

نقش منابع تجدیدپذیر و تکنولوژی تبدیل نیروی الکتریکی به گاز (G2P) در تاب‌آوری یک هاب انرژی در شرایط قطعی شبکه گاز

^۱ شبنم رضائی، ^۲ احمد قاسمی*

چکیده

هاب انرژی به‌عنوان مدلی برای مطالعه یکپارچه زیرساخت‌های مختلف انرژی تعریف شده، که به شبکه‌های برق و گاز طبیعی متصل بوده و به‌وسیله مبدل‌ها و ذخیره‌سازهای مختلف، تقاضای مختلف مصرف‌کنندگان را تأمین می‌کند. امنیت تأمین تقاضای مصرف‌کنندگان در طول قطعی شبکه گاز به این دلیل که مهم‌ترین اجزای هاب با سوخت گاز کار می‌کنند، مسئله مهمی است که باید مورد مطالعه قرار گیرد. در این مقاله، چارچوبی برای ارزیابی تاب‌آوری هاب در شرایط قطعی شبکه گاز ارائه شده‌است. همچنین به‌منظور بهبود تاب‌آوری از منابع تجدیدپذیر و تکنولوژی (برق به گاز) G2P استفاده شده‌است. کارایی چارچوب پیشنهادی از طریق شبیه‌سازی مطالعات موردی متعدد بررسی شده‌است. در نهایت تأثیر مشارکت منابع تجدیدپذیر و G2P در شرایط قطعی شبکه گاز به‌وسیله یک شاخص عددی محاسبه شده‌است. نتایج نشان می‌دهد که میزان تاب‌آوری تنها با وجود منابع تجدیدپذیر و مشارکت منابع تجدیدپذیر و G2P به طور همزمان به ترتیب $6/78\%$ و $20/12\%$ بهبود می‌یابد.

تاریخ دریافت:

۱۳۹۹/۱۰/۵

تاریخ پذیرش:

۱۳۹۹/۱۲/۲۵

کلمات کلیدی:

هاب انرژی،

منابع تجدیدپذیر،

تکنولوژی P2G.

تاب‌آوری.

۱. مقدمه

در حال حاضر، زیرساخت‌های متداول انرژی مانند شبکه برق و شبکه گاز طبیعی به‌طور مستقل برنامه‌ریزی و بهره‌برداری می‌شوند، که منجر به کاهش بازده انرژی، هزینه بهره‌برداری بالا و توان کم می‌شود. موارد گفته شده و همچنین نگرانی‌های زیست‌محیطی همراه با آزادسازی بازارهای انرژی، باعث ظهور تجهیزات تولیدپراکنده در مقیاس کوچک تا متوسط در شبکه‌های انتقال و توزیع شده‌است. یکی از روش‌های به حداکثر رساندن استفاده از انرژی اولیه برای تولید انرژی، استفاده از تکنولوژی CHP به‌عنوان یک واحد تولیدپراکنده در مکان‌های مختلف است. تولید انرژی با استفاده از CHP جز مهمی از فناوری‌های تولید انرژی در اروپا و دیگر قاره‌ها به‌شمار می‌رود (پتچرز^۱، ۲۰۰۳)، (مونیب^۲ و همکاران، ۲۰۱۳). تولید ترکیبی برق و گرمایش از طریق CHP (بازده به‌طور معمول ۸۰٪) در مقایسه با یک مولد سنتی (بازده به‌طور معمول ۳۵٪ تا ۴۰٪) بسیار مقرون به‌صرفه‌تر است و این نیروگاه‌ها می‌توانند از انواع سوخت‌هایی با کربن پایین نیز استفاده کنند (مونیب^۳ و همکاران، ۲۰۱۷). کیم^۴ و همکاران (۲۰۱۴)، در مقاله‌ای یک برنامه‌ریزی خطی برای بهره‌برداری از CHP با قیود بهره‌برداری ارائه کرده‌اند. وانگ^۵ و همکاران (۲۰۱۵)، در مقاله‌ای بهره‌برداری از یک واحد CHP در کنار یک واحد تولیدی مجزای حرارتی در محیط تجدید ساختار یافته را پیشنهاد کرده‌اند.

با توجه به استفاده روزافزون از تولیدات احتراق گاز و همچنین استفاده از تکنولوژی CHP، دیدگاه ادغام حامل‌های انرژی مانند برق، گاز طبیعی و... توجه بسیاری را در سال‌های اخیر به‌خود جلب کرده‌است. این امر با هماهنگ کردن حامل‌های انرژی مختلف درون یک سیستم به‌نام هاب انرژی امکان‌پذیر است، که می‌تواند به‌عنوان واسطی بین زیرساخت‌های مختلف انرژی و تقاضا در نظر گرفته شود (مرادی^۶ و

-
1. Petchers
 2. Muneeb
 3. Muneeb
 4. Kim
 5. Wang
 6. Moradi

همکاران، ۲۰۱۷)، (سیدی^۱ و همکاران، ۲۰۱۸). هاب انرژی مجموعه‌ای از مبدل‌ها و ذخیره‌سازهای انرژی است، که برق و گاز را به‌عنوان ورودی از شبکه دریافت کرده و تقاضاهای مختلف مصرف‌کنندگان را در خروجی تأمین می‌کند (اندرسون^۲ و همکاران، ۲۰۰۶). هماهنگی حامل‌های انرژی مختلف در قالب یک هاب انرژی سبب ایجاد درجه خاصی از آزادی در تأمین بار می‌شود (اندرسون^۳ و همکاران، ۲۰۰۹). همچنین بهره‌گیری از منابع تجدیدپذیری همچون انرژی بادی و خورشیدی تأثیر زیادی بر بهره‌برداری بهینه هاب انرژی دارند و از نظر اقتصادی مقرون به‌صرفه هستند. صالحی مالچ^۴ و همکاران (۲۰۱۸)، در مقاله‌ای مدلی برای برنامه‌ریزی یک هاب انرژی ارائه کرده‌اند، که این هاب شامل CHP، بویلر گازی، چیلر الکتریکی و جذبی، پمپ الکتریکی-حرارتی، خودروی الکتریکی و ذخیره‌سازهای برق، گرمایش و سرمایش است، که تقاضای برق، گرمایش و سرمایش را تأمین می‌کند و روشن/خاموش شدن تجهیزات قابل کنترل را مدیریت می‌کند. نجفی قلعه لویی^۵ و همکاران (۲۰۱۹)، در مقاله‌ای یک سیستم هاب انرژی چند حاملی (MCHES^۶) که تقاضاهای مختلف انرژی مانند گرمایش، سرمایش و برق را با استفاده از شبکه‌های برق، گاز و پیل‌های فتوولتائیک، پیل‌های خورشیدی-حرارتی و توربین‌های بادی برآورده می‌کند، را ارائه کرده‌اند. در این مقاله یک رویکرد بهینه‌سازی قوی (ROA^۷) برای برنامه‌ریزی دقیق MCHES با توجه به محدودیت‌های اقتصادی و زیست‌محیطی در حضور عدم قطعیت بازار و برنامه پاسخ‌گویی بار برق ارائه شده است.

حوادث طبیعی و اقدامات خرابکارانه از جمله حوادث غیرقابل پیش‌بینی و با احتمال وقوع کم هستند، که می‌توانند خسارات سنگینی بر زیرساخت‌های سیستم توزیع تحمیل نمایند. ایجاد خسارت در زیرساخت‌های سیستم مانند شبکه برق و گاز طبیعی موجب زیان‌های مالی زیاد برای برخی مصرف-کنندگان می‌شود. همانطور که قبلاً گفته شد، هاب انرژی به شبکه‌های برق و گاز طبیعی متصل است.

1. Seyedi
2. Andersson
3. Andersson
4. Salehimaleh
5. Najafi-Ghalelou
6. Multi-Carrier Hub Energy System
7. Robust Optimization Approach

مهم‌ترین اجزای هاب انرژی یعنی CHP و بویلر از سوخت گاز استفاده می‌کنند. لذا خسارت در زیرساخت‌های شبکه گاز سبب ایجاد اختلال در تأمین تقاضای مصرف‌کنندگان هاب می‌گردد. بنابراین، ضروری است که رفتار سیستم در شرایط وقوع این‌گونه اغتشاشات مطالعه شده و در صورت نیاز تمهیدات لازم جهت حفظ تاب‌آوری اندیشیده شود. تاب‌آوری در واقع توانایی مقاومت، تطبیق‌پذیری و بازگشت سریع به عملکرد عادی یک سیستم پس از وقوع یک اغتشاش شدید است (پانتلی^۱ و مانکارا^۲، ۲۰۱۵). یکی از مبدل‌هایی که می‌توان از آن به‌عنوان روشی جدید برای بهبود قابلیت بهره‌برداری سیستم قدرت و تداوم فعالیت سیستم در شرایط قطعی شبکه گاز استفاده کرد، تکنولوژی P₂G است. چنگ^۳ و همکاران (۲۰۲۰)، در مقاله‌ای یک مدل بهینه‌سازی عددی براساس بهره‌برداری هماهنگ از ذخیره‌ساز انرژی برق-گرمایی مبتنی بر CO₂ و P₂G در یک سیستم انرژی چندحاملی ارائه کرده‌اند. در این مقاله از ذخیره‌ساز مبتنی بر CO₂ برای بازیابی گرما در فرایند الکترولیز استفاده شده است. همچنین برق مازاد توربین‌های بادی، برق مصرفی P₂G را تأمین می‌کنند. بوچر^۴ و همکاران (۲۰۱۵)، در مقاله‌ای یک مدل تعمیم یافته شامل دو فرآیند الکترولیز و تبدیل هیدروژن به متان با استفاده از یک چارچوب مدل‌سازی یکپارچه براساس مفهوم هاب انرژی را ارائه کرده‌اند. در این مقاله بر روی فناوری P₂G به‌عنوان یک منبع اضافی برای بهبود عملکرد سیستم تمرکز کرده‌اند، و مدل حاصل با استفاده از داده‌های موجود و از نظر اقتصادی ارزیابی شده است. چن^۵ و همکاران (۲۰۱۷)، در مقاله‌ای یک آنالیز جریان انرژی احتمالی را ارائه کرده‌اند، که کوپلینگ بین شبکه برق و گاز را بررسی می‌کند که از واحد P₂G برای بهبود فشار شبکه گاز در ساعات مصرف بالای گاز به منظور بهره‌برداری ایمن شبکه استفاده کرده‌اند. قلی‌زاده^۶ و همکاران (۲۰۱۹)، در مقاله‌ای یک هاب انرژی را به منظور مطالعه امنیت سیستم در صورت قطع جریان گاز، مدل‌سازی کرده‌اند. در این مقاله به منظور تأمین بخشی از گاز مورد نیاز از P₂G به همراه ذخیره ساز هیدروژن استفاده شده، که برق مصرفی P₂G از توان تولیدی توربین بادی تأمین می‌شود. قطعی

1. Panteli
2. Mancarella
3. Cheng
4. Bucher
5. Chen
6. Gholizadeh

شبکه گاز در هاب انرژی حتماً سبب ریزش بار برق نیز می‌شود، با این حال در این مقاله تنها تأمین امنیت تقاضای حرارتی مورد بررسی قرار گرفته و استفاده از توان تولیدی توربین‌های بادی برای راه‌اندازی P₂G با وجود هزینه کم‌تر، خود سبب افزایش ریزش بار برق می‌شود.

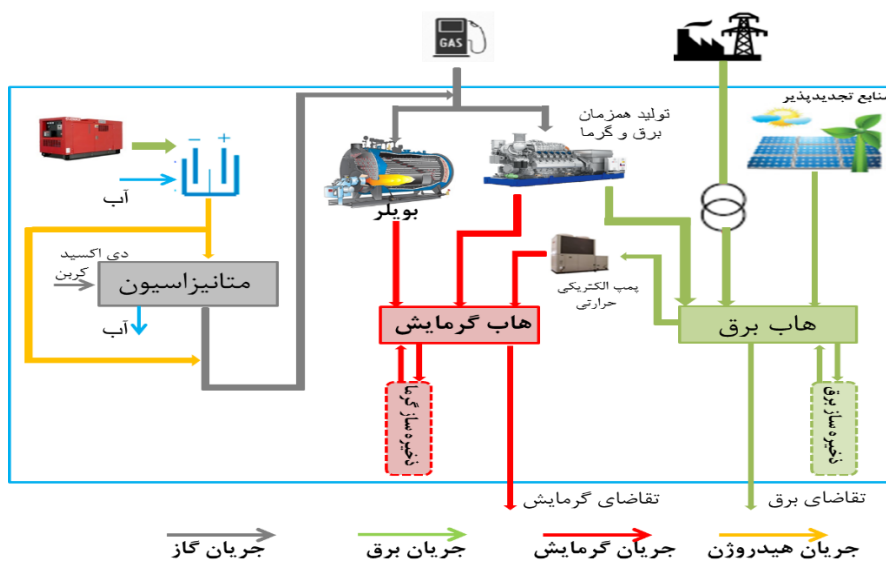
در تمامی کارهای ارزشمند فوق که از تکنولوژی P₂G استفاده کرده‌اند، از منابع تجدیدپذیر تولیدکننده برق به منظور تأمین برق مصرفی P₂G استفاده شده که این امر در صورتی که از P₂G به منظور کمک به تأمین تقاضا در شرایط عادی سیستم استفاده شود، مشکلی ایجاد نمی‌کند. اما در زمانی که از P₂G برای تأمین تقاضا در شرایط قطعی حامل‌های انرژی استفاده شود، عدم قطعیت توان تولیدی منابع تجدیدپذیر می‌تواند تولید گاز توسط P₂G و تأمین تقاضا را با مشکل روبه‌رو کند. لذا می‌توان از ژنراتورهای اضطراری به منظور تأمین توان مصرفی P₂G استفاده کرد و از کارکردن P₂G در زمان قطعی، اطمینان حاصل کرد. همچنین در هیچ یک از مقالات فوق تأثیر وجود P₂G به صورت عددی بر امنیت و تاب‌آوری سیستم در شرایط قطعی گاز محاسبه نشده‌است. بنابراین در این مقاله برنامه‌ریزی روز بعد یک هاب انرژی شامل CHP، بویلر، پمپ الکتریکی-حرارتی (EHP)^۱، ذخیره‌سازهای برق و گرمایش ارائه شده و به بحث افزایش میزان تاب‌آوری و تداوم انرژی هاب در زمان قطعی شبکه گاز پرداخته شده‌است. همچنین به منظور بهبود تاب‌آوری از توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک به عنوان منابع تجدیدپذیر و تکنولوژی P₂G به همراه ژنراتور اضطراری استفاده شده‌است. بنابراین نوآوری‌های این مقاله به شرح زیر است:

- افزایش بهبود تاب‌آوری سیستم با استفاده از تکنولوژی P₂G و منابع تجدیدپذیر در شرایط قطعی شبکه گاز.
 - استفاده از ژنراتور اضطراری برای تأمین برق مصرفی P₂G و اطمینان از کارکردن P₂G در شرایط قطعی.
 - محاسبه عددی تاب‌آوری هاب در شرایط مختلف با استفاده از یک شاخص دقیق.
- ادامه این مقاله به شرح زیر سازماندهی شده‌است: در بخش ۲، ساختار هاب انرژی ارائه شده‌است. در بخش ۳، فرمول‌بندی مسئله پیشنهادی ارائه شده‌است. در بخش ۴، داده‌های مربوط به هاب انرژی و

مطالعات موردی ارائه شده است. نتایج شبیه‌سازی و کارآیی چارچوب پیشنهادی در بخش ۵ مورد بحث و بررسی قرار گرفته است. در نهایت، بخش ۶ نتیجه‌گیری را در این مقاله شرح می‌دهد.

۲. معماری هاب انرژی پیشنهادی

شکل ۱ ساختار هاب انرژی پیشنهاد شده را نشان می‌دهد، که در آن برق و گاز به‌عنوان حامل‌های انرژی ورودی در نظر گرفته شده‌اند. از سوی دیگر، توربین‌های بادی (WT) و پنل‌های فتوولتائیک (PV) به‌عنوان منابع انرژی تجدیدپذیر، بخشی از تقاضاهای برق هاب انرژی را در ساعات مختلف تأمین می‌کنند. همچنین برق و گرمایش به‌عنوان تقاضاهای هاب انرژی در خروجی مشخص شده‌اند. CHP، بویلر، EHP و P₂G به‌عنوان مبدل‌های انرژی همراه با دستگاه‌های ذخیره‌ساز برق و گرمایش ساختار هاب انرژی مورد نظر را تشکیل داده‌اند. در این مقاله، تأثیر منابع تجدیدپذیر و P₂G بر بهبود تاب‌آوری سیستم بررسی شده، که به منظور جلوگیری از ریزش بار برق برای تأمین برق مصرفی P₂G از یک ژنراتور اضطراری استفاده شده، که P₂G و ژنراتور اضطراری تنها در ساعات قطعی شبکه گاز شروع به فعالیت می‌کنند.



شکل ۱. معماری هاب انرژی پیشنهادی (قلی‌زاده و همکاران، ۲۰۱۹ با تغییر)

۳. فرمول بندی ریاضی

فرمول کلی برای هاب انرژی با توجه به تأثیر مشارکت منابع تجدیدپذیر و P2G بر تاب‌آوری سیستم با ایجاد سناریوهای مختلف در نظر گرفته شده‌است. این بخش شامل فرمول‌های تابع هدف، مبدل‌های انرژی و قیود مسئله است.

۳-۱. تابع هدف

تابع هدف مسئله (۱) به حداقل رساندن هزینه کل هاب انرژی در سراسر افق برنامه‌ریزی، به عنوان مثال یک شبانه‌روز است. هزینه هاب انرژی از چهار عبارت تشکیل شده‌است. اولین عبارت $CostG$ ، که در (۲) تعریف شده‌است، به هزینه سوخت (گاز طبیعی) CHP و بویلر و هزینه تولید گاز متان توسط فرآیند متانیزاسیون و تولید هیدروژن توسط فرآیند الکترولیز اشاره می‌کند. دومین عبارت $CostE$ ، که در (۳) تعریف شده‌است، به هزینه خرید/فروش برق از/به شبکه برق، هزینه مربوط به پنل‌های فتوولتائیک و توربین‌های بادی و هزینه ژنراتور اضطراری اشاره می‌کند. سومین عبارت $CostT$ ، که در (۴) تعریف شده‌است، به هزینه تولید انرژی گرمایش توسط EHP اشاره می‌کند. چهارمین عبارت $CostStorage$ ، که در (۵) تعریف شده‌است، به هزینه ذخیره‌سازی انرژی توسط ذخیره‌سازهای موجود در هاب‌های انرژی اشاره دارد. ششمین عبارت $CostP$ ، که در (۶) تعریف شده‌است، به هزینه جریمه بار تأمین نشده اشاره دارد.

$$Min \quad TotalCost = CostNG + CostGE + CostT + CostStorage + CostP$$

$$CostG = (F_t^{CHP} + F_t^{Boiler}) \times \gamma_t^{NGDS} + \sum_t \gamma^{methanization} \times G^{P2G} + \sum_t \gamma^{electrolyse} \times G^{H_2} \quad (1)$$

$$CostE = \sum_t \gamma_t^{GE} \times E_t^{EDS} + \sum_t \gamma^{PV} \times E_t^{PV} + \sum_t \gamma^{WT} \times E_t^{WT} + \sum_t \gamma^{DG} \times E^{DG} \quad (2)$$

$$CostT = \sum_t \gamma^{EHP} \times T_t^{EHP} \quad (3)$$

$$CostStorage = \sum_{t,X} \gamma^X \times (E_t^{X,ch} + E_t^{X,dch}) \quad (4)$$

$$CostP = \sum_t \gamma^{EP} \times E_t^{LNS} + \sum_t \gamma^{TP} \times T_t^{LNS} \quad (5)$$

۲-۳. مدل سازی CHP

واحدهای CHP، گاز ($G_t^{E,CHP}, G_t^{H,CHP}$) را به عنوان انرژی ورودی دریافت کرده و برق E_t^{CHP} و گرما T_t^{CHP} را به طور همزمان تولید می کنند. میزان برق و گرمای تولیدی به ترتیب به وسیله معادلات ۸ و ۹ محدود می شوند (براتی^۱ و راکپور،^۲ ۲۰۱۹).

$$E_t^{CHP} = G_t^{P,CHP} \times \eta^{P,CHP} \quad (۶)$$

$$T_t^{CHP} = G_t^{T,CHP} \times \eta^{T,CHP} \quad (۷)$$

$$E_{min}^{CHP} \leq E_{max}^{CHP} \quad (۸)$$

$$T_{min}^{CHP} \leq T_{max}^{CHP} \quad (۹)$$

۳-۳. مدل سازی بویلر

بویلرها، گاز طبیعی، F_t^{Boiler} ، را به عنوان منبع انرژی ورودی خود دریافت کرده و گاز مصرفی را به گرمایش، T_t^{Boiler} ، با راندمان تبدیل η^{Boiler} در (۱۰) تبدیل می کنند. انرژی گرمایی تولیدی بویلرها با استفاده از معادله (۱۱) محدود می شود (والی پور و همکاران، ۲۰۱۸).

$$F_t^{Boiler} = \eta^{Boiler} \times T_t^{Boiler} \quad (۱۰)$$

$$T_{min}^{Boiler} \leq T_t^{Boiler} \leq T_{max}^{Boiler} \quad (۱۱)$$

۴-۳. مدل سازی EHP

EHPها از جمله تجهیزات پر کاربرد در طراحی هاب های انرژی محسوب می شوند، که با انرژی الکتریکی کار می کنند. EHPها تنها برای تولید گرمایش در زمستان و تولید سرمایش در تابستان مورد استفاده قرار می گیرند (والی پور و همکاران، ۲۰۱۸). با توجه به اینکه در این مقاله، یک روز زمستانی مورد مطالعه قرار می گیرد، از EHP تنها به منظور تولید گرمایش استفاده می شود. که با توجه به معادله (۱۲) برق مصرفی،

E_t^{EHP} و گرمایش تولید شده، T_t^{EHP} ، به وسیله ضریب عملکرد EHP ، $COP_{thermal}^{EHP}$ ، به یکدیگر مرتبط می‌شوند. همچنین، انرژی گرمایش تولید شده توسط EHP در معادله (۱۳) محدود می‌شود (والی‌پور و همکاران، ۲۰۱۸).

$$T_t^{EHP} = E_t^{EHP} \times COP_{thermal}^{EHP} \quad (12)$$

$$T_{min}^{EHP} \leq T_t^{EHP} \leq T_{max}^{EHP} \quad (13)$$

۳-۵. مدل سازی P₂G و ژنراتور اضطراری

P₂G از برق و آب به عنوان ورودی الکترولیز، برای تولید هیدروژن استفاده می‌کند (بودنی^۱ و همکاران، ۲۰۱۵)، (گروب^۲ و همکاران، ۲۰۱۸). هیدروژن تولید شده، تحت مرحله‌ای به نام متانیزاسیون به-طور مستقیم به خطوط لوله گاز تزریق می‌شود و یا توسط مبدل‌های دیگر استفاده می‌شود (لی‌سنگ^۳ و همکاران، ۲۰۱۸). در رابطه (۱۴)، ارتباط بین برق مصرفی و هیدروژن تولیدی فرآیند الکترولیز ارائه شده-است. در رابطه (۱۵)، ارتباط بین هیدروژن مصرفی و متان تولیدی فرآیند متانیزاسیون ارائه شده است. در روابط (۱۶) و (۱۷) مقدار برق مصرفی P₂G و مقدار برق تولیدی ژنراتور محدود شده است، که تمامی برق تولیدی ژنراتور تنها توسط واحد P₂G مصرف می‌شود. به دلیل اینکه گاز هیدروژن را نمی‌توان به مقدار زیاد وارد لوله‌های گاز طبیعی کرد، مقدار هیدروژن تزریقی به لوله‌ها ($G_t^{H_2, direct}$) را باید محدود کرد، که رابطه (۱۸) این محدودیت را تعریف می‌کند (قلی‌زاده^۴ و همکاران، ۲۰۱۹).

$$E_t^{P2G} = G_t^{H_2, electrolyse} \times \eta^{electrolyse} \quad (14)$$

$$G_t^{P2G} = G_t^{H_2, methanization} \times \eta^{methanization} \quad (15)$$

$$E_{min}^{P2G} \leq E_{max}^{P2G} \quad (16)$$

$$E_{min}^{DG} \leq E_{max}^{DG} \quad (17)$$

$$\frac{G_t^{H_2, direct}}{G_t^{H_2, direct} + G_t^{P2G} + F_t^{NGDS}} \leq \varepsilon \quad (18)$$

1. Budny
2. Grube
3. Lyseng
4. Gholizadeh

۳-۶. مدل سازی ذخیره‌سازها

فرآیند شارژ و تخلیه انرژی برای دو ذخیره‌ساز برق و گرمایش مشابه است، که به قیود شارژ/تخلیه انرژی، ظرفیت ذخیره‌ساز و قیود فنی بستگی دارد. میزان انرژی ذخیره شده، در معادله (۱۹) برای دوره‌های افق برنامه‌ریزی بیان شده و همچنین قیود مربوط به میزان انرژی ذخیره شده، در معادله (۲۰) تعریف شده‌است. قیود مربوط به میزان شارژ و تخلیه انرژی به ترتیب در معادلات (۲۱) و (۲۲) تعریف شده‌است و لازم به ذکر است که ذخیره‌ساز نمی‌تواند به‌طور همزمان شارژ و تخلیه انرژی را انجام دهد، که برای جلوگیری از شارژ و تخلیه همزمان، از متغیر باینری u_t^X استفاده شده‌است. معادله (۲۳) تضمین می‌کند که سطح شارژ اولیه ذخیره‌ساز با انتهای افق برنامه‌ریزی برابر باشد (وو^۱ و همکاران، ۲۰۱۷).

$$E_t^X = E_{t-1}^X + \eta^{X,ch} \times E_t^{X,ch} - E_t^{X,dch} \quad (19)$$

$$E_{min}^X \leq E_t^X \leq E_{max}^X \quad (20)$$

$$0 \leq E_t^{X,ch} \leq u_t^X \times E_{max}^{X,ch} \quad (21)$$

$$0 \leq E_t^{X,dch} \leq (1 - u_t^X) \times E_{max}^{X,dch} \quad (22)$$

$$E_{24}^X = E_0^X \quad (23)$$

بالانویس X نوع ذخیره‌ساز را برحسب انرژی ذخیره شده در آن نشان می‌دهد، که ذخیره‌ساز برق (EES) و ذخیره‌ساز گرمایش (TES) می‌باشد. E_t^X انرژی ذخیره شده پس از شارژ/تخلیه انرژی است، درحالی‌که E_{t-1}^X انرژی ذخیره شده قبل از شارژ/تخلیه انرژی در زمان t است. $E_t^{X,ch}$ میزان شارژ و $E_t^{X,dch}$ میزان تخلیه در زمان t است.

۳-۷. قیود مربوط به خطوط ارتباطی

میزان برق مبادله شده با شبکه برق، E_t^{EDS} ، و گاز مبادله شده با شبکه گاز، F_t^{NGDS} ، نباید از میزان حداکثر خط ارتباطی بین هاب انرژی با شبکه برق و گاز تجاوز کند، که این قیود در معادله (۲۴) و (۲۵) تعریف شده‌است.

$$E_{min}^{EDS} \leq E_t^{EDS} \leq E_{max}^{EDS} \quad (24)$$

$$0 \leq F_t^{NGDS} \leq F_{max}^{NGDS} \quad (25)$$

۳-۸. تعادل انرژی

تعادل برق

$$E_t^{EDS} + E_t^{EES,dch} \times \eta^{EES,dch} + E_t^{CHP} + E_t^{WT} + E_t^{PV} = P_t^D + E_t^{EES,ch} + E_t^{EHP} \quad (26)$$

تعادل گرمایش

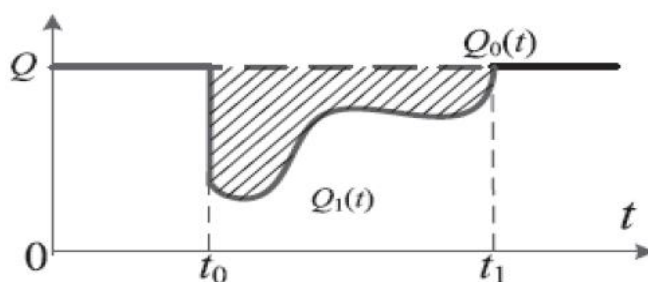
$$T_t^{CHP} + T_t^{Boiler} + E_t^{TES,dch} \times \eta^{HES,dch} + T_t^{EHP} = T_t^D + E_t^{TES,ch} \quad (27)$$

تعادل گاز

$$F_t^{NGDS} + G_t^{P2G} + G_t^{H_2,direct} + E_t^{HES,dch} \times \eta^{HES,dch} = G_t^{Boiler} + G_t^{P,CHP} + G_t^{T,CHP} + E_t^{HES,ch} \quad (28)$$

۳-۹. مدل سازی تاب آوری

تاب آوری و برگشت پذیری به توانایی سیستم در ایستادگی، در برابر وقایع با احتمال وقوع کم و اثرات تخریبی زیاد بواسطه‌ی به حداقل رساندن خاموشی‌ها و بازگشت به حالت عادی بهره‌برداری سیستم قدرت اطلاق می‌شود (آریوو، ۲۰۱۰). در سیستم‌های قدرت، ریزش بار به طور گسترده به عنوان اختلال شناخته می‌شود، که به طور مستقیم بر اثربخشی فرآیند بازیابی تاثیر می‌گذارد (هووا و همکاران، ۲۰۲۰). از دیدگاه شاخص تاب آوری سیستم ارائه شده توسط Bruneau (هووا و همکاران، ۲۰۲۰)، عملکرد سیستم به صورت منبع بار در هر زمان t که در شکل ۳ نشان داده شده است، تعریف می‌شود.



شکل ۲. مثلث تاب آوری (هووا و همکاران، ۲۰۲۰)

1. Arroyo
2. Houa

سپس، تاب‌آوری سیستم را می‌توان به صورت زیر تعیین کرد:

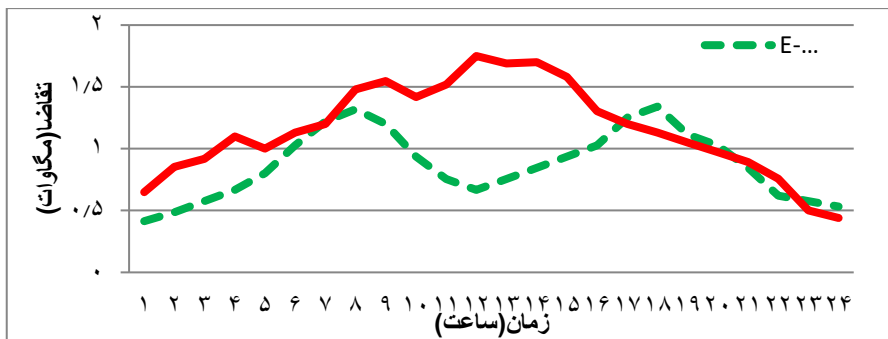
$$Resilience = \int_{t_0}^{t_1} [Q_0(t) - Q_1(t)] dt \quad (29)$$

این شاخص برای ارزیابی تاب‌آوری کلی سیستم تحت یک اختلال خاص مورد استفاده قرار می‌گیرد. $Q_0(t)$ بیانگر تامین بار تحت حالت عادی است. $Q_1(t)$ مقدار ریزش بار پس از فروپاشی است که سپس از یک دوره زمانی $t = t_1 - t_0$ به سطح نرمال برمی‌گردد.

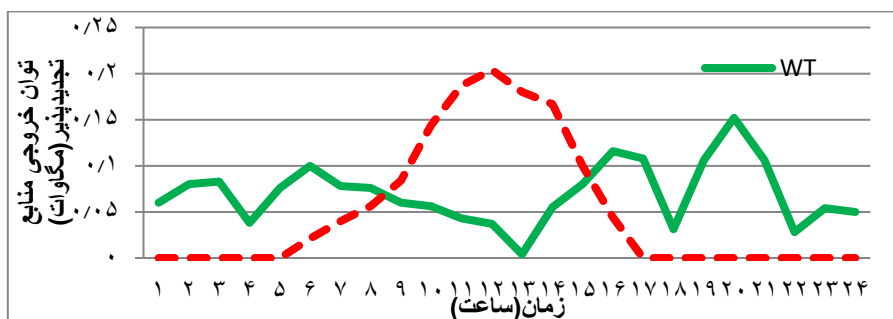
۴. مطالعات عددی

۴-۱. داده‌ها و فرضیات

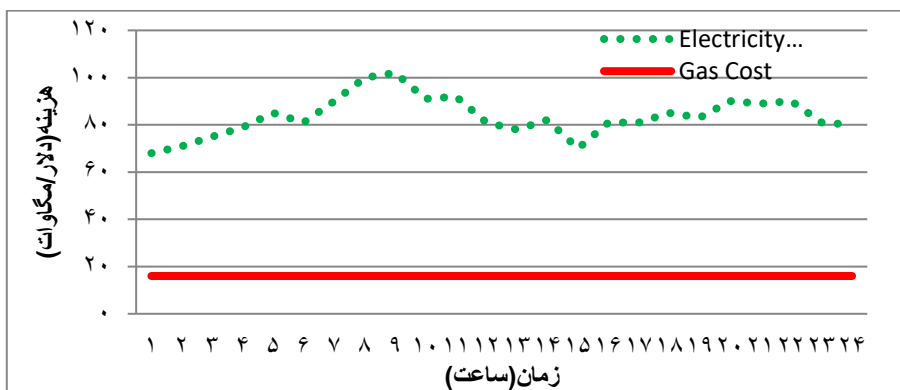
حداکثر مقدار برق و گاز دریافتی از شبکه برق و گاز به ترتیب $0/82$ و 3 مگاوات بر ساعت است. در این مقاله، تاب‌آوری هاب انرژی در زمان قطعی شبکه گاز برای 9 ساعت متوالی طی یک شبانه‌روز (یک روز معمولی زمستانی) مورد مطالعه قرار گرفته‌است. تقاضاهای برق و گرمایش در این روز زمستانی در شکل ۳ نشان داده شده‌است. توان خروجی توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک در شکل ۴ نشان داده شده‌است. همچنین هزینه برق و گاز طبیعی در شکل ۵ و اطلاعات مربوط به پارامترهای اجزای هاب انرژی در جدول ۱ نشان داده شده‌است. قابل ذکر است که طرح پیشنهادی به‌عنوان یک مسئله MINLP فرموله شده و در کم‌تر از یک دقیقه پس از اجرای یک کامپیوتر Corei5، 2.6GHz، با رم 8GB توسط نرم‌افزار GAMS و حل‌کننده SBB حل شده‌است.



شکل ۳. تقاضای برق و گرمایش هاب انرژی پیشنهادی (والی پور و همکاران، ۲۰۱۸) با تغییر"



شکل ۴. توان خروجی توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک هاب (وو) و همکاران، ۲۰۱۷ با تغییر"



شکل ۵. هزینه خرید برق و گاز از شبکه (عبادی و همکاران، ۲۰۱۹ با تغییر"، (والی پور و همکاران، ۲۰۱۸)

جدول ۱. پارامترهای اجزای هاب انرژی

پارامترهای منابع تجدیدپذیر				
$\gamma^{PV} = 151$	$\gamma^{WT} = 28$	$\gamma^{ST} = 126$		
پارامترهای CHP				
$T_{min}^{CHP} \cdot$	$T_{max}^{CHP} \cdot / 55$	$E_{min}^{CHP} \cdot / 0.2$	$E_{max}^{CHP} \cdot / 6$	$\eta^{E,CHP} = 0.4$
$\eta^{T,CHP} = 0.35$				
پارامترهای بویلر				
$T_{min}^{Boiler} = \cdot$	$T_{max}^{Boiler} = 0.5$	$\eta^{Boiler} = 0.95$		

پارامترهای EHP			
$T_{min}^{EHP} = .$	$T_{max}^{EHP} = ۰/۴۵$	$COP_{thermal}^{EHP} = ۲/۵$	$\gamma^{EHP} = ۱$
پارامترهای ذخیره‌ساز برق			
$E_{min}^{EES} = ۰/۴$ $\eta^{EES,ch} = ۰/۹$ $\eta^{EES,dch} = ۰/۹$	$E_{max}^{EES} = ۱/۸$ $E_0^{EES} = ۰/۴$	$E_{max}^{EES,ch} = ۰/۷$	$E_{max}^{EES,dch} = ۰/۷$ $\gamma^{EES} = ۱$
پارامترهای ذخیره‌ساز گرما			
$E_{min}^{TES} = ۰/۴$ $\eta^{TES,ch} = ۰/۹۶$ $\eta^{TES,dch} = ۰/۹۶$	$E_{max}^{TES} = ۱/۸$ $E_0^{TES} = ۰/۴$	$E_{max}^{TES,ch} = ۰/۷$	$E_{max}^{TES,dch} = ۰/۷$ $\gamma^{TES} = ۱$
پارامترهای DG			
$E_{min}^{DG} = .$	$E_{max}^{DG} = ۰/۲۵$	$\gamma^{DG} = ۴۲$	
پارامترهای P2G			
$\eta^{Electrolyse} = ۰/۷$ $\gamma^{methanization} = ۱$		$\eta^{methanization} = ۰/۸۵$	$\gamma^{electrolyse} = ۱$

۴-۲. مطالعات موردی

با هدف تجزیه و تحلیل بهره‌برداری بهینه هاب انرژی و بررسی تأثیر منابع تجدیدپذیر و تکنولوژی P2G بر کاهش ریزش بار و افزایش تاب‌آوری سیستم در ساعات قطعی شبکه گاز، موضوع در سه سناریو مختلف بررسی می‌شود.

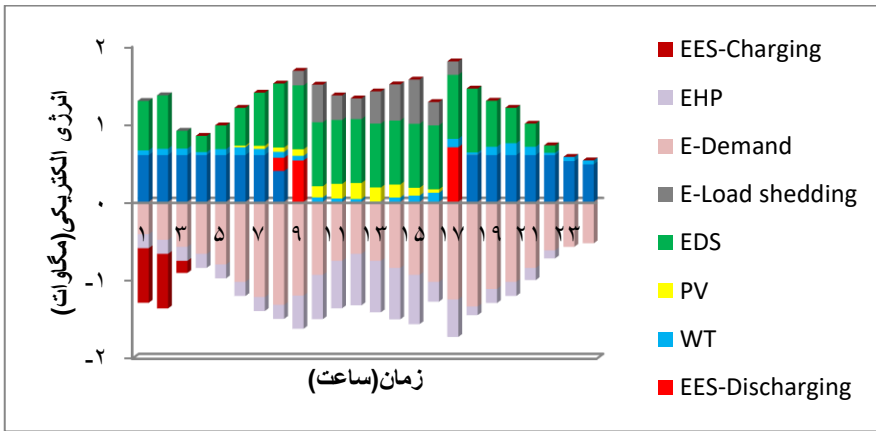
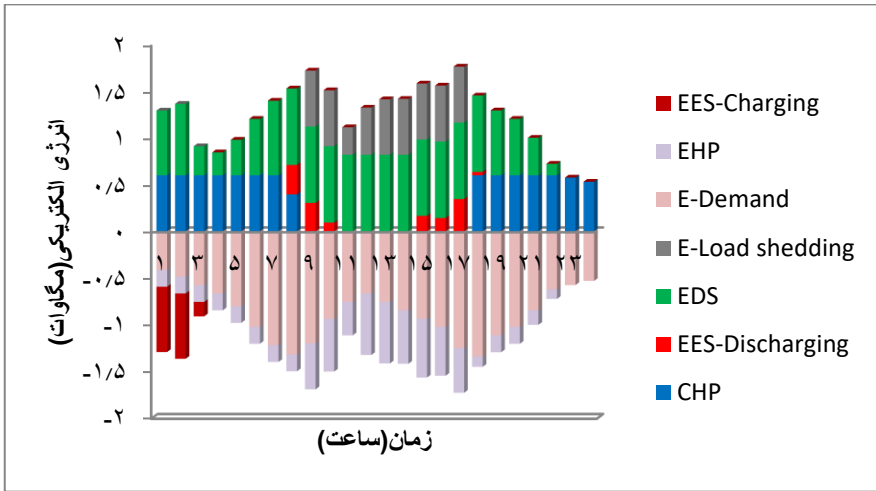
- سناریو ۱: هاب انرژی با قطعی شبکه گاز، بدون WT و PV، بدون P2G.
- سناریو ۲: هاب انرژی با قطعی شبکه گاز، با WT و PV، بدون P2G.
- سناریو ۳: هاب انرژی با قطعی شبکه گاز، با WT و PV، با P2G.

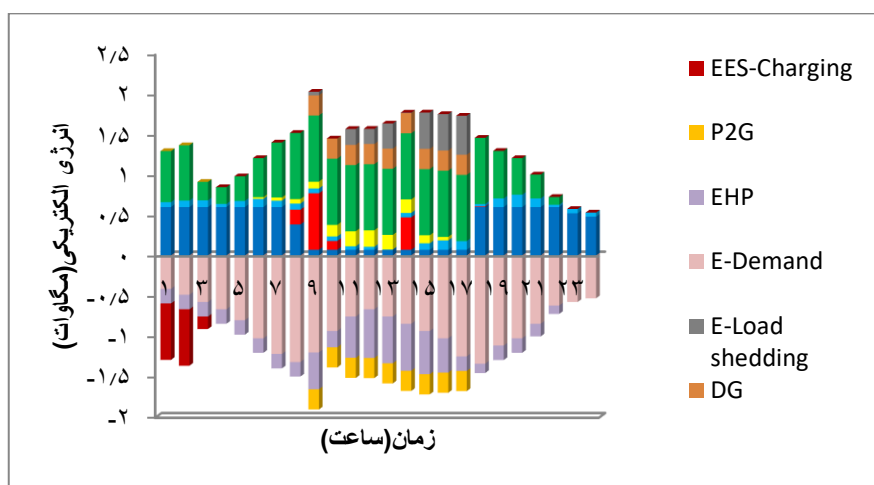
۵. نتایج شبیه‌سازی

۵-۱. تعادل انرژی

تعادل برق برای سه سناریو در شکل ۶ نشان داده شده‌است. در این شکل نمودارهای میله‌ای فوقانی تولید و نمودارهای میله‌ای پایینی مصرف را نشان می‌دهند. CHP از جمله دستگاه‌هایی است که با هدف کاهش خرید انرژی از شبکه برق و به دنبال آن کاهش هزینه بهره‌برداری در هاب‌های انرژی استفاده

می‌شود. CHP به دلیل سوخت گازی که استفاده می‌کند، با قطعی شبکه گاز در ساعات ۹ الی ۱۷ خاموش می‌شود. CHP در تمامی ساعات در مدار بودن (ساعات ۱ الی ۸ و ۱۸ الی ۲۴) تقریباً نزدیک به حداکثر مقدار ممکن (۰/۶ مگاوات بر ساعت) برق تولید می‌کند، که در این ساعات همان‌طور که در شکل ۶ قابل مشاهده است، خرید برق از شبکه کم‌تر شده و دلیل این امر به‌صرفه بودن تولید برق، با CHP است. با این حال، در ساعات قطعی شبکه گاز (ساعات ۹ الی ۱۷) همراه با از مدار خارج شدن CHP، خرید برق از شبکه افزایش یافته و تقریباً به میزان حداکثر مقدار ممکن (۰/۸۲ مگاوات بر ساعت) رسیده است. در هر سه سناریو، در ساعات ۱ الی ۳ که ساعات قیمت پایین برق و ساعات غیرپیک برق است، ذخیره‌ساز برق در حالت شارژ شدن است و در ساعات ۸ الی ۱۰ و ۱۴ الی ۱۸ که ساعات قیمت بالای برق و ساعات پیک برق است، ذخیره‌ساز در حالت تخلیه انرژی است. در سناریو ۱ که هیچ تمهیداتی برای افزایش تاب‌آوری استفاده نشده، ریزش بار برق مقدار قابل توجهی است. در سناریو ۲ برای کمک به بهره‌برداری بهتر سیستم از توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک به‌عنوان منابع تجدیدپذیر استفاده شده که باعث کم شدن ساعات تخلیه EES شده و همچنین به میزان زیادی بر ریزش بار برق تأثیر گذاشته‌اند و سبب کاهش ریزش بار نسبت به سناریو ۱ شده‌اند. در سناریو ۳ علاوه بر استفاده از منابع تجدیدپذیر برای تولید برق به‌منظور کمک به تأمین گاز قطع شده از تکنولوژی جدید P2G استفاده شده است که برق مورد نیاز P2G توسط یک ژنراتور اضطراری تأمین می‌شود که همان‌طور که در شکل ۶ قابل مشاهده است، برق مصرفی P2G و برق تولیدی DG دقیقاً با هم برابر هستند. مقدار کمی از گاز تولیدی P2G، صرف تولید برق توسط CHP شده است و CHP در ساعات ۹ الی ۱۷ نیز در مدار قرار گرفته است. با اینکه تولید برق CHP در ساعات قطعی شبکه گاز خیلی کم است، اما همین مقدار کم ریزش بار برق در سناریو ۳ را نسبت به سناریوهای ۱ و ۲ کم‌تر کرده و سبب افزایش تاب‌آوری سیستم شده است.



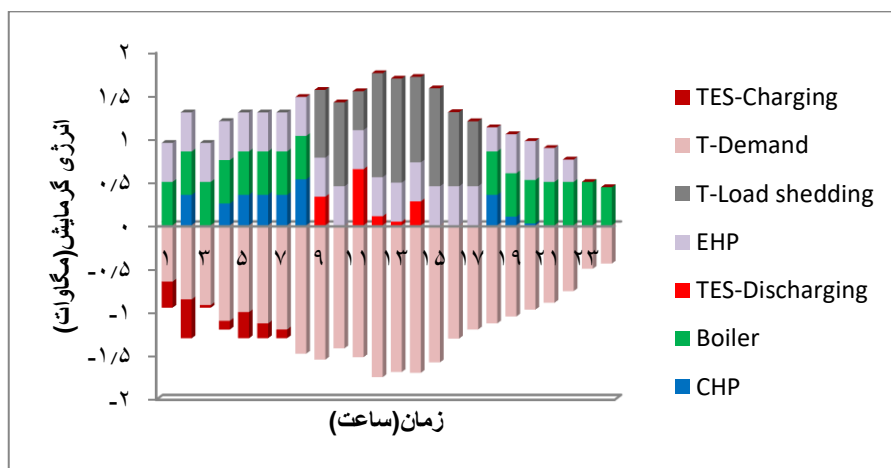


پ) سناریو ۳

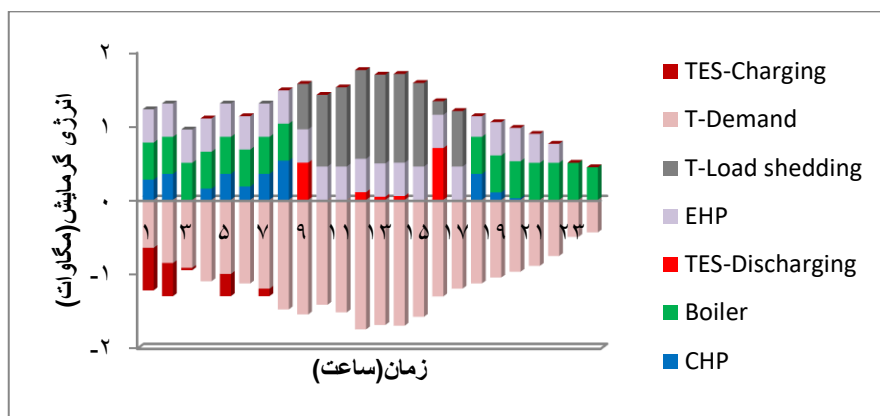
شکل ۶. تعادل برق در سه سناریو

تعادل گرما برای سه سناریو در شکل ۷ نشان داده شده است. در این شکل نمودارهای میله‌ای فوقانی تولید گرما و نمودارهای میله‌ای پایینی مصرف گرما را نشان می‌دهند. CHP علاوه بر تولید برق، گرما نیز تولید می‌کند ولی همان‌طور که در شکل ۷ قابل مشاهده است، برخلاف تعادل برق که CHP در ساعات در مدار بودن به میزان حداکثر مقدار ممکن، برق تولید می‌کند، اما در این ساعات تولید گرمایش کمی دارد، یکی از دلایل این امر، بیشتر بودن مقدار بازده تولید برق CHP نسبت به بازده تولید گرمایش آن است. دلیل دوم بیشتر بودن مقدار بازده تولید گرمایش بویلر نسبت به CHP است، پس به صرفه‌تر است که از بویلر، بیشتر برای تولید گرمایش استفاده شود، که طبق شکل ۷، بویلر در تمامی ساعات در مدار بودن تقریباً نزدیک به حداکثر مقدار ممکن (۵/۰ مگاوات بر ساعت) گرمایش تولید می‌کند. در سه سناریو، در ساعات ۱۱ الی ۷ که ساعات غیرپیک گرمایش است، TES در حال شارژ شدن و در ساعات قطعی شبکه گاز که ساعات پیک گرمایش است، TES با قرار گرفتن در حالت تخلیه به تأمین انرژی گرمایش کمک می‌کند. علاوه بر CHP و بویلر، EHP نیز تولید کننده انرژی گرمایش است. همان‌طور که در شکل ۷ قابل مشاهده است، EHP نیز در اکثر ساعات با وجود ضریب عملکرد پایین تقریباً نزدیک به حداکثر مقدار ممکن (۴۵/۰ مگاوات بر ساعت) گرمایش تولید می‌کند، که دلیل این امر، این است که EHP از برق

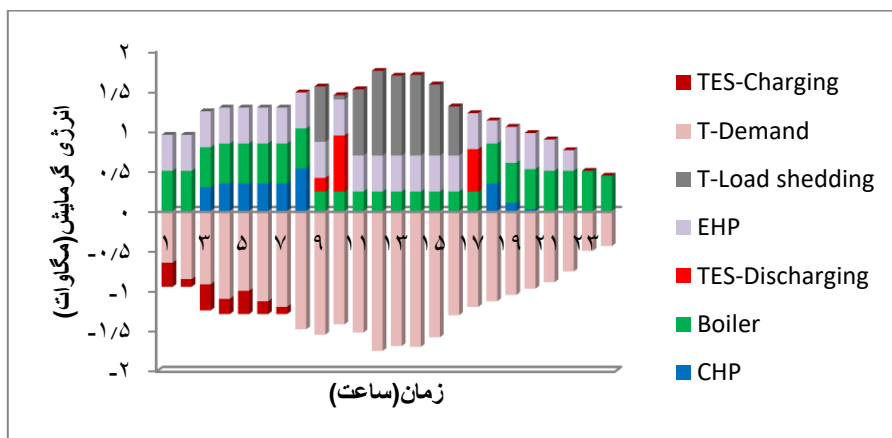
برای تولید گرمایش استفاده می‌کند و قطعی شبکه گاز خسارت بیشتری به بخش گرمایش هاب انرژی نسبت به بخش برق وارد می‌کند. در سناریو ۱ که از منابع تجدیدپذیر و P2G استفاده نشده، ریزش بار گرمایش به مقدار قابل توجهی بالاست. در سناریو ۲ نیز که تنها از منابع تجدیدپذیر استفاده شده به این دلیل که منابع تجدیدپذیر مورد استفاده، تنها تولید کننده برق هستند، تأثیری بر ریزش بار گرمایش ندارند. در سناریو ۳ که علاوه بر منابع تجدیدپذیر از P2G نیز استفاده شده، CHP و بویلر در ساعات قطعی شبکه گاز نیز از مدار خارج نشده ولی با این حال CHP در این ساعات به تولید گرمایش کمک نمی‌کند، که دلیل آن کمتر بودن بازده گرمایش CHP نسبت به بویلر است. طبق شکل ۷ بویلر در تمامی ساعات قطعی شبکه گاز به فعالیت خود ادامه داده و تا حدودی از ریزش بار گرمایش جلوگیری می‌کند و همانطور که قابل مشاهده است، ریزش بار گرمایش در سناریو ۳ نسبت به سناریوهای ۱ و ۲ کاهش یافته است.



الف) سناریو ۱



ب) سناریو ۲

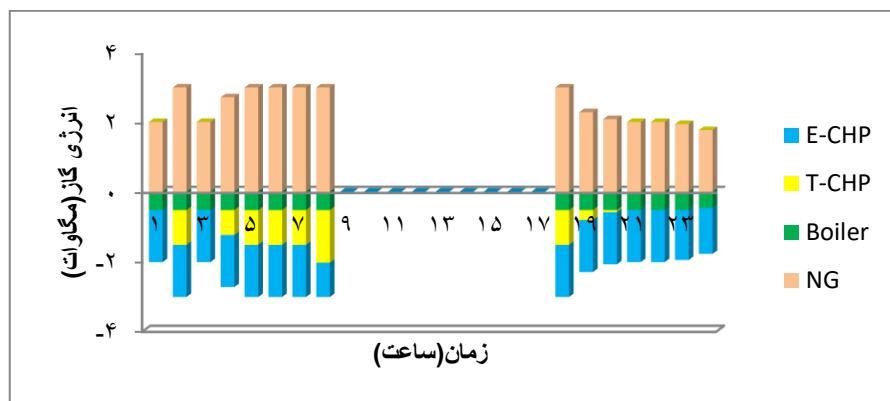


پ) سناریو ۳

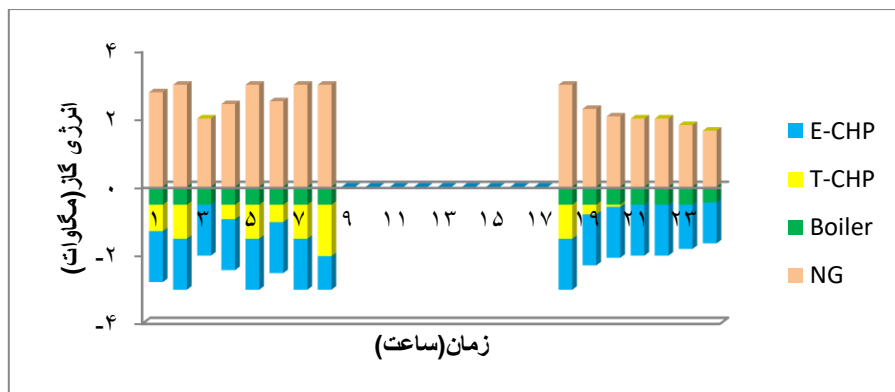
شکل ۷. تعادل گرمایش در سه سناریو

تعادل گاز برای سه سناریو در شکل ۸ نشان داده شده است. در این شکل نمودارهای میله‌ای فوقانی تولید و خرید گاز و نمودارهای میله‌ای پایینی مصرف گاز را توسط مبدل‌ها نشان می‌دهند. در سناریو ۱ و ۲ همان‌طور که در شکل ۸ نشان داده شده، قابلیت خرید گاز از شبکه در ساعات ۹ الی ۱۷ به دلیل قطعی شبکه گاز طبیعی وجود ندارد. در این دو سناریو در تمامی ساعات ۱ الی ۸ و ۱۸ الی ۲۴ گاز خریداری شده

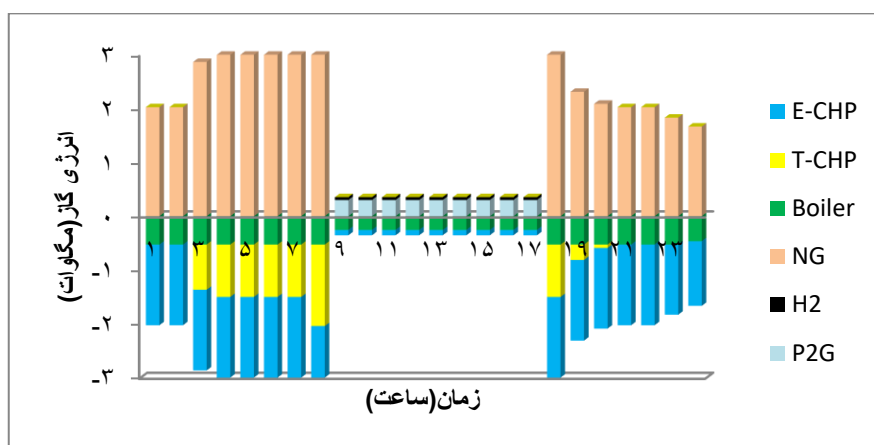
صرف تولید گرمایش توسط بویلر و تولید برق توسط CHP شده و در بعضی ساعات از گاز خریداری شده برای تولید گرمایش توسط CHP استفاده شده که همان طور که قبلاً گفته شد، دلیل این امر بازده کم گرمایش CHP است. در سناریو ۳ که از P₂G استفاده شده، مقداری گاز توسط P₂G در ساعات قطعی شبکه گاز تولید شده است، که بیشتر آن به دلیل جبران ریزش بار زیاد گرمایش، صرف تولید گرمایش توسط بویلر و همچنین صرف تولید برق توسط CHP شده است. در سناریو ۳، همان طور که قبلاً گفته شد، مقداری از هیدروژن تولیدی در فرآیند الکترولیز وارد خط لوله گاز شده که طبق شکل ۸ در تمامی ساعات ۹ الی ۱۷ مقدار ناچیزی هیدروژن وارد خط لوله گاز شده که علت ناچیز بودن این مقدار، این است که ورود هیدروژن به خط لوله گاز بیشتر از یک مقدار محدود سبب خوردگی لوله‌ها می‌شود.



الف) سناریو ۱



ب) سناریو ۲



پ) سناریو ۳

شکل ۸. تعادل گاز در سه سناریو

۲-۵. تحلیل تاب آوری و اقتصادی هاب انرژی

با توجه به نتایج به دست آمده فوق، تأثیر مشارکت منابع تجدیدپذیر و تکنولوژی P2G در بهره‌برداری بهینه از هاب انرژی به خوبی قابل مشاهده است. در این مقاله تاب‌آوری هاب انرژی با توجه به مجموع میزان ریزش بار برق و گرمایش در ساعات قطعی شبکه گاز طبیعی برای سه سناریو مورد نظر محاسبه شده است، که دلیل این امر ارتباط بین بار برق و گرمایش است. همچنین هزینه جریمه بار تأمین نشده و هزینه کل برای هر سه سناریو در جدول ۲ نشان داده شده است. با توجه به جدول ۲، هزینه کل برای سناریو ۲ که در آن تنها از منابع تجدیدپذیر استفاده شده و سناریو ۳ که علاوه بر منابع تجدیدپذیر از P2G نیز در آن استفاده شده، نسبت به سناریو ۱ که در آن هیچ تمهیداتی برای بهبود تاب‌آوری استفاده نشده و هزینه کل در آن ۴۵۳۸/۸۳۷ دلار است، به ترتیب به ۴۲۷۸/۰۲۰ و ۳۷۴۵/۶۰۱ دلار کاهش یافته است. همچنین هزینه جریمه در سناریو ۱، ۲۶۹۸/۰۴۶ دلار است، که در سناریو ۲ و ۳ به ترتیب به ۲۳۹۶/۲۰۵ و ۱۷۲۰/۵۴۲ دلار کاهش یافته است. با توجه به جدول ۳، تاب‌آوری کل سیستم در ساعات قطعی شبکه گاز طبیعی در سه سناریو به ترتیب برابر ۵۰/۷۴٪ - ۵۷/۵۲٪ - ۷۰/۸۶٪ است. این اعداد بیانگر افزایش تاب‌آوری هاب انرژی با بهره‌گیری از منابع تجدیدپذیر و P2G در زمان قطعی شبکه گاز است.

جدول ۲. نتایج در سناریوهای مختلف

سناریو	هزینه کل (\$)	جریمه (\$)	تاب آوری (MWh)	تاب آوری (%)
۱	۴۵۳۸/۸۳۷	۲۶۹۸/۰۴۶	۱۳/۷۱۷	۵۰%/۷۴
۲	۴۲۷۸/۰۲۰	۲۳۹۶/۲۰۵	۱۵/۵۴۹	۵۷%/۵۲
۳	۳۷۴۵/۶۰۱	۱۷۲۰/۵۴۲	۲۰/۱۳۳	۷۰%/۸۶

۶. نتیجه گیری

این مقاله به برنامه ریزی بهینه یک هاب انرژی مبتنی بر CHP با هدف مینیمم کردن هزینه‌ها و بهبود تاب آوری می‌پردازد. به همین منظور یک هاب انرژی شامل CHP، بویلر، EHP و P2G به همراه ژنراتور اضطراری، دستگاه‌های ذخیره‌ساز برق و گرمایش و توربین‌های بادی و پنل‌های خورشیدی به‌عنوان منابع تجدیدپذیر مدل‌سازی شده است. حوادث طبیعی و اقدامات خرابکارانه می‌توانند خسارات سنگینی بر زیرساخت‌های سیستم توزیع مانند شبکه برق و گاز طبیعی تحمیل نمایند. هاب انرژی به شبکه برق و گاز طبیعی متصل است و مهم‌ترین اجزای آن (CHP و بویلر) از سوخت گاز برای تولید انرژی استفاده می‌کنند. بنابراین خسارت در زیرساخت‌های شبکه گاز سبب ایجاد اختلال در تأمین تقاضای مصرف‌کنندگان هاب می‌گردد. لذا ضروری است که رفتار سیستم در شرایط وقوع این‌گونه اغتشاشات مطالعه شده و در صورت نیاز تمهیدات لازم جهت حفظ تاب آوری اندیشیده شود. در این مقاله به منظور بهبود تاب آوری و کاهش ریزش بار در شرایط قطعی شبکه گاز طبیعی، توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک به عنوان منابع تجدیدپذیر و تکنولوژی P2G همراه با ژنراتور اضطراری به کارگیری شده‌اند. استراتژی پیشنهادی با انجام مطالعات عددی در قالب سه سناریو مورد ارزیابی قرار گرفته‌است و از یک شاخص عددی جهت محاسبه دقیق تاب آوری استفاده شده‌است. نتایج نشان می‌دهد، در شرایط قطعی شبکه گاز، استفاده از توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک به عنوان منابع تجدیدپذیر، به‌تنهایی سبب بهبود تاب آوری سیستم به میزان ۶/۷۸٪ می‌شود، که این مقدار بهبود، معادل ۱/۸۳۲/۱۸۳۲ مگاوات ساعت است. همچنین هزینه‌های بهره‌برداری و جریمه به ترتیب به میزان ۲۶۰/۸۱۷ و ۳۰۱/۸۴۱ دلار کاهش یافته است. همچنین، در صورت استفاده از تکنولوژی P2G در کنار منابع تجدیدپذیر تاب آوری هاب انرژی به میزان ۲۰/۱۲٪ بهبود یافته است، که معادل ۶/۴۱۶ مگاوات ساعت است. در این حالت، هزینه‌های بهره‌برداری و جریمه به ترتیب به میزان ۷۹۳/۲۳۶ و ۹۷۷/۵۰۴ دلار کاهش یافته است. بنابراین، استراتژی

پیشنهادی در شرایط قطعی شبکه گاز می‌تواند به شکل قابل توجهی بر بهبود تاب‌آوری و کاهش هزینه بهره‌برداری و جریمه بار تأمین نشده هاب انرژی تأثیرگذار باشد. لازم به ذکر است که مدل پیشنهادی در این مقاله قابل گسترش بوده و می‌توان در کارهای آینده علاوه بر تکنولوژی P²G از منابع انرژی زیست توده برای کمک به تولید انرژی گاز، بهبود تاب‌آوری سیستم در شرایط قطعی شبکه گاز و کاهش هزینه بهره‌برداری استفاده کرد. همچنین می‌توان تأثیر استفاده از خودروهای الکتریکی بر بهبود تاب‌آوری را مورد بررسی قرار داد.

منابع

- [1] Andersson, G. and Koepfel, G. (2006) "The influence of combined power, gas, and thermal networks on the reliability of supply". in The Sixth World Energy System Conference, Torino, Italy, July 10-12.
- [2] Andersson, G. and Koepfel, G. (2009) "Reliability modeling of multi-carrier energy systems", *Energy*, 34(3), 235-244.
- [3] Arroyo, J.M. (2010) "Bilevel programming applied to power system vulnerability analysis under multiple contingencies." *IET generation, transmission & distribution* 4(2): 178-190.
- [4] Bucher, MA, et al. (2015) "Modeling and economic evaluation of power2gas technology using energy hub concept." In: 2015 IEEE power energy society general meeting; Denver, CO, USA 1-5.
- [5] Budny, C. et al. (2015) "Economic feasibility of pipe storage and underground reservoir storage options for power-to-gas load balancing." *Energy Convers Manage* 102: 258-266.
- [6] Chen S, et al. (2017). "Multi-linear probabilistic energy flow analysis of integrated electrical and natural-gas systems." *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(3): 1970 – 1979.
- [7] Cheng, Y. et al. (۲۰۲۰), "Optimization of multi-carrier energy system based on new operation mechanism modelling of power-to-gas integrated with CO₂-based electrothermal energy storage", *Energy*, 216: 119269
- [8] Ebadi, A. et al. (2019), "Risk-based stochastic scheduling of energy hub system in the presence of heating network and thermal energy management", *Applied Thermal Engineering* 159 : 113825.
- [9] Gholizadeh, N. et al. (2019) "Enhancement of demand supply's security using power to gas technology in networked energy hubs", *Electrical Power and Energy Systems* 109:83-94.
- [10] Grube, T. et al. (2015). "Power to gas: technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany." *Int J Hydrogen Energy*; 40(12): 4285-4294.

- [11] Houa, K. et al. (2020), "A resilience assessment approach for power system from perspectives of system and component levels", *Electrical Power and Energy Systems* 118: 105837.
- [12] Kim, J.S. and Edgar, T.F. (2014) "Optimal scheduling of combined heat and power plants using mixed-integer nonlinear programming," *Energy*, 77: 675-690.
- [13] Lyseng B, et al. (2018). "Systemlevel power-to-gas energy storage for high penetrations of variable renewables." *Int J Hydrogen Energy*;43(4):1966-1979.
- [14] Moradi S, et al. (2017) "Optimal integrated sizing and planning of hubs with midsize/large chp units considering reliability of supply". *Energy Convers Manage*;148:974-992.
- [15] Muneeb, D. et al. (November 2013). "Specifications for a neighbourhood energy management tool. Deliverable D3.2 of IDEAS project. http://www.ideasproject.eu/IDEAS_wordpress/ [accessed December., 2020].
- [16] Muneeb, D. et al. (2017) "Load forecasting and dispatch optimisation for decentralized co-generation plant with dual energy storage", *Applied Energy*.186: 304-320
- [17] Najafi-Ghalelou, A. et al. (2019) "Robust scheduling of thermal, cooling and electrical hub energy system under market price uncertainty", *Applied Thermal Engineering*, 149:862-880
- [18] Panteli, M. and Mancarella, P. (2015) "Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events," *IEEE Systems Journal*, 11(3): 1733 – 1742.
- [19] Petchers, N. (2003) "Combined heating, cooling & power handbook: technologies & applications: an integrated approach to energy resource optimization." The Fairmont Press.
- [20] Rakipour, D. and Barati, H. , (2019), "Probabilistic optimization in operation of energy hub with participation of renewable energy resources and demand response", *Energy*, 173:384-399.
- [21] Salehimaleh, M. et al. (2018). "Generalized modeling and optimal management of energy hub based electricity, heat and cooling demands" *Energy*, 159: 669-685.
- [22] Seyedi.H, et al. (2018). "Enhancement of power system voltage stability in multi-carrier energy systems." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*;99:344-354.
- [23] Valipour, Kh. et al. (2018) "Generalized modeling and optimal management of energy hub based electricity, heat and cooling demands" *Energy* 159:669-685.
- [24] Wang, H. et al. (2015) "Modelling and optimization of CHP based district heating system with renewable energy production and energy storage," *Applied Energy*, 159:401-421.
- [25] Wu, J. et al. (2017), "Energy flow modeling and optimal operation analysis of the micro energy grid based on energy hub", *Energy Conversion and Management*, 133: 292-306.

پیوست

فهرست اصطلاحات

	کلمات اختصاری
تولید همزمان برق و گرما	CHP
سیستم توزیع برق	EDS
ذخیره‌ساز برق	EES
هاب انرژی	EH
پمپ الکتریکی-حرارتی	EHP
ذخیره‌ساز گرمایش	TES
برنامه نویسی خطی عدد صحیح مختلط	MINLP
سیستم توزیع گاز طبیعی	NGDS
پنل فتوولتائیک	PV
تکنولوژی تبدیل برق به گاز	P2G
توربین بادی	WT
	شاخص‌ها
شاخص دوره‌های زمانی	t
نوع ذخیره‌ساز برحسب انرژی ذخیره شده در آن	X
	پارامترها
هزینه خرید برق و گاز طبیعی از شبکه بالادست در زمان t	$\gamma_t^{NG} \gamma_t^{GE}$
هزینه بهره‌برداری PV و WT	$\gamma^{WT} \gamma^{PV}$
هزینه بهره‌برداری EHP	γ^{EHP}
هزینه فرآیند الکترولیز و متانیزاسیون	$\gamma^{electrolyse}$
	$\gamma^{methanization}$

هزینه جریمه تقاضاهای تأمین نشده برق و گرمایش	$\gamma^{TP} \gamma^{EP}$
هزینه ذخیره‌سازهای انرژی	γ^X
تقاضاهای برق، گرمایش و سرمایه‌گذاری	C_t^D, T_t^D, P_t^D
بازده تولید برق و گرمای CHP	$\eta^{T,CHP}, \eta^{P,CHP}$
ماکزیمم و مینیمم برق خروجی از CHP	$E_{min}^{CHP}, E_{max}^{CHP}$
ماکزیمم و مینیمم گرمای خروجی از CHP	$T_{min}^{CHP}, T_{max}^{CHP}$
بازده بویلر	η^{Boiler}
ماکزیمم و مینیمم گرمای خروجی از بویلر	$T_{min}^{Boiler}, T_{max}^{Boiler}$
بازده فرآیندهای الکترولیز و متانیزاسیون	$\eta^{electrolyse}$
	$\eta^{methanization}$
ماکزیمم و مینیمم برق مصرفی P2G	$E_{min}^{P2G}, E_{max}^{P2G}$
ماکزیمم و مینیمم برق تولیدی ژنراتور اضطراری	$E_{min}^{DG}, E_{max}^{DG}$
ضریب عملکرد پمپ الکتریکی-حرارتی	COP_{heat}^{EHP}
ماکزیمم و مینیمم گرمای خروجی از پمپ الکتریکی-حرارتی	$T_{min}^{EHP}, T_{max}^{EHP}$
ماکزیمم و مینیمم شارژ و دشارژ هر ذخیره‌ساز	$E_{max}^{X,dch}, E_{max}^{X,ch}$
ماکزیمم و مینیمم و مقدار اولیه انرژی ذخیره شده در هر ذخیره‌ساز	$E_0^X, E_{min}^X, E_{max}^X$
بازده شارژ و دشارژ هر ذخیره‌ساز	$\eta^{X,dch}, \eta^{X,ch}$
حداکثر و حداقل تعامل برق با EDS	$E_{min}^{EDS}, E_{max}^{EDS}$
حداکثر توان دریافتی از سیستم توزیع گاز طبیعی	F_{max}^{NGDS}

متغیرهای تصمیم‌گیری

توان خروجی PV و WT در زمان t	E_t^{WT}, E_t^{PV}
گاز مصرفی برای تولید برق و گرما توسط CHP در زمان t	$G_t^{T,CHP}, G_t^{P,CHP}$

توان الکتریکی خروجی و گرمای خروجی واحد CHP در زمان t	T_t^{CHP}, E_t^{CHP}
گرمای خروجی و مصرف سوخت بویلر در زمان t	$F_t^{Boiler}, T_t^{Boiler}$
گرمای خروجی و برق ورودی واحد EHP در زمان t	E_t^{EHP}, T_t^{EHP}
برق مصرفی و هیدروژن تولیدی فرآیند الکترولیز	$G_t^{H_2,electrolyse}, E_t^{P2G}$
هیدروژن مصرفی و متان تولیدی فرآیند متانیزاسیون	$G_t^{H_2, methanization}, G_t^{P2G}$
میزان شارژ و دشارژ برق / گرمایش / سرمایش و میزان انرژی ذخیره شده در هر ذخیره ساز در زمان t	$E_t^X, E_t^{X,dch}, E_t^{X,ch}$
بار تأمین نشده در زمان t	T_t^{LNS}, E_t^{LNS}
خرید/فروش برق از/به سیستم توزیع برق	E_t^{EDS}
خرید گاز طبیعی از سیستم توزیع گاز طبیعی در زمان t	F_t^{NGDS}
متغیرهای باینری	
متغیر باینری برای جلوگیری از شارژ و تخلیه همزمان ذخیره ساز انرژی	$u_t^{X,Y}$