



پخش بار اقتصادی واحدهای تولید انرژی برق و حرارت با در نظر گرفتن افت دمای خط لوله حرارتی

مرتضی برخی، جواد پورحسین

۱- دانشجوی دکتری، گروه برق-قدرت دانشگاه آزاد اسلامی واحد گناباد

۲- استادیار، گروه برق-قدرت دانشگاه آزاد اسلامی واحد گناباد

چکیده

توزیع اقتصادی بار از جمله مهم‌ترین مسائل در بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت و به‌عنوان بخشی از مدیریت انرژی مدرن، نقش مهمی را در سیستم‌های قدرت ایفا می‌کند. در مساله برنامه‌ریزی واحدهای تولیدی، در صورت معلوم بودن وضعیت در مدار بودن واحدهای تولیدی، بایستی پخش بار اقتصادی به نحوی انجام شود که علاوه بر رعایت تمامی قیود و محدودیت‌های فنی حاکم بر سیستم، توجیه اقتصادی نیز داشته باشد. در صورت در نظر گرفتن تمامی مسائل فنی و اقتصادی، مساله پخش بار اقتصادی به یک مساله غیرخطی با ابعاد بالا تبدیل می‌گردد. در این پژوهش، برنامه‌ریزی تولید با وجود محدودیت‌های خطوط انتقال برای ترکیبی از هر دو شبکه الکتریکی و شبکه حرارتی که به صورت خطی مدل‌سازی شده است، فرمول‌بندی گردیده است تا هماهنگی بین بهره‌برداری کوتاه مدت از شبکه قدرت و شبکه حرارتی برقرار شود. مساله پخش بار اقتصادی واحدهای تولیدی الکتریکی و حرارتی با در نظر گرفتن قیود فنی و اقتصادی به کمک الگوریتم هوشمند ازدحام ذرات (PSO) حل گردیده است. تابع هدف در این مساله به صورت مجموع وزن دار هزینه تولید واحدها و تلفات توان حرارتی و الکتریکی عبوری از خطوط و اختلاف مقدار بین تولید و مصرف در شبکه حرارتی و شبکه الکتریکی تعریف شده است. در انتها، روش پیشنهادی به یک شبکه نمونه اعمال شده و مورد ارزیابی قرار گرفته است.

کلمات کلیدی: واحدهای تولید هم‌زمان برق و حرارت، الگوریتم ازدحام ذرات، پخش بار اقتصادی، تلفات الکتریکی، تلفات حرارتی.

۱. مقدمه

امروزه به دلیل افزایش جمعیت، پیشرفت صنعت و کیفیت زندگی جوامع مختلف، وابستگی زندگی بشر به انرژی افزایش چشم‌گیری دارد. از طرف دیگر، محدودیت‌های اقتصادی، زیست محیطی، کمبود سوخت‌های فسیلی و ... منجر به بروز بحران‌هایی در راستای تامین انرژی مورد تقاضای مشترکین گردیده است. برخی راهکارهای پیشنهادی در جهت مرتفع سازی این مشکلات، استفاده از منابع تولید پراکنده و تجدیدپذیر، اجرای سیاست‌های مدیریت مصرف، جایگزینی تجهیزات با انواع با راندمان بالاتر، تولید هم‌زمان برق و حرارت و ... می‌باشند.



ماهنامه علمی تخصصی پایا شهر

تمام راهکارها زمینه ساز حرکت به سمت شبکه‌های هوشمند شدند. شبکه‌های هوشمند که باعث تمرکز زدایی تولید برق می‌شوند، مزایای زیادی به دنبال خواهند داشت [۱]. همچنین قابلیت اطمینان و انعطاف بهتری را در مواجهه با قطعی‌ها از خود نشان می‌دهند [۲].

از پرکاربردترین انواع منابع تولید پراکنده که قابلیت نصب در نزدیکی محل مصرف دارد، دیزل ژنراتورها می‌باشند. به دلیل کوتاه بودن طول مسیر انتقال توان تولیدی به محل مصرف، تلفات انرژی الکتریکی حداقل می‌باشد. ویژگی مهم‌تر بکارگیری این منابع، قابلیت بهبود راندمان آن‌ها به کمک استفاده از حرارت خروجی این مولدها می‌باشد. این چرخه تولید موسوم به واحدهای تولید همزمان برق و حرارت (CHP) می‌باشند [۳].

ذخیره‌سازی انرژی گرمایی دارای سهولت و انعطاف بیشتری نسبت به ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی می‌باشد [۴، ۵]. سیستم‌های گرمایش و سرمایش، انرژی را در یک مایع ذخیره کرده و یا به یک بار گرمایی انتقال می‌دهند. به عبارت دیگر، بارهای گرمایی می‌توانند برای زمان مشخصی توسط انرژی ذخیره شده در مایع رابط و بدون تحویل انرژی از دیگ بخار، تغذیه شود. سیستم مدیریت انرژی با در اختیار داشتن الگوی مصرف انرژی گرمایی ریزشبکه و استفاده از منابع ذخیره انرژی گرمایی از انعطاف عمل بالاتری برخوردار خواهد بود [۶، ۷].

قابلیت انعطاف واحدهای CHP از طریق مجهز شدن آن‌ها به ذخیره‌سازهای حرارتی نصب پمپ‌های حرارتی، دیگ‌های بخار برقی و ... بهبود می‌یابند [۵، ۸]. اگرچه که امکان بهره‌برداری مجزا از ظرفیت ذخیره‌سازهای حرارت در شبکه حرارت محلی وجود دارد. یک شبکه حرارت محلی از صدها خطوط لوله انتقال آب تشکیل می‌شود [۹].

با توجه به ضرورت بیان شده در قسمت‌های قبلی، در این پژوهش مساله برنامه‌ریزی تولید همزمان انرژی الکتریکی و انرژی حرارتی انجام شده است. هدف اصلی در روش پیشنهادی، تامین بارهای الکتریکی و بارهای حرارتی ضمن حداقل‌سازی هزینه اجرای طرح پیشنهادی می‌باشد. در روند حل این مساله، محدودیت‌هایی جهت نزدیک شدن پاسخ پیشنهادی به واقعیت نیز در نظر گرفته شده است. از جمله این محدودیت‌ها، در نظر گرفتن اثر شیرهای بخار، تغییرات توان خروجی واحدها، نواحی ممنوعه، تلفات توان عبوری از خطوط و تلفات حرارتی می‌باشند.

۲. مدل‌سازی منابع

به‌منظور رسیدن به تولید بهینه هر واحد نیروگاهی، منحنی هزینه سوخت باید به‌صورت یک رابطه ریاضی مدل شود که در ادامه، به تفکیک نوع انرژی تولیدی هر نیروگاه و نواحی عملکرد مجاز آن، تشریح گردیده است.

۱.۲. واحدهای حرارتی سنتی

تابع هزینه سوخت هر ژنراتور هر به‌صورت رابطه بین توان‌های اکتیو تزریق شده به سیستم به‌وسیله ژنراتور به دست می‌آید. تابع هزینه $F_i(P_{i,t}^{Th})$ تابع هزینه برحسب واحد پول بر ساعت (مثلاً دلار بر ساعت $\frac{\$}{h}$) می‌باشد و از حاصل ضرب هزینه سوخت در نرخ حرارت ورودی به واحد (H) در ساعات t ام به دست می‌آید. لازم به ذکر است که نرخ حرارت ورودی (H) برحسب Btu/h می‌باشد.

به‌طور معمول برای سهولت در محاسبات و راحتی کار تابع هزینه واحدها ایدئال در نظر گرفته می‌شوند. در واقع اگر منحنی به‌صورت محدب و هموار باشد، تابع هزینه هر واحد تولیدی می‌تواند به‌صورت یک تابع درجه دوم مطابق رابطه (۱) بیان شود.

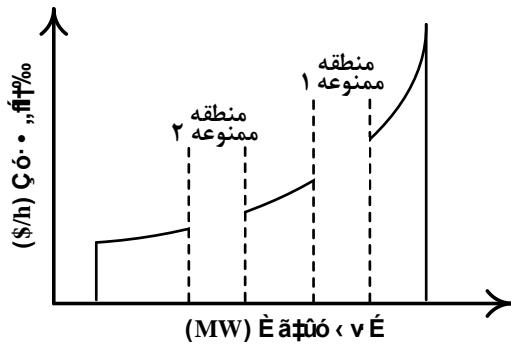
$$F_i^{Th}(P_{i,t}^{Th}) = a_i + b_i \times P_{i,t}^{Th} + c_i \times (P_{i,t}^{Th})^2 \quad (1)$$

ضرایب a_i ، b_i و c_i ضرایب تابع هزینه ایدئال واحد حرارتی t ام در ساعت t ام می‌باشند.

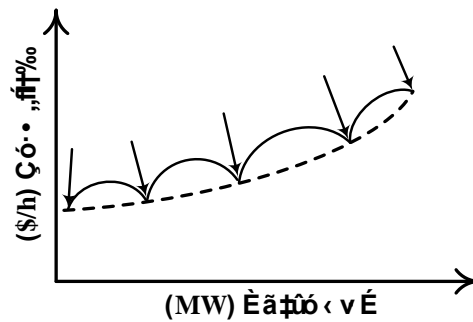
نیروگاه‌ها معمولاً شیرهای متعددی دارند که به منظور کنترل توان خروجی واحدها استفاده می‌شوند. در این واحدها با افزایش بار واحد با باز شدن شیرهای بخار، بخار ورودی به واحد زیاد می‌شود و مابین نقاط گشایش هر یک از دو شیر نرخ افزایشی حرارتی ($\Delta H/\Delta p$) کاهش می‌یابد. ولی هنگامی که شیری در ابتدا باز می‌شود، به علت زیاد شدن سریع تلفات دریاچه بخار، نرخ افزایشی حرارتی به صورت جهشی زیاد می‌شود. این موضوع باعث ناپیوستگی در این مشخصه می‌گردد. در شکل ۱ تأثیر شیرهای بخار روی منحنی هزینه سوخت نمایش داده شده که به صورت (۲) فرمول‌بندی می‌شود [۱۰].

$$F_i^{Th}(P_{i,t}^{Th}) = a_i \times (P_{i,t}^{Th})^2 + b_i \times P_{i,t}^{Th} + c_i + \left| d_i \sin \left(e_i (P_{i,\min}^{Th} - P_{i,t}^{Th}) \right) \right| \quad (2)$$

هر واحد نیروگاهی ظرفیت تولید توان مشخصی دارد. عوامل بسیاری از قبیل عملکرد شیر بخار، لرزش ناگهانی در شافت‌ها و محدودیت‌های فیزیکی در تجهیزات ماشین، می‌توانند ناپیوستگی‌هایی در بازه‌هایی از این حد در منحنی تابع هزینه سوخت به وجود آورند. در شکل ۲ منحنی هزینه سوخت با دو منطقه ممنوعه را نشان می‌دهد.



شکل ۲: منحنی هزینه سوخت ناپیوسته با وجود مناطق ممنوعه



شکل ۱: منحنی هزینه سوخت برای ژنراتورها با ۵ شیر بخار

این اثر به صورت یک محدودیت برای مقدار توان اکتیو تولیدی واحدها مطابق (۳) مدل می‌شود.

$$P_{i,t}^{Th} \in \begin{cases} P_{i,\min}^{Th} \leq P_{i,t}^{Th} \leq P_i^{LBz} \\ P_i^{UBz-1} \leq P_{i,t}^{Th} \leq P_i^{LBz} \\ P_i^{UBz} \leq P_{i,t}^{Th} \leq P_{i,\max}^{Th} \end{cases} \quad (3)$$

P_i^{UBz} و P_i^{LBz} به ترتیب کم‌ترین و بیش‌ترین مقدار توان Z امین بازه منطقه ممنوعه Z امین واحد نیروگاهی تولید توان می‌باشد.

۲.۲. واحدهای تولید همزمان برق و حرارت

هزینه تولید توان واحدهای CHP تابعی از میزان تولید توان الکتریکی و حرارتی است که به صورت (۴) تعریف می‌شود.

$$F_j^{CHP}(P_{j,t}^{CHP}, H_{j,t}^{CHP}) = a_j' + b_j' \times P_{j,t}^{CHP} + c_j' \times (P_{j,t}^{CHP})^2 + d_j' \times H_{j,t}^{CHP} + e_j' \times (H_{j,t}^{CHP})^2 + f_j' \times P_{j,t}^{CHP} \times H_{j,t}^{CHP} \quad (4)$$

مطابق رابطه (۴)، مشاهده می‌شود که بین توان الکتریکی و حرارت تولید شده توسط واحدها CHP رابطه متقابلی وجود دارد.

۳.۲. دیگ‌های بخار



هزینه انرژی حرارتی تولیدی دیگرهای بخار، تابعی از میزان تولید انرژی حرارتی است که به صورت (۵) تعریف می‌شوند.

$$F_{k,t}^{HO}(H_{k,t}^{HO}) = a_k'' + b_k'' \times H_{k,t}^{HO} + c_j'' \times (H_{k,t}^{HO})^2 \quad (5)$$

۳. محدودیت‌های موجود در مساله برنامه‌ریزی

همان‌طور که در قسمت‌های قبل بیان شد، برخی محدودیت‌ها در زمینه تولید انرژی الکتریکی و انرژی حرارتی واحدهای تولیدی مختلف وجود دارند. در ادامه، برخی از این محدودیت‌ها به صورت روابط ریاضی تعریف شده‌اند تا در زمان حل مساله برنامه‌ریزی تولید واحدها رعایت شوند. در این صورت، نتایج حاصل شده، به واقعیت نزدیک خواهند بود.

۱.۳. توازن تولید و مصرف در سیستم

هنگام کمینه‌سازی هزینه تولید انرژی، مجموع توان الکتریکی تولیدی توسط نیروگاه‌ها در ساعت t ام، می‌بایست با میزان بار تقاضا شده از شبکه در همان ساعت (P_t^D) برابر باشد. بنابراین اگر P_D بار سیستم باشد، باید قید (۶) رعایت شود.

$$P_t^G = P_t^D \quad , P_t^G = \sum_{i=1}^N P_{i,t}^{Th} + \sum_{j=1}^M P_{j,t}^{CHP} \quad (6)$$

در مسائل توزیع بار پیچیده‌تر، مجموع تلفات توان عبوری از خطوط (P_t^L) نیز باید به رابطه (۶) اضافه شود. پس این محدودیت به صورت (۷) تبدیل می‌شود.

$$P_t^G = P_t^D + P_t^L \quad (7)$$

تلفات سیستم می‌تواند به صورت دقیق، از حل مسئله پخش بار توان به دست آید [۱۱]. یک روش به دست آوردن تخمینی تلفات، روش Kron می‌باشد که در آن تلفات به صورت تابعی از توان‌های خروجی ژنراتورها به دست می‌آید [۱۱]. این محدودیت به صورت (۸) بیان می‌شود.

$$P_t^L = \sum_{r=1}^R \sum_{s=1}^S P_{t,r}^G B_{r,s} P_{t,s}^G + \sum_{r=1}^R B_{or} P_{t,r}^G + B_{oo} \quad (8)$$

۲.۳. حدود تولید

هر واحد تولیدی (امین واحد تولیدی از هر نوع حرارتی مرسوم یا CHP) دارای محدودیت تولید توان بین دو حد کمینه (P_1^{\min}) و بیشینه (P_1^{\max}) می‌باشند که مستقیماً با طراحی ماشین رابطه دارد. این محدودیت به صورت نامساوی مطابق (۹) بیان می‌شود.

$$P_1^{\min} \leq P_1 \leq P_1^{\max} \quad (9)$$

محدودیت انرژی حرارتی خروجی دیگرها نیز به کمک رابطه (۱۰) در دو حد مرزی کمینه و بیشینه ممکن تعریف می‌شوند.

$$H_{k,\min}^{HO} \leq H_{k,t}^{HO} \leq H_{k,\max}^{HO} \quad (10)$$

۳.۳. محدودیت نرخ شیب

خروجی ژنراتورها نمی تواند به صورت آنی به هر مقداری افزایش یا کاهش پیدا کند. میزان تغییر برای واحدهای در مدار توسط محدودیت نرخ شیب به صورت زیر تعیین می شود:

در حالت افزایش توان، محدودیت (۱۱) باید رعایت شود.

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq UR_i \quad (11)$$

در حالت کاهش توان، محدودیت (۱۲) باید رعایت شود.

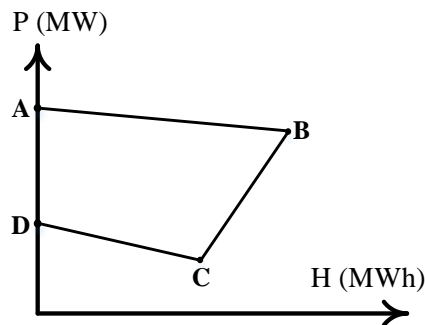
$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq DR_i \quad (12)$$

در این روابط، $P_{i,t-1}$ توان خروجی واحد تولیدی لام در ساعت قبل، DR_i و UR_i به ترتیب محدودیت کاهش و محدودیت افزایشی نرخ شیب واحد لام می باشند. بنابراین میزان تولید باید در محدوده (۱۳) در مسئله برنامه ریزی قرار بگیرد.

$$\max(P_i^{\min}, P_{i,t-1} - DR_i) \leq P_{i,t} \leq \min(P_i^{\max}, P_{i,t-1} + UR_i) \quad (13)$$

۴.۳. نواحی مجاز عملکرد CHPها

در صورتی که هم توان الکتریکی تولیدی و هم توان حرارتی تولیدی CHP، در مشخصه عملکردی این واحدها در نظر گرفته شوند، نواحی عملکرد مجاز به صورت شکل ۳ می باشد.



شکل ۳: نواحی عملکرد مجاز واحدهای تولید هم زمان برق و حرارت

در صورتی که ناحیه مجاز عملکرد CHP مطابق شکل ۳ باشد، معادلات (۱۴) الی (۱۸) محدودیت پاسخ پیشنهادی را در مورد نواحی ممنوعه بررسی می کنند.

$$P_{j,t}^{CHP} - P_{j,A}^{CHP} - \frac{P_{j,A}^{CHP} - P_{j,B}^{CHP}}{H_{j,A}^{CHP} - H_{j,B}^{CHP}} \times (H_{j,t}^{CHP} - H_{j,A}^{CHP}) \leq 0 \quad (14)$$

$$P_{j,t}^{CHP} - P_{j,B}^{CHP} - \frac{P_{j,B}^{CHP} - P_{j,C}^{CHP}}{H_{j,B}^{CHP} - H_{j,C}^{CHP}} \times (H_{j,t}^{CHP} - H_{j,B}^{CHP}) \geq -(1 - V_{j,t}^{CHP}) \times M \quad (15)$$

$$P_{j,t}^{CHP} - P_{j,C}^{CHP} - \frac{P_{j,C}^{CHP} - P_{j,D}^{CHP}}{H_{j,C}^{CHP} - H_{j,D}^{CHP}} \times (H_{j,t}^{CHP} - H_{j,C}^{CHP}) \geq -(1 - V_{j,t}^{CHP}) \times M \quad (16)$$

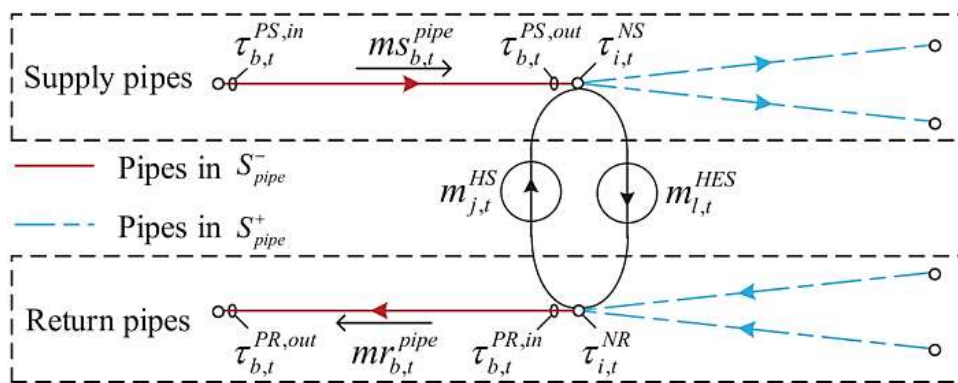
$$0 \leq P_{j,t}^{CHP} \leq P_{j,A}^{CHP} \times V_{j,t}^{CHP} \quad (17)$$

$$0 \leq H_{j,t}^{CHP} \leq H_{j,B}^{CHP} \times V_{j,t}^{CHP} \quad (18)$$

$H_{j,t}^{CHP}$ و $P_{j,t}^{CHP}$ به ترتیب توان الکتریکی و توان حرارتی خروجی ژامین مولد CHP در ساعت t ام می‌باشند. $V_{j,t}^{CHP}$ متغیر باینری مشخص‌کننده در مدار بودن یا نبودن ژامین CHP در ساعت t ام و M عدد ثابت و بزرگ است.

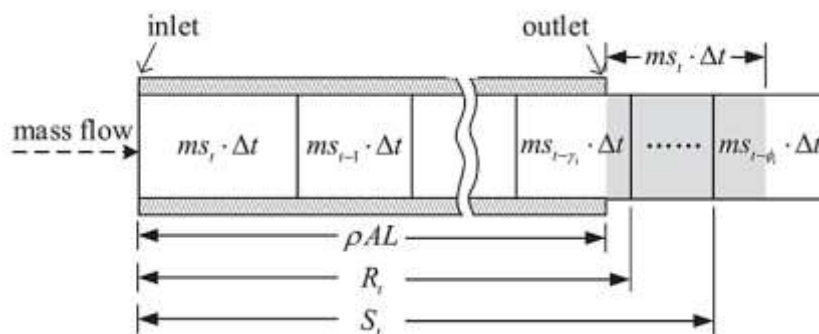
۵.۳. افت دمایی خطوط لوله انتقال حرارت

در شکل ۴، ساختار کلی از گره‌های یک شبکه حرارتی با خطوط لوله دومداره نشان داده شده است. در استراتژی به کاررفته رژیم‌های هیدرولیکی شبکه حرارتی بدون تغییر می‌باشند. در نتیجه تنها قیود مربوط به شرایط حرارتی بایستی در نظر گرفته شوند. این قیود شامل قیود تداخل دمایی، قیود دینامیکی دما و قیود تلفات حرارتی بوده و بایستی در نظر گرفته شوند.



شکل ۴: ساختار کلی گره‌ها در یک DHN

شکل ۵، قسمت عمودی خط لوله در شبکه حرارتی را نشان می‌دهد. با فرض اینکه طول کل خط لوله L باشد، در نتیجه کل آب جاری شده در خط لوله برابر ρAL است. بلوک‌ها در جهت محور خط لوله، نشان‌دهنده حرکت متوالی آب در مسیر خط لوله می‌باشند. به عنوان مثال $ms_t \cdot \Delta t$ نمایشگر عبور جریان آب در مجرای داخلی خط لوله در زمان t می‌باشد.



شکل ۵: بخش عمودی خط لوله در DHN

دمای مجرای خروجی در حالت بدون تلفات ($T_t^{\prime out}$) براساس متوسط دمای جریان آب در خط لوله در بازه زمانی t تخمین زده می‌شود. $T_{b,t}^{PR,out}$ و $T_{b,t}^{PS,out}$ به ترتیب دمای آب خروجی b امین خط لوله رفت و برگشت در ساعت t ام، $ms_{b,t}^{pipe}$ و $mr_{b,t}^{pipe}$ به ترتیب نرخ جریان آب b امین خط لوله رفت و برگشت در ساعت t ام می‌باشند. در این مرحله، با در نظر گرفتن



تلفات حرارتی، دما افت می‌کند. در نتیجه باید دمای مجرای خروجی مسیر رفت و برگشت به ترتیب مطابق (۱۹) و (۲۰) اصلاح شوند.

$$\tau_{b,t}^{PS,out} = \tau_t^{am} + J_{b,t} \cdot (\tau_{b,t}^{PS,out} - \tau_t^{am}) \quad (19)$$

$$\tau_{b,t}^{PR,out} = \tau_t^{am} + J_{b,t} \cdot (\tau_{b,t}^{PR,out} - \tau_t^{am}) \quad (20)$$

τ_t^{am} دمای محیط در ساعت t ام و $J_{b,t}$ ضریب افت دمای خط لوله b ام در ساعت t ام می‌باشد.

۴. تابع هدف در مساله برنامه‌ریزی

توزیع اقتصادی بار، یک مسئله بهینه‌سازی است که توان خروجی هر واحد در مدار را با رویکرد کاهش هزینه تولید تعیین می‌کند. هدف این مسئله، حداقل سازی هزینه کل تولید با مینیمم کردن مجموع تابع هزینه نهایی واحدهای در مدار می‌باشد. رابطه (۲۱) این هدف (Cost) را به زبان ریاضی بیان می‌کند.

$$OF = Cost_{Th} + Cost_{CHP} + Cost_{Bi} + Loss_E + Loss_H + MM_T + MM_H \quad (21)$$

$Cost_{Th}$ ، $Cost_{CHP}$ و $Cost_{Bi}$ به ترتیب هزینه‌ها در واحد مبنا مربوط به تولید واحدهای حرارتی سنتی، واحدهای CHP و دیگ‌های بخار می‌باشند. $Loss_E$ و $Loss_H$ نیز به ترتیب تلفات در واحد مبنا مربوط به شبکه‌های الکتریکی و شبکه حرارتی می‌باشند. برای تبدیل هر قسمت به واحد مبنا، از تقسیم آن بر حداکثر مقدار ممکن محاسبه می‌شود. به عنوان مثال، برای محاسبه حداکثر هزینه تولید واحدهای حرارتی سنتی، توان خروجی تمامی این نوع از واحدها برابر بیش‌ترین مقدار ممکن تنظیم شده و هزینه تولید واحدها محاسبه گردیده است. MM_T و MM_H به ترتیب انحراف تولید نسبت به مصرف شبکه الکتریکی و شبکه حرارتی می‌باشند که مطابق روابط (۲۲) و (۲۳) قابل محاسبه‌اند.

$$MM_T = TPP_{Th} + TPP_{CHP} - Load_E - TTL_E \quad (22)$$

$$MM_H = THP_{CHP} + THP_{Bio} - Load_H - THL_H \quad (23)$$

TPP_{Th} و TPP_{CHP} به ترتیب مجموع توان الکتریکی تولیدی واحدهای حرارتی سنتی و واحدهای CHP می‌باشند. $Load_E$ و TTL_E به ترتیب کل بار مصرفی و کل تلفات توان شبکه الکتریکی می‌باشند. THP_{Bio} و THP_{CHP} نیز به ترتیب مجموع حرارت تولیدی واحدهای CHP و دیگ‌های بخار می‌باشند. $Load_H$ و THL_H مجموع بار حرارتی و مجموع تلفات حرارتی می‌باشند.

۵. بهینه‌سازی مساله پخش بار اقتصادی برق و حرارت

برای برنامه‌ریزی بهینه تولید برق و حرارت تمامی واحدهای تولیدی، از الگوریتم ازدحام ذرات (PSO) استفاده گردیده است. ساختار هر ذره پیشنهادی مطابق شکل ۶ می‌باشد.



شکل ۶: ساختار ذرات پیشنهادی در الگوریتم PSO

هر ذره از سه بخش کلی تشکیل می‌شود. دسته اول مربوط به توان الکتریکی خروجی واحدهای حرارتی سنتی می‌باشند. دسته دوم، توان الکتریکی و حرارتی خروجی واحدهای CHP و دسته سوم، حرارت خروجی دیگ‌های بخار هستند.

۶. نتایج شبیه‌سازی

در این مقاله، برنامه ریزی تولید هم‌زمان حرارت و برق در یک سیستم قدرت ۲۴ واحدی انجام شده است. این شبکه ۲۴ واحدی دارای ۵ دیگ بخار، ۶ واحد CHP و ۱۳ واحد حرارتی سنتی می‌باشد. اطلاعات مربوط به واحدهای حرارتی سنتی در جدول ۱ آورده شده است [۱۲، ۱۳].

جدول ۲: مشخصات واحدهای CHP

شماره	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	
a_i	۰.۳۴۵	۰.۴۳۵	۰.۳۴۵	۰.۴۳۵	۰.۳۵	۰.۷۲	
b_i	۱۴/۵	۳۶	۱۴/۵	۳۶	۳۴/۵	۲۰	
c_i	۲۶۵۰	۱۲۵۰	۲۶۵۰	۱۲۵۰	۲۶۵۰	۱۵۶ ۵	
d_i	۰.۰۳	۰.۰۲۷	۰.۰۳	۰.۰۲۷	۰.۰۲۵	۰.۰۲	
e_i	۴/۲	۰/۶	۴/۲	۰/۶	۲/۲۰۳	۲/۳۴	
f_i	۰.۰۳۱	۰.۰۱۱	۰.۰۳۱	۰.۰۱۱	۰.۰۵۱	۰.۰۴	
نواحی مجاز عملکرد	P_A	۲۴۷	۶۰	۲۴۷	۶۰	۲۴۷	۶۰
	P_B	۲۱۵	۴۵	۲۱۵	۴۵	۲۱۵	۴۵
	P_C	۸۱	۱۰	۸۱	۱۰	۸۱	۱۰
	P_D	۹۸/۸	۲۰	۹۸/۸	۲۰	۹۸/۸	۲۰
	H_A	۰	۰	۰	۰	۰	۰
	H_B	۱۸۰	۵۵	۱۸۰	۵۵	۱۸۰	۵۵
	H_C	۱۰۴/۸	۴۰	۱۰۴/۸	۴۰	۱۰۴/۸	۴۰
	H_D	۰	۰	۰	۰	۰	۰

جدول ۱: مشخصات واحدهای تولید حرارتی سنتی [۱۲، ۱۳]

شماره	P_i^{mir}	P_i^{max}	P_i^0	UR_i	DR_i	a_i	b_i	c_i	e_i	f_i
۱	۰	۶۸۰	۴۲	۳۳	۳۶	۵۵	۸/۱	۰.۰۰۲۸	۳۰	۰.۰۳۵
۲	۰	۳۶۰	۲۸	۲۵	۲۹	۳۰	۸/۱	۰.۰۰۵۶	۲۰	۰.۰۴۲
۳	۰	۳۶۰	۲۸	۲۵	۲۹	۳۰	۸/۱	۰.۰۰۵۶	۲۰	۰.۰۴۲
۴	۶۰	۱۸۰	۱۲	۸۰	۱۳	۲۴	۷/۴	۰.۰۳۲۴	۱۵	۰.۰۶۳
۵	۶۰	۱۸۰	۱۵	۸۰	۱۳	۲۴	۷/۴	۰.۰۳۲۴	۱۵	۰.۰۶۳
۶	۶۰	۱۸۰	۱۳	۸۰	۱۳	۲۴	۷/۴	۰.۰۳۲۴	۱۵	۰.۰۶۳
۷	۶۰	۱۸۰	۱۶	۸۰	۱۳	۲۴	۷/۴	۰.۰۳۲۴	۱۵	۰.۰۶۳
۸	۶۰	۱۸۰	۱۴	۸۰	۱۳	۲۴	۷/۴	۰.۰۳۲۴	۱۵	۰.۰۶۳



ماهنامه علمی تخصصی پایا شهر



			۰		۰	۰	۷	۰/	۰	۰
۹	۶۰	۱۸۰	۱۴	۸۰	۱۳	۲۴	۱/۷۴	۰۰۳۲۴	۱۵	۱/۰۶۳
			۰		۰	۰	۷	۰/	۰	۰
۱۰	۴۰	۱۲۰	۱۰	۱۲	۱۲	۱۲	۸/۶	۰۰۲۸۴	۱۰	۱/۰۸۴
			۰		۰	۰	۶	۰/	۰	۰
۱۱	۴۰	۱۲۰	۸۰	۱۲	۱۲	۱۲	۸/۶	۰۰۲۸۴	۱۰	۱/۰۸۴
			۰		۰	۰	۶	۰/	۰	۰
۱۲	۵۵	۱۲۰	۸۰	۱۲	۱۲	۱۲	۸/۶	۰۰۲۸۴	۱۰	۱/۰۸۴
			۰		۰	۰	۶	۰/	۰	۰
۱۳	۵۵	۱۲۰	۷۵	۱۲	۱۲	۱۲	۸/۶	۰۰۲۸۴	۱۰	۱/۰۸۴
			۰		۰	۰	۶	۰/	۰	۰

جدول ۳: مشخصات خطوط لوله حرارتی

جدول ۴: مشخصات دیگ‌های بخار

شماره	H_i^{min}	H_i^{max}	a_i	b_i	C_i
۲۰	۰	۲۶۹۵	۱۰۳۸	۱۰۱۰۹	۹۵
			۰	۲	۰
۲۱	۰	۶۰	۱۰۳۸	۱۰۱۰۹	۹۵
			۰	۲	۰
۲۲	۰	۶۰	۱۰۳۸	۱۰۱۰۹	۹۵
			۰	۲	۰
۲۳	۰	۱۲۰	۱۰۵۲	۱۰۶۵۱	۴۸
			۰	۳	۰
۲۴	۰	۱۲۰	۱۰۵۲	۱۰۶۵۱	۴۸
			۰	۳	۰

دمای خط لوله	دمای خط لوله رفت	نرخ جریان سیال (kg/h)	رسانای	ضخامت	قطر (m)	طول (m)	تا	از
برگشت	رفت	()	ی	ت	()	()	گر	گر
ت							ه	ه
۴۵.۰۳	۹۰	۲۶۵.۸۴۶	۰.۱۲	۰.۰۰۰۵	۰.۸	۳۵۰	۲	۱
۴۵.۰۷	۸۹.۹۵	۲۴۱.۴۰۵	۰.۱۲	۰.۰۰۰۵	۰.۸	۱۷۵	۳	۲
۴۴.۹۹	۸۹.۹۲	۱۴۳.۵۸	۰.۱۲	۰.۰۰۰۵	۰.۸	۱۷۵	۴	۳
۴۴.۹۹	۸۹.۹۵	۲۴.۴۴	۰.۱۲	۰.۰۰۰۵	۰.۸	۱۷۵	۵	۲
۴۵.۲۳	۸۹.۹۲	۹۷.۸۲	۰.۱۲	۰.۰۰۰۵	۰.۸	۷۵۰	۶	۳

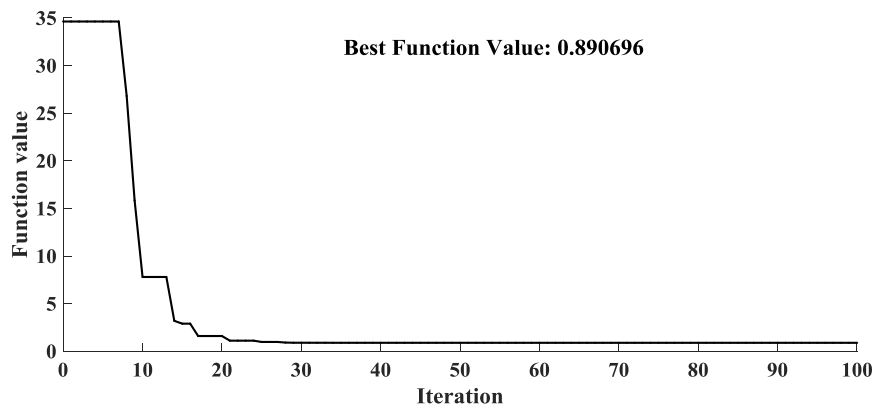
در برنامه‌ریزی هم‌زمان تولید برق و حرارت، برحسب در نظر گرفتن شرایط متفاوت از جمله محدودیت نرخ تغییرات توان خروجی واحدها، نواحی ممنوعه و اثر شیرهای بخار واحدهای حرارتی سنتی، تلفات شبکه حرارتی و شبکه الکتریکی، سناریوهای مختلفی تعریف شده که مطابق جدول ۵ می‌باشند.

جدول ۵: سناریوهای مختلف در نظر گرفته شده در فرآیند حل مساله برنامه‌ریزی تولید هم‌زمان برق و حرارت

شماره سناریو	۱	۲	۳	۴	۵
تلفات توان	🔌	🔌🔌	🔌🔌🔌	🔌🔌🔌🔌	🔌🔌🔌🔌🔌
اثر شیرهای بخار	🔌	🔌	🔌🔌	🔌🔌🔌	🔌🔌🔌🔌

نواحی ممنوعه واحدهای حرارتی سنتی	🚫	🚫	🚫	🚫	🚫
محدودیت تغییر توان خروجی	🚫	🚫	🚫	🚫	🚫

بهینه‌سازی این مساله، به کمک الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) صورت گرفته است. PSO دارای ۵۰۰ ذره و با حداکثر ۵۰۰۰ تکرار می‌باشد. شرط توقف دیگر آن، عدم بهبود تابع هدف پس از گذشت ۳۰۰ تکرار لحاظ گردیده است. در سناریو ۱، هیچ‌کدام از شرایط مربوط به برنامه‌ریزی هم‌زمان تولید برق و حرارت، در فرآیند حل مساله در نظر گرفته نشده است. روند همگرایی الگوریتم ازدحام ذرات در جهت حداقل‌سازی تابع هدف، مطابق شکل ۷ می‌باشد. مشاهده می‌شود که الگوریتم دارای ۱۰۰ تکرار می‌باشد و حدوداً پس از گذشت ۳۰ تکرار، تابع هدف به مقدار نهایی خود همگرا شده است. علت مقدار زیاد تابع هدف در تکرارهای اولیه، بالا بودن اختلاف بین تولید و مصرف در شبکه‌های حرارتی و الکتریکی (MM_H و MM_T) می‌باشد. اما در تکرارهای بعدی، به‌نحوی برنامه‌ریزی تولید برق و حرارت تمامی واحدها برنامه‌ریزی شده است که ضمن کمینه‌سازی هزینه‌های تولید، تعادل بین تولید و مصرف نیز برقرار شود.



شکل ۷: روند همگرایی الگوریتم ازدحام ذرات، در فرآیند حداقل‌سازی مقدار تابع هدف سناریو ۱

نتایج بهینه سناریو ۱، در جدول ۶ الی جدول ۸ آورده شده است.

جدول ۶: نتایج بهینه تولید توان واحدهای حرارتی سنتی در سناریو ۱

شماره واحد	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷
توان تولیدی	۲۱۰.۰	۱۵۲.۴	۳۵۹.۰	۱۷۱.۵	۱۲۶.۴	۱۳۱.۹	۱۳۰.۱
هزینه تولید	۲۲۶۳.۳	۱۵۵۶.۳	۳۲۸۶.۸	۱۶۶۳.۱	۱۲۷۰.۴	۱۳۱۷.۵	۱۳۰۱.۹
شماره واحد	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	---
توان تولیدی	۶۰.۰	۱۶۵.۲	۷۲.۰	۱۱۷.۱	۱۱۶.۰	۱۱۲.۰	---
هزینه تولید	۷۱۶.۱	۱۶۰۶.۹	۷۶۰.۰	۱۱۷۱.۸	۱۱۶۱.۵	۱۱۲۴.۷	---

جدول ۷: نتایج بهینه تولید برق و حرارت واحدهای CHP در سناریو ۱

شماره واحد	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹
برق تولیدی	۱۴۳.۶	۴۶.۸	۱۴۶.۷	۴۲.۹	۱۷۹.۰	۳۷.۴
حرارت تولیدی	۱۰۰.۹	۲۷.۰	۴۸.۹	۴۲.۰	۹۸.۴	۲۱.۸
هزینه تولید	۶۶۲۲.۴	۳۰۸۱.۴	۶۰۱۷.۹	۲۹۶۸.۳	۱۳۵۰۱.۸	۲۵۰۰.۶



ماهنامه علمی تخصصی پایا شهر



جدول ۸: نتایج بهینه تولید توان حرارتی دیگ‌های بخار در سناریو ۱

شماره واحد	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
توان تولیدی (مگاوات)	۳۲۶.۴	۵۱.۲	۳۸.۸	۵۱.۶	۶۳.۰
هزینه تولید (ساعت/دلار)	۵۶۵۴.۷	۱۱۵۲.۳	۱۰۸۵.۲	۷۷۶.۷	۸۷۹.۴

به منظور امکان بررسی مقایسه بهتر نتایج بهینه حاصل شده در برنامه‌ریزی تولید هم‌زمان برق و حرارت با در نظر گرفتن اثر تلفات شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در شرایط سناریوهای مختلف در جدول ۹ آورده شده است. از مقایسه نتایج سناریو ۱ نسبت به سایر سناریوها، افزایش هزینه اجرای طرح پیشنهادی با در نظر گرفتن تلفات توان نمایان است. بخشی از این افزایش هزینه، مربوط به افزایش حجم تولید واحدها به دلیل تلفات توان الکتریکی و حرارتی می‌باشد. اما دلیل دیگر افزایش هزینه، مربوط به تغییر آرایش تولید واحدها می‌باشد. زیرا در سناریو ۱ که تلفات توان در نظر گرفته نشده است، حجم بیشتری از توان الکتریکی مورد نیاز به عهده واحدهای حرارتی سنتی و حجم بیشتری از توان حرارتی مورد نیاز، به عهده دیگ‌های بخار با نرخ هزینه تولید کم‌تر (نسبت به CHPها) گذاشته شده است. در سناریو ۲ که تلفات توان در نظر گرفته شده است، واحدهای CHP به دلیل این‌که در محل مصارف نصب می‌شوند، تلفات توان بسیار ناچیز دارند.

جدول ۹: خلاصه نتایج بهینه حاصل شده در سناریوهای مختلف

شماره سناریو	۱	۲	۳	۴	۵	
تلفات توان (مگاوات)	حرارتی	۰	۲۳.۷	۲۴.۸	۲۳.۹	۳۰.۷
	الکتریکی	۰	۵۱.۵	۳۶.۰	۳۳.۲	۳۵.۷
توان الکتریکی	سنتی	۱۹۲۳.۶	۱۸۰۴.۶	۱۹۱۲.۶	۱۸۹۲.۱	۲۰۲۸.۱
	CHP	۵۹۶.۴	۷۳۹.۱	۶۳۲.۱	۶۵۱.۸	۵۲۲.۶
توان حرارتی	CHP	۳۳۹.۰	۳۱۹.۲	۲۷۱.۳	۲۴۱.۸	۲۵۸.۶
	دیگ	۵۳۱.۰	۶۰۲.۳	۶۳۴.۷	۶۶۱.۴	۶۴۷.۱
هزینه تولیدات	سنتی	۱۹۲۰۰.۱	۱۸۱۲۳.۳	۲۰۳۵۲.۲	۲۰۱۰۳.۶	۲۱۶۸۳.۶
	CHP	۳۴۶۹۲.۳	۳۹۲۴۸.۲	۳۶۲۹۵.۰	۳۵۳۳۲.۲	۳۲۵۷۷.۱
	دیگ	۹۵۴۸.۴	۱۰۴۸۳.۹	۱۳۵۳۱.۳	۱۶۰۲۹.۱	۱۶۶۸۶.۴
	کل	۶۳۴۴۰.۸	۶۷۸۵۵.۴	۷۰۱۷۸.۵	۷۱۴۶۴.۹	۷۰۹۴۷.۱
MM _T	۱۰e-۸.۵	۰	۰	۱۱e-۷	۰	
MM _H	۱۲e-۲.۵	۰	۰	۰.۸e-۲.۳	۰	
مقدار توابع هدف	۰.۸۹۰۷۰	۱.۸۹۰۷۳	۱.۸۳۶۰۶	۱.۸۳۵۴۰	۲.۰۵۳۰۷	

دیگر نتیجه‌ای که می‌توان گرفت، افزایش تدریجی حرارت تولیدی دیگ‌های بخار از سناریو ۱ تا آخرین سناریو می‌باشد. به این صورت که از ۵۳۱ مگاوات حرارتی در سناریو ۱، به تدریج به مقادیر ۶۰۲/۳، ۶۳۴/۷، ۶۶۱/۴، ۶۴۷/۱ مگاوات حرارتی افزایش یافته است. علت این افزایش‌ها، محدودیت‌های اعمالی به واحدهای حرارتی سنتی و کاهش تدریجی توان الکتریکی خروجی آن‌ها و در نتیجه، افزایش توان الکتریکی واحدهای CHP و در نهایت کاهش توان حرارتی خروجی CHPها است.

۷. نتیجه‌گیری



در این مقاله، برنامه‌ریزی تولید هم‌زمان انرژی الکتریکی و انرژی حرارتی به صورت هم‌زمان انجام شده است. هدف اصلی، تامین بارهای الکتریکی و حرارتی ضمن حداقل‌سازی هزینه اجرای طرح پیشنهادی است. در روند حل این مساله، محدودیت‌هایی جهت نزدیک شدن پاسخ پیشنهادی به واقعیت نیز در نظر گرفته شده است. از جمله این محدودیت‌ها، در نظر گرفتن تلفات شبکه حرارتی و الکتریکی، اثر شیرهای بخار، تغییرات توان خروجی واحدها و نواحی ممنوعه می‌باشند. به دلیل غیرخطی بودن مساله، از الگوریتم هوشمند ازدحام ذرات برای حل آن استفاده گردیده است. نتایج عددی حاصل شده، اثباتی به تاثیرگذاری سناریوهای مطرح شده در برنامه‌ریزی تولید برق و حرارت می‌باشند.

۸. مراجع

- [1] L. K. McAllister, "Adaptive mitigation in the electric power sector," *BYU L. Rev.*, p. 2115, 2011.
- [2] A. B. Lovins, "Farewell to Fossil Fuels: Answering the Energy Challenge, A," *Foreign*, vol. 91, p. 134, 2012.
- [3] J. Li et al., "2014 China wind power review and outlook," *CREIA/CWEA/GWEC*, 2014.
- [4] H. Lund, "Large-scale integration of wind power into different energy systems," *Energy*, vol. 30, no. 13, pp. 2402-2412, 2005.
- [5] X. Chen et al., "Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: Modeling and implications," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 1848-1857, 2015.
- [6] M. B. Blarke, "Towards an intermittency-friendly energy system: Comparing electric boilers and heat pumps in distributed cogeneration," *Applied Energy*, vol. 91, no. 1, pp. 349-365, 2012.
- [7] G. Papaefthymiou, B. Hasche, and C. Nabe, "Potential of heat pumps for demand side management and wind power integration in the electricity market," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 636-642, 2012.
- [8] P. Meibom, J. Kiviluoma, R. Barth, H. Brand, C. Weber, and H. V. Larsen, "Value of electric heat boilers and heat pumps for wind power integration," *Wind Energy: International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, vol. 10, no. 4, pp. 321-337, 2007.
- [9] Z. Li, W. Wu, J. Wang, B. Zhang, and T. Zheng, "Transmission-constrained unit commitment considering combined electricity and heating networks," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 480-492, 2016.
- [10] N. Amjady and H. Nasiri-Rad, "Nonconvex economic dispatch with AC constraints by a new real coded genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1489-1502, 2009.
- [11] Z.-X. Liang and J. D. Glover, "A zoom feature for a dynamic programming solution to economic dispatch including transmission losses," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 544-550, 1992.
- [12] S.-K. Wang, J.-P. Chiou, and C.-W. Liu, "Non-smooth/non-convex economic dispatch by a novel hybrid differential evolution algorithm," *IET G.T.D.*, vol. 1, no. 5, pp. 793-803, 2007.
- [13] N. Sinha, R. Chakrabarti, and P. Chattopadhyay, "Evolutionary programming techniques for economic load dispatch," *IEEE Transactions on evolutionary computation*,



vol. 7, no. 1, pp. 83-94, 2003.