

برنامه‌ریزی یکپارچه شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن تأثیر واحدهای PtG در پوشش عدم قطعیت خودروهای برقی

ایمان گروهی‌ساردو و علی مبصری

پارامترها

Cg_w : هزینه بهره‌برداری از چاه گاز (\$)
 CW_{ll} : ثابت ویموس
 CF_{ll} : ضریب فشرده‌سازی کمپرسور موجود در لوله گاز
 $chcap_n^{v2g}$: ظرفیت شارژ ایستگاه $v2g$ (MW)
 $dchcap_n^{v2g}$: ظرفیت دشارژ ایستگاه $v2g$ (MW)
 Ins_g : حالت اولیه واحدهای نیروگاهی (۱: واحد در مدار است و ۰: واحد خارج از مدار است)
 \lim_{mn}^{min} : حداقل ظرفیت خطوط انتقال (MW)
 \lim_{mn}^{max} : حداکثر ظرفیت خطوط انتقال (MW)
 N_I : تعداد ابتدایی سناریوهای تولیدی
 N_F : تعداد نهایی سناریوها بعد از اعمال کاهش سناریو
 N_R : تعداد سطوح ظرفیتی شارژ یا دشارژ خودروهای برقی با توجه به تابع توزیع احتمالی نرمال
 $PIPLIM_{ll}^{min}$: حداقل فشار لوله‌های گاز (bar)
 $PIPLIM_{ll}^{max}$: حداکثر فشار لوله‌های گاز (bar)
 Pr^{min} : حداقل فشار گاز (bar)
 Pr^{max} : حداکثر فشار گاز (bar)
 $PD_{n,t}$: مقادیر ساعتی بار (MW)
 $Qptg_t^{min}$: حداقل تولید گاز واحد ptg (Sm^3/h)
 $Qptg_t^{max}$: حداکثر تولید گاز واحد ptg (Sm^3/h)
 Qwg_w^{min} : حداقل شار گاز قابل استخراج چاه گاز (Sm^3/h)
 Qwg_w^{max} : حداکثر شار گاز قابل استخراج چاه گاز (Sm^3/h)
 $QD_{t,t}$: مقادیر ساعتی گاز مورد نیاز (Sm^3)
 SV_m^{max} : حداکثر حجم مخزن گاز (Sm^3)
 SV_m^{min} : حداقل حجم مخزن گاز (Sm^3)
 SV_0 : حجم اولیه مخزن گاز (Sm^3)
 $Stocst_m$: هزینه استخراج مخزن گاز (\$)
 Stc_g : هزینه اولیه راه‌اندازی واحدهای نیروگاهی (\$)
 Shc_g : هزینه اولیه خاموش کردن واحدهای نیروگاهی (\$)
 β_{mn} : ادمیتانس بین خطوط انتقال (τ)
 λch_t^{v2g} : هزینه ساعتی شارژ خودروی برقی (\$)
 λdch_t^{v2g} : هزینه ساعتی دشارژ خودروی برقی (\$)
 $\lambda_{g,t}$: مقادیر ساعتی هزینه ژنراتور
 μ : میانگین تابع توزیع احتمال نرمال
 σ : انحراف معیار تابع توزیع احتمال نرمال
 α_l : ضریب تبدیل برق به گاز واحدهای ptg (MBtu/MW)
 σ_{g_1} : ضریب تبدیل گاز به برق واحدهای گازی (MW/MBtu)
 π_s : احتمال سناریوها
 $\pi_{t,s}$: احتمال سناریوی s ام بر مبنای اطلاعات مربوط به ساعت ۱ تا

چکیده: نیروگاه‌های گازی به دلیل دارا بودن نرخ افزایش توان و کاهش توان بالا می‌توانند در ساعات پیک بار، در بهره‌برداری سیستم قدرت بسیار مؤثر واقع شوند. با گسترش نفوذ نیروگاه‌های گازی در سیستم قدرت و همچنین پیدایش فناوری‌های جدید مانند واحدهای تبدیل توان به گاز (ptg) برنامه‌ریزی یکپارچه دو شبکه برق و گاز مورد توجه محققین قرار گرفته است. گازهای تولیدشده توسط واحدهای ptg ، در مخازنی ذخیره شده و به طور مستقیم به دست مصرف‌کنندگان می‌رسند یا در بازارهای گاز فروخته می‌شوند. در صورت لزوم گازهای ذخیره‌شده نیز دوباره به برق تبدیل می‌شوند که این روش، جایگزین مناسبی به جای استفاده از باتری‌ها و ذخیره‌سازهای انرژی در شبکه برق و در طولانی‌مدت می‌باشد. در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی خطی ترکیبی عدد صحیح (MILP) برای حل مسئله برنامه‌ریزی تصادفی یکپارچه شبکه‌های برق و گاز در حضور واحدهای ptg و با در نظر گرفتن عدم قطعیت ظرفیت شارژ و دشارژ در دسترس ایستگاه‌های $v2g$ ارائه شده است. یک شبکه ترکیبی از شبکه برق اصلاح‌شده استاندارد IEEE ۲۴ باسه و شبکه گاز بلژیک، شامل نه نیروگاه که سه نیروگاه آنها از نوع گازی هستند، سه ایستگاه خودروی برقی، دو چاه گاز، چهار مخزن گاز و سه واحد ptg ، به عنوان شبکه نمونه مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج حاصل، کارایی بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های برق و گاز را نسبت به بهره‌برداری مستقل شبکه‌ها و همچنین تأثیر مثبت ptg ها را در پوشش عدم قطعیت شارژ و دشارژ خودروهای برقی نشان می‌دهد.

کلیدواژه: برنامه‌ریزی یکپارچه شبکه‌های برق و گاز، برنامه‌ریزی تصادفی، خودروهای برقی، واحدهای ptg .

فهرست اصطلاحات

اندیس‌ها

g : بیانگر واحدهای نیروگاهی گازی و غیر گازی
 g_1 : بیانگر واحدهای نیروگاهی گازی
 l : بیانگر گره‌های گاز
 m : بیانگر مخازن گاز
 n : بیانگر باس‌ها
 r : بیانگر سطوح ظرفیتی شارژ یا دشارژ خودروهای برقی با توجه به تابع توزیع احتمالی نرمال
 s : بیانگر سناریوها
 t, τ : بیانگر ساعت‌های برنامه‌ریزی
 w : بیانگر چاه‌ها

این مقاله در تاریخ ۱ شهریور ماه ۱۳۹۸ دریافت و در ۲۱ اسفند ماه ۱۳۹۸ بازنگری شد. ایمان گروهی‌ساردو (نویسنده مسئول)، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه جیرفت، جیرفت، ایران، (email: imangoroohi@ujiroft.ac.ir). علی مبصری، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه جیرفت، جیرفت، ایران، (email: alimobasserio@gmail.com).

Archive of SID

شبکه‌های برق و گاز طبیعی به شدت افزایش یافته 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 هست که مسایل مربوط به بهره‌برداری، برنامه‌ریزی و توسعه در شبکه‌های برق و گاز به صورت یکپارچه و هم‌زمان مورد حل قرار گیرند [۱]. در برخی از کشورها از قبیل بریتانیا یک شرکت واحد مسئولیت بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز را بر عهده دارد [۲]. بر اساس آمار تفصیلی سال ۱۳۹۷ صنعت برق ایران که شرکت توانیر منتشر نموده است، گاز طبیعی حدود ۸۷٪ از کل سوخت مصرفی نیروگاه‌های برق کشور ایران را تشکیل می‌دهد، لذا مسلماً بهره‌برداری هماهنگ شبکه‌های برق و گاز کشور می‌تواند منافع اقتصادی و امنیتی برای هر دو شبکه به همراه داشته باشد. اما مسئله مهم دیگری که وجود دارد، ذخیره انرژی است. یکی از موارد ذخیره انرژی استفاده از خودروهای برقی می‌باشد که در زمان اوج مصرف بار، شبکه از برق ذخیره‌شده در خودروها استفاده کرده و در زمان کاهش مصرف بار دوباره آنها را شارژ می‌کند. روش دیگری نیز وجود دارد که آن استفاده از واحدهای ptg است. نوعی تکنولوژی است که انرژی الکتریکی را به سوخت گازی تبدیل می‌کند. در این روش ptg با دریافت انرژی الکتریکی، آب را به عناصر سازنده‌اش (اکسیژن و هیدروژن) تجزیه کرده و با ترکیب هیدروژن و کربن یا عناصر دیگر، متان یا گازهای مورد نیاز صنعتگران را تولید می‌کند. این گازها در مخازنی ذخیره شده و در مواقع لازم برای تولید برق در نیروگاه‌های گازی مورد استفاده قرار می‌گیرند. روش ذخیره‌سازی گاز با استفاده از تکنولوژی ptg در طولانی مدت به مراتب از ذخیره‌سازی در باتری خودروهای برقی ارزان‌تر است. چون باتری‌ها عمر محدودی دارند و بعد از مدتی بازده آنها کاهش می‌یابد در حالی که ذخیره این گازها هیچ محدودیت زمانی ندارد. تولید گاز هیدروژن نیز به دلیل کاربردهای بسیار در صنعت، حایز اهمیت است، ولی هنگام تولید آن، گازهای گلخانه‌ای بسیاری آزاد شده و به لایه اوزون آسیب می‌رسانند. تکنولوژی ptg، این گاز را بدون به وجود آوردن هیچ گونه آلایندگی تولید می‌کند. با توجه به کاهش منابع فسیلی و روی آوردن کشورهای پیشرفته به انرژی‌های تجدیدپذیر، این تکنولوژی به عنوان مکمل نیروگاه‌های خورشیدی و بادی در نظر گرفته می‌شود و برق ارزان قیمت تولیدشده در این نیروگاه‌ها به کمک تکنولوژی ptg به سوخت‌های گازی تبدیل می‌گردد. از همه مهم‌تر در پایان باید به تأثیر این تکنولوژی برای ایجاد ارتباطی پیوسته و یکپارچه بین دو حامل انرژی برق و گاز اشاره کرد.

وجود ptgها و نیروگاه‌های گازی برای ایجاد ارتباط بین شبکه برق و گاز بسیار حایز اهمیت می‌باشند. توجه به مسایل امنیتی در شبکه برق و گاز، عمری به درازای ساخت اولین شبکه‌های برق و گاز دارد. مراجع [۱] تا [۴] مسایل شبکه‌های یکپارچه برق و گاز را مورد توجه قرار داده و علاوه بر ارائه روشی جامع برای بهینه‌سازی، به افزایش امنیت حامل‌های چندگانه انرژی می‌پردازند. مرجع [۱] به حل مسئله برنامه‌ریزی یکپارچه شبکه‌های توزیع برق و گاز طبیعی در حضور واحدهای ptg پرداخته است. در این مرجع هزینه بهره‌برداری شبکه یکپارچه به عنوان تابع هدف مسئله کمینه شده است. در [۲] مدلی چندهدفه برای توزیع بهینه هماهنگ توان برق و شارش گاز طبیعی در شبکه یکپارچه برق و گاز ارائه شده است. هزینه سوخت و آلودگی هوا توابع هدف مدل چندهدفه را تشکیل می‌دهند و از یک روش تصمیم‌گیرنده^۲ جهت انتخاب جواب بهینه نهایی از میان جواب‌های بهینه پرتو استفاده شده است. این در حالی است که [۳] با ارائه

ساعت t

$Z_{r,t}^{ch}$: سطح ظرفیتی کل شارژ ایستگاه‌های $v\gamma g$ شبکه با توجه به تابع

توزیع احتمالی نرمال

$Z_{r,t}^{dch}$: سطح ظرفیتی کل دشارژ ایستگاه‌های $v\gamma g$ شبکه با توجه به

تابع توزیع احتمالی نرمال

متغیرها

Cp_s^{gen} : هزینه واحدهای نیروگاهی تحت سناریوها (\$))

$Cp_s^{v\gamma g}$: هزینه ایستگاه‌های $v\gamma g$ تحت سناریوها (\$))

Cp_s^{well} : هزینه استخراج گاز از چاه گاز تحت سناریوها (\$))

Cp_s^{sto} : هزینه استخراج مخزن ذخیره گاز تحت سناریوها (\$))

$Cst_{g,t,s}$: هزینه راه‌اندازی واحد نیروگاهی (\$))

$Csh_{g,t,s}$: هزینه خاموش کردن واحدهای نیروگاهی (\$))

$GF_{ll',t,s}$: شار گاز عبوری از لوله‌های گاز (Sm^2/h)

$N_{t,s}^{Sen}$: تعداد سناریوهای ساعت t تولیدشده توسط سناریوی s ام در

ساعت $t-1$

OC : هزینه بهره‌برداری شبکه یکپارچه برق و گاز (\$))

$P_{g,t,s}$: توان خروجی واحد نیروگاهی (MW)

$Pch_{n,t,s}^{v\gamma g}$: توان شارژ ایستگاه‌های $v\gamma g$ (MW)

$Pdch_{n,t,s}^{v\gamma g}$: توان دشارژ ایستگاه‌های $v\gamma g$ (MW)

$P_{n,t,s}^{v\gamma g}$: توان برآیند ایستگاه‌های $v\gamma g$ (MW)

$Pr_{l,t,s}$: فشار گاز در گره‌های گاز (bar)

$P_{g,t,s}^{GFG}$: توان خروجی نیروگاه‌های گازی (MW)

$Q_{w,t,s}^{wg}$: شار خروجی از چاه گاز (Sm^2/h)

$Q_{m,t,s}^{sto}$: شار خروجی از مخزن گاز (Sm^2/h)

$Q_{l,t,s}^{ptg}$: شار گاز تولیدشده توسط ptg (Sm^2/h)

$SV_{m,t,s}$: حجم مخزن گاز (Sm^3)

$u_{g,t,s}$: بیانگر وضعیت در مدار بودن واحد تولیدی (۱: واحد در مدار

است و ۰: واحد خارج از مدار است)

$Z_{r,t,s}^{ch}$: متغیر باینری که توسط مکانیزم چرخ گردان برای ظرفیت شارژ

خودروهای برقی تعیین می‌شوند

$Z_{r,t,s}^{dch}$: متغیر باینری که توسط مکانیزم چرخ گردان برای ظرفیت

دشارژ خودروهای برقی تعیین می‌شوند

$\delta_{n,t,s}$: زاویه ولتاژ در شین‌ها (rad)

۱- مقدمه

انرژی در حیات اقتصادی جوامع، نقش زیربنا را ایفا کرده و سرچشمه تولید و کلید بقای نسل بشریت می‌باشد. در واقع تمامی فعالیت‌های انسان امروزی از جمله فعالیت‌های صنعتی، اقتصادی، رفاهی، پزشکی و ... در گرو آن است. انرژی بر زندگی ما تأثیر بسزایی دارد به طوری که یک ساعت قطع انرژی برق می‌تواند موجب وارد آمدن خسارات بالای مالی و حتی جانی بر پیکر جامعه گردد. منابع انرژی به شکل‌های مختلفی از سوخت‌های فسیلی مانند نفت، گاز، بنزین، زغال سنگ و ... گرفته تا انرژی‌های تجدیدپذیری مانند خورشید و باد وجود دارند. گاز و برق به عنوان دو حامل انرژی اولیه بسیار مهم و کاربردی شناخته می‌شوند. با گسترش نیروگاه‌های گازسوز در شبکه برق در سراسر جهان و ظهور تکنولوژی‌های جدید مانند واحدهای تبدیل توان به گاز^۱ (ptg) همبستگی

Archive of SID

برقی در این شبکه پرداخته است. در [۱۴] به بررسی اثرات بارگذاری ایستگاه‌های ۷۲g بر عملکرد شبکه توزیع و با در نظر گرفتن عدم قطعیت برنامه حضور خودروها در ایستگاه پرداخته شده است. بدین منظور سناریوهایی بر اساس تغییرات بار ایستگاه، قیمت برق در بازار و سطح بار شبکه تولید شده است. در نهایت [۱۵] یک مدل بهینه‌سازی مقاوم^۵ برای توزیع دوجهته تجمیع‌کننده‌های خودروی برقی در شبکه برق ارائه می‌کند. در مدل پیشنهادی تجمیع‌کننده‌های خودروی برقی به عنوان نوعی از بارهای پاسخگوی تقاضا قابل توزیع و منابع ذخیره انرژی که دارای رفتار تصادفی می‌باشند، مدل شده‌اند که توانایی تأمین بار یا فراهم‌سازی خدمات جانبی از قبیل رزرو چرخان برای شبکه را دارند. عیب روش بهینه‌سازی مقاوم در مقابل روش برنامه‌ریزی تصادفی که در مقاله حاضر از آن استفاده شده این است اگر چه روش بهینه‌سازی مقاوم مسئله را ساده‌تر می‌کند و پیچیدگی‌های مدل ریاضی مسئله را کاهش می‌دهد، اما به دلیل ماهیت محافظه‌کارانه آن و این که بهینه‌سازی را بر اساس شناسایی بدترین حالت متغیرهای دارای عدم قطعیت (که ممکن است احتمال وقوع پایینی داشته باشد) انجام می‌دهد، در نهایت به هزینه برنامه‌ریزی بزرگ‌تری (در مسایل مربوط به برنامه‌ریزی سیستم) منتج می‌شود و در نتیجه از سطح بهینگی جواب نهایی مسئله کاسته می‌شود.

با مرور مراجع فوق درمی‌یابیم که اکثر این مراجع از روش‌های فراابتکاری مانند الگوریتم ژنتیک و تجمعی ذرات استفاده می‌کنند که عموماً به جواب بهینه نهایی، همگرا نمی‌شوند و در دام بهینه‌های محلی گیر می‌کنند. اما در مقاله حاضر از روش کلاسیک برنامه‌ریزی خطی ترکیبی عدد صحیح (MILP) جهت حل مسئله برنامه‌ریزی تصادفی یکپارچه شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن عدم قطعیت ظرفیت شارژ و دشارژ در دسترس ایستگاه‌های ۷۲g استفاده می‌شود که مشکل روش‌های فراابتکاری را ندارند. بدین منظور با استفاده از یک روش انطباقی مبتنی بر مکانیزم چرخ گردان و روش کاهش سناریو، تعداد مشخصی سناریوی ۲۴ساعته محتمل‌تر برای ظرفیت در دسترس شارژ و دشارژ خودروهای برقی تولید می‌شود. در نهایت باید اشاره کرد که در مدل پیشنهادی بین توان شارژ و دشارژ خودروهای برقی، توان خروجی نیروگاه‌ها، شارژ و دشارژ مخازن گاز (که به وسیله ptgها و استخراج گاز از چاه گاز شارژ می‌شوند) و نیروگاه‌های گازی یک ارتباط بسیار قوی به وجود آمده است؛ به گونه‌ای که در ساعات پیک بار که در سیستم کسری تولید وجود دارد، توان کسری به وسیله دشارژ خودروهای برقی و سوزاندن گاز داخل مخازن گاز به وسیله نیروگاه‌های گازی جبران خواهد شد و در ساعات کم‌باری که در سیستم اضافه تولید وجود دارد، خودروهای برقی شارژ می‌شوند و واحدهای ptg شروع به تولید گاز نموده و مخازن گاز دوباره پر خواهند گشت. جدول ۱ تفاوت‌های مقاله حاضر نسبت به مطالعات اخیر مرتبط را نشان می‌دهد. آن گونه که از این جدول مشاهده می‌شود در هیچ یک از مراجع مرتبط اثرات حضور واحدهای ptg بر پوشش عدم قطعیت شارژ و دشارژ خودروهای برقی در شبکه یکپارچه برق و گاز بررسی نشده است. همچنین الگوریتم انطباقی ارائه‌شده برای تولید و کاهش سناریو برای ظرفیت در دسترس شارژ و دشارژ ساعتی خودروهای برقی، نوآوری دیگر ارائه‌شده در مقاله حاضر نسبت به مراجع هم‌موضوع می‌باشد. در این الگوریتم سناریوهای ساعت قبل در تولید سناریو برای ساعت‌های آتی مشارکت می‌نمایند. از شبکه ترکیبی شبکه اصلاح‌شده برق ۲۴باسه IEEE و همچنین شبکه گاز بلژیک شامل واحدهای ptg و

روشی خاص برای تنظیم و بهینه‌سازی حامل‌های چندگانه در ریزشبکه‌ها، از روش برنامه‌ریزی مختلط اعداد صحیح خطی^۱ (MILP) مرحله به مرحله استفاده می‌کند. مرجع [۴] چارچوبی چندهدفه برای بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های گاز طبیعی و برق ارائه می‌دهد. این مرجع از روش مقید-ε برای حل مسئله چندهدفه استفاده می‌کند و شاخص زمان رفع بحران (CCT) نیز برای حفظ پایداری دینامیکی شبکه برق در آن تعبیه شده است. مرجع [۵] نیز ابتدا به مسایل امنیتی اشاره می‌کند و سپس یک مکانیزم جدید برای بالابردن سود سرمایه‌گذاران و بهبود مدیریت تراکم در شبکه توزیع ارائه می‌دهد. علاوه بر موضوع امنیت شبکه‌های برق و گاز، بهره‌برداری هماهنگ این شبکه‌ها نیز حایز اهمیت است. مراجع [۶] و [۷] به این موضوع می‌پردازند. هر یک از این مراجع، روشی مخصوص به خود دارند. مرجع [۶] به بررسی اثرات پاسخ‌گویی تقاضا^۲ بر بهینه‌سازی برنامه‌ریزی تصادفی شبکه برق با در نظر گرفتن قیود مربوط به انتقال گاز طبیعی می‌پردازد. این مرجع خروج اضطراری ژنراتورها و خطوط انتقال و خطای پیش‌بینی بار سیستم را به عنوان عدم قطعیت‌های مسئله در نظر می‌گیرد و با بهره‌گیری از روش مونت کارلو برای تولید سناریوهای خود، به کمینه‌سازی تابع هزینه به صورت روز پیش‌رو می‌پردازد. مرجع [۷] به این موضوع می‌پردازد که چگونه می‌توان مخازن ptg را به صورت بهینه برنامه‌ریزی نمود به گونه‌ای که انرژی الکتریکی ارزان و اضافی را به گاز طبیعی برای بهره‌برداری مفید در بازه زمانی مناسب تبدیل نماید. بدین منظور مدلی جدید برای برنامه‌ریزی روز پیش‌رو^۳ مخازن ptg و مدیریت بار شبکه گاز در بازارهای برق و گاز با هدف کمینه‌سازی هزینه مصرف گاز و با در نظر گرفتن رزرو لازم جهت پوشش وقفه‌های احتمالی در شبکه گاز ارائه می‌شود. مراجع [۸] و [۹] روش‌هایی جهت برنامه‌ریزی روز پیش‌رو سیستم‌های شامل حامل‌های چندگانه انرژی در حضور تکنولوژی ptg ارائه می‌کنند. تفاوت این دو در این است که [۸] برنامه‌ریزی جامع خود را به صورت روز پیش‌رو در حضور نیروگاه‌های تجدیدپذیر مانند نیروگاه بادی ارائه می‌دهد. این در حالی است که [۹] توجه بسزایی به اثرات بازده تکنولوژی ptg بر نوسانات بازار دارد. نگهداری رزرو برای شرایط بحرانی یکی از مسایلی است که توجه بهره‌برداران شبکه را به خود جلب می‌سازد. مرجع [۱۰] تکنولوژی‌های جدیدی را برای کنترل شارش گاز در لوله‌های انتقال گاز در مسئله بهره‌برداری بهینه روز پیش‌رو واحدهای تولیدی برق و کمپرسورهای گاز برای سطوح مختلف همبستگی شبکه‌های برق و گاز ارائه می‌نماید. این مرجع سناریوهای ترکیبی متعددی را برای عدم قطعیت‌های شبکه‌های برق و گاز ارائه می‌نماید. مرجع [۱۱] واحدهای ptg را به عنوان یک گزینه ذخیره انرژی برای مدیریت عدم قطعیت‌های موجود در منابع تولید برق بررسی می‌کند. بدین منظور اثرات واحدهای ptg بر مسئله توزیع اقتصادی واحدهای تولیدی برق برای شبکه برق دانمارک مورد آنالیز قرار می‌گیرد. مراجع [۱۲] تا [۱۵] با روش خاص خود به دنبال بهینه‌سازی بهره‌برداری سیستم‌های قدرت در حضور خودروهای برقی هستند. مرجع [۱۲] به امکانات شبکه هوشمند^۴ برای بهره‌بردار ۷۲g جهت مدیریت شارژ و دشارژ خودروهای برقی انفرادی می‌پردازد. مرجع [۱۳] ضمن مطالعه موردی شبکه برق کشور چین به آنالیز کنترل بهینه‌شده رفتارهای شارژ و دشارژ خودروهای

1. Mixed Integer Linear Programming
2. Demand Response
3. Day Ahead
4. Smart Grid

منبع	سال انتشار	سطح شبکه برق مورد بررسی	بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های برق و گاز	در نظر گرفتن واحدهای ptg	مدل‌سازی شارژ و دشارژ خودروهای برقی	بررسی اثرات واحدهای ptg بر عدم قطعیت ایستگاه‌های ۷۲g	مدلسازی عدم قطعیت‌ها	استفاده از روش کاهش سناریو	بهره‌گیری از روش‌های حل کلاسیک به‌جای روش‌های فراابتکاری
[۱]	۲۰۱۸	توزیع	*	*	-	-	-	-	*
[۲]	۲۰۱۶	انتقال	*	-	-	-	-	-	-
[۳]	۲۰۱۵	توزیع	*	-	-	-	-	-	*
[۴]	۲۰۱۸	انتقال	*	-	-	-	-	-	-
[۶]	۲۰۱۶	انتقال	*	-	-	-	*	*	*
[۷]	۲۰۱۸	توزیع	*	*	-	-	-	-	*
[۸]	۲۰۱۷	انتقال	*	*	-	-	-	-	-
[۱۰]	۲۰۱۷	انتقال	*	-	-	-	-	-	*
[۱۱]	۲۰۱۵	انتقال	-	*	-	-	-	-	*
[۱۴]	۲۰۱۸	توزیع	-	-	*	-	*	*	-
[۱۵]	۲۰۱۵	انتقال	-	-	*	-	مدل تنومند	-	*
مقاله حاضر	-	انتقال	*	*	*	*	*	*	*

معیارهای مشخص تعدادی سناریو با مؤلفه‌های ظرفیت شارژ و دشارژ خودروهای برقی با توزیع احتمالی نرمال تولید شده و در نهایت محتمل‌ترین و متمایزترین آنها انتخاب شده است. سپس احتمال وقوع هر سناریو با استفاده از تابع چگالی احتمال محاسبه شده و در تابع هدف اثر داده می‌شود

$$f_n(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (۱)$$

در رابطه فوق پارامترهای μ و σ به ترتیب بیانگر میانگین و انحراف معیار تابع توزیع احتمال نرمال مربوط به مؤلفه‌های ظرفیت شارژ و دشارژ خودروهای برقی می‌باشند. این پارامترها با استفاده از اطلاعات قبلی و پیش‌بینی شده تعیین می‌گردند.

در این مقاله عدم قطعیت مربوط به ظرفیت شارژ و دشارژ خودروهای برقی بر مبنای خطای پیش‌بینی ظرفیت در دسترس مورد بررسی قرار گرفته است. بنابراین تابع توزیع احتمالی برای خطای پیش‌بینی ظرفیت شارژ و دشارژ کل ایستگاه‌های ۷۲g شبکه باید ساخته شود. شکل ۱ مثالی از تابع توزیع پیوسته خطای پیش‌بینی ظرفیت کل شارژ یا دشارژ ایستگاه‌های ۷۲g شبکه همراه با گسسته‌سازی آن را نشان می‌دهد. آن گونه که در این شکل مشخص است ۹ بازه مساوی حول میانگین صفر متمرکز شده‌اند که عرض هر بازه برابر انحراف معیار خطای پیش‌بینی ظرفیت در دسترس می‌باشد. بر اساس سطوح پیش‌بینی ظرفیت مختلف و احتمال آنها که از تابع توزیع احتمال به دست آمده‌اند، مکانیزم چرخ گردان^۱ جهت تولید سناریوهایی برای هر ساعت مورد استفاده قرار گرفته است [۱۶]. بدین منظور در ابتدا احتمال سطوح پیش‌بینی ظرفیت مختلف

ایستگاه‌های ۷۲g به عنوان شبکه نمونه جهت بررسی کارایی مدل پیشنهادی استفاده شده است.

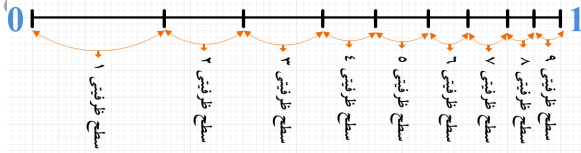
۲- توصیف مسئله

در این مسئله به تعیین میزان توان تولیدی نیروگاه‌های حرارتی گازی و غیر گازی، میزان توان مصرفی واحدهای ptg، میزان توان شارژ و دشارژ ایستگاه‌های ۷۲g، میزان گاز تولیدی چاه‌های گاز، میزان مصرف نیروگاه‌های گازی، میزان تزریق گاز به شبکه گاز و یا جذب گاز از شبکه گاز توسط مخازن ذخیره گاز و میزان تولید گاز واحدهای ptg در یک بازه زمانی چند ساعته و با در نظر گرفتن عدم قطعیت ظرفیت شارژ و دشارژ در دسترس ساعتی خودروهای برقی پرداخته می‌شود. حال به بررسی مدل‌سازی تصادفی، تابع هدف و قیود مسئله می‌پردازیم.

۲-۱ مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها

در مقاله حاضر عدم قطعیت ظرفیت در دسترس شارژ و دشارژ ایستگاه‌های ۷۲g در نظر گرفته شده است که با توجه به اشتراک خودروهای متعدد در هر ایستگاه، ظرفیت در دسترس شارژ و دشارژ ایستگاه‌ها مسلماً حتی برای چند ساعت پیش رو قطعی نبوده و امکان وجود خطا در آن نسبت به مقدارهای پیش‌بینی شده حتی در بازه زمانی کوتاه‌مدت وجود دارد. جهت بررسی اثرات حضور ptgها بر پوشش عدم قطعیت شارژ و دشارژ ایستگاه‌های ۷۲g، سناریوهای متعددی برای ظرفیت شارژ و دشارژ ساعتی تولید شده و در انتها روش کاهش سناریو جهت تعیین سناریوهای نهایی به کار گرفته می‌شود. روند تولید سناریو و همچنین اثر دادن احتمال آنها بر روی توان خروجی واحدها به ترتیب نیازمند توزیع احتمالی نرمال و تابع چگالی احتمال است. در این مقاله سناریوهای مختلفی بر مبنای تابع توزیع نرمال مطابق با (۱) تولید می‌شوند. آن گونه که از (۱) مشخص است با استفاده از میانگین و انحراف

Archive of SID



شکل ۲: مکانیزم چرخ گردان برای احتمالات نرمالیزه‌شده سطوح پیش‌بینی ظرفیت در دسترس شارژ و دشارژ خودروهای برقی.

که در آن $z_{r,t,s}^{ch}$ و $z_{r,t,s}^{dch}$ متغیرهای باینری هستند که توسط مکانیزم چرخ گردان به ترتیب برای ظرفیت شارژ خودروهای برقی و ظرفیت دشارژ خودروهای برقی مطابق با شکل ۲ تعیین می‌شوند. همچنین

$$\sum_{r=1}^{N_R} z_{r,t,s}^{dch} = 1 \quad \text{و} \quad \sum_{r=1}^{N_R} z_{r,t,s}^{ch} = 1$$

این مقادیر $\pi_{t,s}$ در (۲) جهت محاسبه $N_{t,s}^{Sen}$ به کار می‌روند. قابل ذکر است که بعد از تولید N_I سناریو برای ساعت t از N_F سناریو ساعت $t-1$ ، تکنیک کاهش سناریو مجدداً برای ساعت t تکرار می‌شود به گونه‌ای که تعداد سناریوها به تعداد N_F برسد. به عبارت دیگر تمامی ۲۴ ساعت بازه بهره‌برداری باید تعداد سناریوی یکسانی (N_F) داشته باشند. الگوریتم تولید سناریوی انطباقی و همچنین تکنیک کاهش سناریو تا زمانی که به ساعت ۲۴ برسیم ادامه پیدا می‌کند. بدین روش تعداد N_F سناریوی ۲۴ ساعته تولید می‌شود. با استفاده از این روش انطباقی می‌توانیم به سناریوهای ۲۴ ساعته محتمل‌تر دست پیدا نماییم. بنابراین می‌توانیم به طیف عدم قطعیت گسترده‌تری در مقایسه با روش تولید سناریوی یکنواخت دست پیدا نماییم. در پایان برای هر سناریوی تولیدی، ظرفیت هر ایستگاه ۷۲g با توجه به سهم آن از ظرفیت شارژ و دشارژ کل شبکه (ضریب توزیع شارژ یا دشارژ ایستگاه) تعیین می‌شود که یک فرض کاملاً معقول و عملی است. احتمال یک سناریوی ۲۴ ساعته s که با π_s نمایش داده می‌شود از (۴) و با قراردادن $t = 24$ در (۳) به دست می‌آید

$$\pi_s = \pi_{24,s} \quad (4)$$

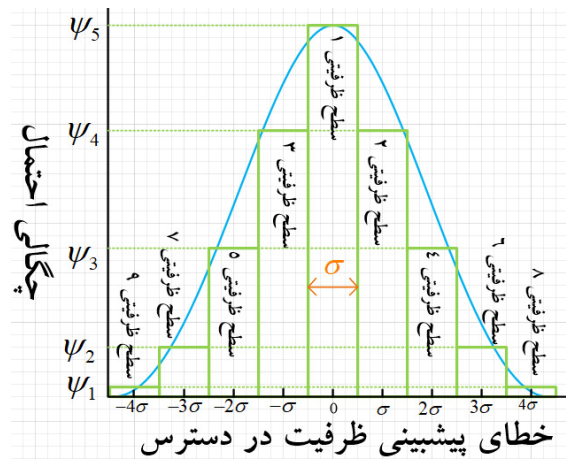
۲-۲ تابع هدف

آن گونه که در (۵) ارائه شده است مقدار مورد انتظار^۲ هزینه بهره‌برداری شبکه یکپارچه برق و گاز به عنوان تابع هدف مسئله پیشنهادی کمینه گردیده است. تابع هدف مسئله از چند بخش مجزا تشکیل شده است؛ بخش‌های مختلف آن شامل هزینه بهره‌برداری نیروگاه‌های برق، هزینه‌های ایستگاه‌های ۷۲g، هزینه استخراج گاز از چاه‌های گاز و هزینه برداشت گاز از مخازن ذخیره گاز می‌باشد که تمامی آنها تحت سناریوهای مورد مطالعه (مقادیر مختلف ظرفیت در دسترس شارژ و دشارژ ساعتی ایستگاه‌های ۷۲g) محاسبه می‌شوند. آن گونه که از (۵) مشخص است مقدار نرمالیزه‌شده احتمال سناریوها ($\pi_s / \sum_{s=1}^{N_F} \pi_s$) در محاسبه مقدار مورد انتظار تابع هدف مسئله، مورد استفاده قرار گرفته است

$$\min OC =$$

$$\sum_s \left(\frac{\pi_s}{N_F} (Cp_s^{gen} + Cp_s^{vrg} + Cp_s^{well} + Cp_s^{sto}) \right) \quad (5)$$

هزینه بهره‌برداری واحدهای نیروگاهی برق: هزینه تولید واحدهای نیروگاهی گازی و غیر گازی شامل هزینه‌های مربوط به سوخت مصرفی، هزینه‌های راه‌اندازی و خاموش نمودن واحدها از (۶) محاسبه می‌شود



شکل ۱: گسسته‌سازی نوعی توزیع احتمال خطای پیش‌بینی ظرفیت در دسترس کل شارژ یا دشارژ ایستگاه‌های ۷۲g.

نرمالیزه شده به گونه‌ای که مجموع آنها برابر یک شود. سپس آن گونه که در شکل ۲ آمده است، بازه $[-1, 0]$ توسط احتمالات نرمالیزه‌شده اشغال می‌گردد. سپس اعداد تصادفی بین ۰ و ۱ تولید می‌شوند. هر عدد تصادفی در بازه احتمال نرمالیزه‌شده مربوط به یک سطح ظرفیتی در چرخ گردان قرار می‌گیرد؛ آن سطح ظرفیتی در حقیقت توسط مکانیزم چرخ گردان برای سناریوی مربوط انتخاب می‌شود. فرایند تولید سناریو تا زمان تولید تعداد مشخصی سناریو برای هر ساعت تکرار می‌شود. تعداد بیشتر سناریوها منتج به مدل‌سازی بهتر عدم قطعیت‌ها می‌شود؛ البته هم‌زمان حجم محاسباتی مسئله نیز افزایش می‌یابد. تکنیک‌های کاهش سناریو می‌توانند جهت کاهش تعداد سناریوها ضمن حفظ تقریب مناسبی از رفتار تصادفی سیستم مورد استفاده قرار گیرند. در این مقاله ایده اصلی کاهش سناریو، حذف سناریوهای با احتمال کم و یا تکراری می‌باشد [۱۷].

همچنین یک الگوریتم تولید سناریوی انطباقی^۱ برای تولید سناریوهای ۲۴ ساعته مورد استفاده قرار گرفته است [۱۸]. در این الگوریتم سناریوهای ساعت قبل در تولید سناریو برای ساعت‌های آتی مشارکت می‌نمایند. در الگوریتم پیشنهادی، در ابتدا تعداد N_I سناریو به صورت تصادفی برای ساعت اول تولید می‌شود (در این مقاله $N_I = 200$). سپس تکنیک کاهش سناریو اعمال می‌شود به گونه‌ای که تعداد N_F سناریو محتمل‌تر و متمایزتر انتخاب می‌شوند (در این مقاله $N_F = 50$). حال احتمال هر یک از این N_F سناریو محاسبه می‌شود. مطابق با (۲)، هر یک از این N_F سناریو در تولید تعداد N_I سناریو برای ساعت بعد به نسبت احتمال آن مشارکت می‌نماید

$$N_{t,s}^{Sen} = Rnd \left(\frac{\pi_{t-1,s}}{N_F} \times N_I \right) \quad (2)$$

که در آن $N_{t,s}^{Sen}$ بیانگر تعداد سناریوهای ساعت t تولیدشده توسط سناریوی s ام در ساعت $t-1$ می‌باشد. $\pi_{t,s}$ بیانگر احتمال سناریوی s ام بر مبنای اطلاعات مربوط به ساعت ۱ تا ساعت t می‌باشد. تابع $Rnd(\cdot)$ یک عدد حقیقی را به نزدیک‌ترین عدد صحیح گرد می‌نماید. احتمال سناریوی s ام تا ساعت t از $(\pi_{t,s})$ محاسبه می‌شود

$$\pi_{t,s} = \prod_{\tau=1}^t \left(\sum_{r=1}^{N_R} z_{r,\tau,s}^{ch} \cdot \sum_{r=1}^{N_R} z_{r,\tau}^{dch} \right) \quad (3)$$

Archive of SID

یکپارچه شبکه‌های برق و گاز در شبکه‌های مقیاس بزرگ برق و گاز با توجه به تعداد زیاد قیود و همچنین سناریوهای مورد بررسی، پیچیدگی و حجم محاسباتی نسبتاً بالایی دارد. در اکثر تحقیقات مرتبط مانند [۱]، [۲]، [۴] و [۱۰] از مدل‌های غیر خطی برای مدل‌سازی شبکه‌های برق و به ویژه شبکه گاز استفاده شده است. در اکثر این مراجع از روش‌های فراابتکاری جهت حل مدل غیر خطی ارائه شده استفاده شده است. مشکلی که روش‌های حل فراابتکاری دارند این است که در اغلب اوقات به جواب‌های دقیق و بهینه نهایی منتج نمی‌شوند و صرفاً به جواب‌های بهینه محلی همگرا می‌شوند. در حقیقت با بزرگ‌تر شدن و پیچیده‌تر شدن حجم مسئله از کارایی روش‌های فراابتکاری کاسته می‌شود. لذا دست‌یافتن به مدل بهینه‌سازی خطی (یا ترکیبی عدد صحیح) که در حجم محاسباتی مسئله به شدت صرفه‌جویی می‌نمایند، برای مسئله بسیار مفید و مؤثر به نظر می‌رسد. لذا در این مقاله جهت کاستن از پیچیدگی‌های محاسباتی مسئله در مدل‌سازی شبکه برق از مدل پخش بار DC استفاده می‌شود. در [۶] و [۱۹] جهت مدل‌سازی شبکه یکپارچه برق و گاز مدل‌های MILP ارائه شده است. در مقاله حاضر نیز سعی شده است با الهام‌گرفتن از مدل‌های ارائه شده در این مراجع، ضمن در نظر گرفتن تمامی قیود و عناصر شبکه گاز از تقریب‌های خطی‌سازی منطقی استفاده شود. در ادامه قیود مسئله پیشنهادی ارائه می‌شوند.

قید ظرفیت خطوط انتقال: برای انتقال توان در خطوط شبکه قدرت محدودیت‌هایی وجود دارد. با زیاد شدن بیش از اندازه توان عبوری، کابل‌ها گرم شده و تلفات بالا می‌رود. رابطه (۱۴) قید ظرفیت حرارتی خط انتقال را نشان می‌دهد

$$\lim_{nn'}^{\min} \beta_{nn'} (\delta_{n,t,s} - \delta_{n',t,s}) \leq \lim_{nn'}^{\max} \quad (14)$$

قید تعادل توان: برای حفظ پایداری شبکه برق لازم است که در هر باس شبکه برق میزان توان تزریقی به باس با میزان توان دریافتی از باس برابر باشد. در (۱۵) این قید ارائه شده است. طبق این رابطه مجموع توان تولیدی واحدهای نیروگاهی و همچنین میزان توان دشارژر ایستگاه‌های ۷۲g متصل به شین برابر با مجموع توان تزریقی به خطوط انتقال متصل به شین، میزان بار کل شین، میزان توان شارژر ایستگاه‌های ۷۲g متصل به شین و همچنین میزان توان مصرفی واحدهای ptg متصل به شین می‌باشد. لازم به ذکر است که در (۱۵) واحدهای تولیدی متصل به شین و واحدهای ptg که به شین شبکه برق مورد نظر متصل باشد، در نظر گرفته می‌شوند

$$\left(\sum_g P_{g,t,s} \right) + Pdch_{n,t,s}^{72g} = \sum_{n'} \beta_{nn'} (\delta_{n,t,s} - \delta_{n',t,s}) + PD_{n,t} + Pch_{n,t,s}^{72g} + \left(\sum_l \frac{Q_{l,t,s}^{ptg}}{\alpha_l} \right) \quad (15)$$

قید ظرفیت تولید توان در واحدهای نیروگاهی: رابطه (۱۶) بیانگر قید ظرفیت تولید توان در واحدهای نیروگاهی می‌باشد. بسته به نوع واحد نیروگاهی میزان تولید واحد نمی‌تواند کمتر یا بیشتر از مقدار مشخصی گردد. همان‌طور که در این رابطه نشان داده شده است متغیر باینری $u_{g,t,s}$ که بیانگر وضعیت روشن و خاموش بودن واحد تولیدی است، در حدود بالا و پایین میزان توان تولیدی ضرب شده است. در صورتی که واحد تولیدی از مدار خارج باشد، این متغیر باینری دو طرف رابطه را برابر صفر قرار می‌دهد که در نتیجه توان تولیدی واحد ناگزیر برابر صفر در نظر گرفته خواهد شد

$$P_g^{\min} u_{g,t,s} \leq P_{g,t,s} \leq P_g^{\max} u_{g,t,s} \quad (16)$$

$$Cp_s^{gen} = \sum_t \sum_g (\lambda_{g,t} P_{g,t,s} + Cst_{g,t,s} + Csh_{g,t,s}) \quad (6)$$

هزینه راه‌اندازی واحدهای نیروگاهی: روابط (۷) و (۸) جهت محاسبه هزینه‌های راه‌اندازی واحدها به ترتیب در ساعت اول برنامه‌ریزی ($t=1$) و در سایر زمان‌ها ($t > 1$) مورد استفاده قرار می‌گیرند. تفاوت این دو رابطه در این است که در (۷) وضعیت در مدار بودن واحد در ساعت قبل از بازه زمانی بهره‌برداری به صورت یک پارامتر مسئله (Ins_g) وارد می‌شود. طبق این روابط در صورتی که واحدی در یک ساعت در مدار باشد و در ساعت قبل از آن از مدار خارج بوده باشد، هزینه راه‌اندازی آن لحاظ می‌گردد

$$Cst_{g,t,s} = Stc_g (u_{g,t,s} - Ins_g), \quad \forall t=1 \quad (7)$$

$$Cst_{g,t,s} = Stc_g (u_{g,t,s} - u_{g,t-1,s}), \quad \forall t > 1 \quad (8)$$

هزینه خاموش کردن واحدهای نیروگاهی: روابط (۹) و (۱۰) جهت محاسبه هزینه‌های خاموش کردن واحدها به ترتیب در ساعت اول برنامه‌ریزی ($t=1$) و در سایر زمان‌ها ($t > 1$) مورد استفاده قرار می‌گیرند. تفاوت این دو رابطه در این است که در (۹) وضعیت در مدار بودن واحد در ساعت قبل از بازه زمانی بهره‌برداری به صورت یک پارامتر مسئله (Ins_g) وارد می‌شود. طبق این روابط در صورتی که واحدی در یک ساعت در مدار نباشد و در ساعت قبل از آن در مدار بوده باشد، هزینه خاموش کردن آن لحاظ می‌گردد

$$Csh_{g,t,s} = Shc_g (Ins_g - u_{g,t,s}), \quad \forall t=1 \quad (9)$$

$$Csh_{g,t,s} = Shc_g (u_{g,t-1,s} - u_{g,t,s}), \quad \forall t > 1 \quad (10)$$

هزینه‌های شارژ و دشارژ ایستگاه‌های ۷۲g: هزینه‌های مربوط به شارژ و دشارژ ایستگاه‌های ۷۲g در (۱۱) آمده است. لازم به ذکر است که در زمان شارژ خودروهایی برقی، به این علت که بهره‌بردار سیستم از مصرف‌کنندگان هزینه دریافت می‌کند، هزینه‌های دریافتی به عنوان سود برای بهره‌بردار سیستم تلقی شده و از مبلغ هزینه کل کسر می‌گردد

$$Cp_s^{72g} = \sum_t \sum_n (Pdch_{n,t,s}^{72g} \lambda dch_{t,s}^{72g} - Pch_{n,t,s}^{72g} \lambda ch_{t,s}^{72g}) \quad (11)$$

هزینه‌های استخراج گاز از چاه‌های گاز: هزینه‌های استخراج گاز در (۱۲) آمده است. این هزینه‌ها از ضرب شار گاز خروجی چاه‌های گاز در هزینه استخراج واحد شار گاز به دست می‌آید

$$Cp_s^{well} = \sum_t \sum_w Cg_w \cdot Q_{w,t,s}^{wg} \quad (12)$$

هزینه‌های برداشت گاز از مخازن ذخیره گاز: هزینه‌های برداشت گاز از مخازن ذخیره گاز که در (۱۳) به آن اشاره شده است به صورت ضرب میزان شار گاز خروجی از مخازن گاز در هزینه برداشت واحد شار گاز از مخازن محاسبه می‌شود

$$Cp_s^{sto} = \sum_t \sum_m Q_{m,t,s}^{sto} Stocst_m \quad (13)$$

۳-۲- قیود مسئله

مسئله برنامه‌ریزی یکپارچه شبکه‌های برق و گاز مانند هر مسئله بهینه‌سازی دیگر دارای یک سری قیود می‌باشد که پاسخ مسئله را به مقادیر درست و حقیقی هدایت می‌کنند. قیود در واقع بیانگر محدودیت‌های عملیاتی شبکه یکپارچه و عناصر آن می‌باشند که هرچه تعداد آنها بیشتر باشد، فضای پاسخ محدودتر می‌شود. مسئله برنامه‌ریزی

Archive of SID

ارائه شده در [۱۹] جهت تبدیل این رابطه به معادل خطی‌سازی شده آن استفاده می‌شود. خوانندگان جهت کسب اطلاعات بیشتر در این زمینه می‌توانند به این مرجع مراجعه نمایند

$$\text{sign}(GF_{l',t,s})GF_{l',t,s}^x = CW_{l'}^x (\text{Pr}_{l',t,s}^x - \text{Pr}_{l',t,s}^y) \quad (26)$$

قید لوله‌های فعال دارای کمپرسور: برای لوله‌های گاز فعال دارای کمپرسور، جهت شار گاز عبوری باید از سمت گره برون‌رونده l به سمت گره واردشونده l' باشد ($GF_{l',t,s} \geq 0$). همچنین فشار گاز در گره واردشونده مطابق با (۲۷) بر اساس ضریب فشردگی کمپرسور محدود شده است

$$\text{Pr}_{l',t,s} \leq CF_{l'} \text{Pr}_{l,t,s} \quad (27)$$

قید تعادل گاز: برای حفظ پایداری شبکه گاز لازم است که در هر گره شبکه گاز میزان گاز تزریقی به گره با میزان گاز دریافتی از گره برابر باشد. در (۲۸) این قید ارائه شده است. طبق این رابطه مجموع گاز تولیدی چاه‌های گاز، میزان گاز تزریقی از مخازن گاز و همچنین میزان تولیدی واحدهای ptg متصل به گره برابر با مجموع گاز تزریقی به لوله‌های متصل به گره، میزان گاز مصرفی در گره و همچنین میزان گاز مصرفی واحدهای نیروگاه گازی متصل به گره می‌باشد. لازم به ذکر است که در (۲۸)، تنها چاه‌های گازی و مخازن گاز متصل به گره و واحدهای نیروگاه گازی که به گره شبکه گاز مورد نظر متصل باشد، در نظر گرفته می‌شوند

$$\sum_w Q_{w,t,s}^{\text{wg}} + \sum_m Q_{m,t,s}^{\text{sto}} + Q_{l,t,s}^{\text{ptg}} = \sum_{l'} GF_{l',t,s} + QD_{l,t} + \left(\sum_{g \in \mathcal{G}} \frac{P_{g,t,s}^{\text{GFG}}}{\sigma_g} \right) \quad (28)$$

قید ظرفیت تولید گاز واحدهای Ptg: رابطه (۲۹) بیانگر ظرفیت تولید گاز به وسیله واحد ptg است

$$Q_{l,t,s}^{\text{ptg}} \leq Q_{l,t,s}^{\text{ptg}} \leq Q_{l,t,s}^{\text{ptg}} \quad (29)$$

۳- نتایج عددی

در این مقاله، جهت ارزیابی کارایی روش پیشنهادی از شبکه ترکیبی اصلاح شده برق ۲۴ باسه IEEE و شبکه گاز بلژیک که در شکل ۳ نمایش داده شده است، استفاده می‌شود [۴]، [۲۰] و [۲۱]. این شبکه‌های نمونه به این دلیل انتخاب شده‌اند که هر دوی این شبکه‌ها از شبکه‌های رایج مورد استفاده در مراجع مرتبط می‌باشند و اطلاعات آنها به سادگی در دسترس عموم قرار دارد. شبکه ترکیبی مورد مطالعه شامل ۹ واحد نیروگاه برق که ۳ واحد آن از نوع گازی می‌باشند، ۲ چاه گاز، ۴ مخزن ذخیره گاز، ۳ واحد ptg که هر واحد شامل چند دستگاه تکنولوژی ptg بوده و ۳ ایستگاه v2g می‌باشد. شبیه‌سازی این مقاله با مدل برنامه‌ریزی خطی ترکیبی عدد صحیح (MILP) و با استفاده از سالور^۲ Cplex نرم‌افزار گمز^۳ و از طریق یک کامپیوتر شخصی با مشخصات core i7 پردازنده ۲/۶ گیگاهرتز و RAM ۸ گیگابایت انجام شده است.

از آنجایی که واحدهای ptg برق مصرف نموده و گاز تولید می‌کنند، لذا تنها در گره‌هایی از شبکه گاز متصل می‌شوند که از نظر فیزیکی به شین‌های شبکه برق نزدیک هستند. آن گونه که در شکل ۳ مشخص

قید ظرفیت شارژ و دشارژ ایستگاه‌های v2g: مطابق با (۱۷) و (۱۸) برای شارژ و دشارژ ایستگاه v2g محدودیت‌هایی وجود دارد. مقادیر شارژ یا دشارژ این ایستگاه‌ها، باید از مقدار ظرفیت شارژ یا دشارژ آنها کمتر باشد

$$0 \leq Pch_{n,t,s}^{v2g} \leq chcap_n^{v2g} \quad (17)$$

$$0 \leq Pdch_{n,t,s}^{v2g} \leq dchcap_n^{v2g} \quad (18)$$

حالت نهایی شارژ یا دشارژ ایستگاه‌های v2g: توان برآیند ایستگاه‌های v2g از (۱۹) محاسبه می‌شود. در حقیقت (۱۹) نشان دهنده وضعیت نهایی شارژ یا دشارژ مجموع کل خودروهای برقی ایستگاه v2g می‌باشد. در واقع این رابطه نشان می‌دهد که در مجموع ایستگاه v2g از شبکه توان دریافت کرده (در صورت منفی بودن مقدار توان برآیند ایستگاه) یا به آن توان تزریق کرده (در صورت مثبت بودن مقدار توان برآیند ایستگاه) است

$$P_{n,t,s}^{v2g} = Pdch_{n,t,s}^{v2g} - Pch_{n,t,s}^{v2g} \quad (19)$$

قید میزان شار خروجی از مخازن گاز: رابطه‌های (۲۰) و (۲۱) بیانگر قید شار خروجی از مخازن ذخیره گاز می‌باشند. رابطه (۲۰) با مقایسه حجم اولیه مخزن با حجم مخزن در ساعت اول برنامه‌ریزی (t) و (t+1) با مقایسه حجم مخزن در ساعت قبلی با حجم فعلی در ساعت t، شار خروجی مخزن را محاسبه می‌نماید. در (۲۰)، SV₀ نشان دهنده حجم اولیه مخزن قبل از شروع بازه برنامه‌ریزی است. مثبت بودن شار خروجی مخزن بیانگر استخراج گاز از مخزن و منفی بودن مقدار این پارامتر بیانگر تزریق گاز به مخزن می‌باشد. رابطه (۲۲) محدودیت مربوط به حجم مخازن گاز را نشان می‌دهد

$$Q_{m,t,s}^{\text{sto}} = SV_0 - SV_{m,t,s}, \quad \forall s, t = 1 \quad (20)$$

$$Q_{m,t,s}^{\text{sto}} = SV_{m,t-1,s} - SV_{m,t,s}, \quad \forall s, t > 1 \quad (21)$$

$$SV_m^{\min} \leq SV_{m,t,s} \leq SV_m^{\max} \quad (22)$$

قید ظرفیت استخراج گاز از چاه‌های گاز: میزان گاز قابل برداشت از چاه‌های گاز، دارای محدودیت‌هایی می‌باشد. این محدودیت‌ها در (۲۳) نشان داده شده است

$$Q_{w,t,s}^{\text{wg}} \leq Q_{w,t,s}^{\text{wg}} \leq Q_{w,t,s}^{\text{wg}} \quad (23)$$

قید ظرفیت فشار گاز در گره‌های گاز: در هنگام انتقال گاز میزان فشار گاز در گره‌های گاز، دارای محدودیت‌هایی می‌باشد که در (۲۴) به آن اشاره شده است

$$\text{Pr}^{\min} \leq \text{Pr}_{l,t,s} \leq \text{Pr}^{\max} \quad (24)$$

قید محدودیت شار گاز در لوله‌های گاز: برای انتقال گاز در لوله‌های گاز محدودیت‌هایی وجود دارد، زیرا با زیاد شدن شار گاز از حدی معین امکان انفجار لوله‌ها و وارد آمدن خسارات مالی و جانی وجود دارد. این قید در (۲۵) ارائه شده است

$$PIPLIM_{l'}^{\min} \leq GF_{l',t,s} \leq PIPLIM_{l'}^{\max} \quad (25)$$

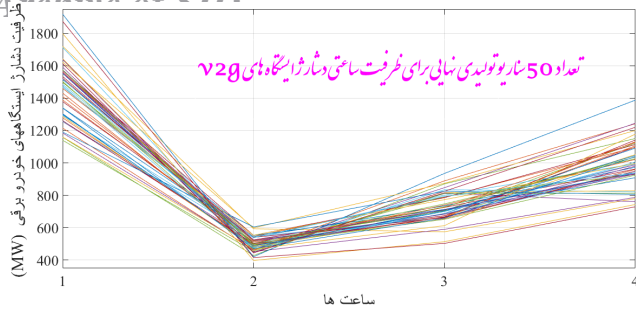
قید معادله ویموس: آن گونه که در (۲۶) نشان داده شده است، معادله ویموس^۱ رابطه میان شار عبوری از لوله گاز و فشار گاز گره ابتدایی و انتهایی لوله را نشان می‌دهد. از آنجایی که ضرایب درجه دوم در این رابطه مدل مسئله را غیر خطی می‌نماید، از تقریب‌های خطی‌سازی

2. Solver

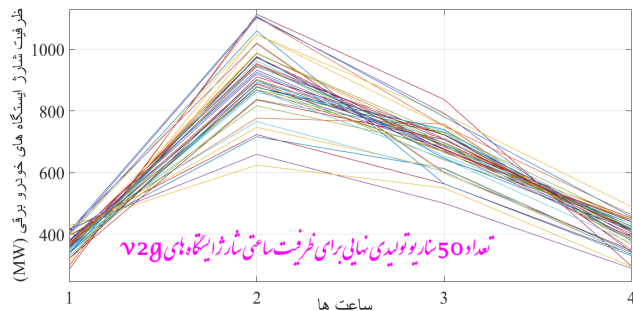
3. Gams

1. Weymouth

Analysis of STD



شکل ۴: سناریوهای نهایی تولید شده برای ظرفیت کل ساعتی دشارژ ایستگاه های ۷۲g.



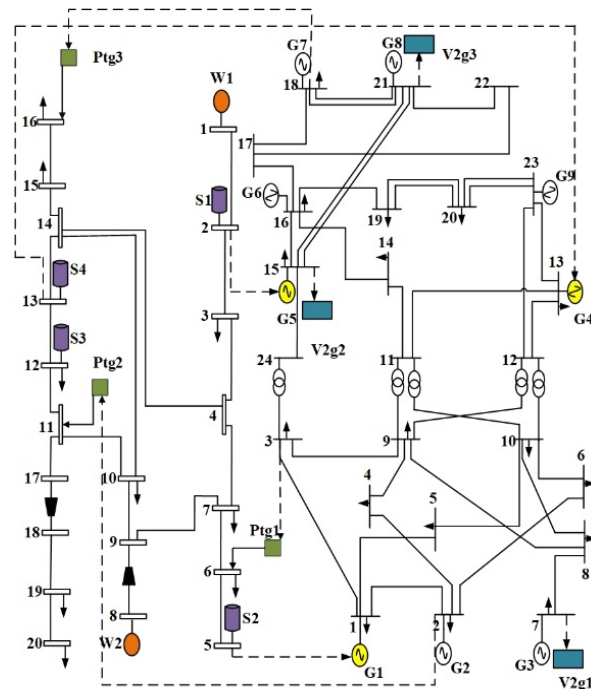
شکل ۵: سناریوهای نهایی تولید شده برای ظرفیت کل ساعتی شارژ ایستگاه های ۷۲g.

نرمال به ۹ سطح ظرفیتی مشخص تقسیم شده و با استفاده از چرخ گردان در ابتدا تعداد ۲۰۰ سناریو برای ساعت اول تولید می شود. سپس روش کاهش سناریو اعمال شده و ۱۵۰ سناریوی آن حذف می شود تا ۵۰ سناریوی نهایی برای ساعت اول انتخاب شود. سپس روش تولید سناریوی انطباقی پیشنهادی مورد استفاده قرار گرفته و برای سه ساعت دیگر نیز ۵۰ سناریو تولید می گردد. ۵۰ سناریوی نهایی چهارساعته تولید شده برای ظرفیت کل دشارژ و شارژ ایستگاه های ۷۲g به ترتیب در شکل های ۴ و ۵ نمایش داده شده اند. در پایان برای هر سناریوی تولیدی، ظرفیت هر ایستگاه ۷۲g با توجه به سهم آن از ظرفیت شارژ و دشارژ کل شبکه (ضریب توزیع شارژ یا دشارژ ایستگاه) که مقادیر آن برای شبکه مورد مطالعه در جدول ۲ ارائه شده اند تعیین می شود. مقادیر ضریب توزیع شارژ و دشارژ ایستگاه های ۷۲g با توجه به اطلاعات مشترکین خودروهای برقی ایستگاه ها و با توجه به دیتاهای قبلی موجود توسط بهره بردار ایستگاه تعیین می شوند.

در ادامه این بخش به تحلیل نتایج حاصل از شبیه سازی روش پیشنهادی بهره برداری تصادفی یکپارچه شبکه های برق و گاز در حضور واحدهای ptg و ایستگاه های ۷۲g پرداخته می شود. با توجه به این که متغیرهای تصمیم گیری مسئله شامل توزیع توان در شبکه برق و توزیع شارژ در شبکه گاز تحت ۵۰ سناریوی تولیدی به دست آمده اند، حال برای تعیین مقدار نهایی متغیرها از میانگین وزنی مقادیر آنها تحت سناریوها مطابق با (۳۰) استفاده می شود [۱۸]

$$\bar{x} = \frac{1}{N_F} \sum_{s=1}^{N_F} x_s \quad (30)$$

مقادیر متغیرهای تصمیم گیری مسئله شامل توزیع توان عناصر مختلف شبکه برق در دو ساعت مختلف (ساعت های اول و دوم برنامه ریزی) در شکل های ۶ و ۷ ارائه شده اند. ساعت اول اوج پیک بار است ولی در ساعت دوم مصرف بار متعادل تر می گردد. در شکل ۶ میزان توان تولیدی همه واحدهای نیروگاهی و واحدهای نیروگاهی گازی به صورت مجزا، میزان توان مصرفی واحدهای ptg و میزان توان شارژ و دشارژ ایستگاه های ۷۲g در ساعات اول و دوم ارائه شده اند. شکل ۷ میزان توان



شکل ۳: شبکه ترکیبی شبکه اصلاح شده ۲۴ باسه IEEE و شبکه گاز بلژیک شامل واحدهای ptg و ایستگاه های ۷۲g.

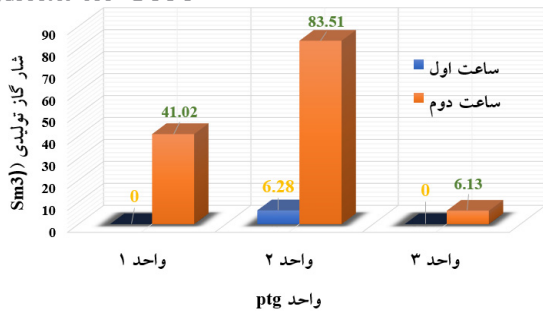
جدول ۲: ضریب توزیع شارژ و دشارژ ایستگاه های ۷۲g از ظرفیت کل شبکه.

ایستگاه ۷۲g	ضریب توزیع دشارژ	ضریب توزیع شارژ
ایستگاه ۱	۰/۳۲	۰/۲۴
ایستگاه ۲	۰/۴۹	۰/۰۵
ایستگاه ۳	۰/۱۹	۰/۷۱

است، سه واحد ptg به ترتیب بر روی گره های ۶، ۱۱ و ۱۶ از شبکه گاز که به ترتیب به شین های ۳، ۲ و ۱۸ از شبکه برق متصل هستند، قرار گرفته اند. همچنین سه ایستگاه ۷۲g به ترتیب در شین های ۷، ۱۵ و ۲۱ از شبکه برق قرار دارند.

در ادامه به تحلیل نتایج شبیه سازی پرداخته می شود. از آنجایی که تمرکز مقاله حاضر بر بررسی تأثیر حضور ptgها بر پوشش عدم قطعیت شارژ و دشارژ خودروهای برقی می باشد و همچنین به دلیل محدودیت موجود جهت نمایش مناسب دیتاهای خروجی، بهره برداری شبکه یکپارچه برق و گاز برای یک بازه زمانی چهارساعته انجام شده است. مسلماً بهره برداران شبکه های برق و گاز با توجه به دسترسی به تجهیزات محاسباتی پیشرفته، مشکلی در اعمال روش پیشنهادی به شبکه های بزرگ واقعی برای تعداد ساعت و سناریوی بالا ندارند. در ابتدا جهت مدل سازی عدم قطعیت شارژ و دشارژ ایستگاه های ۷۲g، آن گونه که در بخش ۱-۲ شرح داده شده است ابتدا با توجه به دیتاهای قبلی موجود تابع توزیع احتمالی نرمال برای ظرفیت کل شارژ و دشارژ ایستگاه های ۷۲g با میانگین و انحراف معیار ساعتی مشخص تشکیل شده است. بدین منظور از اطلاعات واقعی منطقه تگزاس آمریکا در بازه سال های ۲۰۱۳ تا ۲۰۲۰ میلادی استفاده شده است. در حقیقت اطلاعات مربوط به ظرفیت شارژ و دشارژ ایستگاه های ۷۲g و قیمت بازار از بازار شورای قابلیت اطمینان الکتریکی تگزاس (ERCOT) دریافت شده است [۲۲]. پس از تشکیل توابع توزیع احتمالی نرمال، مطابق با شکل های ۱ و ۲ هر تابع توزیع

Archive of SID



شکل ۸: شمار گاز تولیدی یکایک واحدهای ptg در ساعات اول و دوم (Sm³).

جدول ۳: توزیع شمار گاز عناصر مختلف شبکه گاز در ساعات اول و دوم برنامه‌ریزی (SM³).

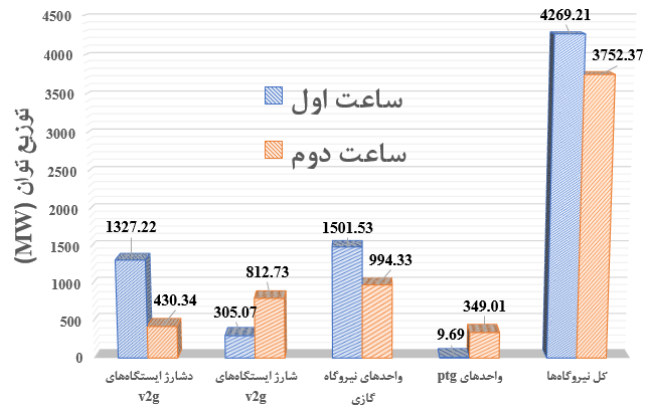
متغیر	ساعت اول	ساعت دوم
شمار گاز چاه‌های گاز	۵۶۴/۱۸	۵۵۳/۲۴
شمار گاز خروجی مخازن گاز	۱۰۸/۶۹	-۷۹/۳۵
شمار گاز نیروگاه‌های گازی	۳۴۷/۰۵	۱۲۶/۵۸
شمار گاز واحدهای ptg	۶/۲۸	۱۳۰/۶۶

جدول ۴: نتایج مربوط به بخش‌های مختلف تابع هدف.

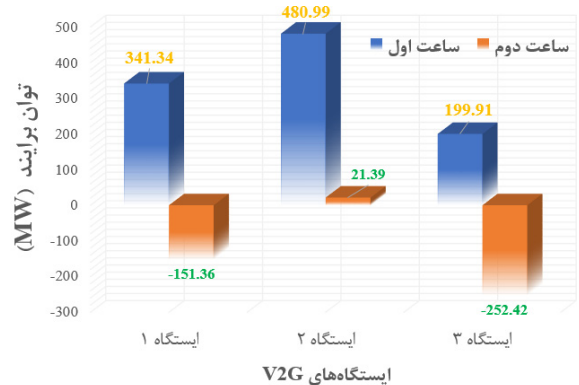
بخش تابع هدف	هزینه (K\$)
هزینه کل بهره‌برداری	۱۳۸۸/۵۴
هزینه نیروگاه‌ها	۴۸۷/۸۳
هزینه ایستگاه‌های v2g	۱۶۹/۰۳
هزینه استخراج گاز از چاه	۶۲۴/۷۷
هزینه برداشت مخازن گاز	۱۰۶/۹۱

است. همان‌طور که در جدول ۳ قابل مشاهده است ۷۹/۳۵ متر مکعب استاندارد گاز در ساعت دوم به مخازن گاز تزریق شده است. این گاز ذخیره‌شده در مخازن گاز سپس در ساعات پرباری مانند ساعت اول که پیک بار است تخلیه شده و توسط واحدهای نیروگاه گازی به برق تبدیل شده و کسری توان شبکه برق را جبران می‌نماید. همچنین از شکل ۶ مشاهده می‌شود که تولید توان واحدهای نیروگاهی گازی در ساعت اول نسبت به ساعت دوم به میزان ۵۱ درصد افزایش یافته است. این در حالی است که گاز تولیدشده توسط چاه‌های گاز در ساعت اول نسبت به ساعت دوم افزایش چشم‌گیری نداشته است (جدول ۳ را مشاهده نمایید). در حقیقت بخش قابل توجهی از گاز مورد نیاز واحدهای نیروگاهی گازی در ساعت اول از طریق برداشت گاز از مخازن گاز تأمین می‌شود که قبلاً در ساعات کم‌باری توسط واحدهای ptg پر شده‌اند. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که واحدهای ptg با تولید مستقیم گاز در ساعت اول و همچنین تزریق گاز به مخازن گاز در ساعات کم‌باری مانند ساعت دوم، گاز مورد نیاز واحدهای نیروگاه گازی را تأمین نموده و در نتیجه عدم قطعیت تولید (عدم تزریق توان برنامه‌ریزی شده) ایستگاه‌های v2g را جبران می‌نمایند. در حقیقت واحدهای ptg نقش بسزایی در پوشش عدم قطعیت تزریق توان ایستگاه‌های v2g ایفا می‌نمایند.

نتایج مربوط به بخش‌های مختلف تابع هدف در جدول ۴ ارائه شده‌اند. از این جدول نتیجه‌گیری می‌شود که بیشترین هزینه را استخراج چاه‌های گاز حدود ۵۰ درصد و سپس نیروگاه‌ها حدود ۳۵/۱۳ درصد از هزینه کل بهره‌برداری شبکه یکپارچه برق و گاز داشته‌اند. این در حالی است که ایستگاه‌های v2g در این ۴ ساعت با دشارژ شدن باتری‌های خود از روشن شدن برخی از واحدهای نیروگاهی برق جلوگیری می‌کنند و همچنین با پرداخت هزینه به بهره‌بردار سیستم در ازای شارژ خودروها باعث



شکل ۶: توزیع توان عناصر مختلف شبکه برق (MW).



شکل ۷: توان برابند یکایک ایستگاه‌های v2g در ساعات اول و دوم (MW) (عدد مثبت: دشارژ و عدد منفی: شارژ).

برایند یکایک ایستگاه‌های v2g را در این دو ساعت نمایش می‌دهد. آن گونه که در این شکل نمایش داده شده است تمامی ایستگاه‌های v2g در مجموع در ساعت اول در حال دشارژ شدن و در ساعت دوم در حال شارژ شدن بوده‌اند.

مقادیر توزیع شمار گاز عناصر مختلف شبکه گاز در ساعات اول و دوم برنامه‌ریزی در جدول ۳ و شکل ۸ ارائه شده‌اند. شمار گاز تولیدی چاه‌های گاز، شمار گاز خروجی مخازن گاز، شمار گاز مصرفی واحدهای نیروگاهی گازی و شمار گاز تولیدی واحدهای ptg در ساعات اول و دوم در جدول ۳ ارائه شده‌اند. شکل ۸ شمار گاز تولیدی یکایک واحدهای ptg در ساعات اول و دوم را نمایش می‌دهد.

با بررسی شکل ۶ و جدول ۳ درمی‌یابیم که در ساعت اول که بار به صورت غیر منتظره‌ای افزایش یافته، ایستگاه‌های v2g و نیروگاه‌های گازی که سوخت خود را از مخازن گاز، چاه‌های گاز و از همه مهم‌تر گاز تولیدشده از واحدهای ptg تأمین می‌سازند، جهت تأمین تقاضای بار مصرفی شبکه، تزریق توان خود به شبکه برق را افزایش داده‌اند. در ساعت اول توان تزریقی ایستگاه‌های v2g حدود ۲۰۸/۴۱ درصد نسبت به ساعت دوم افزایش یافته است. در ساعت دوم که بار شبکه برق به صورت قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است و دیگر مشکل کاهش تولید در شبکه برق وجود ندارد، آن گونه که در نمودار شکل ۷ نمایش داده شده است، ایستگاه‌های v2g در مجموع دیگر به شبکه برق تزریق نکرده، بلکه حدود ۲۱/۶۵ درصد از توان تولیدی شبکه برق را مصرف نموده‌اند. همچنین از جدول ۳ مشاهده می‌شود که در ساعت دوم که کم‌باری است واحدهای ptg تولید گاز خود را نسبت به ساعت اول به شدت (به اندازه ۱۲۴/۳۸ متر مکعب استاندارد) افزایش داده‌اند و گاز تولیدشده واحدهای ptg در ساعت دوم آن گونه که از جدول ۳ مشاهده می‌شود به مخازن گاز تزریق شده

ایستگاه‌های ۷۲g و واحدهای ptg هر دو در زمان‌های بحرانی به شبکه کمک می‌کنند تا پایداری شبکه را حفظ نمایند. خودروهای برقی با دشارژ کردن باتری‌های خود و تکنولوژی ptg با ذخیره گاز در مخازن و تبدیل دوباره آنها به برق به واسطه واحدهای نیروگاهی گازی قابلیت اطمینان شبکه را بالا می‌برند. واحدهای نیروگاه گازی به دلیل هزینه احداث پایین و سرعت بالای سنکرون شدن با شبکه برق بسیار مطلوب‌اند و بیشتر برای مسایل رزرو توان شبکه مورد توجه قرار می‌گیرند. این نیروگاه‌ها با سوزاندن گاز استخراجی از چاه‌های گاز و گاز موجود در داخل مخازن (که در ساعات کم‌باری شبکه برق توسط واحدهای ptg پر شده‌اند) در شرایط بحرانی پایداری شبکه را حفظ نموده و در مجموع باعث کاهش هزینه‌های بهره‌برداری سیستم ترکیبی می‌گردند. در استفاده از باتری خودروهای برقی باید توجه داشت که ذخیره انرژی به صورت گاز توسط تکنولوژی ptg و تبدیل آن به برق به واسطه واحدهای نیروگاه گازی در طولانی‌مدت از ذخیره برق در باتری این خودروها به صرفه‌تر است زیرا باتری این خودروها پس از مدتی کارایی خود را از دست می‌دهند و هزینه گزاف تعویض آنها به بهره‌بردار سیستم اعمال می‌شود.

۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله به حل مسئله برنامه‌ریزی تصادفی شبکه یکپارچه برق و گاز در حضور واحدهای ptg، ایستگاه‌های ۷۲g و واحدهای نیروگاه گازی پرداخته شده است. همچنین عدم قطعیت مربوط به ظرفیت در دسترس شارژ و دشارژ ایستگاه‌های ۷۲g مورد بررسی قرار گرفته و تأثیر واحدهای ptg بر پوشش این عدم قطعیت‌ها مورد تحلیل قرار گرفته است. جهت بررسی کارایی مدل پیشنهادی، نتایج حاصل با نتایج بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های برق و گاز بدون در نظر گرفتن واحدهای ptg و همچنین بهره‌برداری مستقل شبکه‌های برق و گاز مقایسه شده است. نتایج حاصل نشان می‌دهند که واحدهای نیروگاه گازی با سوزاندن گاز استخراجی از چاه‌های گاز و گاز موجود در داخل مخازن (که در ساعات کم‌باری شبکه برق توسط واحدهای ptg پر شده‌اند) در شرایط بحرانی پایداری شبکه را حفظ نموده و در مجموع باعث کاهش هزینه‌های بهره‌برداری سیستم ترکیبی می‌گردند. همچنین تحلیل نتایج انجام شده حکایت از کارایی قابل ملاحظه واحدهای ptg به عنوان حلقه ارتباطی شبکه‌های برق و گاز در پوشش عدم قطعیت تولید شبکه برق، به ویژه ایستگاه‌های ۷۲g دارند. در ادامه تحقیقات این مقاله، حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های یکپارچه برق و گاز شامل جایابی واحدهای ptg و ایستگاه‌های ۷۲g پیشنهاد می‌گردد.

مراجع

- [1] Y. Xue, et al., "Optimal coordinated operation of electricity and natural gas distribution networks with power-to-gas facilities," in *Proc. IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia, ISGT Asia '18*, pp. 294-299, Singapore, 22-25 May 2018.
- [2] L. L. Wu, et al., "Optimal power and gas dispatch of the integrated electricity and natural gas networks," in *Proc. IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia, ISGT Asia '16*, pp. 244-249, Melbourne, Australia, 28 Nov.-1 Dec. 2016.
- [3] S. D. Manshadi and M. E. Khodayar, "Resilient operation of multiple energy carrier microgrids," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2283-2292, Sept. 2015.
- [4] I. Goroohi Sardou, M. E. Khodayar, and M. T. Ameli, "Coordinated operation of natural gas and electricity networks with microgrid aggregators," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 199-210, Jan. 2018.

جدول ۵: مقایسه هزینه کل بهره‌برداری موارد مطالعه.

موارد مطالعاتی	هزینه کل (KS)
مورد مطالعه ۱	۱۳۸۸/۵۴
مورد مطالعه ۲	۱۴۲۴/۰۹
مورد مطالعه ۳	۱۹۶۶/۳۸

صرفه‌جویی در هزینه‌ها می‌شوند. مخازن به واسطه واحدهای ptg شارژ می‌شوند، لذا می‌توان نتیجه گرفت که این واحدها علاوه بر افزایش قابلیت اطمینان سیستم موجب کاهش هزینه نیز می‌شوند و تا حدی مؤثرند که حتی در بازه زمانی کوتاه ۴ساعته سبب صرفه‌جویی هزینه قابل توجهی می‌شوند.

جهت بررسی اثرات حضور واحدهای ptg در عدم قطعیت تولید توان ایستگاه‌های ۷۲g و همچنین بررسی کارایی روش پیشنهادی بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های برق و گاز، سه مورد مطالعه زیر تعریف شده و نتایج شبیه‌سازی بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز تحت این سه مورد مطالعه با هم مقایسه شده و مورد تحلیل قرار می‌گیرند:

مورد مطالعه ۱: بهره‌برداری تصادفی یکپارچه شبکه‌های برق و گاز

در حضور ایستگاه‌های ۷۲g و واحدهای ptg

مورد مطالعه ۲: بهره‌برداری تصادفی یکپارچه شبکه‌های برق و گاز

در حضور ایستگاه‌های ۷۲g و بدون حضور واحدهای ptg

مورد مطالعه ۳: بهره‌برداری تصادفی مستقل شبکه‌های برق و گاز

در حضور ایستگاه‌های ۷۲g و واحدهای ptg

برای شبیه‌سازی مورد مطالعه ۲ از واحدهای ptg صرف نظر شده است اما همچنان شبکه‌های برق و گاز به صورت یکپارچه بهره‌برداری شده و ایستگاه‌های ۷۲g نیز در نظر گرفته شده‌اند. برای مورد مطالعه ۳ شبکه‌های برق و گاز به صورت کاملاً مستقل بهره‌برداری شده‌اند، به این ترتیب که ابتدا شبکه برق بهره‌برداری شده و میزان گاز مصرفی واحدهای نیروگاه گازی تعیین می‌شود. سپس بر اساس نتایج به دست آمده از بهره‌برداری شبکه برق، بهره‌برداری شبکه گاز انجام می‌شود. نتایج مربوط به مقایسه هزینه کل بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز برای سه مورد مطالعه فوق در جدول ۵ ارائه شده‌اند.

از نتایج جدول ۵ مشاهده می‌شود که هزینه بهره‌برداری کل سیستم در مورد مطالعه ۲ نسبت به مورد مطالعه ۱ به میزان ۲/۵۶ درصد افزایش یافته است. این بدان معنی است که حذف واحدهای ptg از بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های برق و گاز، منتج به افزایش هزینه‌های بهره‌برداری سیستم ترکیبی خواهد شد. این موضوع کارایی واحدهای ptg را در پوشش عدم قطعیت تولید در شبکه برق به ویژه ایستگاه‌های ۷۲g نشان می‌دهد. همچنین از مقایسه ردیف‌های سوم و چهارم جدول ۵ مشاهده می‌شود که هزینه بهره‌برداری کل در مورد مطالعه ۳ نسبت به مورد مطالعه ۲ به اندازه ۳۸/۰۷ درصد افزایش یافته است. این بدان معنی است که بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های برق و گاز در مقایسه با بهره‌برداری مستقل این شبکه‌ها هزینه‌های بهره‌برداری دو شبکه را به شدت کاهش می‌دهد. زیرا در بهره‌برداری مستقل دو شبکه، میزان گاز مصرفی واحدهای نیروگاه گازی بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های عملیاتی شبکه گاز و تنها با بهینه‌سازی شبکه برق تعیین می‌شود. همچنین میزان برق مصرفی واحدهای ptg (در صورت وجود) بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های عملیاتی شبکه برق و تنها با بهینه‌سازی شبکه گاز تعیین می‌شوند. در نتیجه نقطه کار سیستم ترکیبی از نقطه کار بهینه فاصله زیادی پیدا می‌کند.

- [16] M. Norouzi, J. Aghaei, S. Pirouzi, *et al.*, "Flexible operation of grid-connected microgrid using ES," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 2, pp. 254-264, Jan. 2020.
- [17] J. Hu and H. Li, "A new clustering approach for scenario reduction in multi-stochastic variable programming," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3813-3825, Sept. 2019.
- [18] N. Amjady, J. Aghaei, and H. A. Shayanfar, "Stochastic multiobjective market clearing of joint energy and reserves auctions ensuring power system security," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 24, no. 4, pp. 1841-1854, Nov. 2009.
- [19] J. Qiu, *et al.*, "A linear programming approach to expansion co-planning in gas and electricity markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3594-3606, Sept. 2016.
- [20] P. M. Subcommittee, "IEEE reliability test system," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047-2054, Nov. 1979.
- [21] [Online], *Independent Operator of the Natural Gas Transmission System in Belgium*, Available: <http://www.fluxys.com>, [Accessed 15 Feb 2020].
- [22] [Online], Available: <http://ercot.com/mktinfo/prices>. [Accessed 15 Feb 2020].
- [5] H. Khani, N. El-Taweel, and H. E. Z. Farag, "Power congestion management in integrated electricity and gas distribution grids," *IEEE Systems J.*, vol. 13, no. 2, pp. 1883-1894, Jun. 2019.
- [6] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Hourly electricity demand response in the stochastic day-ahead scheduling of coordinated electricity and natural gas networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 592-601, Jan. 2016.
- [7] H. Khani and H. E. Z. Farag, "Optimal day-ahead scheduling of power-to-gas energy storage and gas load management in wholesale electricity and gas markets," *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 940-951, Apr. 2018.
- [8] Y. Li, *et al.*, "Day-ahead schedule of a multi-energy system with power-to-gas technology," in *Proc. IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 5 pp., Chicago, IL, USA, 16-20 Jul. 2017.
- [9] Y. Yang, G. Wang, S. Hu, and Z. Fu, "Coordinated optimization of PTG and NGFP considering regulation in a market environment," in *Proc. IEEE Innovative Smart Grid Technologies, ISGT ASIA'18*, pp. 271-275, Singapore, Singapore, 22-25 May 2018.
- [10] A. Zlotnik, L. Roald, S. Backhaus, M. Chertkov, and G. Andersson, "Coordinated scheduling for interdependent electric power and natural gas infrastructures," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 600-610, Jan. 2017.
- [11] V. Heinisch and L. A. Tuan, "Effects of power-to-gas on power systems: a case study of Denmark," in *Proc. IEEE Eindhoven PowerTech*, 6 pp, Eindhoven, The Netherlands, 29 Jun. -2 Jul. 2015.
- [12] C. Jie, Z. Yueya, and S. Wencong, "An anonymous authentication scheme for plugin electric vehicles joining to charging/discharging station in vehicle-to-grid (v2g) networks," *Smart Grid Communications*, vol. 12, no. 3, pp. 9-19, Mar. 2015.
- [13] Z. Chen and Z. Hu, "Optimal coordination of charging and discharging control of large-scale plug-in electric vehicles," in *Proc. IEEE Conf. and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific, ITEC Asia-Pacific*, 6 pp., Beijing, China, 31 Aug.-3 Sept. 2014.
- [14] K. G. Firouzjahi and P. Hosseinzadeh, "Economic charging of plug-in electric vehicles at the charging station and its evaluation in distribution network considering possible scenarios," *Computational Intelligence in Electrical Engineering*, vol. 9, no. 1, pp. 29-48, Feb. 2018.
- [15] X. Bai and W. Qiao, "Robust optimization for bidirectional dispatch coordination of large-scale v2g," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1944-1954, Jul. 2015.

ایمان گروهی ساردو تحصیلات خود را در رشته مهندسی برق گرایش قدرت در مقطع کارشناسی در سال ۱۳۸۷ از دانشگاه شهید باهنر کرمان، در مقطع کارشناسی ارشد در سال ۱۳۸۹ از دانشگاه صنعتی شاهرود و در مقطع دکتری تخصصی در سال ۱۳۹۴ از دانشگاه شهیدبهبشتی تهران به پایان رسانده است و هم‌اکنون استادیار گروه مهندسی برق دانشکده فنی و مهندسی دانشگاه جیرفت می‌باشد. نام‌برده قبل از پیوستنش به دانشگاه جیرفت در سال‌های ۱۳۹۳ تا ۱۳۹۴ در دانشگاه متودیست جنوبی در آمریکا در حال تحقیق بوده است. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان عبارتند از: بهره‌برداری سیستم‌های قدرت، برنامه‌ریزی توسعه سیستم‌های قدرت، بازار برق، منابع انرژی تجدیدپذیر و برنامه‌ریزی هماهنگ شبکه‌های برق و گاز.

علی مبصری در سال ۱۳۹۸ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه جیرفت دریافت نمود. از سال ۱۳۹۸ نام‌برده در مقطع کارشناسی ارشد رشته مهندسی برق گرایش طراحی سیستم‌های قدرت در دانشگاه اراک مشغول به تحصیل می‌باشد. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان متنوع بوده و شامل موضوعاتی مانند برنامه‌ریزی یکپارچه شبکه‌های برق و گاز، منابع انرژی تجدیدپذیر و ریزشبکه‌ها می‌باشد.