

بهبود هزینه مدیریت تراکم خطوط انتقال در حضور ذخیره‌سازهای سیستم‌های انرژی چندحاملی و مدیریت سمت تقاضا

مرتضی خوشبوی^۱، رسول کاظم زاده^۲

^۱ دانشجوی دکتری مهندسی برق - دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی سهند - تبریز. m_khoshbouy97@sut.ac.ir

^۲ نویسنده مسئول؛ استاد دانشکده مهندسی برق - دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی سهند - تبریز.

r.kazemzadeh@sut.ac.ir

DOR:

[20.1001.1.23223146.1401.9.2.1.9](https://doi.org/10.1001.1.23223146.1401.9.2.1.9)

نشریه علمی غیرخطی در مهندسی برق

دوره ۱۰ - شماره ۲

پاییز و زمستان ۱۴۰۲

صفحات ۱۵۱ الی ۱۷۴

ISSN: 2322-3146

<http://journals.sut.ac.ir/jnsee>

چکیده

واژه‌های کلیدی

مدیریت تراکم خطوط انتقال،
ذخیره سازهای انرژی،
سیستم‌های انرژی چندحاملی،
مدیریت یکپارچه سمت تقاضا.

حل چالش تراکم توان عبوری از خطوط انتقال یا ناحیه‌ای از سیستم قدرت، یکی از مسائل مهم پیش‌روی بهره‌برداران آن‌ها به شمار می‌آید. در این بین، علاوه بر انتخاب روش متناسب با ساختار شبکه برای رفع تراکم از خط انتقال، این فرآیند باید با هدف حداقل‌سازی هزینه‌های تحمیلی اجرا گردد. در این مقاله به منظور کنترل بهینه تراکم خطوط انتقال، یک روش تلفیقی شامل مدیریت سمت تولیدات و تقاضای سیستم‌ها به همراه بکارگیری قابلیت انعطاف‌پذیری بهره‌برداری از سیستم‌های انرژی چندحاملی (برق، گاز و حرارت)، ارائه شده است. این روش در قالب دو حالت بهره‌برداری مستقل سیستم قدرت و بهره‌برداری یکپارچه سیستم‌های چندحاملی به مدیریت تراکم خطوط پرداخته و نتایج آن‌ها با هم مقایسه شده است. همچنین، ضمن در نظر گرفتن سناریوی تراکم خطوط به همراه خروج همزمان یکی از واحدهای تولیدی، تأثیر بکارگیری ذخیره‌سازهای انرژی نیز در حل این مشکل مورد مطالعه قرار گرفته است. شبیه‌سازی سناریوها و بررسی کارایی روش پیشنهادی در یک سیستم انرژی چندحاملی شامل سیستم قدرت ۳۹ باسه IEEE در ترکیب با شبکه گاز ۲۰ گرهی بلژیک و با لحاظ چندین هاب انرژی اجرا شده است. ارزیابی نتایج حاصله بیانگر کاهش قابل‌ملاحظه هزینه مدیریت تراکم خطوط در حالت بهره‌برداری یکپارچه با هماهنگی همزمان تولیدات و مصارف زیرسیستم‌ها نسبت به بهره‌برداری مستقل سیستم قدرت می‌باشد. بعلاوه، این موضوع ثابت شد که ذخیره‌سازی و تخلیه به موقع انواع انرژی‌ها به کمک ذخیره‌سازها، می‌تواند در راستای بهینه‌سازی (حداقل ۱۰ درصدی) هزینه‌های تحمیلی به بهره‌بردار موفقیت‌آمیز باشد.



Sahand University
of Technology

DOR:

[20.1001.1.23223146.1401.9.2.1.9](https://doi.org/10.1001.1.23223146.1401.9.2.1.9)

Journal of Nonlinear
Systems in Electrical
Engineering

Vol.10, No.2

Autumn and Winter 2023

ISSN: 2322 – 3146

<http://journals.sut.ac.ir/jnsee>

Improving Transmission Line Congestion Management Costs in the Presence of Multi-Carrier Energy System Storages and Demand Side Management

Morteza Khoshbouy¹ and Rasool Kazemzadeh²

¹PHD Student, Faculty of Electrical Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran. m_khoshbouy97@sut.ac.ir

²**Corresponding Author**, PHD, Faculty of Electrical Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran. r.kazemzadeh@sut.ac.ir

ABSTRACT

Keywords

Congestion Management,
Energy Storage,
Multi-carrier Energy
Systems,
Integrated Demand Side
Management.

Overcoming the problem of transmission lines or a region of the power system congestion is one of the important issues facing the operators. In the meantime, in addition to choosing the appropriate method to relief transmission line congestion, the process should be implemented with the aim of minimizing the imposed costs. In this article, in order to optimally control the transmission lines congestion, an integrated method including management of the production and demand side of the systems along with the use of the flexibility of multi-carrier energy systems (electricity, gas and heat) is presented. The congestion alleviation technique is analyzed in the two modes of independent operation of the power system and integrated operation of multi-carrier systems, and their results have been compared. Also, taking into consideration the scenario of transmission line congestion with the simultaneous outage of a power generation unit, the effect of energy storage in solving this problem has also been studied. The simulation of scenarios and the evaluation of the effectiveness of the proposed method have been implemented in a multi-carrier energy system including the IEEE 39 bus power system in combination with the Belgian 20-node gas network and several energy hubs. The evaluation of the obtained results shows a significant reduction in the congestion management costs in the mode of integrated operation with the rescheduling of generation and consumption compared to the independent operation of the power system. In addition, it was proved that the properly storage and discharge of all types of energy can be successful in order to optimize (at least 10%) the imposed costs.

اساسی‌ترین وظیفه سیستم قدرت تأمین پایدار انرژی الکتریکی مصرف‌کنندگان با کمترین هزینه می‌باشد که در این بین شبکه انتقال و به خصوص خطوط انتقال قدرت نقش بسیار مهمی در انجام این وظیفه برعهده دارند. با حرکت سیستم‌های قدرت به سمت بازارهای رقابتی و افزایش تبدلات بین بازیگران مختلف، احتمال ایجاد پرشدگی و تراکم شارش توان در نواحی یا خطوط خاصی از شبکه در حال افزایش می‌باشد. از لحاظ سیستم قدرت یک خط انتقال زمانی دچار پرشدگی می‌شود که به علت محدودیت‌های مختلف قادر به انتقال توان تعیین شده از طرف شبکه و بارهای آن نباشد. این محدودیت‌ها می‌تواند ناشی از ویژگی‌های طراحی فیزیکی تجهیزات خط یا قیود امنیت و پایداری شبکه قدرت به وجود آید. خروج ناخواسته واحدهای تولیدی یا خطوط انتقال شبکه، یا شارش توان برنامه‌ریزی نشده ناشی از ورود یا خروج بارهای بزرگ و همچنین سیاست-گذاری‌های قیمتی نامناسب و یا عملکرد ناصحیح برخی از تجهیزات شبکه همگی می‌تواند از عمده دلایل رخداد تراکم در سیستم قدرت می‌باشند.

وقوع تراکم و عدم کنترل و یا کاهش به موقع آن می‌تواند منجر به خروج خطوط و واحدهای بیشتر و حتی خاموشی سراسری، عدم تبدلات صحیح توانی بین بازیگران و افزایش غیرمنطقی قیمت برق در بخشی از سیستم گردیده و در کل امنیت و قابلیت اطمینان شبکه را با خطر جدی مواجه می‌کند. با این توصیف، مدیریت بهینه و کارآمد تراکم خطوط انتقال در سیستم قدرت یکی از نیازهای ضروری و مهم بهره‌برداران آن محسوب می‌شود. به طور خلاصه، مدیریت تراکم به مجموعه‌ای از تصمیمات و اقدامات پیشگیرانه و یا اصلاحی بهره‌بردار سیستم قدرت اطلاق می‌شود که با حذف، کنترل یا کاهش رخداد تراکم در شبکه، هم از تحمیل هزینه‌های اضافی جلوگیری کرده و هم تأثیر منفی بر روی قابلیت اطمینان نقل و انتقالات توان در شبکه نداشته باشد. پیشنهادات مختلفی در مقالات و مراجع علمی برای مدیریت تراکم در سیستم‌های قدرت بررسی و ارائه شده است. این مدیریت از جنبه اقتصادی به دو دسته هزینه‌بر و غیرهزینه‌بر و از جنبه فنی شبکه قدرت به سه بخش مدیریت تراکم از طریق مدیریت تولیدات، مدیریت ساختار شبکه انتقال و مدیریت سمت بار و تقاضا می‌تواند تقسیم بندی می‌گردد [۲۰] که در ادامه به بررسی خلاصه‌ای از این روش‌ها پرداخته می‌شود.

بکارگیری ادوات الکترونیک قدرت و سیستم‌های انعطاف‌پذیر انتقال برق متناوب^۱ در کنترل توان عبوری از بخش‌های مختلف شبکه، از مهم‌ترین روش‌های کم هزینه (بدون در نظر گرفتن هزینه احداث اولیه)، رفع پرشدگی خطوط انتقال می‌باشد. در این خصوص مرجع [۳] با استفاده از یک الگوریتم هوشمند به جایابی بهینه جبران‌ساز سری کنترل‌شده با تریستور^۲ برای مدیریت تراکم شبکه با هدف کمینه کردن هزینه واحدها به همراه تلفات توان کل شبکه پرداخته است. همچنین در فرآیند مدیریت پرشدگی سیستم قدرت با بکارگیری ادوات سری FACTS، یافتن سایز و محل مناسب آن‌ها ضمن حفظ پایداری ولتاژ شبکه مسئله‌ای هست که مرجع [۴] مورد بررسی قرار داده است. در این روش رسیدن به نقطه کار مناسب برای داشتن بهترین هزینه مدیریت تراکم به همراه ایجاد حاشیه امنیت مناسب برای پایداری ولتاژ شبکه مدنظر بوده است که نتایج آن بر

¹ Flexible AC transmission systems (FACTS)

² Thyristor-controlled series-compensated (TCSC)

روی سیستم نمونه در مقاله مورد تأیید واقع شده است. در مراجع [۵ و ۶] به ترتیب دو تجهیز کنترل‌کننده شارش توان یکپارچه^۱ و بین خطی^۲ پیشنهاد شده است. در [۵] برای جایابی بهینه UPFC از دو روش حساسیت محور و قیمت محور با هدف کاهش هزینه رفع تراکم و در [۶] از پخش بار بهینه سیستم قدرت در حضور IPFC بهبود یافته برای کنترل تراکم خطوط انتقال به کمک الگوریتم هوشمند ذرات پراکنده استفاده شده است. در برخی شرایط تغییر در ساختار شبکه انتقال به نحوی که توان‌های عبوری از خطوط متراکم در محدوده مجاز قرار بگیرند، می‌تواند به عنوان راهکار مؤثری برای کاهش تراکم شبکه قدرت مطرح گردد. این موضوع در مراجع [۷ و ۸] هم در سطح انتقال و هم در سطح شبکه‌های توزیع به دو صورت غیرمتمرکز و بهینه‌سازی دو سطحه بررسی شده است.

مدیریت خروجی واحدهای تولیدی اصلی، تولیدات پراکنده و سایر منابع انرژی بخش‌های مختلف شبکه یکی دیگر از روش‌های هزینه‌بر در مدیریت تراکم محسوب می‌شود. مرجع [۹] با معرفی یک استراتژی کنترلی پیشگیرانه و با اخذ اطلاعات زمان واقعی خطوط انتقال متراکم و به کمک بازتولید ژنراتورها و ذخیره‌سازهای انرژی میزان توان عبوری از آن‌ها را در سطح قابل قبول تنظیم می‌کند. برای در نظر گرفتن تأثیر منابع جدید تجدیدپذیر در کاهش پراشده‌گی شبکه، با استفاده از یک روش بهینه‌سازی چندهدفه در مرجع [۱۰]، به یافتن بهترین ظرفیت و محل نصب نیروگاه‌های خورشیدی با کمینه‌سازی هزینه‌ها، تلفات و افت ولتاژ و بررسی تأثیر آن در شبکه‌های نمونه پرداخته شده است. همچنین گزینه مدیریت بهینه شارژ و دشارژ خودروهای برقی^۳ براساس تئوری بازی، در شبکه‌های هوشمند توزیع به عنوان یک منبع متغیر در روند مدیریت پراشده‌گی این شبکه‌ها، مورد مطالعه مرجع [۱۱] واقع شده است. بکارگیری قیمت‌های حدی محلی^۴ برای کنترل تراکم شبکه، موضوع دیگری می‌باشد که در مراجع مختلفی مثل [۱۲] مطرح شده است. در این مقاله ضمن کمینه‌سازی هزینه کل بهره‌برداری، مقادیر قیمت‌های حدی توان‌های اکتیو و راکتیو شبکه بدست آمده و با تجزیه آن‌ها و محاسبه هزینه‌های تراکم، سایر منابع شبکه را در راستای کاهش اثرات آن و افزایش پایداری ولتاژ شبکه بهینه می‌کند.

بخش بسیار مهم دیگری که می‌تواند نقش اساسی را در کاهش و کنترل بهینه تراکم‌های رخ داده در سیستم قدرت ایفا کند، مدیریت سمت تقاضا^۵ (بار) می‌باشد. برای نمونه، مراجع [۱۳ و ۱۴] از این روش به طور مستقل یا ترکیب با سایر روش‌ها استفاده کرده‌اند. در مرجع [۱۳] با مقایسه و انتخاب بهترین روش از بین روش‌های مختلف برنامه‌های پاسخگویی بار و با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مرتبط با تولیدات بادی و خورشیدی به حل معضل تراکم پرداخته است. یک روش متمرکز و بازار پایه برای کنترل بهینه پراشده‌گی در سیستم‌های توزیع در مقاله [۱۴] پیشنهاد شده است. در این روش جدید اپراتور سیستم توزیع با اعمال تعرفه‌های دینامیکی و تعرفه‌های روزانه توان مصرفی، به مدیریت بار و تراکم شبکه می‌پردازد.

امروزه برای یافتن نقطه کار بهینه بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت و فایز آمدن بر چالش‌های مختلف آن‌ها، ناچار به اتخاذ دیدگاه‌های جامع‌نگرانه و بررسی وابستگی و ارتباطات چندلایه با سایر سیستم‌های حامل‌های انرژی از جمله شبکه گاز طبیعی

¹ Unified power flow controller (UPFC)

² Interline power flow controller (IPFC)

³ Electric vehicles (EVs)

⁴ Locational marginal pricing (LMP)

⁵ Demand side management (DSM)

و یا شبکه‌های گرمایشی و ... می‌باشیم. در واقع هم‌افزایی و مدیریت یکپارچه منابع و خروجی‌های زیرسیستم‌های یک سیستم چندحاملی می‌تواند با پوشش کمبودها و ناتوانی‌های یکدیگر، باعث افزایش کارایی و هماهنگی کل سیستم گردد.

در این راستا مقالات متعددی به موضوع بهره‌برداری یکپارچه این سیستم‌ها پرداخته‌اند. از جمله در مراجع [۱۵-۱۷] اولین و اساسی‌ترین بحث سیستم‌های انرژی یعنی پخش بار بهینه و همزمان شبکه‌های گاز، برق و حرارت و ... مورد بررسی واقع شده است. در مرجع [۱۵] ضمن مدل‌سازی انواع زیرسیستم‌ها و تجهیزات ارتباطی بین شبکه‌ها با ساده‌سازی معادلات کمپرسورها به صورت حلقوی در شبکه گاز طبیعی و حل تبدیلات مقادیر اسمی و پیرونیته در زیرشبکه‌ها، مسئله شارش انرژی را در سیستم یکپارچه اجرا کرده است. پخش بار اقتصادی سیستم‌های یکپارچه حرارتی و الکتریکی در حضور انواع واحدهای تولید برق و حرارت^۱ با در نظر گرفتن کلیه قیود الکتریکی و حرارتی و ناحیه عملکردی ممکن برای آن‌ها در مرجع [۱۶] بررسی شده است. همچنین روش جدیدی با خطی‌سازی معادلات غیرخطی شبکه‌گازی در مقاله [۱۷] به منظور حل مسئله شارش انرژی برای سیستم‌های یکپارچه ارائه شده است. بهینه‌سازی بهره‌برداری از هاب‌های انرژی به عنوان اساسی‌ترین اجزا سیستم‌های انرژی چندحاملی، مورد توجه بسیاری از پژوهشگران این حوزه می‌باشد. در این خصوص مرجع [۱۸] با تعریف یک هاب انرژی شامل اجزای مختلفی مثل CHP، بویلر گازی، ذخیره‌ساز گرمایی، توربین بادی و سلول‌های خورشیدی و بارهای الکتریکی و حرارتی، برای کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری از روش بهینه‌سازی مقاوم برای در نظر گرفتن پارامترهای غیرقطعی مانند قیمت انرژی و میزان تولیدات منابع توزیع یافته بهره‌جسته است. همچنین موضوع مهم در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی^۲ با در نظر گرفتن تأثیر ارتباطات مختلف سیستم‌های انرژی یکپارچه، انواع مختلف سوخت‌های نیروگاهی و پیش‌بینی عدم قطعیت‌های خروجی واحدهای تجدیدپذیر در مرجع [۱۹] طرح و بررسی شده است. همچنین مرجع [۲۰] تأثیر شبکه‌های گازی را بر روی همین موضوع، با ارائه یک روش جدید تحلیل کرده است. یکی از اساسی‌ترین ظرفیت‌های ایجاد شده ناشی از نگاه یکپارچه به سیستم‌های انرژی چندحاملی، ارائه طرح‌های توسعه آینده شبکه‌ها بر مبنای بهینه‌سازی ارتباطات بین زیرسیستم‌ها و بکارگیری تکنولوژی‌های مختلف برای گسترش کمی و کیفی تأمین بار متقاضیان می‌باشد. نویسندگان مقاله [۲۱] به خوبی یک مدل مناسب برای طرح توسعه هاب انرژی با در نظر گرفتن افزایش بازدهی و سایر پارامترهای قابلیت اطمینان شبکه‌ها ارائه و نتایج بررسی خود را در بازه‌های زمانی مختلف به نمایش گذاشته است. همچنین بهینه‌سازی پیکربندی برای هاب‌های یکپارچه انرژی طی دو سطح طراحی توسط یک برنامه ریزی خطی در مرجع [۲۲] پیشنهاد شده است. در سطح اول انتخاب نوع تجهیزات بکار رفته در هاب (شامل مبدل‌های انرژی، منابع توزیع یافته انرژی و ذخیره‌سازها) و در سطح دوم نوع ارتباطات و پیکربندی آن‌ها بهینه‌سازی شده است که تحلیل حساسیت نتایج بدست آمده حاکی از تأثیر پروفیل بار و قیمت انرژی در پیکربندی سیستم‌های چندحاملی انرژی می‌باشد. برای پخش بار سیستم‌های یکپارچه انرژی در مواقع وقوع حادثه و همچنین ارزیابی میزان قابلیت اطمینان تأمین بار در چنین شرایطی، یک روش ابتکاری توسط نویسندگان مقاله [۲۳] طرح گردیده است. شاخص‌های قابلیت اطمینان برای زیرشبکه‌های برق، گاز و حرارت با در نظر گرفتن ویژگی‌های

¹ Combined heat and power (CHP)

² Unit commitment

دینامیکی سیستم یکپارچه محاسبه و ارزیابی شده است که نتایج بیانگر تأثیر گاز ذخیره شده داخل لوله‌ها در کاهش زمان عدم تأمین بار شبکه گازی و همچنین تأثیر پاسخگویی بارها در کاهش نوسانات و اصلاح اوج بار سیستم‌ها می‌باشد.

در این مقاله به منظور کمینه‌سازی هزینه‌های تحمیلی ناشی از مدیریت تراکم خطوط انتقال، به ارائه الگوریتمی مرکب از روش‌های مبتنی بر پخش بار دوباره منابع تولیدی و روش‌های تشویقی و تنبیهی مدیریت سمت تقاضا پرداخته شده است. شاخص‌ترین نوآوری این روش رامی‌توان افزایش درجه آزادی عمل و انتخاب بهترین گزینه کنترل تراکم از طریق بهره‌برداری یکپارچه و متقابل شبکه‌های مرتبط به هم دانست. نتایج شبیه‌سازی‌ها در این مقاله نشان می‌دهند که بکارگیری نقاط قوت و توانایی تأمین بار یک زیرسیستم (مثلاً شبکه گاز طبیعی) در برخی نواحی و یا در یک بازه زمانی خاص منجر به کاهش قابل ملاحظه در هزینه‌های تحمیلی ناشی از مدیریت تراکم خطوط انتقال می‌شود.

۲- مفاهیم پایه‌ای حل مسئله

۲-۱- ضرایب حساسیت توان عبوری از خطوط

تغییر میزان توان تزریقی هر باس در شبکه قدرت، بالطبع تأثیر افزایشی یا کاهش‌ی بر روی توان عبوری از هر یک از خطوط شبکه خواهد داشت. لذا به منظور مدیریت توان عبوری از خطوط انتقال بدست آوردن رابطه و میزان این حساسیت بسیار کارگشا می‌باشد. اگر فرض شود S_{ij} توان مختلط عبوری از خطی با باس ابتدایی i و باس انتهایی j باشد، براساس مدل π خطوط انتقال می‌توان نوشت:

$$S_{ij} = \bar{V}_i \cdot [(\bar{V}_i - \bar{V}_j)y_{ij}]^* - j(B_{ij}/2)\bar{V}_i^2 \quad (1)$$

در رابطه فوق \bar{V}_i, j بردار ولتاژهای هر یک از باس‌ها و B_{ij} سوسپتانس موازی خط و $y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$ نیز ادیتانس سری بین دو باس i و j می‌باشد. با بدست آوردن ماتریس امپدانس (Z_{bus}) شبکه از طریق معکوس کردن ماتریس ادیتانس و بازنویسی رابطه (۱) برحسب عناصر این ماتریس، خواهیم داشت:

$$S_{ij} = \bar{V}_i \cdot \left[\left(\sum_{k=1}^N Z_{ik} \bar{I}_k - \sum_{k=1}^N Z_{jk} \bar{I}_k \right) \right]^* y_{ij} - j(B_{ij}/2)\bar{V}_i^2 \quad (2)$$

که $Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$ عضو سطر i ام و ستون j ام ماتریس امپدانس شبکه می‌باشد. در رابطه فوق \bar{I}_k جریان تزریقی از طرف باس موردنظر می‌باشد که می‌تواند برحسب توان‌های اکتیو و راکتیو باس چنین بدست آید:

$$\bar{I}_k = \left(\frac{P_k + jQ_k}{\bar{V}_k} \right)^* \quad (3)$$

با جایگذاری رابطه (۳) در رابطه (۲) و جداسازی بخش حقیقی توان مختلط، به رابطه توان اکتیو عبوری از خط انتقال به صورت زیر حاصل می‌گردد:

$$P_{ij} = \operatorname{Re} \left[\sum_{k=1}^N \left\{ \bar{V}_i^* (Z_{ik} - Z_{jk}) \left(\frac{P_k + Q_k}{\bar{V}_k} \right)^* \right\} y_{ij} \right] \quad (4)$$

با توجه به تأثیر ناچیز توان راکتیو تزریقی باس‌ها در میزان توان اکتیو عبوری از خطوط می‌توان با چشم پوشی از این عبارت، به رابطه زیر دست یافت [۲۴]:

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^N \left(\frac{V_i}{V_k} \right) \left[g_{ij} \{ (R_{ik} - R_{jk}) \cos(\delta_i - \delta_k) + (X_{ik} - X_{jk}) \sin(\delta_i - \delta_k) \} + b_{ij} \{ ((R_{ik} - R_{jk}) \sin(\delta_i - \delta_k) - (X_{ik} - X_{jk}) \cos(\delta_i - \delta_k)) \} \right] \cdot P_k \quad (5)$$

از روی رابطه فوق به راحتی میتوان ضریب حساسیت توان عبوری از خط l_{ij} نسبت به توان تزریقی باس K (با فرض صفر بودن توان تزریقی سایر باسها) را از طریق رابطه زیر محاسبه کرد:

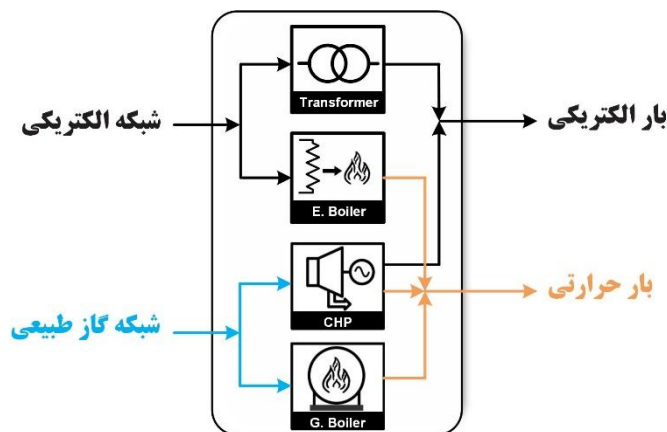
$$SF_{ij}^k = \left(\frac{P_{ij}}{P_k} \right) = \left(\frac{V_i}{V_k} \right) \left[g_{ij} \{ (R_{ik} - R_{jk}) \cos(\delta_i - \delta_k) + (X_{ik} - X_{jk}) \sin(\delta_i - \delta_k) \} + b_{ij} \{ ((R_{ik} - R_{jk}) \sin(\delta_i - \delta_k) - (X_{ik} - X_{jk}) \cos(\delta_i - \delta_k)) \} \right] \quad (6)$$

اطلاعات ادمیتانس خطوط به عنوان مقادیر ثابت رابطه فوق در دسترس بوده و سایر مقادیر متغیر آن نیز با توجه به نقطه کار سیستم و مقادیر اندازه و فاز باس K قابل محاسبه می‌باشد. به کمک این ضرایب می‌توان میزان مشارکت هر باس را در فرآیند مدیریت بهینه تراکم تعیین کرد.

۲-۲- مفهوم هاب انرژی

هاب انرژی به عنوان زیرساخت و پایه‌ای‌ترین بخش در سیستم‌های انرژی یکپارچه چندحاملی تعریف می‌گردد به طوریکه این مجموعه‌ها به مانند یک رابط بین تولیدکنندگان و مصرف کنندگان انرژی عمل می‌کنند که می‌تواند شامل نقل و انتقال مستقیم، تبدیل و یا ذخیره سازی صور مختلف انرژی‌ها باشد [۲۵]. در واقع یک هاب انرژی هدف بهینه کردن تأمین خروجی‌های خود از طریق بهترین آرایش ورودی‌ها را دنبال می‌کند.

برای بررسی تراکم خطوط انتقال در سیستم‌های یکپارچه انرژی تعدادی هاب انرژی با ساختاری که در شکل (۱) نشان داده شده است، به عنوان یک لایه ارتباطی بین زیرشبکه‌ها بکار برده شده است. این هاب انرژی شامل تعدادی حامل انرژی ورودی از شبکه‌های گاز و برق، تعدادی بار به عنوان خروجی آن (از نوع برق و حرارت) و تجهیزات داخلی از جمله ترانسفورمر، CHP و بویلرهای الکتریکی و گازی می‌باشد.



شکل ۱- ساختار هاب انرژی پیشنهادی

اگر انرژی‌های ورودی با ضرایب توزیع α برای شبکه الکتریکی و β برای شبکه گاز طبیعی در نظر گرفته شوند، برای روابط حاکم بر هاب انرژی خواهیم داشت:

$$P_e^{out} = (\alpha \cdot \eta_T) P_{hub_i}^{in(e)} + (\beta \cdot \eta_{CHP}^e) P_{hub_i}^{in(g)} \quad (7)$$

$$P_h^{out} = ((1 - \alpha) \cdot \eta_{eb}) P_{hub_i}^{in(e)} + (\beta \cdot \eta_{CHP}^g + (1 - \beta) \cdot \eta_{gb}) P_{hub_i}^{in(g)} \quad (8)$$

که η_T , η_{CHP}^e , η_{CHP}^g , η_{eb} , η_{gb} به ترتیب بیانگر بازده ترانسفرماتور، بویلرهای گازی و الکتریکی و بازدهی حرارتی و الکتریکی واحد CHP می‌باشند.

۳- تعریف مسئله بهینه سازی و فرمول بندی مدیریت تراکم

حل مسئله تراکم خطوط انتقال می‌تواند از طریق کنترل یا تغییر گزینه‌های مختلف سیستم قدرت صورت پذیرد. ولی موضوع اصلی میزان هزینه‌های تحمیلی به بهره بردار سیستم و در نهایت به قیمت برق تحویلی در طی فرآیند کنترل تراکم خطوط می‌باشد که در انتخاب بهینه‌ترین روش حائز اهمیت می‌شود. با این توصیف در این مقاله نیز، هدف اصلی حل مسئله تراکم خطوط انتقال، حداقل سازی جمع کلیه هزینه‌های بهره برداری از سیستم (ها) در یک بازه زمانی ۲۴ ساعته (که در این بازه تراکم خطوط رخ می‌دهد) تعریف شده است. همانطور که در رابطه (۹) قابل مشاهده می‌باشد، این هزینه‌ها شامل هزینه‌های تولید برق یا تزریق گاز از منابع اصلی (مثل چاه‌ها) و هزینه‌های اعمال برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا خواهد داد:

$$OF : \text{Min} \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_i F(P_{i,t}) + \sum_{le} Pr_e \cdot \Delta P_{le,t}^{DR} + \sum_j U(Su_{j,t}) + \sum_{lg} Pr_g \cdot \Delta P_{lg,t}^{DR} \right\} \quad (9)$$

$$\forall i, j, t ; \forall le \in B_{e(dr)} ; \forall lg \in B_{g(dr)}$$

$$; \forall i \in (N_e - N_{gf}) F(P_{i,t}) = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i \quad (10)$$

$$; \forall j \in N_{Su} U(Su_{j,t}) = \alpha_j Su_{j,t}^2 + \beta_j Su_{j,t} + \gamma_j \quad (11)$$

در روابط فوق $F(P_{i,t})$, $U(Su_{j,t})$ به ترتیب توابع هزینه واحدهای تولیدی برق و منابع گازی می‌باشند که به صورت توابع درجه دوم از میزان تولید ساعتی هر منبع ($P_{i,t}$ و $Su_{j,t}$) در نظر گرفته شده‌اند. همچنین Pr_e , Pr_g , $\Delta P_{le,t}^{DR}$ و $\Delta P_{lg,t}^{DR}$ به ترتیب بیانگر قیمت و میزان تغییر بارهای منتخب شبکه های برق و گاز در برنامه های مدیریت سمت تقاضا هستند. مجموعه های N_e , N_{gf} و N_{Su} نیز به ترتیب شامل کل واحدهای تولیدی شبکه برق، واحدهای تولیدی برق با سوخت گاز شبکه برق و منابع تزریق گاز می‌باشند. همچنین کلیه تغییراتی که به منظور برنامه‌ریزی برای مدیریت بهینه تراکم به بخش‌های مختلف همه زیرسیستم‌ها با در نظر گرفتن تمامی قیود تحمیل می‌گردد، منجر به افزایش یا کاهش هزینه‌هایی می‌شود که به صورت غیرمستقیم در تابع هدف مسئله مستتر می‌باشد. توابع هزینه منابع انرژی برق و گاز (F و U) به صورت توابعی درجه دوم از میزان تولید هر انرژی در نظر گرفته شده است. نکته‌ای که باید توجه شود این است که در حالت بهره برداری یکپارچه فقط هزینه تولیدات ژنراتورهای غیرگازی در تابع F منظور می‌شود. روابط اصلی و قیودی که حل مسئله در هر یک از زیرسیستم‌ها با آن‌ها مواجه خواهد شود به طور خلاصه بدین شرح می‌باشد:

۳-۱- قیود سیستم برق

اولین و اساسی‌ترین قید هر شبکه توزیع انرژی، رابطه تعادل تولید و مصرف در هر گره از سیستم می‌باشد که برای سیستم قدرت در رابطه (۱۲ و ۱۳) بیان شده است. طبق این رابطه مجموع ورودی‌های انرژی در هر لحظه (توان‌های اکتیو و راکتیو) به باس $(i - m)$ برابر با مجموع بارهای مصرفی و خروجی‌های خطوط انرژی می‌باشد. به علاوه محدوده مجاز تغییرات ولتاژ باس‌های شبکه در رابطه (۱۴) و کمینه و بیشینه میزان توان‌های تولیدی منابع (۱۵ و ۱۶) و سایر قیود در ادامه روابط بیان شده است:

$$P_{i,t}^{gen} + P_{es,t}^{dch} = P_{i,t}^L + P_{h,t}^{in(e)} + P_{es,t}^{ch} + \Delta P_{le,t}^{DR} + \sum_j^{b_n} V_{i,t} V_{j,t} |Y_{ij}| \cos(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} - \theta_{ij}) \quad (12)$$

$$Q_{i,t}^{gen} = Q_{i,t}^L + Q_{h,t}^{in(e)} + \sum_j^{b_n} V_{i,t} V_{j,t} |Y_{ij}| \sin(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} - \theta_{ij}) \quad (13)$$

$$\forall i, j, t; \quad \forall es \in B_{es}; \quad \forall h \in B_h; \quad \forall le \in B_e^{dr}$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (14)$$

$$P_{i,t}^{gen(min)} \leq P_{i,t}^{gen} \leq P_{i,t}^{gen(max)} \quad (15)$$

$$Q_{i,t}^{gen(min)} \leq Q_{i,t}^{gen} \leq Q_{i,t}^{gen(max)} \quad (16)$$

در بهره برداری عملی، منحنی هزینه تولید ژنراتورها به صورت گسسته بکار گرفته می‌شود. به عبارت دیگر برای جلوگیری از تشدید تأثیرات منفی برخی خطاها و افزایش لرزش در تجهیزات گردان ژنراتورها و تجهیزات جانبی آنها، نواحی ممنوعه‌ای برای منحنی تولیدی این واحدها تعریف و اعمال می‌گردد تا مقدار P خروجی آنها وارد این نواحی نگردد. در این مطالعه نیز جهت نزدیک‌سازی شبیه‌سازی‌ها به واقعیت، محدودیت عملی مذکور به صورت قیود زیر در نظر گرفته شده است:

$$P_i^{gen} \in \begin{cases} P_i^{gen(min)} \leq P_i^{gen} \leq Poz_{i,1}^l \\ Poz_{i,k-1}^U \leq P_i^{gen} \leq Poz_{i,k}^l \\ Poz_{i,zg}^U \leq P_i^{gen} \leq P_i^{gen(max)} \end{cases}; \quad k = 1, 2, \dots, zg \quad (17)$$

ظرفیت توان عبوری از خطوط انتقال قدرت متناسب با ویژگی‌های هادی و طراحی فیزیکی آنها تعیین می‌گردد. لذا یکی از قیود اصلی بهره برداری از سیستم‌های قدرت، رعایت حد نهایی مجاز برای انتقال توان در هر یک از خطوط انتقال می‌باشد. به صورت اولیه، رابطه (۱۸) بیانگر این محدوده می‌باشد. در شرایط وقوع تراکم خطوط انتقال، بهره‌بردار سیستم تلاش می‌کند تا با اعمال تغییراتی در بخش‌های مختلف سیستم جمع توان قبلی به علاوه اثرات توانی کلیه تغییرات، در محدوده مجاز قرار بگیرد که این مهم در رابطه (۱۹) ارائه شده است:

$$(P_{L,t})^2 + (Q_{L,t})^2 \leq (S_L^{max})^2 \quad (18)$$

$$\left(P_{L,t-1} + \sum_g |\Delta P_{g,t}| \cdot SF_{ij}^g - \sum_g |\Delta P_{le,t}^{DR}| \cdot SF_{ij}^g \right)^2 + (Q_{L,t})^2 \leq (S_L^{max})^2 \quad (19)$$

$$\forall L.t ; \forall g \in N_{gs} ; \forall le \in B_e^{dr}$$

در رابطه (۱۸) و (۱۹) متغیرهای $P_{L,t}$ ، $Q_{L,t}$ و $\Delta P_{g,t}$ بیانگر توان اکتیو و راکتیو عبوری از هر خط در ساعت t و تغییرات توان تولیدی واحدها و S_L^{max} مقدار حداکثر مجاز توان ظاهری قابل عبور از هر خط می باشند. در سال‌های اخیر ذخیره-سازهای صور مختلف انرژی به یکی از گزینه‌های مهم و کاربردی برای مدیریت بهینه سیستم‌های انرژی مبدل گشته اند. در این بین باتری‌ها یا ذخیره‌سازهای الکتریکی^۱ با ظرفیت بالا متناسب با نیاز سیستم قدرت به سرعت در حال گسترش می‌باشند. در این مقاله نیز برای کنترل بهینه موضوع تراکم خطوط، چندین ذخیره‌ساز الکتریکی در محل‌های مختلفی از شبکه در نظر گرفته شده است که معادلات حاکم بر وضعیت شارژ و دشارژ آن‌ها به صورت زیر بیان می‌شود:

$$SoC_{es,t} = SoC_{es,t-1} + (P_{es,t}^{ch} \cdot \eta_{es}^{ch}) - \left(\frac{P_{es,t}^{dch}}{\eta_{es}^{dch}} \right) \quad (20)$$

$$SoC_{es,t}^{min} \leq SoC_{es,t} \leq SoC_{es,t}^{max} \quad (21)$$

$$0 \leq P_{es,t}^{ch} \leq P_{es,t}^{ch(max)} \quad (22)$$

$$0 \leq P_{es,t}^{dch} \leq P_{es,t}^{dch(max)} \quad (23)$$

B_{es}

متغیر SoC در واقع بیانگر وضعیت انرژی ذخیره شده در هر لحظه می‌باشد که براساس توان‌های مبادله شده فعلی و ساعت قبلی بدست می‌آید. همچنین در روابط فوق برای هر ذخیره ساز، بازده شارژ و دشارژ به علاوه بیشینه مقدار توان‌های قابل مبادله در دو حالت مذکور در نظر گرفته شده است.

۳-۲- قیود سیستم گاز

به منظور بهره‌برداری صحیح از شبکه گاز، این سیستم‌ها نیز همانند سایر سیستم‌ها با قیود عملیاتی متعددی مواجه می‌باشند. اصل تعادل انرژی ورودی و خروجی در همه نقاط شبکه گاز که با رابطه (۲۴) بیان شده است، اولین شرط هر سیستم پایدار می‌باشد. اگر فلوی گاز عبوری از خط لوله ij را بوسیله f_{ij} نشان دهیم، در این صورت برای گره m (م-م) از شبکه گاز داریم:

$$f_{m,t}^{su} + \Delta f_{lg,t}^{DR} = f_{m,t}^{dem} + f_{h,t}^{in(g)} + \sum_{i \in B_g} f_{mi} \quad \forall m.t ; \forall lg \in B_g^{dr} \quad (24)$$

عبارت $\Delta f_{lg,t}^{DR}$ بیانگر میزان فلوی بارهای مشارکت داده شده در برنامه‌های مدیریت بار در شبکه گازی می‌باشد که می‌تواند به صورت کاهشی یا افزایشی ظاهر شود. همچنین $f_{m,t}^{su}$ ، $f_{m,t}^{dem}$ و $f_{h,t}^{in(g)}$ به ترتیب میزان فلوی گاز تولیدی منابع، بارهای مستقل و هاب‌های متصل به گره m را مشخص می‌کنند. منابع تزریق گاز در این شبکه نیز همانند سیستم قدرت با توجه به ظرفیت نامی هر منبع، با محدودیت‌هایی در تأمین نیاز شبکه مواجه هستند که به صورت قید زیر در نظر گرفته می‌شوند:

^۱ Electrical storage

$$Su_i^{min} \leq Su_i \leq Su_i^{max} \quad ; \quad i \in N_{su} \quad (25)$$

میزان فلوی گاز عبوری از یک خط انتقال گاز علاوه بر ویژگی‌های لوله و شرایط دمای محیط، مطابق رابطه (۲۶) وابسته به مجذور فشار گاز (ρ) در ابتدا و انتهای خط لوله می‌باشد [۱۷ و ۲۶]:

$$f_{mn}^2 = \text{sign}(\rho_m \cdot \rho_n) \cdot C_{mn}^2 \cdot (\rho_m^2 - \rho_n^2) \quad (26)$$

ضریب C_{mn} که وابسته به پارامترهای مختلف گاز و محیط می‌باشد، ثابت فرض می‌شود. بدیهی است که لوله‌های خطوط انتقال و سایر تجهیزات شبکه گازی نیز دارای محدودیت حداقل و حداکثری برای میزان فشار گاز می‌باشند:

$$\rho_m^{min} \leq \rho_m \leq \rho_m^{max} \quad (27)$$

به منظور درک و تحلیل راحت‌تر مسئله مدیریت یکپارچه سیستم‌های برق و گاز، دو موضوع مهم مد نظر قرار گرفته شده است. اول اینکه در این مقاله کلیه پارامترها و متغیرهای شبکه‌ها به صورت واحد مبنا^۱ بیان شده است. مورد دوم هم برای ساده سازی مقایسه تبادلات انرژی بین بارها و شبکه‌ها و با در نظر گرفتن ارزش خالص حرارتی^۲ (GHV) گاز طبیعی، میزان فلوی لحظه‌ای عبوری از شبکه گاز از طریق رابطه (۲۸) به صورت توانی (با واحد وات) بیان می‌شود [۲۷]:

$$P_{mn} = GHV \cdot f_{mn} \quad (28)$$

یکی از نقاط اصلی ارتباط بین سیستم قدرت و شبکه گاز طبیعی، ورودی سوخت (گاز) نیروگاه‌های گازسوز می‌باشد که از مهم‌ترین بارهای این شبکه محسوب می‌شوند. میزان مگاوات گاز مصرفی هر نیروگاه متناسب با بازده انرژی آن به صورت ساده از طریق رابطه (۲۹) می‌تواند بیان شود:

$$P_{cons(i)}^{GfPP} = \left(\frac{P_i^{gen}}{\eta_{GfPP}} \right) \quad (29)$$

نقش اساسی ذخیره‌سازهای گازی در شبکه گاز طبیعی غالباً مشابه ذخیره‌سازهای الکتریکی در سیستم قدرت بوده و روابط حاکم نیز به صورت زیر خلاصه می‌شود:

$$SoC_{gs,t} = SoC_{gs,t-1} + (P_{gs,t}^{ch} \cdot \eta_{gs}^{ch}) - \left(\frac{P_{gs,t}^{dch}}{\eta_{gs}^{dch}} \right) \quad (30)$$

$$SoC_{gs,t}^{min} \leq SoC_{gs,t} \leq SoC_{gs,t}^{max} \quad ; \forall t \cdot \forall gs \in B_{gs} \quad (31)$$

$$0 \leq P_{gs,t}^{ch} \leq P_{gs,t}^{ch(max)} \quad (32)$$

$$0 \leq P_{gs,t}^{dch} \leq P_{gs,t}^{dch(max)} \quad (33)$$

همانطور که اشاره شد، منظور از P در روابط فوق معادل توانی فلوی گاز عبوری از (به) ذخیره‌ساز در ساعات مختلف می‌باشد.

¹ Per unite (P.U)

² Gross heating value

۳-۳- قیود سمت تقاضا

هاب‌های انرژی به عنوان پایه‌ای‌ترین مجموعه‌های ترکیب و تبدیل انواع شبکه‌های انرژی از جمله برق، گاز و حرارت برای تأمین مطمئن تقاضا مطرح می‌باشند. برای مدل‌سازی عملکرد تجهیزات مختلف هاب‌های انرژی در تأمین بارهای خود با در نظر گرفتن ارتباط آن‌ها با شبکه‌های اصلی، باید در حل مسئله معادلات ورودی و سمت تقاضای هاب‌ها را به صورت زیر مد نظر قرار داد [۲۸]:

$$P_{hub_i,t}^{in(e)} = P_{h_i,t}^{tr} + P_{h_i,t}^{eb} \quad (34)$$

$$P_{hub_i,t}^{in(g)} = P_{h_i,t}^{CHP} + P_{h_i,t}^{gb} \quad (35)$$

$$P_{hub_i,t}^{d(e)} = \eta_{tr} P_{h_i,t}^{tr} + \eta_{CHP}^e P_{h_i,t}^{CHP} \quad (36)$$

$$P_{hub_i,t}^{d(h)} \leq \eta_{CHP}^h P_{h_i,t}^{CHP} + \eta_{eb} P_{h_i,t}^{eb} + \eta_{gb} P_{h_i,t}^{gb} \quad (37)$$

; $\forall i \in Hub$

طبیعتاً برای هر مبدل الکتریکی یا گازی یک ظرفیت نامی مشخصی تعیین شده و دارای محدودیت در توان خروجی

می‌باشد که این قیود در هاب‌های انرژی با روابط ۳۸ تا ۴۱ ارائه می‌شوند:

$$P_{i(min)}^{e_CHP} \leq P_{i(CHP),t}^e \leq P_{i(max)}^{e_CHP} \quad (38)$$

$$P_{i(min)}^{h_CHP} \leq P_{i(CHP),t}^h \leq P_{i(max)}^{h_CHP} \quad (39)$$

$$P_{i(min)}^{eb} \leq P_{i,t}^{eb} \leq P_{i(max)}^{eb} \quad (40)$$

$$P_{i(min)}^{gb} \leq P_{i,t}^{gb} \leq P_{i(max)}^{gb} \quad (41)$$

; $\forall i \in Hub$

با گسترش روزافزون تقاضا برای انواع انرژی‌ها و محدودیت شبکه‌ها در تأمین کامل و همزمان آن‌ها باعث شده است تا برنامه‌های پاسخگویی بار^۱ همواره به عنوان یکی از برجسته‌ترین راهکارهای مدیریت و بهره برداری از شبکه‌های پیچیده انرژی مطرح شود. در روش مقایسه‌ای مدیریت تراکم پیشنهادی در این مقاله نیز با اعمال برنامه‌های افزایش یا کاهش بارهای منتخبی که اعلام حضور در برنامه‌های پاسخگویی بار را داشته اند، سعی بر کاهش بیش از پیش هزینه‌های کنترل تراکم خطوط انتقال شده است. روابط حاکم بر اجرای این برنامه برای بارهای شبکه گاز و برق با در نظر گرفتن ضریب مشارکت (PF) متناسب با هر یک، بدین قرار می‌باشد:

$$P_{l(e.g),t}^{DR} = (1 \pm PF_{l(e.g),t}) \cdot P_{l(e.g),t}^0 \quad (42)$$

$$\Delta P_{l(e.g),t}^{DR} = PF_{l(e.g),t} \cdot P_{l(e.g),t}^0 \quad (43)$$

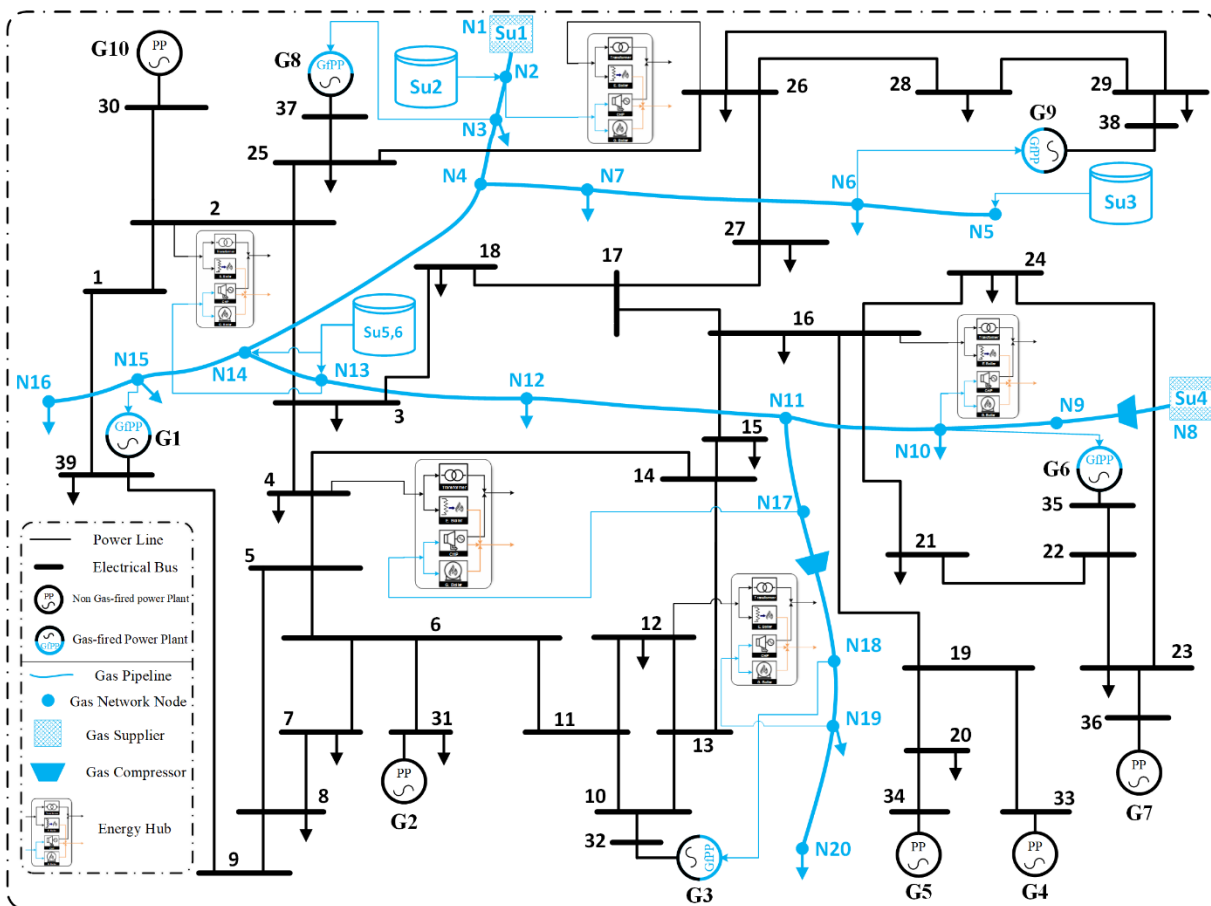
; $\forall l_e \in B_e^{dr}, \forall l_g \in B_g^{dr}$

حداکثر مقدار ضریب مشارکت برای انواع بارها، ۰/۲ فرض شده است [۲۹].

^۱ Demand response programs

۴- شبیه سازی و بررسی نتایج

به منظور ارزیابی روش پیشنهادی برنامه‌ریزی مدیریت تراکم خطوط انتقال، یک سیستم انرژی چند حاملی متشکل از سیستم قدرت ۳۹ باسه IEEE^۱ به همراه شبکه گازی اقتباس شده از شبکه گاز بلژیک [۲۶] مطابق شکل (۲) در نظر گرفته شده است. برای بررسی قابلیت سیستم‌های چندحاملی در موضوع مدیریت تراکم خطوط، هزینه تحمیلی به بهره بردار کل سیستم، در دو حالت شبکه الکتریکی مجزا و سیستم چندحاملی شبیه سازی و با هم مقایسه شده است. حل این مسئله بهینه سازی غیر خطی به کمک نرم افزار GAMS^۲ و با روش CONOPT صورت پذیرفته است [۳۰].



شکل ۲- سیستم انرژی یکپارچه چندحاملی (برق، گاز و حرارت) مورد مطالعه

همانطور که از شکل (۲) قابل مشاهده می‌باشد، گاز مصرفی ژنراتورهای با سوخت گاز، به عنوان اصلی ترین نقاط اتصال دو زیرسیستم انرژی، شامل G1, G3, G6, G8, G9 و به ترتیب از طریق نقاط n3, n10, n15, n18, n6 و تأمین می‌گردد. فشار گاز در نقطه ۸ این شبکه به عنوان مبنا، یک واحد در نظر گرفته شده است. کلیه پارامترها و اطلاعات زیرسیستم‌های برق و گاز به همراه مشخصات فنی هاب‌های انرژی در مرجع [۳۱] ارائه شده است. علاوه بر آن، چندین ذخیره‌ساز الکتریکی و گازی به شرح جدول (۱) در زیرسیستم‌های مورد مطالعه گنجانده شده است.

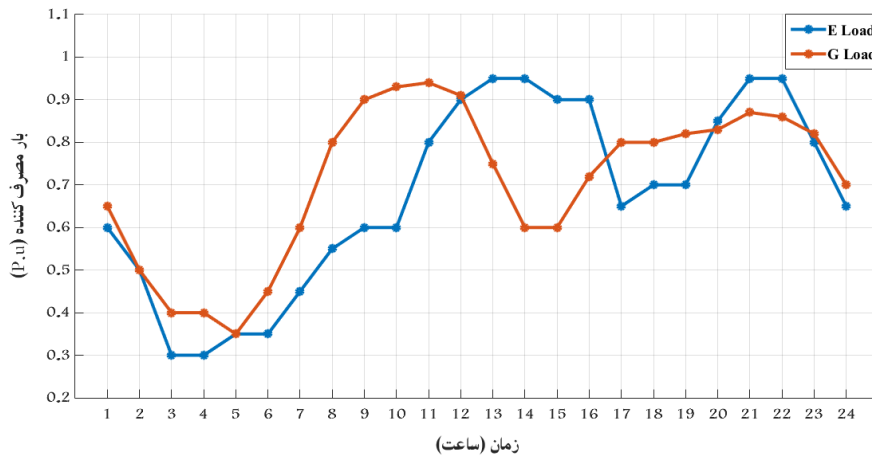
¹ New england power system

² General algebraic modeling system

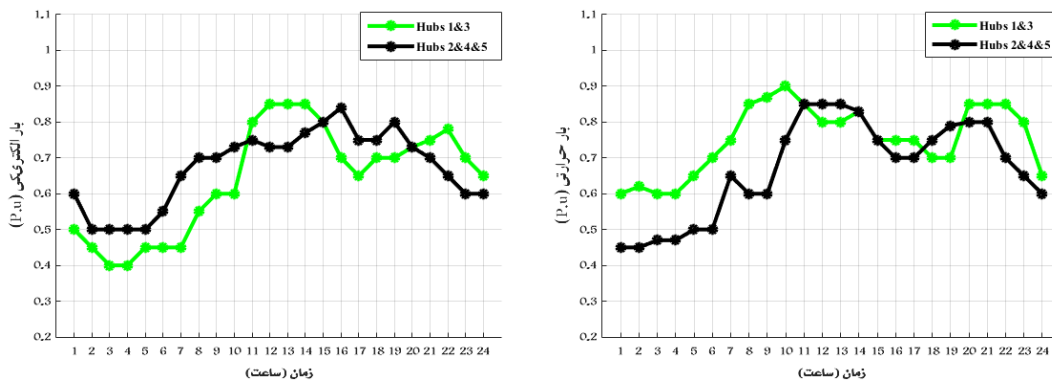
جدول ۱- پارامترهای ذخیره‌سازهای گازی و الکتریکی

| | | SoC^{min} (MW) | SoC^{max} (MW) | P_{ch}^{max} (MW) | P_{dch}^{max} (MW) | η_{ch} (%) | η_{dch} (%) |
|-----------------------|-----------------|---------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|--------------------|---------------------|
| ذخیره‌سازهای الکتریکی | ES ₁ | 6.5 | 65 | 9.75 | 9.75 | 0.95 | 0.9 |
| | ES ₂ | 8 | 80 | 12 | 12 | 0.95 | 0.9 |
| | ES ₃ | 3 | 30 | 4.5 | 4.5 | 0.95 | 0.9 |
| | ES ₄ | 5 | 50 | 7.5 | 7.5 | 0.95 | 0.9 |
| ذخیره‌سازهای گازی | GS ₁ | 4.8 | 48 | 7.2 | 7.2 | 0.95 | 0.9 |
| | GS ₂ | 3.3 | 33 | 4.95 | 4.95 | 0.95 | 0.9 |

منحنی بارهای سیستم قدرت و شبکه گاز برای ۲۴ ساعت برحسب واحد مبنای بارهای اصلی هر زیرسیستم در شکل (۳) نمایش داده شده است. همچنین برای هر یک از هاب‌های انرژی نیز منحنی بارهای ۲۴ ساعته حرارتی و الکتریکی در اشکال (۴) و (۵) ارائه شده است [۲۸].



شکل ۳- منحنی بارهای شبکه‌های برق و گاز

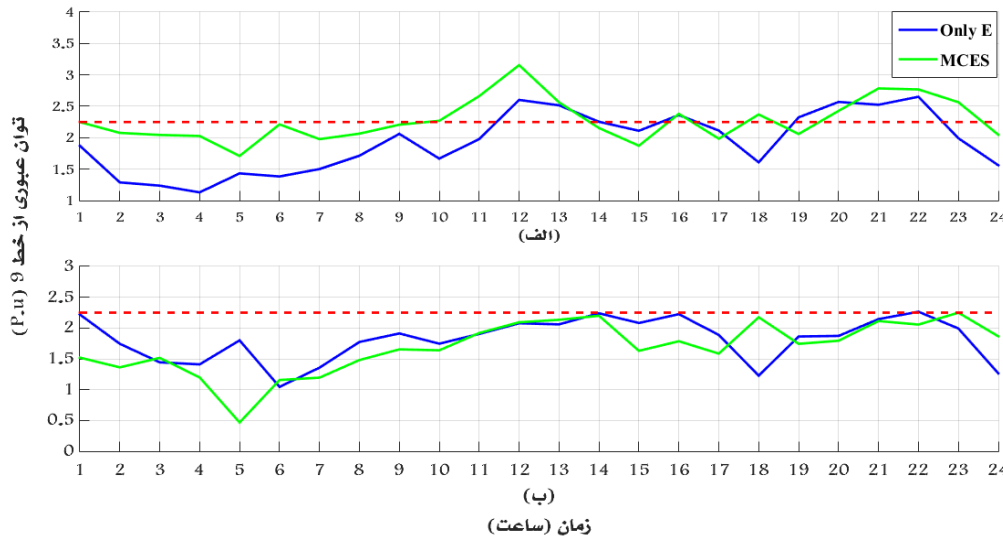


شکل ۴- منحنی بارهای الکتریکی و حرارتی هر یک از هاب‌های انرژی

در نهایت، کارایی روش پیشنهادی و قابلیت‌های سیستم‌های چندحاملی در فرآیند مدیریت تراکم خطوط انتقال، در سناریوهای مختلف بهره‌برداری سیستم‌ها مورد ارزیابی قرار گرفته که بدین شرح در بخش‌های زیر خلاصه می‌گردد:

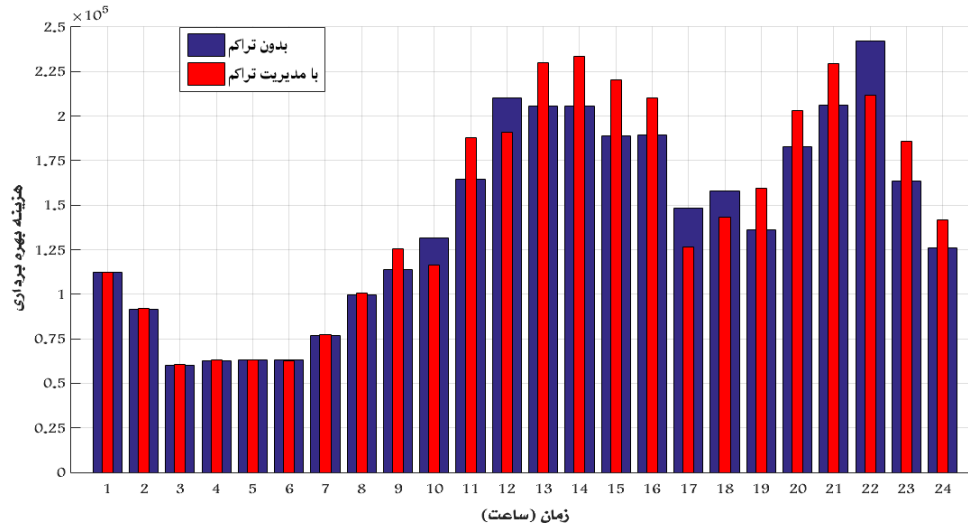
۴-۱- حالت اول: مقایسه مدیریت تراکم خطوط در انواع بهره‌برداری سیستم قدرت

در این بخش عملکرد پخش بار سیستم‌ها، بدون در نظر گرفتن ذخیره‌سازهای انرژی و نواحی ممنوعه تولید در منحنی هزینه‌ای واحدهای ژنراتوری مورد بررسی قرار می‌گیرند. در ابتدا به عنوان مورد اول، فرض می‌شود به علت افزایش تقاضا و یا سایر عوامل شبکه، در پخش بار ۲۴ ساعته توان عبوری از خط انتقال شماره ۹ (خط بین باس‌های ۴ و ۱۴) از میزان حد مجاز خود عبور می‌کند. این موضوع در نتایج شکل (۵) نمایش داده شده است. در این شکل منحنی توان عبوری از خط در دو حالت بهره‌برداری سیستم مستقل الکتریکی و بهره‌برداری سیستم یکپارچه چندحاملی ارائه شده است.



شکل ۵- منحنی توان عبوری از خط منتخب ۹

شکل (۵- الف) توان‌های عبوری را قبل از مدیریت تراکم نشان می‌دهد که در برخی ساعات پربار شبکه از مقدار حد مجاز آن (خط چین قرمز) فراتر رفته است. میزان توان عبوری از این خطوط با اعمال فرآیند مدیریت تراکم در دو حالت بهره‌برداری فقط الکتریکی و حالت یکپارچه چندحاملی در حد مجاز خود کنترل شده اند (شکل ۵- ب)). بدیهی است بهره‌بردار شبکه ناگزیر هست تا برای مدیریت و رفع این پرشدگی از خطوط، نقطه کار سیستم‌ها را از حالت بهینه اقتصادی تغییر دهد. این تغییرات چه در سمت تولیدات و چه در سمت مصرف کننده باشد منجر به تحمیل هزینه اضافی شده و در واقع هزینه‌های بهره‌برداری را افزایش می‌دهد. براساس رابطه (۹)، میزان هزینه بهره‌برداری ساعتی از سیستم مستقل برق برای دو حالت بدون تراکم و با رخداد تراکم حدود ۲۰ درصدی در خط شماره ۹ و اعمال مدیریت آن محاسبه و در نمودار شکل (۶) ترسیم شده است. شروع بکارگیری سیاست‌های مدیریت تراکم در خط مذکور بعد از حدود ساعت ۱۰ صبح، منجر به افزایش هزینه‌های ساعتی بهره‌برداری در اغلب ساعات گردیده است. لازم به یادآوری هست که در طول کل زمان بهره‌برداری با هدف بهینه‌سازی هر چه بیشتر هزینه‌ها و براساس روابط ارائه شده در بخش قبل، برنامه مدیریت سمت تقاضا در هر دو زیرسیستم برق و گاز نیز اعمال شده است. هزینه این برنامه‌ها نیز در دل هزینه‌های کل بهره‌برداری محاسبه شده نهفته می‌باشد. از علل اصلی کاهش هزینه‌های ساعتی در برخی از ساعات در حضور مدیریت تراکم، می‌توان به کاهش الزامی تولید برخی واحدهای گران‌تر در سمت تأمین توان عبوری از خط ۹ و یا مدیریت بهینه بارهای شبکه اشاره کرد.



شکل ۶- نمودار هزینه ساعتی بهره‌برداری از سیستم قدرت

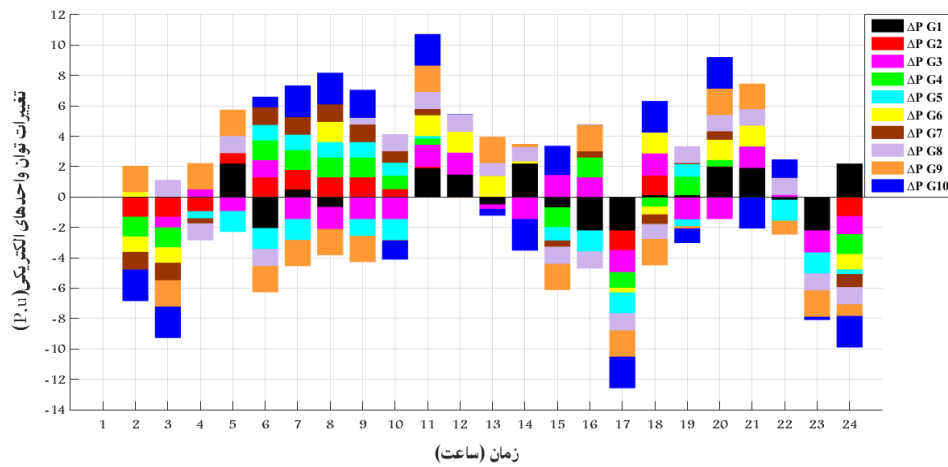
به همین نحو و در شرایط تراکمی برابر، این شبیه‌سازی‌ها در حالت بهره‌برداری یکپارچه سیستم برق و گاز نیز اجرا شده و به منظور مقایسه بهتر، نتایج نهایی کل (مجموع) هزینه‌های ۲۴ ساعته هر دو حالت در جدول (۲) خلاصه شده است. با توجه به اینکه در حالت یکپارچه مجموع هزینه‌های بهره‌برداری زیرسیستم‌های برق و گاز باهم در نظر گرفته می‌شود، از نظر عددی مقدار بیشتری نسبت به حالت مستقل برقی دارد. همانطور که در این جدول قابل مشاهده هست هزینه‌های تحمیلی ناشی از اعمال مدیریت تراکم در حدود ۲۷٪ (\$ ۸۷۲۶/۴) در حالت بهره‌برداری سیستم یکپارچه چندحاملی نسبت به حالت مستقل الکتریکی کاهش یافته است.

جدول ۲- هزینه‌های کل بهره‌برداری و هزینه مدیریت تراکم

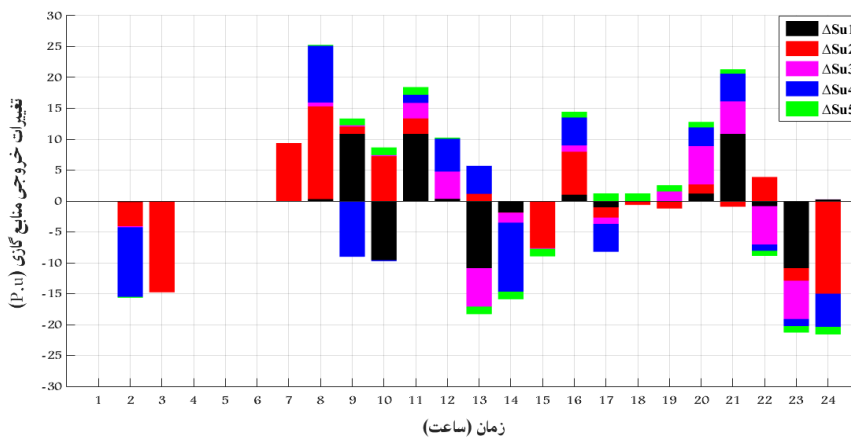
| نوع بهره‌برداری | هزینه کل (\$) / هزینه مدیریت تراکم | | |
|-------------------|------------------------------------|-----------------------|--------------------|
| | بدون اعمال مدیریت تراکم | با اعمال مدیریت تراکم | هزینه مدیریت تراکم |
| مستقل الکتریکی | ۳۴۵۲۶۲۰/۶ | ۳۴۸۴۰۴۴/۱ | ۳۱۴۲۳/۵ |
| یکپارچه برق و گاز | ۹۷۰۵۳۵۰/۲ | ۹۷۲۸۰۴۷/۳ | ۲۲۶۹۷/۱ |

برای بررسی دقیق‌تر موضوع، میزان تغییرات ۲۴ ساعته خروجی هر یک از منابع تولیدی (ژنراتورها در سیستم قدرت و منابع تأمین گاز در شبکه گاز طبیعی) برای حالت مدیریت تراکم خط ۹ با در نظر گرفتن بهره‌برداری یکپارچه برق و گاز در نمودارهای اشکال (۷) و (۸) نمایش داده شده است. با توجه به اینکه نتایج پخش بار جهت شارش توان خط ۹ را در طول ۲۴ ساعت غالباً از طرف باس ۱۴ به ۴ نشان می‌دهند، سیستم بهره‌برداری یکپارچه در ساعات اوج تراکم خط (ساعات ۱۱ الی ۱۳ و ۲۰ الی ۲۲) با افزایش تولیدات واحدهای گازی سمت باس ۴ (مثلاً G1 و G8)، بارهای عمده الکتریکی این سمت را تأمین می‌کنند. این امر باعث کاهش نیاز به توان انتقالی از خط مذکور شده و بکارگیری بهینه‌تر ظرفیت شبکه گاز در ساعت

کم‌باری گاز را به منظور کاهش هزینه‌های مدیریت تراکم سیستم قدرت، به وضوح نشان می‌دهد. در همین راستا، تزریق منابع گازی Su1, Su3 و Su4 نیز به منظور جبران نیاز شبکه گازی و جلوگیری از افت فشار گاز افزایش نشان می‌دهند.



شکل ۷- نمودار تغییرات توان تولیدی ژنراتورهای سیستم قدرت

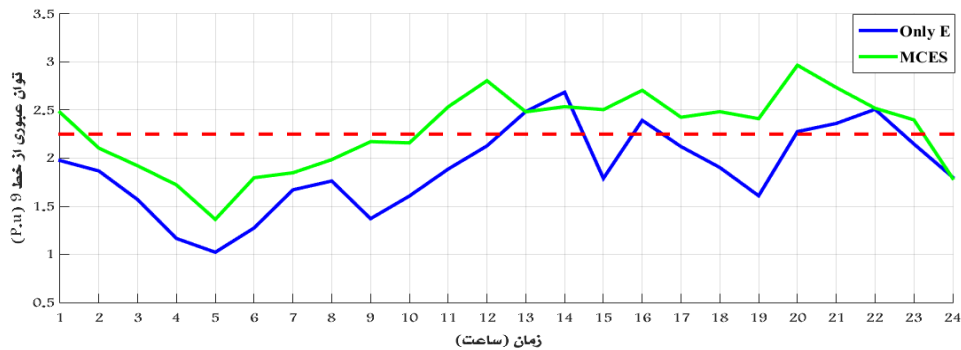


شکل ۸- نمودار تغییرات منابع گازی شبکه گاز طبیعی

۴-۲- حالت دوم: مدیریت تراکم خطوط انتقال سیستم قدرت با حضور ذخیره‌سازها

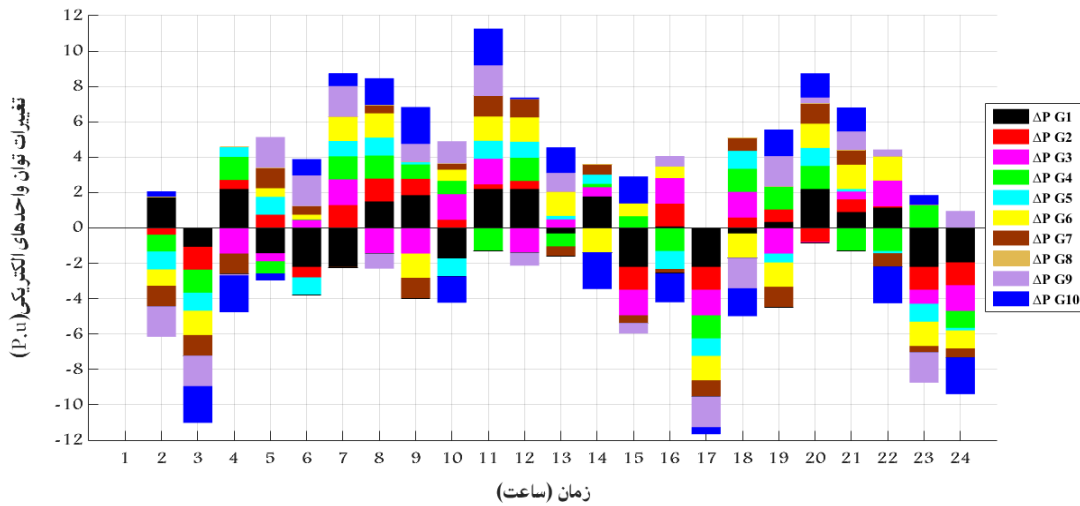
در این بخش ضمن مقایسه مزایای بهره‌برداری یکپارچه سیستم‌های چندحاملی در کنترل بهینه تراکم خطوط، تأثیر ورود و خروج ذخیره‌سازها در زیرسیستم‌های برق و گاز نیز بررسی خواهد شد. بدین منظور براساس مشخصات ذکر شده در بخش قبلی، چهار دستگاه ذخیره‌ساز الکتریکی در باس‌های ۲، ۵، ۱۷ و ۱۹ از سیستم قدرت و دو ذخیره‌ساز گاز طبیعی در گره‌های ۱۴ و ۱۷ از شبکه گازی در نظر گرفته شده است. با اجرای پخش بار اولیه در سیستم قدرت، نتایج نشان‌دهنده این واقعیت می‌باشد که به مدار آمدن ذخیره‌سازها در هر دو سمت ابتدا و انتهای خط ۹، باعث تعدیل نسبی شارش توان عبوری از آن در مواقع پیک بار شده است. فلذا به منظور مطالعه کامل تر قابلیت‌های بهره‌برداری یکپارچه در مدیریت تراکم خطوط، در این بخش شرایط محتمل و حادث‌تری که با وجود ذخیره‌سازها نیز منجر به اضافه توان عبوری از خطوط گردد، با خروج واحد

تولیدی باس ۳۷ (G8) در نظر گرفته می‌شود. با فرض خروج این واحد از ابتدای دوره ۲۴ ساعته، توان عبوری از خط ۹ در دو حالت بهره‌برداری مستقل و یکپارچه به صورت شکل (۹) بدست می‌آید:

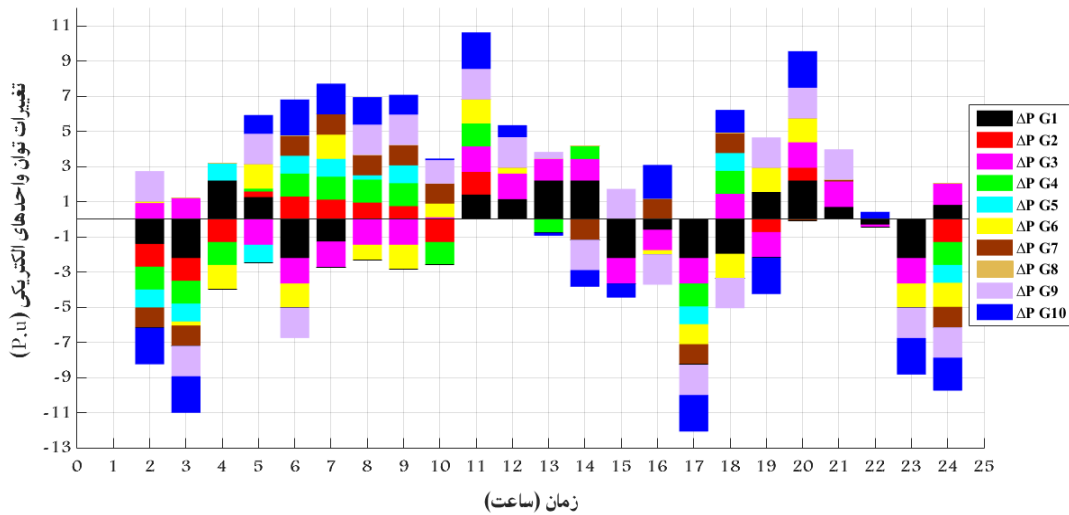


شکل ۹- منحنی توان عبوری از خط ۹ با فرض خروج G8

از شکل (۹) به وضوح قابل مشاهده می‌باشد که به علت خروج G8 در سمت انتهایی خط ۹ (باس ۴)، میزان و تعداد ساعات عبور توان از حد مجاز خط نسبت به حالت قبلی دچار تغییرات اساسی شده است. با اعمال سیاست‌های مدیریت تراکم در بخش تولید و مصرف، نتایج حاصله در خصوص هزینه‌های تحمیلی و تغییرات توان‌های بخش‌های مختلف زیرسیستم‌ها در ادامه نمایش داده شده است. در ابتدا میزان تغییرات خروجی واحدهای تولیدی در دو حالت بهره‌برداری مستقل الکتریکی و یکپارچه برق و گاز به ترتیب در اشکال (۱۰) و (۱۱) آورده شده است. عمده‌ترین دلایل منفی شدن تغییرات (به عبارت دیگر کاهش تولیدات واحدها) می‌توان به کاهش بار کل شبکه متناسب با منحنی بار، کاهش بارهای منتخب شبکه ناشی از مدیریت سمت تقاضا و یا اقتضای پخش بار ناشی از مدیریت تراکم بهینه بین واحدهای حاضر در شبکه‌های برق و گاز می‌باشد. با دقت در میزان تغییرات واحدهای سمت انتهایی خط متراکم (L9)، مشاهده می‌شود که علاوه بر اینکه در حالت بهره‌برداری مستقل میزان افزایش اجباری تولیدات به مراتب بیشتر از حالت یکپارچه بوده، در مقایسه با حالت بدون ذخیره‌سازها نیز این هزینه تحمیلی کاهش داشته است. این کاهش در هزینه کل مدیریت تراکم در نتایج جدول (۳) ملموس می‌باشد. شارژ بموقع انرژی شبکه در ذخیره‌سازها به خصوص در ساعات اولیه کم باری و تخلیه آن در زم‌آن‌های مورد نیاز شبکه (البته با توجه به محل وقوع تراکم و نه لزوماً در هر محلی) یکی از عوامل مهم کاهش هزینه‌های مدیریت تراکم می‌باشد. از طرفی، در این بخش اعمال محدودیت‌های نواحی ممنوعه برخی از واحدهای تولیدی منجر به افزایش هزینه‌های کل بهره‌برداری و در برخی موارد محدود موجب افزایش هزینه مدیریت تراکم نسبت به حالت قبل می‌گردد. همچنین باید در نظر داشت که سناریوی خروج واحد تولیدی G8 و افتادن بار تامین نیاز شبکه بر دوش سایر واحدهای گازی یا غیرگازی نیز در افزایش هزینه‌های کل این سناریو مؤثر می‌باشد.



شکل ۱۰- نمودار تغییرات توان تولیدی ژنراتورهای سیستم قدرت (بهره‌برداری مستقل الکتریکی)



شکل ۱۱- نمودار تغییرات توان تولیدی ژنراتورهای سیستم قدرت (بهره‌برداری یکپارچه سیستم چندحاملی)

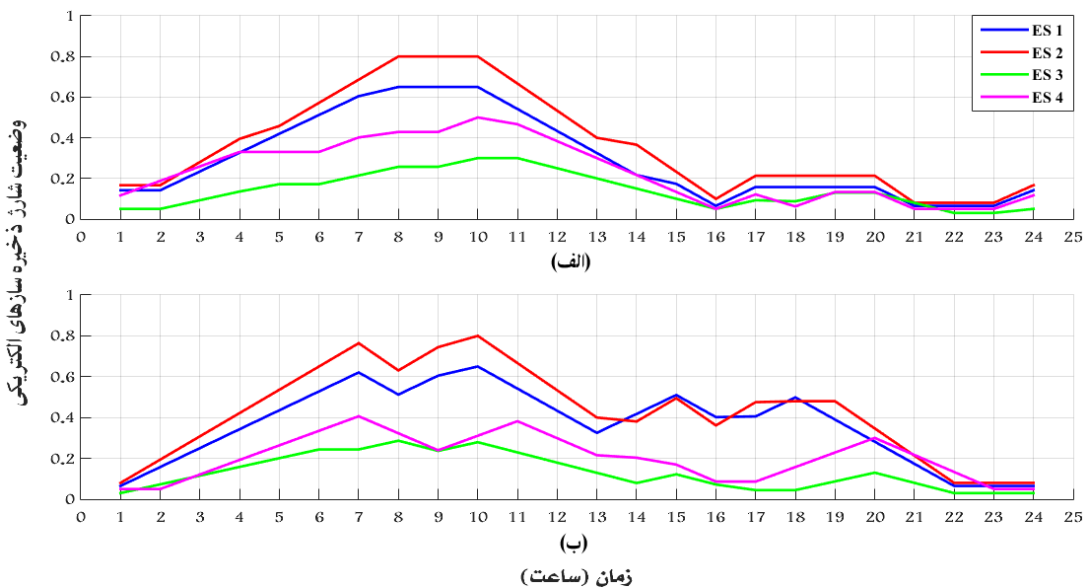
جدول ۳- هزینه‌های کل بهره‌برداری و هزینه مدیریت تراکم (با حضور ذخیره‌سازها و خروج G8)

| نوع بهره‌برداری | هزینه کل (\$) / هزینه مدیریت تراکم | |
|-------------------|------------------------------------|-----------------------|
| | بدون اعمال مدیریت تراکم | با اعمال مدیریت تراکم |
| مستقل الکتریکی | ۳۶۱۶۲۲۱/۷ | ۳۶۴۱۱۸۸/۸ |
| یکپارچه برق و گاز | ۱۰۸۹۰۵۸۳/۷ | ۱۰۹۰۹۷۵۳/۳ |

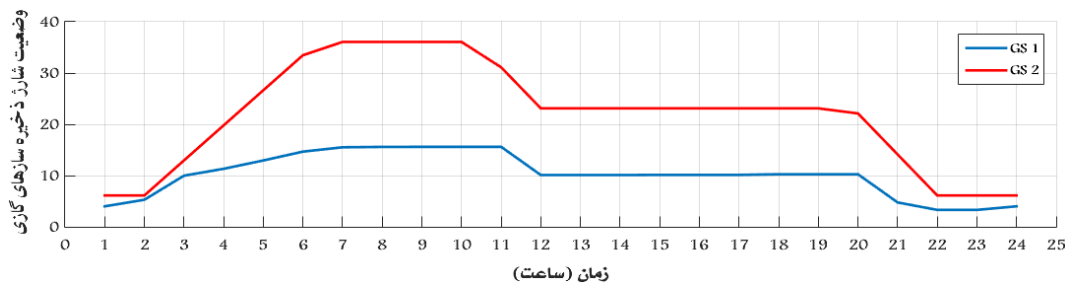
منحنی شکل‌های (۱۲) و (۱۳) نمایشگر وضعیت میزان ذخیره (شارژ) انرژی در ذخیره‌سازهای الکتریکی (در دو حالت بهره‌برداری و گازی) در حالت یکپارچه می‌باشد. در ابتدای روز که نیاز باری زیرسیستم‌ها کم می‌باشد، ذخیره‌سازها با یک شیب متناسب شروع به شارژ انرژی خود کرده‌اند. افزایش میزان انرژی ذخیره شده در حالت یکپارچه در ذخیره‌سازهای الکتریکی به علت کاهش نیاز سیستم قدرت به انرژی الکتریکی برای بهره‌برداری بهینه به خصوص در ساعات وقوع تراکم

نسبتاً کم (حدود ساعات ۱۴ الی ۱۸) و دشارژ آن در ساعات اوج تراکم (حدود ساعات ۱۸ الی ۲۲) می‌باشد. همان طور که از شکل (۱۳) قابل مشاهده است، بخش زیادی از این انرژی، با شارژ انرژی گازی در ذخیره‌سازهای گازی و دشارژ آن در ساعات نیاز تأمین شده است. این مطلب در خصوص GS2 به علت تأمین گاز مورد نیاز واحد تولیدی G3 در هنگام افزایش تولید آن برای مدیریت تراکم در سیستم الکتریکی ملموس تر می‌باشد.

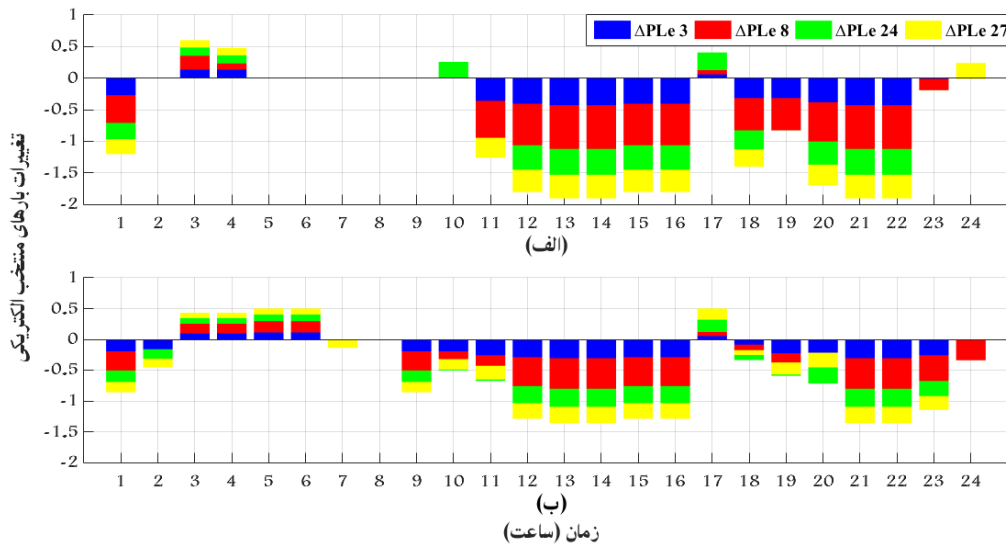
در نهایت، نتایج عملکرد برنامه مدیریت سمت تقاضا در راستای کمک به کنترل بهینه و کاهش هزینه‌های تراکم خطوط به صورت منحنی در اشکال (۱۴) و (۱۵) ارائه شده است. کاهش بارهای منتخب سمت انتهایی خط متراکم (Pe3, Pe8) بیشتر از سمت بارهای شبکه سمت ابتدای آن (Pe24, Pe27) می‌باشد. این موضوع بیانگر این واقعیت می‌باشد که کاهش بارهای سمتی که شارش توان در خط به آن سو هست، هر چند مستلزم جریمه و ایجاد هزینه می‌باشد ولی با این وجود بیشتر به نفع مدیریت بهینه تراکم خط تمام می‌شود. از طرفی در سیستم یکپارچه برق و گاز (شکل (۱۴ - ب)) میزان اعمال تغییرات در بارهای الکتریکی، کمتر از حالت بهره‌برداری مستقل بدست آمده است، که می‌تواند به علت تعادل بهینه بین کاهش بارهای سیستم گازی و تأمین مقرون به صرفه تر بارهای الکتریکی مذکور از طریق واحدهای تولیدی گازی می‌باشد.



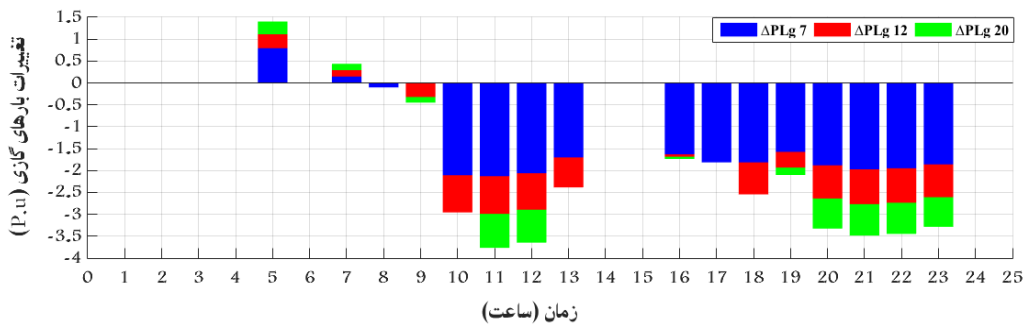
شکل ۱۲- نمودار وضعیت شارژ ذخیره سازهای الکتریکی (الف- حالت مستقل / ب- حالت یکپارچه سیستم چندحاملی)



شکل ۱۳- نمودار وضعیت شارژ ذخیره سازهای گازی (حالت یکپارچه سیستم چندحاملی)



شکل ۱۴- نمودار تغییرات بارهای الکتریکی منتخب (الف- حالت مستقل / ب- حالت یکپارچه سیستم چندحاملی)



شکل ۱۵- نمودار تغییرات بارهای گازی منتخب (حالت یکپارچه سیستم چندحاملی)

۵- نتیجه گیری

در این مقاله، روشی مبتنی بر مدیریت بهینه تغییرات در تولیدات منابع انرژی و مصارف بارها در بهره‌برداری سیستم‌های یکپارچه با چندین حامل انرژی به منظور کنترل مشکل وقوع تراکم در خطوط انتقال قدرت ارائه شده است. بدیهی است از دیدگاه اقتصادی، این تغییرات از نقطه کار بهینه هر سیستم به بهره‌برداران آن هزینه تحمیل خواهد کرد. افزایش توانایی و درجه آزادی عمل بهره‌بردار سیستم در حالت یکپارچه سیستم‌های انرژی چندحاملی می‌تواند در تأمین بهینه بار شرایط مختلف زمانی و مکانی شبکه‌ها نقش بسزایی ایفا کند. در این راستا، هزینه‌های مدیریت تراکم توان عبوری از یک خط انتقال در سیستم قدرت ۳۹ باسه IEEE در دو حالت بهره‌برداری مستقل و بهره‌برداری یکپارچه با شبکه گاز طبیعی ۲۰ گرهی بلژیک و با حضور هاب‌های انرژی بدست آمده و مقایسه شده است. نتایج مؤید این مطلب می‌باشد که مدیریت تراکم در بهره‌برداری یکپارچه سیستم‌های برق و گاز منجر به کاهش حداقل ۱۵ الی ۲۰ درصدی هزینه‌های تحمیلی رفع تراکم خطوط انتقال و بهینه‌سازی میزان تغییرات اعمالی می‌گردد.

همچنین، عملکرد ذخیره‌سازهای انرژی (برق و گاز) در کمک به رفع کم‌هزینه‌تر تراکم خطوط انتقال به خصوص در شرایط سخت بهره‌برداری (مانند خروج اضطراری یکی از واحدهای شبکه) نیز شبیه‌سازی و بررسی شده است. تحلیل خروجی منحنی‌های وضعیت شارژ بدست آمده برای این ذخیره‌سازها، کارایی بالای این تجهیزات را با تنظیم بهینه ورود و خروج آن‌ها در شرایط مورد نیاز هر زیرسیستم (در طول ۲۴ ساعت شبانه روز) به اثبات می‌رساند.

مراجع:

- [1] A. Narain, S.K. Srivastava, S.N. Singh. congestion management approaches in restructured power system: Key issues and challenges. *The Electricity Journal*, 2020, 33, 106715.
- [2] A. Gautam, Ibraheem, G. Sharma, M. F. Ahmer and N. Krishnan. Methods and Methodologies for Congestion Alleviation in the DPS: A Comprehensive Review. *Energies*, 2023, 16, 1765; <https://doi.org/10.3390/en16041765>.
- [3] T.T. Nguyen and F. Mohammadi. Optimal Placement of TCSC for Congestion Management and Power Loss Reduction Using Multi-Objective Genetic Algorithm. *Sustainability*, 2020, 12, 2813; doi:10.3390/su12072813.
- [4] M. Esmaili, H. A. Shayanfar, R. Moslemi. Locating series FACTS devices for multi-objective congestion management improving voltage and transient stability. *European Journal of Operational Research*, 2014; 236:763–773.
- [5] A. Kumar Reddy K., Shiv P. Singh. Congestion mitigation using UPFC. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016, Vol. 10, Iss. 10, pp. 2433–2442.
- [6] B. N. Bhukya, P. R. Chinda, S.R. Rayapud. A Novel Approach for Congestion Management in Transmission System with Advanced Control Using Innovative Algorithm. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, 2022, Vol. 14, Num. 1.
- [7] M. Khanabadi, Y. Fu, and C. Liu. Decentralized Transmission Line Switching for Congestion Management of Interconnected Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, vol. 33, pp 5902- 5912.
- [8] X. Zhang, Y. Liu, H. Gao, L. Wang, and J. Liu. A Bi-Level Corrective Line Switching Model for Urban Power Grid Congestion Mitigation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, vol. 35, No. 4.
- [9] K. Chakvarthi; P. Bhui; N. K. Sharma; B. C. Pal. Real Time Congestion Management Using Generation Re-Dispatch: Modeling and Controller Design. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, Vol.38, Iss:3, pp: 2189 – 2203.
- [10] M. Panda, Y. K. Nayak. Impact analysis of renewable energy Distributed Generation in deregulated electricity markets: A Context of Transmission Congestion Problem. *Energy*, 2022, vol:254. 124403.
- [11] F. Haq, P. Bhui and K. Chakvarthi. Real Time Congestion Management Using Plug in Electric Vehicles (PEV's): A Game Theoretic Approach. *IEEE Access*, 2022, Vol. 10. doi: 10.1109/ACCESS.2022.3167847.
- [12] L. Bai, J. Wang, C. Wang, C. Chen, F. Li. Distribution Locational Marginal Pricing (DLMP) for Congestion Management and Voltage Support. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, vol 33, pp 4061 - 4073.

- [13] V. K. Prajapati, V. Mahajan. Demand Response Based Congestion Management of Power System with Uncertain Renewable Resources. *International Journal of Ambient Energy*, 2019, Vol. 43, pp.103-116.
- [14] M. A. Fotouhi Ghazvini, G. Lipari, M. Pau, F. Ponci, A. Monti, J. Soares, R. Castro, Z. Vale. Congestion management in active distribution networks through demand response implementation. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2019, vol. 17, pp. 2352–4677. doi: 10.1016/j.segan.2018.100185.
- [15] Z. Mengting, X. Chengsi, D. Shufeng, T. Kunjie, G. Chenghong. An integrated multi-energy flow calculation method for electricity-gas-thermal integrated energy systems. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021 ,6(1): pp:1–12.
- [16] M. Nazari-Heris, B. Mohammadi-Ivatloo, S. Asadi, Z. Woo Geem. Large-Scale Combined Heat and Power Economic Dispatch Using a Novel Multi-Player Harmony Search Method. *Applied Thermal Engineering*, 2019, vol:154, pp 493-504.
- [17] Jia. W, Ding. T, Huang. C, Zhou. Q, Shahidehpour. M. Convex Optimization of Integrated Power-Gas Energy Flow Model with Applications to Probabilistic Energy Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, Vol.36, Iss: 2, pp: 1432 – 1441.
- [18] X. Lu, Z. Liu, L. Ma, L. Wang, K. Zhou, Sh. Yang. A robust optimization approach for coordinated operation of multiple energy hubs. *Energy*, 2020, vol.197, 117171.
- [19] Y. Zhou, M. Shahidehpour, Z. Wei, G. Sun, and S. Chen. Multistage Robust Look-Ahead Unit Commitment with Probabilistic Forecasting in Multi-Carrier Energy Systems. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 2021, vol.12, No.1.
- [20] M. Y. Damavandi, I. Kiaei, M. K. Sheikh-El-Eslami, H. Seifi. New approach to gas network modeling in unit commitment. *Energy*, 2011, vol. 36, 6243-6250.
- [21] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, A. Abusorrah. Optimal Expansion Planning of Energy Hub with Multiple Energy Infrastructures. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, vol. 6, pp: 2302 – 2311.
- [22] W. Huang, N. Zhang, J. Yang, Y. Wang, Ch. Kang. Optimal Configuration Planning of Multi-Energy Systems Considering Distributed Renewable Energy. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, vol. 10, No.2, pp: 1452 – 1464.
- [23] M. Cao, Ch. Shao, Bo. Hu, K. Xie, W. Li, L. Peng and W. Zhang. Reliability Assessment of Integrated Energy Systems Considering Emergency Dispatch Based on Dynamic Optimal Energy Flow. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 2022, Vol.13, No.1.
- [24] K. Singh, V. K. Yadav, N. P. Padhy and J. Sharma. Congestion Management Considering Optimal Placement of Distributed Generator in Deregulated Power System Networks. *Electric Power Components and Systems*, 2014, 42(1):13–22.
- [25] A. A. Mohammad Aljabery, H. Mehrjerdi, S. Mahdavi, R. Hemmati. Multi carrier energy systems and energy hubs: Comprehensive review, survey and recommendations. *International Journal of Hydrogen energy*, 2021, 46 ,23795-23814.
- [26] D. De Wolf and Y. Smeers. The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm. *Manag. Sci.* 2000, vol. 46, no. 11, pp. 1454–1465.

- [27] M. Jadidbonab, M.J. Vahid-Pakdel, H. Seyedi, B. Mohammadi-ivatloo. Stochastic assessment and enhancement of voltage stability in multi carrier energy systems considering wind power. *Electrical Power and Energy Systems*, 2019, 106, 572–584.
- [28] A. Hosseini, A. Mirzapour-Kamanaj, R. Kazemzadeh, K. Zare, B. Mohammadi-Ivatloo. Congestion management for coordinated electricity and gas grids in the presence of multi-energy hubs: A risk-based optimal scheduling. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2023, 36, 101153. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101153>.
- [29] M. Alipour, K. Zare and M. Abapour. MINLP Probabilistic Scheduling Model for Demand Response Programs Integrated Energy Hubs. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2018, vol.14, 79 – 88.
- [30] E. R. Richard. *GAMS-a user's guide*. Washington D.C.: GAMS Development Corporation, 2007.
- [31] M. Khoshbouy, R. Kazemzadeh. Optimization of transmission lines congestion management in integrated electricity and natural gas multi-carrier energy systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2024, 1–16. <https://doi.org/10.1049/gtd2.13119>.