و برق موضوعی است که تحت مفهوم هاب انرژی مطرح شده است. مطابق شکل ۱، یک هاب انرژی، واسطی بین حامل‌های مختلف

انرژی است که این حامل‌ها می‌توانند در قالب آن تبدیل، حالت‌دهی و ذخیره گردند. منابع تولید انرژی‌های الکتریکی و حرارتی در هاب، می‌تواند به صورت متنوع و از نوع توربین بادی، واحد تولید هم‌زمان حرارت و برق، کوره گازی و واحد تبدیل توان به گاز باشند.



شکل ۱. چارچوب سیستم چند حاملی با هاب انرژی [۱۹].

در این مقاله تلاش شده با ارائه مدلی خطی و با در نظر گرفتن قیود فنی، توسعه شبکه‌های برق و گاز در حضور بارهای الکتریکی، گازی و حرارتی به‌طور هماهنگ در نظر گرفته شود. سیستم چند حاملی انرژی شهری مورد نظر، متشکل از شبکه توزیع برق و گاز است که هدف آن، تأمین بارهای الکتریکی، گازی و حرارتی در نقاط مختلف شبکه می‌باشد. بارهای گازی (مانند بارهای خانگی، CHPها و کوره‌های گازسوز)، انرژی گاز مصرفی را به اقسام دیگر انرژی از جمله گرما تبدیل می‌کنند ولی بارهای حرارتی (مانند آب گرم مصرفی هتل‌ها و اماکن عمومی)، گرمای مورد نیاز خود را مستقیماً از واحدهایی مانند CHPها و کوره‌های گازسوز تأمین می‌کنند. در این مدل، سرمایه‌گذاری روی ایجاد و یا تقویت خطوط شبکه الکتریکی، واحدهای WT، واحدهای CHP، واحدهای P2G و واحدهای GF در نظر گرفته شده است. تابع هدف مدل پیشنهادی، به حداقل رساندن مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری و هزینه قطع بارهای الکتریکی و حرارتی است که برگرفته از مدل ارائه شده در [۱۹] و با در نظر گرفتن احتمال دسترس ناپذیری CHPها توسعه یافته است. ساختار مدل پیشنهادی در شکل ۲ نشان داده شده است.



شکل ۲. روندنمای مدل پیشنهادی برنامه‌ریزی توسعه.

مدل ریاضی مسئله

مطابق رابطه‌ی (۱)، تابع هدف مدل پیشنهادی، شامل سه مؤلفه است که به ترتیب هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه بهره‌برداری سیستم و هزینه‌های قطع بار را نشان می‌دهد:

$$OF: \min F = CRF \cdot C_{inv} + C_{ope} + C_{re} \quad (1)$$

که ضریب CRF معرف بازگشت سرمایه^۱ است که برای تبدیل هزینه‌های سرمایه‌گذاری به هزینه‌های سالیانه مورد استفاده قرار می‌گیرد. هزینه سرمایه‌گذاری که مجموع هزینه‌های لازم برای تقویت و یا احداث خطوط شبکه الکتریکی و نصب واحدهای WT، CHP، P2G و GF است در (۲) آورده شده است.

¹ Capital recovery factor

$$C_{inv} = \sum_{i \in LA} C_{inv}^{lineA} L_i \cdot X_i + \sum_{i \in LB} C_{inv}^{lineB} L_i \cdot X_i + C_{chp} \sum_{j \in \Omega_{EH}} W_j^{chp} + C_{P2G} \sum_{j \in \Omega_{EH}} W_j^{P2G} + C_{GF} \sum_{j \in \Omega_{EH}} W_j^{GF} + C_{WT} \sum_j P_j^{WT} \cdot W_j^{WT} \quad (2)$$

هزینه‌های بهره‌برداری، شامل هزینه‌های نگهداری خطوط الکتریکی، هزینه نگهداری توربین‌های بادی و هزینه خرید برق و گاز از شبکه بالادست، با رابطه‌ی (۳) مدل شده است.

$$C_{ope}(s) = \sum_{i \in L} fl_i \cdot L_i \cdot X_i + \varphi \sum_{t \in T, j \in EH} fw_{j,t} \cdot P_{j,t}^w \cdot \Delta t + \varphi \sum_{t \in T} C_t^{elec} \cdot \rho_{t,s}^{em} \cdot P_s \cdot \Delta t + \varphi \sum_{t \in T} C_t^{gas} \cdot \rho_{t,s}^{gm} \cdot P_s \cdot \Delta t \quad (3)$$

هزینه قطع بارهای الکتریکی و حرارتی با در نظر گرفتن ارزش بار قطع‌شده حرارتی و الکتریکی، در (۴) بیان شده است. مقدار انتظاری بارهای الکتریکی و حرارتی تأمین نشده در طول ۳۶۵ روز نیز به ترتیب در روابط (۵) و (۶) مشخص شده است.

$$C_{re} = VOLL^e \cdot EENS^e + VOLL^h \cdot EENS^h \quad (4)$$

$$EENS^e = \varphi \cdot \sum_{b,t,s} P_s \cdot LS_{b,t,s}^e \quad (5)$$

$$EENS^h = \varphi \cdot \sum_{EH,t,s} P_s \cdot LS_{EH,t,s}^h \quad (6)$$

مطابق اطلاعات سیستم مورد مطالعه، شبکه‌های الکتریکی و گازی در دو نقطه به شبکه بالادستی مرتبط هستند لذا مقدار توان الکتریکی و حجم گاز خریداری‌شده از شبکه بالادست در سناریوها و زمان‌های مختلف به ترتیب در (۷) و (۸) بیان شده است:

$$\rho_{t,s}^{em} = P_{t,s}^{S1} + P_{t,s}^{S2} \quad \forall t, s \quad (7)$$

$$\rho_{t,s}^{gm} = GS_{t,s}^1 + GS_{t,s}^{15} \quad \forall t, s \quad (8)$$

روابط شبکه الکتریکی

تعادل توان اکتیو و راکتیو در شین‌های متصل به هاب انرژی به صورت روابط (۹) و (۱۰) بیان شده است. بخشی از توان تولیدی CHP با توجه به بازده تبدیل آن، به توان الکتریکی تبدیل می‌شود و در هاب مربوطه، قابل استفاده خواهد بود. همچنین واحدهای تبدیل برق به گاز (P2G) نیز با مصرف توان الکتریکی، برق را به گاز تبدیل می‌کنند و لذا، مشابه با بار الکتریکی، در روابط تعادل توان ظاهر می‌شوند:

$$\sum_{k \in \sigma(j)} P_{jk,t,s} - \sum_{i \in \mu(j)} P_{ij,t,s} = P_{j,t}^e + (G_{j,t,s}^{chp} \cdot \epsilon^{chp}) + P_{j,t}^w - P_{j,t,s}^{p2g} - P_{j,t,s}^L + LS_{j,t,s}^e \quad \forall j, t, s \quad (9)$$

$$\sum_{k \in \sigma(j)} Q_{jk,t,s} - \sum_{i \in \mu(j)} Q_{ij,t,s} = Q_{j,t}^e + Q_{j,t}^w - Q_{j,t,s}^L + LS_{j,t,s}^e \quad \forall j, t, s \quad (10)$$

روابط (۱۱) تا (۱۳)، تعادل توان اکتیو در شین‌های غیرمتصل به هاب انرژی و نیز در دو شین متصل به شبکه بالادست را نشان می‌دهند. روابط (۱۴) تا (۱۶)، نیز تعادل توان راکتیو را در این شین‌ها بیان می‌کنند:

$$\sum_{jk,t} P_{jk,t,s} - \sum_{ij,t} P_{ij,t,s} = P_j^e(t) - P_{j,t}^L + LS_{j,t,s}^e \quad (11)$$

$$P_{t,s}^{S1} + \sum_{jk,t} P_{jk,t,s} - \sum_{ij,t} P_{ij,t,s} = P_j^e(t) - P_{j,t}^L \quad (12)$$

$$P_{t,s}^{S2} + \sum_{jk,t} P_{jk,t,s} - \sum_{ij,t} P_{ij,t,s} = P_j^e(t) - P_{j,t}^L \quad (13)$$

$$\sum_{jk,t} Q_{jk,t,s} - \sum_{ij,t} Q_{ij,t,s} = Q_j^e(t) - Q_{j,t}^L + LS_{j,t,s}^e \quad (14)$$

$$Q_{t,s}^{S1} + \sum_{jk,t} Q_{jk,t,s} - \sum_{ij,t} Q_{ij,t,s} = Q_j^e(t) - Q_{j,t}^L \quad \forall t, \forall s \quad (15)$$

$$Q_{t,s}^{S2} + \sum_{jk,t} Q_{jk,t,s} - \sum_{ij,t} Q_{ij,t,s} = Q_j^e(t) - Q_{j,t}^L \quad \forall t, \forall s \quad (16)$$

قیود مربوط به محدودیت اندازه و زاویه ولتاژ شین‌ها در (۱۷) و (۱۸) آورده شده است.

$$V_i \leq V_{i,t,s} \leq \bar{V}_i \quad \forall i \in \Omega_e \cup \Omega_{EH}, \forall t, \forall s \quad (17)$$

$$-\bar{\delta}_i \leq \delta_{i,t,s} \leq \bar{\delta}_i \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall t, \forall s \quad (18)$$

روابط خطی شده پخش بار شبکه برای تعیین اندازه و زاویه ولتاژ شین‌ها در روابط (۱۹) تا (۲۱) آورده شده است [۲۰].

$$P_{ij,t,s} = P_{ij,t,s}^Z + F2_{ll} \times (\delta_{i,t,s} - \bar{\delta}_{j,t,s}) + F1_l \times (V_{i,t,s} - V_{j,t,s}) \quad (19)$$

$$Q_{ij,t,s} = Q_{ij,t,s}^Z + F1_l \times (\delta_{j,t,s} - \bar{\delta}_{i,t,s}) + F2_l \times (V_{i,t,s} - V_{j,t,s}) \quad (20)$$

$$F1_l = \frac{r_l}{r_l^2 + x_l^2}, F2_l = \frac{x_l}{r_l^2 + x_l^2} \quad (21)$$

روابط (۲۲) تا (۲۴) به ترتیب، محدودیت توان‌های اکتیو، راکتیو و ظاهری عبوری از خطوط موجود را نشان می‌دهند.

$$-X_l \cdot M \leq P_{ij,t,s} \leq X_l \cdot M \quad (22)$$

$$-X_l \cdot M \leq Q_{ij,t,s} \leq X_l \cdot M \quad (23)$$

$$P_{ij,t,s}^2 + Q_{ij,t,s}^2 \leq S_{ij}^2 \quad (24)$$

مطابق روابط (۲۲) و (۲۳)، اگر خط جدیدی در برنامه‌ریزی توسعه احداث نشود توان اکتیو و راکتیو عبوری آن خط، صفر خواهد بود. رابطه (۲۴)، یک رابطه غیرخطی است، لذا رابطه خطی (۲۵)، جایگزین (۲۴) شده است.

$$\left(\sin\left(\frac{2\pi l}{n}\right) - \sin\left(\frac{2\pi(l-1)}{n}\right) \right) p_{ij,t,s} - \left(\cos\left(\frac{2\pi l}{n}\right) - \cos\left(\frac{2\pi(l-1)}{n}\right) \right) Q_{ij,t,s} \leq \bar{S}_{ij} \quad (25)$$

رابطه (۲۶)، بیشترین تعداد توربین بادی قابل نصب در هر هاب را مشخص می‌کند و روابط (۲۷) و (۲۸)، به ترتیب توان اکتیو و راکتیو تولیدی توربین‌ها را با توجه به پیش‌بینی سرعت وزش باد مشخص می‌کنند:

$$W_j^{dwg} \leq N^{dwg,max} \quad (26)$$

$$P_{j,t}^W = u_{j,t}^W \cdot P^{dwg} \cdot W_j^{dwg} \quad \forall j \in \Omega_{EH}, \forall t \quad (27)$$

$$Q_{j,t}^W = P_{j,t}^W \cdot \tan(\cos^{-1}(PF^W)) \quad \forall j \in \Omega_{EH}, \forall t \quad (28)$$

روابط شبکه گاز طبیعی

روابط تعادل جریان گاز در هر گره و محدودیت‌های جریان گاز عبوری از داخل لوله‌ها در روابط (۲۹) تا (۳۲) آورده شده است. اتلاف گاز می‌تواند به صورت درصدی از جریان گاز، تقریب زده شود لذا تعادل جریان گاز در هر گره طبق رابطه (۲۹) فرمول‌نویسی شده است. گاز تولید شده توسط واحدهای P2G، قابل مصرف در هاب مربوطه است و لذا مشابه با منبع گاز، در رابطه تعادل جریان گاز، ظاهر می‌شود. رابطه‌ی (۳۰) قید مربوط به جریان گاز در خط دارای کمپرسور گاز است. رابطه (۳۱)، قید مربوط به جریان گاز در سایر خطوط (بدون کمپرسور) و همچنین رابطه (۳۲) قید منابع تأمین گاز را بیان می‌کنند.

$$\sum_{gp,t,s} (1-\tau) G_{gp,s,t}^{pos} - \sum_{gp,t,s} (1+\tau) G_{gp,s,t}^{neg} - \sum_{gp,t,s} G_{gp,s,t} = \left(-P_{j,t,s}^{p2g} \times \varepsilon_g^{p2g} \times \frac{1}{GHV} \right) + \left(G_{j,t,s}^{chp} \times \frac{1}{GHV} \right) G_{j,t}^L + \left(G_{j,t,s}^{gf} \times \frac{1}{GHV} \right) + G_{j,t}^L - G_{S_{j,t}} \quad (29)$$

$$0 \leq G_{ij,t,s} \leq \bar{G} \quad \forall ij \in \Omega_{gc}, \forall t, \forall s \quad (30)$$

$$0 \leq G_{ij,t,s} \leq \bar{G}^f \quad \forall ij \in \Omega_{gp}, \forall t, \forall s \quad (31)$$

$$\underline{G}^S \leq G_{i,t,s} \leq \bar{G}^S \quad \forall i \in \Omega_{EH}, \forall t, \forall s \quad (32)$$

روابط هاب انرژی

تعادل توان حرارتی در هر واحد هاب انرژی توسط واحدهای CHP و GFها تضمین می‌شود. بخشی از توان تولیدی توسط واحدهای CHP و کوره گازی با در نظر گرفتن بازده تبدیل، به انرژی حرارتی تبدیل می‌شود و قابل استفاده توسط بار حرارتی آن هاب خواهند بود. بنابراین قید تعادل حرارت در هر گره در (۳۳) بیان شده است.

$$G_{j,t,s}^{chp} \cdot \varepsilon_g^{chp} + G_{j,t,s}^{gf} \cdot \varepsilon_g^{gf} = P_{j,t}^H - LS_{j,t,s}^h \quad \forall j \in \Omega_{EH}, \forall t, \forall s \quad (33)$$

قیود مربوط به توان قابل تحویل مبدل‌های انرژی P2G، GF و CHP به ترتیب در (۳۴) تا (۳۶) آورده شده است.

$$0 \leq P_{j,t,s}^{p2g} \leq W_j^{p2g} \quad \forall j \in \Omega_{EH}, \forall t, \forall s \quad (34)$$

$$0 \leq G_{j,t,s}^{gf} \leq W_j^{gf} \quad \forall j \in \Omega_{EH}, \forall t, \forall s \quad (35)$$

$$0 \leq G_{j,t,s}^{chp} \leq W_j^{chp} \quad \forall j \in \Omega_{EH}, \forall t, \forall s \quad (36)$$

روابط (۳۷) و (۳۸) محدودیت‌های مربوط به حداقل و حداکثر مقدار مجاز قطع بار الکتریکی و حرارتی در هر گره را نشان است.

$$0 \leq LS_{j,t,s}^e \leq P_{j,t}^e \quad \forall j \in \Omega_{EH}, \forall t, \forall s \quad (37)$$

$$0 \leq LS_{j,t,s}^h \leq P_{j,t}^H \quad \forall j \in \Omega_{EH}, \forall t, \forall s \quad (38)$$

روابط قابلیت اطمینان

برای بررسی قابلیت اطمینان سیستم، چندین سناریوی مختلف شامل خروج اجباری هر یک از واحدهای CHP برای این شبکه در نظر گرفته شده است که احتمال وقوع هر یک از سناریوها با روابط (۳۹) تا (۴۱) محاسبه می‌شود. رابطه (۳۹)، احتمال وقوع حالت عادی (در دسترس بودن همه CHPها) را نشان می‌دهد که برابر با حاصلضرب دسترس‌پذیری همه آن‌ها است. رابطه (۴۰)، احتمال حالت متناظر با خروج اجباری (دسترس‌ناپذیری) هر یک از واحدهای CHP را نشان می‌دهد که برابر با حاصلضرب دسترس‌ناپذیری آن واحد و دسترس‌پذیری سایر واحدها است و می‌توان آن را بر اساس احتمال حالت عادی و FOR واحد مورد نظر نیز نوشت. در این مقاله، فقط خروج‌های مرتبه اول واحدهای CHP در نظر گرفته شده است. لذا با توجه به وجود شش CHP در شش هاب انرژی، تعداد ۷ حالت (یک حالت متناظر با خروج هیچ‌کدام از آن‌ها و شش حالت متناظر با خروج هر یک از آن‌ها)، ایجاد می‌شود. برای آنکه مجموع احتمال این ۷ حالت، برابر با یک شود با استفاده از رابطه ۴۱، مقدار احتمال حالت‌ها بر مجموع احتمال آن‌ها تقسیم می‌شود تا سناریوهای موردنظر، تمامی فضای احتمال را پوشش دهند:

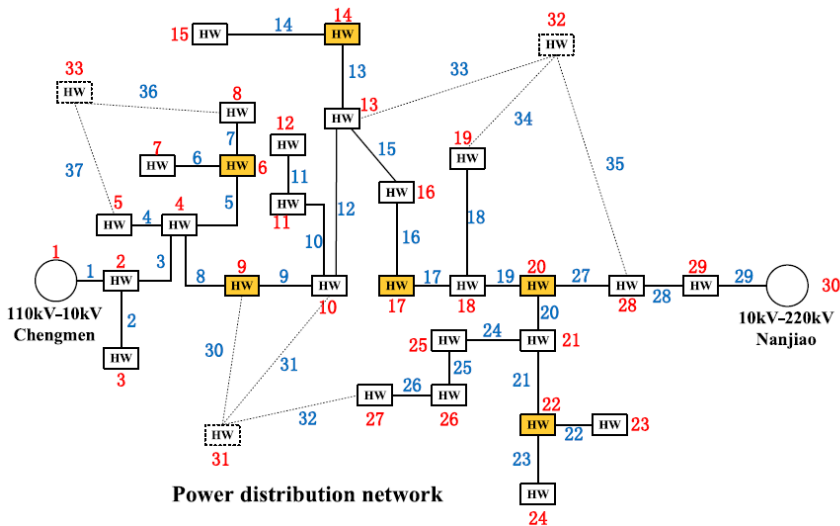
$$P_0 = \prod_{EH=1}^6 (1 - FOR_{EH}^{chp}) \quad (39)$$

$$P_s = FOR_{EH=s}^{chp} \prod_{EH \neq s} (1 - FOR_{EH}^{chp}) = P_0 \frac{FOR_{EH=s}^{chp}}{1 - FOR_{EH=s}^{chp}} \quad \forall s > 1 \quad (40)$$

$$P_s^{norm} = \frac{P_s}{\sum_s P_s} \quad \forall s \quad (41)$$

پیاده‌سازی مدل پیشنهادی

مدل پیشنهادی در یک سیستم انرژی به هم پیوسته شامل شبکه الکتریکی ۳۳ باسه و یک شبکه گاز ۲۰ گره‌ای ارائه شده در [۱۹] پیاده‌سازی است. در سیستم توزیع الکتریکی ۱۰ kV که در شکل ۳ نشان داده شده است ۳۳ شین و ۳۷ خط وجود دارد که ۳ شین جدید نیز باید با نصب ۳ خط از بین ۸ خط کاندیدا به شبکه توزیع متصل شوند. وضعیت تقویت یا عدم تقویت سایر خطوط نیز در حالت‌های مختلف با نوع خطوط جدید TypeA یا TypeB بررسی شده است که سطح مقطع، جریان نامی و هزینه سرمایه‌گذاری خطوط TypeB، بیشتر است [۱۹]. در هر شین، حداکثر امکان نصب بیست توربین بادی ۱۰ کیلوواتی وجود دارد، که ضرایب ساعتی تولید توان بادی در شکل ۴ نشان داده شده است. لازم به ذکر است که پروفیل وزش باد در همه هاب‌ها یکسان در نظر گرفته شده است. شبکه گاز مورد مطالعه نیز که در شکل ۵ نشان داده شده است شامل ۲۰ گره و ۱۹ خط لوله با فشار مجاز Pa ۰/۳۵ تا ۰/۵ است. جزئیات شبکه‌های برق و گاز از [۱۹] قابل استخراج است. پروفیل ساعتی بارهای الکتریکی، حرارتی و گازی در شکل ۶ نشان داده شده است. با در نظر گرفتن طول عمر ۱۰ سال برای پروژه و مقدار ۱۰٪ برای نرخ بهره، نرخ بازگشت سرمایه برابر ۰/۱۶۳ در نظر گرفته شده است. بازده واحدهای P2G و GF برابر ۷۰٪ و بازده الکتریکی و حرارتی واحدهای CHP به ترتیب ۴۸٪ و ۵۷٪ در نظر گرفته شده است [۱۹]. ارزش حرارتی ناخالص (GHV) گاز طبیعی نیز برابر ۹/۶ kWh/m³ فرض شده است. ارزش بار از دست‌رفته برای بارهای الکتریکی و حرارتی برابر ۱۰ yuan/kWh در نظر گرفته شده است. مدل پیشنهادی با استفاده از حل‌کننده تجاری CPLEX در نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی و حل شده است.



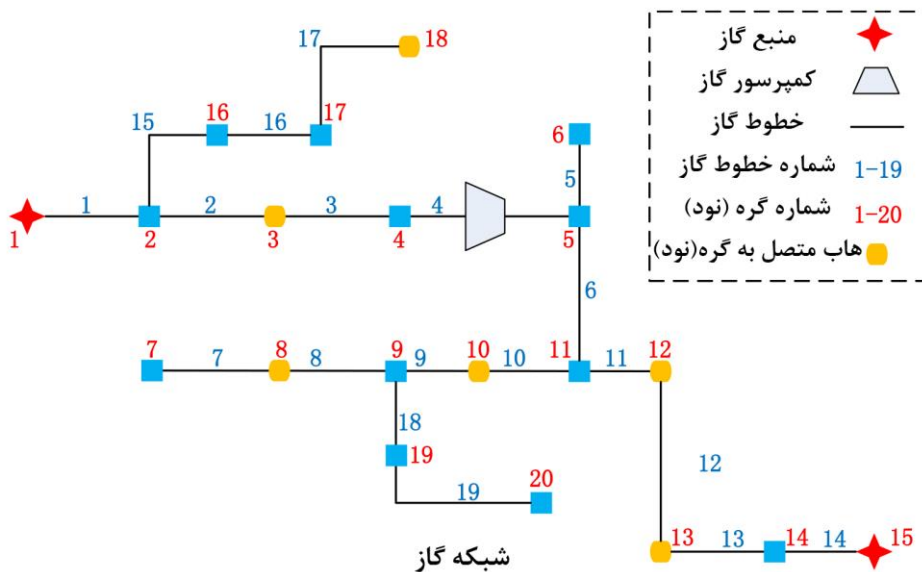
شکل ۳. توپولوژی شبکه توزیع برق [۱۹].

با توجه به پیاده‌سازی شبکه‌های برق و گاز در چارچوب هاب انرژی، تحلیل مدل پیشنهادی در دو حالت انجام شده است:

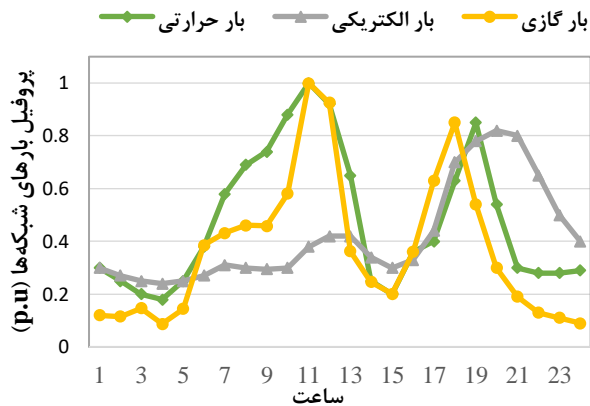
- **حالت اول** - برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه‌های برق و گاز بدون در نظر گرفتن خروج CHPها
 - **حالت دوم** - برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن خروج CHPها
- نتایج برنامه‌ریزی هم‌زمان شبکه برق و گاز در حالت‌های مطالعاتی مختلف به شرح ذیل ارائه می‌گردد.



شکل ۴. پروفیل توان تولیدی نیروگاه‌های بادی.



شکل ۵. توپولوژی شبکه گاز مورد مطالعه [۱۹].



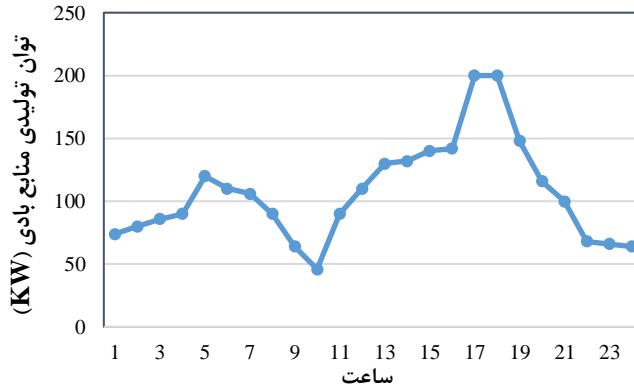
شکل ۶. نمودار ضرایب تقاضای انرژی.

نتایج عددی حالت اول

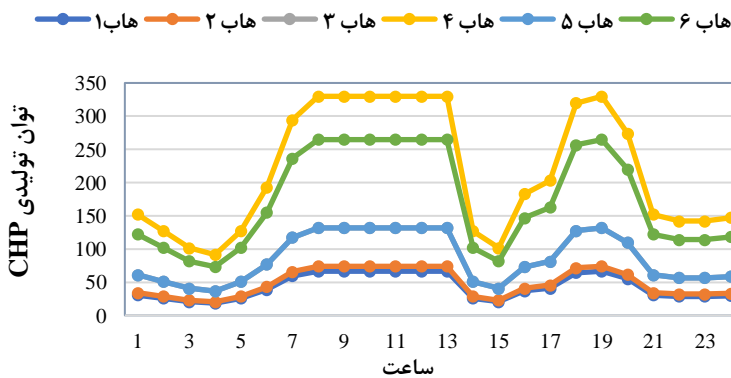
در حالت اول و بدون در نظر گرفتن قابلیت اطمینان شبکه برق، نتایج برنامه‌ریزی توسعه منابع و میدل‌های انرژی شبکه‌های برق و گاز شامل توان نامی WTها، واحدهای CHP، GFها و واحدهای P2G که باید در شش هاب انرژی نصب شوند، در جدول ۱ مشخص شده است با توجه به نتایج، در هر هاب انرژی یک نیروگاه بادی ۲۰۰ کیلوواتی، یک واحد CHP و یک واحد GF نصب شده است. با توجه به اینکه توان واحدهای CHP جهت تأمین بارهای حرارتی کافی نیست لذا از واحدهای GF نیز در کنار واحدهای CHP در هر هاب انرژی استفاده شده است. توان تولیدی ساعتی نیروگاه‌های بادی و واحدهای CHP در هر هاب به ترتیب در شکل‌های ۷ و ۸ نشان داده شده است. همچنین به دلیل بازده پایین واحدهای P2G، هیچ واحد P2G در هاب‌های انرژی نصب نشده و بهره‌بردار ترجیح می‌دهد گاز مورد نیاز واحدهای CHP و بارهای گازی را از شبکه گازی بالادست تأمین کند.

جدول ۱. ظرفیت واحدهای نصب‌شده در هاب‌های انرژی در حالت اول.

هاب انرژی	توان نامی WT (kW)	توان نامی CHP (kW)	توان نامی GF (kW)	توان نامی P2G (kW)
EH1	۲۰۰	۶۶/۴۸	۲۹/۱۵	۰
EH2	۲۰۰	۷۳/۹	۳۲/۴	۰
EH3	۲۰۰	۱۳۱/۷	۵۷/۷۵	۰
EH4	۲۰۰	۳۲۹/۹	۱۴۴/۶۵	۰
EH5	۲۰۰	۱۳۱/۷	۵۷/۷۵	۰
EH6	۲۰۰	۲۶۴/۷	۱۱۶/۰۵	۰



شکل ۷. توان تولیدی نیروگاه‌های بادی در حالت اول.

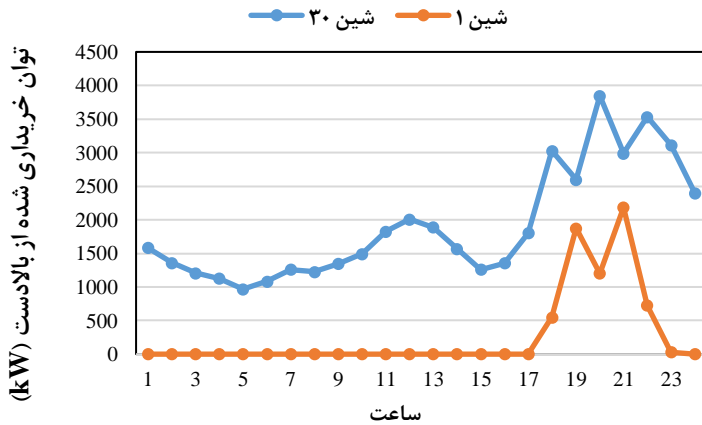


شکل ۸. توان تولیدی منابع CHP در حالت اول.

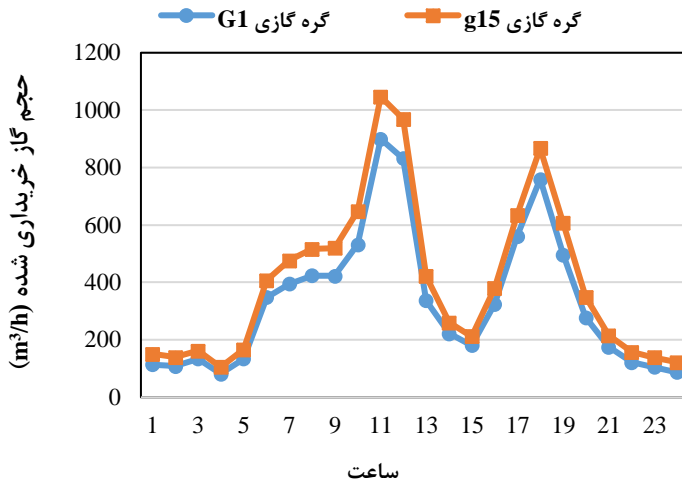
در طرح توسعه خطوط شبکه برق نیز از ۲۹ خط موجود، چهار خط ۱۷، ۱۹، ۲۷ و ۲۹ با خطوط TypeA و دو خط ۱۶ و ۲۸ با خطوط TypeB تقویت شده‌اند. ولی تقویتی روی خطوط دیگر اعمال نشده است. همچنین سه خط جدید ۳۰، ۳۴ و ۳۶ نیز در این حالت، احداث شده است. در این حالت ۰/۴۹۶ میلیون یوان بابت سرمایه‌گذاری تقویت شش خط موجود و احداث سه خط جدید هزینه شده است.

با توجه به بالا بودن ارزش بار قطع شده الکتریکی و حرارتی، هیچ قطع باری روی بارهای الکتریکی و حرارتی صورت نگرفته است و بهره بردار ترجیح می‌دهد با سرمایه‌گذاری بیشتر روی نصب منابع جدید به همراه خرید برق و گاز از شبکه بالادست از قطع بارهای الکتریکی و حرارتی جلوگیری کند. در این جهت و به دلیل کمبود توان تولیدی منابع بادی و CHPها در برخی از ساعت‌ها، بخشی از توان مصرفی شبکه الکتریکی از شبکه بالادست تأمین شده است که این توان الکتریکی خریداری شده در شکل ۹ نشان داده شده است. حجم گاز خریداری شده نیز در شکل ۱۰ نشان داده شده است. خرید انرژی الکتریکی و گاز از شبکه بالادست به ترتیب ۱۱/۶۶۸ و ۳۰/۵۵۳ میلیون یوان برای بهره‌بردار شبکه هزینه خواهد داشت.

هزینه سرمایه‌گذاری احداث و تقویت خطوط، CHPها، P2Gها، GFها و WTها در جدول ۲ آورده شده است. مقادیر تابع هدف، هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه بهره‌برداری، هزینه خطوط، هزینه بهره‌برداری توربین بادی، هزینه خرید برق و هزینه خرید گاز در جدول ۳ آورده شده است.



شکل ۹. توان الکتریکی خریداری شده در حالت اول.



شکل ۱۰. حجم گاز خریداری شده از شبکه بالادست در حالت اول.

جدول ۲. هزینه‌های سرمایه‌گذاری در حالت اول.

هزینه سرمایه‌گذاری	مقادیر به‌دست‌آمده (۱۰ ^۶ yuan)
هزینه خطوط	۰/۴۹۶
هزینه CHP	۰/۹۷۶
هزینه P2G	-
هزینه GF	۰/۳۸۵
هزینه WT	۱/۳۷

جدول ۳. نتایج برنامه‌ریزی شبکه‌های برق و گاز در حالت اول.

پارامترها	مقادیر به‌دست‌آمده (۱۰ ^۶ yuan)
تابع هدف	۴۶/۸۱۵
هزینه سرمایه‌گذاری	۳/۲۲۷
هزینه بهره‌برداری	۴۳/۵۸۸
هزینه نگهداری خطوط	۰/۲۴
هزینه بار قطع شده	-
هزینه بهره‌برداری توربین بادی	۱/۱۳
هزینه خرید برق	۱۱/۶۶۸
هزینه خرید گاز	۳۰/۵۵۳

نتایج عددی حالت دوم

در مسئله بهینه‌سازی توسعه شبکه برق و گاز با فرض در نظر گرفتن $FOR = 2\%$ برای هر یک از واحدهای CHP در هاب‌های انرژی و با توجه به روابط ۳۹ الی ۴۱، احتمال وقوع سناریوی اول که مربوط به عدم خروج هیچ کدام از واحدهای CHP است، برابر $0/۸۹۱$ و احتمال وقوع سایر سناریوها که هر کدام مربوط به خروج یک واحد CHP است برابر $0/۱۸$ تعیین شده است.

متغیرهای تصمیم‌گیری برنامه‌ریزی توسعه منابع تولید و مبدل‌های انرژی در شبکه‌های برق و گاز شامل ظرفیت WTها، واحدهای CHP، GFها و واحدهای P2G در جدول ۴ آورده شده است. در این حالت نیز مشابه حالت اول، تعداد ۲۰ توربین بادی با ظرفیت ۱۰ کیلووات، یک واحد CHP و یک واحد GF در هر هاب نصب شده است ولی از هیچ واحد P2G استفاده نشده است. جزئیات هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیز در جدول ۵ قابل مشاهده است.

جدول ۴. ظرفیت واحدهای نصب‌شده در حالت دوم.

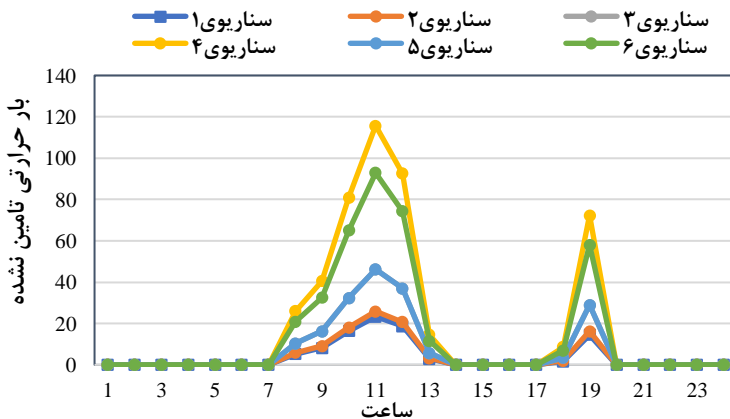
هاب انرژی	توان نامی WT (kW)	توان نامی CHP (kW)	توان نامی GF (kW)	توان نامی P2G (kW)
EH1	۲۰۰	۹/۴۰	۹۷/۴۹	-
EH2	۲۰۰	۵/۴۵	۵/۵۵	-
EH3	۲۰۰	۱/۸۱	۹۹	-
EH4	۲۰۰	۲۰۳/۰۱	۹/۲۴۷	-
EH5	۲۰۰	۸۱/۰۵	۹۹	-
EH6	۲۰۰	۹/۱۶۲	۹/۱۹۸	-

در حوزه مقاوم‌سازی و نصب خطوط جدید در شبکه الکتریکی، با تقویت شش خط موجود و احداث سه خط جدید و صرف هزینه ۰/۴۹۶ میلیون یوان، تغییری در مقایسه با حالت اول ایجاد نشده است.

جدول ۵. هزینه‌های سرمایه‌گذاری در حالت دوم.

هزینه سرمایه‌گذاری	مقدار به دست آمده (۱۰ ^۶ yuan)
هزینه خطوط	۰/۴۹۶
هزینه CHP	۰/۶۰۱
هزینه PYG	—
هزینه GF	۰/۶۶۱
هزینه توربین بادی	۱/۳۷

با سرمایه‌گذاری صورت گرفته و نصب منابع انرژی جدید در شبکه‌های برق و گاز، هیچ باری در این حالت در شبکه الکتریکی قطع نشده است ولی مطابق شکل ۱۱، بخشی از بارهای حرارتی شبکه در سناریوهای مختلف قطع شده است که بابت عدم تأمین این بارهای حرارتی، مقدار ۰/۰۹ میلیون یوان توسط بهره‌بردار به مشترکین بارهای حرارتی، پرداخت خسارت شده است. لازم به ذکر است که مقادیر بارهای حرارتی تأمین نشده در سناریوهای ۳ و ۵ کاملاً مشابه هم به دست آمده است لذا در شکل ۱۱، فقط نتایج ۵ سناریو مشخص شده است.



شکل ۱۱. مجموع بار حرارتی تأمین نشده (بر حسب kW) در سناریوهای مختلف.

مقدار تابع هدف مدل پیشنهادی و سایر هزینه‌های مرتبط با سرمایه‌گذاری، نگهداری، بهره‌برداری و خرید حامل‌های انرژی در جدول ۶ آورده شده است. همان‌طور که در جدول ۶ قابل مشاهده است با بررسی سناریوهای مختلف خروج واحدهای CHP، تابع هدف کل و هزینه خرید برق به ترتیب ۰/۴٪ و ۰/۳٪ افزایش یافته ولی هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه خرید گاز به ترتیب ۰/۳٪ و ۰/۵٪ کاهش یافته است. بنابراین، با در نظر گرفتن خروج اجباری واحدهای CHP در سناریوهای مختلف، بهره‌بردار شبکه توزیع سرمایه‌گذاری کمتری روی نصب منابع انرژی می‌نماید و ترجیح می‌دهد مقادیر بیشتری از کمبود انرژی الکتریکی را از شبکه بالادست خریداری کند.

جدول ۶. نتایج برنامه‌ریزی توسعه در حالت دوم.

پارامترها	مقادیر به دست آمده (۱۰ ^۶ yuan)
تابع هدف	۴۶/۹۹
هزینه سرمایه‌گذاری	۳/۱۲۶
هزینه بهره‌برداری در سناریوی ۱ (عدم خروج CHP ها)	۴۳/۷۶
هزینه بهره‌برداری در سناریوی ۲ (خروج CHP در EH1)	۴۳/۷۸
هزینه بهره‌برداری در سناریوی ۳ (خروج CHP در EH2)	۴۳/۷۸
هزینه بهره‌برداری در سناریوی ۴ (خروج CHP در EH3)	۴۳/۸
هزینه بهره‌برداری در سناریوی ۵ (خروج CHP در EH4)	۴۳/۸۶
هزینه بهره‌برداری در سناریوی ۶ (خروج CHP در EH5)	۴۳/۸
هزینه بهره‌برداری در سناریوی ۷ (خروج CHP در EH6)	۴۳/۸۵
مقدار انتظاری هزینه بار قطع شده	۰/۰۹
هزینه نگهداری خطوط	۰/۲۴۰
هزینه بهره‌برداری توربین بادی	۱/۱۲۷
مقدار انتظاری هزینه خرید برق	۱۲/۰۰۳
مقدار انتظاری هزینه خرید گاز	۳۰/۴۰۱

در مقایسه با حالت اول و به دلیل احتمال خروج واحدهای CHP در سناریوهای مختلف و جلوگیری از قطع بارهای حرارتی، ظرفیت بیشتری از کوره‌های گازی در همه هاب‌ها نصب شده است. همچنین، به دلیل کاهش سرمایه‌گذاری روی منابع CHP، بخش بیشتری از توان موردنیاز بارهای الکتریکی از شبکه بالادست تأمین و خریداری شده است، در نتیجه هزینه خرید توان الکتریکی در این حالت افزایش یافته است. کاهش سرمایه‌گذاری روی منابع CHP موجب کمبود حرارت تولیدی جهت تأمین بارهای حرارتی نیز شده است بنابراین مطابق شکل ۱۰، بخشی از انرژی مورد نیاز بارهای حرارتی تأمین نشده است لذا با توجه به این مقدار از بار حرارتی کاهش یافته، هزینه خرید گاز از شبکه بالادست نسبت به حالت اول کاهش یافته است. مطابق شکل ۱۱، در سناریوی ۴ (خروج CHP نصب شده در هاب ۴) بیشترین مقدار از بارهای حرارتی، تأمین نشده است که دلیل این امر، نصب یک CHP با بیشترین ظرفیت در این هاب می‌باشد. در هاب‌های دیگر، که CHP‌هایی با ظرفیت‌های کمتر نصب شده است در صورت خروج هاب مورد نظر و CHP مربوطه، مقادیر کمتری از انرژی موردنیاز بارهای حرارتی، تأمین نخواهد شد.

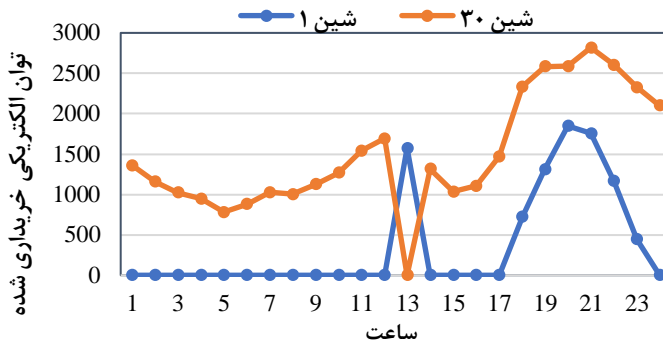
تحلیل حساسیت

در این بخش، حساسیت مدل پیشنهادی به دو عامل کاهش مقدار بارهای الکتریکی و گازی و نیز کاهش ارزش بار قطع شده بررسی شده است که نتایج آن در ادامه مورد بررسی قرار گرفته است.

حساسیت مدل به کاهش مقدار بارهای الکتریکی و گازی

در این بخش، حساسیت مدل پیشنهادی به کاهش هم‌زمان ۱۰٪ در مقدار بارهای الکتریکی و گازی بررسی شده است. با بررسی نتایج مشخص می‌شود که در بحث احداث خطوط جدید و تقویت خطوط شبکه، از تعداد ۲۹ خط موجود در شبکه الکتریکی، سه خط ۱۹، ۲۷ و ۲۹ با خطوط Type A و خط ۲۸ با خطوط Type B تقویت شده است. خطوط ۳۰، ۳۴ و ۶ نیز به ترتیب برای تغذیه شین‌های ۳۱ تا ۳۳ احداث شده‌اند. بنابراین هزینه سرمایه‌گذاری خطوط برابر ۰/۴ میلیون یوان تعیین شده که با توجه به کاهش بارهای الکتریکی و گازی و نیاز کمتر به تقویت و افزایش ظرفیت خطوط موجود، هزینه سرمایه‌گذاری خطوط به مقدار ۱۹٪ نسبت به حالت اول کاهش یافته است.

هزینه سرمایه‌گذاری روی منابع بادی، CHP و GF نسبت به حالت اول تغییری نکرده است. ولی به دلیل سرمایه‌گذاری کمتر روی مقاوم‌سازی خطوط شبکه الکتریکی، مجموع هزینه سرمایه‌گذاری مقدار ۳/۱۳ میلیون یوان تعیین شده که ۰.۳٪ نسبت به حالت اول کاهش یافته است. همچنین به دلیل کاهش بارهای الکتریکی و حرارتی، هزینه خرید برق از شبکه بالادست مقدار ۱۰/۰۵۴ میلیون یوان محاسبه شده که ۰.۱۴٪ نسبت به حالت اول کاهش یافته است که این توان الکتریکی خریداری شده از شبکه بالادست در شین‌های ۱ و ۳۰ در شکل ۱۲ نشان داده شده است. همچنین ۲۷/۸۰۴ میلیون یوان نیز گاز طبیعی از شبکه بالادست خریداری شده که یک کاهش ۹ درصدی را نسبت به حالت اول نشان می‌دهد. در مجموع در این حالت، با توجه به کاهش هزینه سرمایه‌گذاری خطوط و هزینه خرید برق و گاز از شبکه بالادست ناشی از کاهش بارهای الکتریکی و گازی، مقدار تابع هدف برابر ۴۲/۳۵۶ میلیون یوان تعیین شده که ۰.۹/۶٪ نسبت به حالت اول کاهش یافته است.

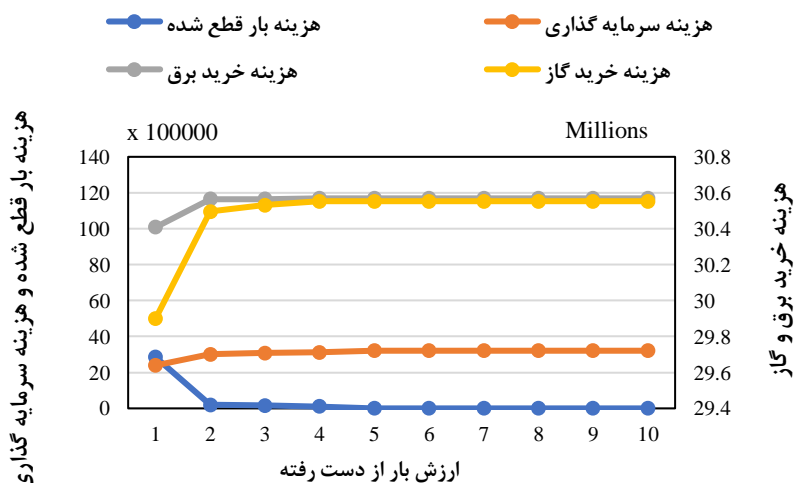


شکل ۱۲. توان الکتریکی خریداری شده از شبکه بالادست در صورت کاهش ۱۰ درصدی در بارهای الکتریکی و حرارتی.

حساسیت مدل به کاهش ارزش بار تأمین نشده

در این بخش، حساسیت مدل پیشنهادی به کاهش ارزش بار الکتریکی و یا حرارتی تأمین نشده از مقدار ۱۰ به ۱ یوان به ازای هر کیلووات ساعت، بررسی و در شکل ۱۳ نشان داده شده است. بررسی نمودار تغییرات هزینه‌ها در شکل ۱۳ نشان می‌دهد که با کاهش ارزش بار تأمین نشده الکتریکی و حرارتی از مقدار ۱۰ به ۴ یوان به ازای هر کیلووات ساعت، تغییری در استراتژی برنامه‌ریزی رخ نخواهد داد و هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه قطع بارهای الکتریکی و حرارتی و هزینه خرید برق و گاز از شبکه بالادست تغییری نمی‌کند. این عدم تغییر برنامه‌ریزی در صورت کاهش ارزش بار تأمین نشده الکتریکی و حرارتی، به این معنی است که حتی هزینه ۴ یوان به ازای هر کیلووات ساعت بار تأمین نشده نیز به قدری بالا است که بهره‌بردار حاضر است با نصب و سرمایه‌گذاری بیشتر روی منابع انرژی جدید از قطع حتی یک کیلووات بار الکتریکی و یا حرارتی جلوگیری کند. در این حالت، هیچ‌گونه قطع باری (اعم از الکتریکی و یا حرارتی) در شبکه‌های برق و گاز رخ نخواهد داد و هزینه قطع بار برابر صفر خواهد بود. با کاهش بیشتر ارزش بار از دست‌رفته به مقادیری کمتر از ۴ یوان به ازای هر کیلووات ساعت، هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه خرید برق و گاز از شبکه بالادست، کاهش خواهد یافت چون با توجه به پایین بودن ارزش بار قطع‌شده، بهره‌بردار ترجیح می‌دهد بخشی از بارهای حرارتی و الکتریکی را در مواقع کمبود توان تولیدی شبکه، قطع کند. بنابراین با کاهش ارزش بار قطع‌شده، و قطع بخشی از بارهای الکتریکی و حرارتی، نیاز کمتری به توسعه شبکه‌های برق و گاز و حتی خرید برق و گاز از شبکه‌های بالادست وجود خواهد داشت. در این بخش، بیشترین تغییرات در کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری با کاهش ارزش بار قطع‌شده الکتریکی و حرارتی از ۲ به ۱ یوان به ازای هر کیلووات ساعت مشاهده می‌شود. لازم به ذکر است

که با کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کاهش هزینه خرید برق و گاز از شبکه بالادست، هزینه قطع بارهای الکتریکی و حرارتی به مقدار ۱۵٪ افزایش خواهد یافت.



شکل ۱۳. حساسیت مدل پیشنهادی به کاهش ارزش بار قطع شده.

نتیجه‌گیری

در این مقاله، رویکردی برای مدل‌سازی توسعه شبکه برق و گاز با بررسی قابلیت اطمینان در مدل پیشنهادی، ارائه شده است. مدل پیشنهادی ضمن بهینه‌سازی برنامه‌ریزی توسعه خطوط، هزینه‌های بهره‌برداری و خرید انرژی از شبکه بالادست و سرمایه‌گذاری منابع بادی، CHP، GF و P2G، و نیز هزینه قطع بار را حداقل می‌کند. با در نظر گرفتن احتمال دسترس ناپذیری (خروج اجباری) CHP ها، تابع هدف کل، هزینه بهره‌برداری و هزینه خرید برق، افزایش یافته ولی هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه خرید گاز کاهش یافته است. با کاهش سرمایه‌گذاری روی منابع CHP و استفاده از شیوه‌های جایگزین تولید انرژی حرارتی جهت جلوگیری از قطع بار حرارتی، نصب واحدهای GF افزایش می‌یابد. همچنین با کاهش ۱۰ درصدی بار الکتریکی و حرارتی، هزینه سرمایه‌گذاری منابع بادی، CHP و GF تغییری نکرده است ولی شاهد کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری خطوط و کاهش خرید انرژی الکتریکی از شبکه بالادست خواهیم بود. با کاهش ارزش بار تأمین نشده نیز، هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه خرید برق و گاز از شبکه بالادست کاهش می‌یابد ولی میزان قطع بار افزایش می‌یابد.

سیاسگزاری

این مقاله با حمایت مالی و پشتیبانی شرکت گاز استان مازندران اجرا شده است.

فهرست علائم و اختصارات

اندیس‌ها

b	اندیس مربوط به باس‌ها
EH	اندیس مربوط به هاب‌های انرژی
ij	اندیس مربوط به گره‌های شبکه
s	اندیس مربوط به سناریوها
t	اندیس بازه‌های زمانی

مجموعه‌ها

Ω_e	مجموعه تمامی باس‌های الکتریکی به‌جز باس‌های متصل به هاب انرژی
Ω_{EH}	مجموعه تمامی واحدهای هاب انرژی
Ω_{gc}	مجموعه تمامی خطوط با کمپرسور
Ω_{gp}	مجموعه تمامی خطوط بدون کمپرسور
Ω_L	مجموعه تمامی خطوط شبکه الکتریکی
$\sigma(j)/\mu(j)$	مجموعه تمامی گره‌هایی که ابتدا/انتهای آن‌ها گره j می‌باشد

پارامترها

C_{inv}^{lineA}	هزینه سرمایه‌گذاری خطوط نوع A (yuan/km)
C_{inv}^{lineB}	هزینه سرمایه‌گذاری خطوط نوع B (yuan/km)
C_{chp}	هزینه راه‌اندازی واحد CHP (yuan/kW)
C_{P2G}	هزینه راه‌اندازی واحد P2G (yuan/kW)
C_{GF}	هزینه راه‌اندازی واحد GF (yuan/kW)
C_{WT}	هزینه راه‌اندازی واحد توربین بادی (yuan/kW)
C_t^{elec} / C_t^{gas}	هزینه خرید گاز و برق در واحد زمان (yuan/kWh & yuan/m ³)
fl	هزینه نگهداری خطوط (yuan/km)
fw	هزینه نگهداری توربین بادی (yuan/kWh)
FOR_{EH}^{chp}	دسترس‌ناپذیری واحد CHP در هر هاب
GHV	ارزش حرارتی ناخالص (kWh/m ³)
L_i	طول خط (km)
M	عدد بزرگ
PF ^w	ضریب توان واحد توربین بادی
$P_{j,t,s}^H$	توان حرارتی مصرفی هر گره (kWh)
P_S	احتمال پیش‌امدهای متناظر با خروج هر واحد
r_{ij}/x_{ij}	مقاومت/راکتانس خطوط توزیع ij (p.u.)
S_{base}	توان مبنا (kVA)
$u_{j,t}^w$	ضریب خروجی ساعتی توربین بادی با توجه به سرعت باد (p.u.)

Δt	طول واحد زمان (به ساعت)
φ	تعداد روزها در این مطالعه (۳۶۵ روز)
$\varepsilon_e^{chp} / \varepsilon_g^{chp}$	بازده الکتریکی/حرارتی CHP
ε_g^{p2g}	بازده P2G
ε_g^{gf}	بازده GF
κ	ضریب تنزیل سرمایه
τ	ضریب تلفات گاز (%)

متغیرها

C_{inv}	هزینه سرمایه‌گذاری (yuan)
C_{ope}	هزینه بهره‌برداری (yuan)
C_{re}	هزینه قطع بار (yuan)
$EENS^c/EENS^d$	هزینه بار الکتریکی/حرارتی قطع شده (yuan/kWh)
$GS_{t,s}^1/GS_{t,s}^{15}$	گاز تزریقی توسط منبع گاز واقع در گره ۱ و ۱۵ (m^3)
$G_{j,t,s}^{chp}$	انرژی حرارتی تولیدی توسط CHP (kWh)
$G_{j,t,s}^{gf}$	انرژی حرارتی تولیدی توسط کوره گازی (kWh)
$G_{gp,s,t}^{pos} / G_{gp,s,t}^{neg}$	جریان مثبت/منفی گاز لوله (m^3)
$G_{gp,s,t}$	جریان گاز لوله (m^3)
$G_{j,t}^L$	گاز مصرفی در هر گره (m^3)
$GS_{it,s}$	گاز تزریقی به هر گره (m^3)
$LS_{j,t,s}^e / LS_{EH,t,s}^h$	قطع بار الکتریکی/حرارتی (kWh)
$P_{jk,t,s} / Q_{jk,t,s}$	توان اکتیو/اکتیو تزریقی از گره والد بالادستی (kW , kVar)
$P_{ij,t,s} / Q_{ij,t,s}$	توان اکتیو/اکتیو عبوری از خط ij (kW , kVar)
$P_{t,s}^{S1} / P_{t,s}^{S2}$	توان اکتیو منبع ۱ و ۲ (kW)
$P_{j,t}^L / Q_{j,t}^L$	توان اکتیو/اکتیو بار (kW , kVar)
$P_j^e(t) / Q_j^e(t)$	توان اکتیو/اکتیو تزریقی به هر گره (kW , kVar)
$P_{j,t}^w / Q_{j,t}^w$	توان اکتیو/اکتیو تزریقی از توربین‌های بادی (kW)
$P_{j,t,s}^{p2g}$	توان تزریقی از P2G ها (kW)
$Q_{t,s}^{S1} / Q_{t,s}^{S2}$	توان اکتیو منبع ۱ و ۲ (kVar)
$V_{i,t,s}, \delta_{i,t,s}$	اندازه و زاویه ولتاژ شین i در زمان t (p.u. , rad)
$VOLL^e/VOLL^h$	ارزش بار از دست‌رفته الکتریکی/حرارتی (yuan/kWh)
W_j^{dwg}	متغیر تصمیم عدد صحیح برای تعداد نصب توربین بادی
$W_j^{chp} / W_j^{P2G} / W_j^{GF}$	ظرفیت نصب‌شده CHP ها، P2G ها، GF ها (kW)
X_i	متغیر تصمیم باینری متناظر با احداث خطوط
$\rho_{t,s}^{em} / \rho_{t,s}^{gm}$	انرژی برق/گاز خریداری‌شده (kWh , m^3)

References

- [1] Goroohi Sardou, I., & Mobasseri, A. (2020). Coordinated Scheduling of Electricity and Natural Gas Networks Considering the Effect of PtG Units on Handling Electric Vehicles' Uncertainties. *Iranian Journal of Electrical and Computer Engineering*, 18(2), 77-87. <http://rimag.ir/en/Article/28607>
- [2] Senemar, S., Seifi, A. R., Rastegar, M., & Parvania, M. (2020). Probabilistic Optimal Dynamic Planning of Onsite Solar Generation for Residential Energy Hubs. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Systems Journal*, 14(1), 832-841. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2901844>
- [3] Fathtabar, H., Barforoushi, T., & Shahabi, M. (2018). Dynamic long-term expansion planning of generation resources and electric transmission network in multi-carrier energy systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 102, 97-109. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.04.014>
- [4] Senemar, S., Rastegar, M., Dabbaghjamesh, M., & Hatziaargyriou, N. (2020). Dynamic Structural Sizing of Residential Energy Hubs. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Sustainable Energy*, 11(3), 1236-1246. <https://doi.org/10.1109/TSST.2019.2921110>
- [5] Wang, J., Hu, Z., & Xie, S. (2019). Expansion planning model of multi-energy system with the integration of active distribution network. *Applied Energy*, 253(6), 113517. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113517>
- [6] Bornapour, M., Hooshmand, R.-A., Khodabakhshian, A., & Parastegari, M. (2017). Optimal stochastic scheduling of CHP-PEMFC, WT, PV units and hydrogen storage in reconfigurable micro grids considering reliability enhancement. *Energy Conversion and Management*, 150, 725-741. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.041>
- [7] Cao, J., Crozier, C., McCulloch, M., & Fan, Z. (2019). Optimal Design and Operation of a Low Carbon Community Based Multi-Energy Systems Considering EV Integration. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Sustainable Energy*, 10(3), 1217-1226. <https://doi.org/10.1109/TSST.2018.2864123>
- [8] Moradi, S., Ghaffarpour, R., Ranjbar, A. M., & Mozaffari, B. (2017). Optimal integrated sizing and planning of hubs with midsize/large CHP units considering reliability of supply. *Energy Conversion and Management*, 148, 974-992. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.06.008>
- [9] Ghanbari, A., Karimi, H., & Jadid, S. (2020). Optimal planning and operation of multi-carrier networked microgrids considering multi-energy hubs in distribution networks. *Energy*, 204(4), 117936. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117936>
- [10] Allahvirdizadeh, Y., Shayanfar, H., & Moghaddam, M. P. (2023). Coordinated multi-stage expansion planning of transmission system and integrated electrical, heating, and cooling distribution systems. *Institution of Engineering and Technology Renewable Power Generation*, 17(2), 413-457. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12608>
- [11] Tabar, V. S., Jirdehi, M. A., & Jordehi, A. R. (2023). A robust multi-objective joint scheduling of integrated electricity and gas grids considering high penetration of wind and solar units and flexible loads towards achieving a sustainable operation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(12), 4613-4630. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.028>

- [12] Maurovich-Horvat, L., Reyck, B. D., Rocha, P., & Siddiqui, A. S. (2016). Optimal Selection of Distributed Energy Resources Under Uncertainty and Risk Aversion. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Engineering Management*, 63(4), 462-474. <https://doi.org/10.1109/TEM.2016.2592805>
- [13] Clegg, S., & Mancarella, P. (2016). Integrated Electrical and Gas Network Flexibility Assessment in Low-Carbon Multi-Energy Systems. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Sustainable Energy*, 7(2), 718-731. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2497329>
- [14] Wang, H., Gu, C., Zhang, X., & Li, F. (2020). Optimal CHP Planning in Integrated Energy Systems Considering Network Charges. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Systems Journal*, 14(2), 2684-2693. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2921218>
- [15] Fan, H., Yuan, Q., Xia, S., Lu, J., & Li, Z. (2020). Optimally Coordinated Expansion Planning of Coupled Electricity, Heat and Natural Gas Infrastructure for Multi-Energy System. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Access*, 8, 91139-91149. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2993035>
- [16] Ahmarinejad, A. (2021). A Multi-objective Optimization Framework for Dynamic Planning of Energy Hub Considering Integrated Demand Response Program. *Sustainable Cities and Society*, 74(1), 103136. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103136>
- [17] Zou, J., Yang, X., Liu, Z., Liu, J., Zhang, L., & Zheng, J. (2021). Multiobjective bilevel optimization algorithm based on preference selection to solve energy hub system planning problems. *Energy*, 232(3), 120995. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120995>
- [18] Liu, Y., & Liu, T. (2021). Research on System Planning of Gas-Power Integrated System Based on Improved Two-Stage Robust Optimization and Non-Cooperative Game Method. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Access*, 9, 79169-79181. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3083272>
- [19] Zheng, Y., Xie, S., Hu, Z., Wang, J., & Kong, S. (2020). The optimal configuration planning of energy hubs in urban integrated energy system using a two-layered optimization method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 123, 106257. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106257>
- [20] Alizadeh, M., Jafari-Nokandi, M., & Shahabi, M. (2020). Resiliency-oriented islanding of distribution network in the presence of charging stations for electric vehicles. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(12), e12670. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12670>