

برنامه‌ریزی بهینه مدیریت بارهای کنترل‌پذیر و مشارکت واحدهای تولید همزمان برق و حرارت در حضور ذخیره‌ساز الکتریکی

محسن کیا^{۱*}، مهرداد ستایش نظر^۲، محمد صادق سپاسیان^۳

^۱ دانشجوی دکتری دانشکده برق، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

m_kia@sbu.ac.ir

^۲ دانشیار دانشکده برق، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

m_setayesh@sbu.ac.ir

^۳ دانشیار دانشکده برق، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

m_sepasian@sbu.ac.ir

چکیده: با گسترش منابع تولید پراکنده در ریزشبکه‌های صنعتی، استفاده از یک سیستم مدیریت انرژی برای برنامه‌ریزی بهینه مشارکت منابع تولید و مصرف با هدف کاهش هزینه بهره‌برداری مورد اهمیت واقع شد. با تثبیت تجدید ساختار در سیستم‌های قدرت و افزایش بهای انرژی در بعضی ساعات روز، برنامه مدیریت سمت بار از سوی مصرف‌کنندگان مورد توجه بیشتری قرار گرفته است. در این مقاله، در ابتدا مدلی جدید برای برنامه‌ریزی بارهای کنترل‌پذیر ارائه شده است. سپس به برنامه‌ریزی بهینه منابع انرژی برای یک ریزشبکه صنعتی با بارهای الکتریکی و حرارتی با استفاده از تکنیک برنامه‌ریزی مختلط با اعداد صحیح پرداخته شده است. منابع انرژی ریزشبکه‌های صنعتی، واحدهای تولید همزمان برق و حرارت، پیل سوختی، پیل خورشیدی، ذخیره‌ساز الکتریکی، تبادل با شبکه بالادست و بارهای کنترل‌پذیر است. روش پیشنهادی در یک شبکه نمونه اجرا شده و کارایی مدل پیشنهادی نمایش داده شده است.

واژه‌های کلیدی: مشارکت واحدها، بارهای کنترل‌پذیر، تولیدات پراکنده، تولید همزمان برق و حرارت، ذخیره‌ساز الکتریکی.

۱. مقدمه

شبکه از آن استفاده می‌کنند. از آنجایی که منابع انرژی‌های تجدیدپذیر نظیر باد و خورشید سهم بسزایی در تأمین بار ریزشکبه‌ها ایفا می‌کنند، نیاز به برنامه‌ریزی مناسبی برای بهره‌گیری مناسب از این منابع و مدیریت بهینه آن‌ها احساس می‌شود. در این باره از روش‌هایی نظیر برنامه‌ریزی خطی [۱۳-۱۴] و یا شبکه‌های عصبی [۱۵] برای کمینه ساختن تابع هدف هزینه برنامه‌ریزی تولید استفاده شده است. به‌کارگیری روش‌های تکاملی در حل مسائل بهینه‌سازی مذکور نیز بارها در مقالات مطرح شده است؛ برای مثال مراجع [۱۶-۱۸] با استفاده از الگوریتم‌های ذرات و ژنتیک چندهدفه به تخصیص اقتصادی توان به واحدهای تولیدی در یک ریزشکبه پرداخته‌اند. در مرجع [۱۷] مدلی برای تأمین تقاضاهای برق و گرما با در نظر گرفتن هزینه سوخت و میزان آلودگی ارائه شده است. برای بهینه‌سازی نیز از روش تحول دیفرانسیلی (DE°) استفاده شده است. در مرجع [۱۹] با مدل‌سازی مدل ساده‌ای از بازار بین تعدادی ریزشکبه، بار قابل کنترل و DG ، نحوه برنامه‌ریزی و بهره‌برداری بهینه یک شبکه توزیع با ریزشکبه‌ها و منابع انرژی یکپارچه از دید بهره‌بردار شبکه توزیع ارزیابی شده است. در مرجع [۲۰] برای برنامه‌ریزی منابع انرژی در یک سیستم قدرت مجزا با منابع توزیع شامل ریزشکبه‌های مجتمع و بارهای فشرده، از سیستم چندعاملی استفاده شده است. برای برنامه‌ریزی منابع تولید در هر ریزشکبه، از الگوریتم ژنتیک و رهاسازی لاگرانژ استفاده شده است. در مرجع [۲۱] به برنامه‌ریزی بهینه بهره‌برداری واحدهای ترکیبی برق و حرارت برای دوره زمانی روز بعد با تأکید بر قیود خدمات جانبی پرداخته شده است. مسئله به صورت برنامه‌ریزی مختلط با اعداد صحیح ($MILP^1$) مدل شده که بهترین استراتژی برای تبادل توان را به دست می‌آورد. هدف بهره‌برداری از واحدها تأمین قراردادهای جانبی بوده که سود در روش پیشنهادی بیشینه می‌شود. به‌طور خلاصه مرجع [۲۲] یک الگوریتم برای کاهش هزینه بهره‌برداری از ریزشکبه ارائه کرده است. الگوریتم ارائه شده، برنامه‌ریزی ریزشکبه روزانه را مشخص کرده و از یک سیستم فازی برای کنترل خروجی سیستم ذخیره‌سازها استفاده می‌کند. در مرجع [۲۳] یک الگوریتم براساس تجزیه بندرز (BD^V) برای توزیع اقتصادی برای سیستم‌های ترکیب حرارت و توان ارائه شده است. به این صورت که به یک مسئله اصلی و یک زیرمسئله تقسیم کرده که با استفاده از برش‌های بندرز این دو مسئله به هم متصل می‌شود. در مرجع [۲۴] به ضرایب تسریع عملکرد بهینه‌سازی ازدحام ذرات

یکی از اهداف مهم در یک شبکه قدرت، قابلیت خودترمیمی هنگام بروز حوادث است. یک راه برای رسیدن به این هدف، تقسیم شبکه به زیرمجموعه‌های کوچک‌تری است که ریزشکبه نامیده می‌شوند. ریزشکبه (MG^1) مجموعه‌ای از منابع انرژی پراکنده و بارهای الکتریکی متصل به هم در یک شبکه توزیع هستند که می‌توانند به صورت متصل به شبکه یا مجزا از شبکه، مورد بهره‌برداری قرار گیرد [۱]. از دید بهره‌بردار شبکه توزیع، MG ها می‌توانند قابلیت اطمینان سیستم را افزایش دهند؛ از دید مصرف‌کننده انتهایی نیز افزایش قابلیت اطمینان، بهبود پروفیل ولتاژ، افزایش کیفیت توان با کمترین قطعی را به همراه خواهد داشت [۲]. انواع مختلفی از منابع انرژی پراکنده (DER^2) مانند واحدهای تولید همزمان برق و حرارت (CHP^3) در MG استفاده می‌شود. ریزشکبه‌های صنعتی (IMG^4) بر پایه CHP با تکیه بر راندمان و کاهش تلفات شبکه به سیستم‌ها وابستگی شدیدی دارند و نقش مهمی را در IMG ها به عهده دارند. در این سیستم با حفظ حرارت به دست آمده از فرایند تولید برق، از آن برای مقاصد گرمایشی خانگی و صنعتی استفاده می‌شود. حرارت تولیدشده در درجه حرارت متوسط (۱۰۰-۱۸۰ درجه سانتی‌گراد) نیز می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد. واحدهای تولید همزمان برق و حرارت CHP انواع مختلفی اعم از توربین گاز، موتور گاز طبیعی و توربین‌های کوچک دارند که در میان انواع آن، در این تحقیق به مدل کردن توربین گاز پرداخته خواهد شد [۳]. همان‌طور که بیان شد در گذشته، زیاد به مسئله برنامه‌ریزی تولید در IMG ها پرداخته نشده است [۴-۶]. به هر حال، این مسئله با تجدید ساختار سیستم قدرت مورداهمیت قرار گرفت و بهینه‌سازی منابع تولید برای تأمین بار با کمترین هزینه صورت می‌گرفت. مشارکت واحدها در MG ها آسان‌تر از مشارکت واحدها در سیستم‌های قدرت سنتی است [۷-۱۲]؛ زیرا مسئله گرفتگی به ندرت در این شبکه وجود دارد چون بارها معمولاً به ژنراتورها نزدیک‌اند.

ریزشکبه‌ها به صورت شبکه‌های توزیع هوشمند که شامل تعدادی منبع انرژی پراکنده، منابع ذخیره و بارهای کنترل‌پذیرند، تعریف می‌شوند که می‌توانند در تعامل با شبکه اصلی و یا به صورت مجزا کار کنند [۱۱]. برنامه‌ریزی منابع انرژی یک کار بهینه‌سازی مهم تلقی می‌شود که مدیران شبکه قدرت هرروزه در برنامه‌ریزی بهره‌برداری

5. Differential Evolution (DE)

6. Mixed Integer linear Programming (MILP)

7. Benders Decomposition (BD)

1. Microgrid (MG)

2. Distributed Energy Resources (DER)

3. Combined Heat and Power (CHP)

4. Industrial Microgrid (IMG)

۲. مدل‌سازی

در این بخش به مدل‌سازی منابع تولید پراکنده (DER) مختلف در یک ریزشبه‌صنعتی پرداخته شده است.

۱.۰.۲. مدل‌سازی ریزشبه‌صنعتی

ریزشبه‌صنعتی معمولاً دارای یک مجموعه از منابع تولید مختلف‌اند که در ریزشبه‌صنعتی توزیع شده‌اند [۲۹]. واحدهای تولید همزمان برق و حرارت، پیل سوختی، پنل خورشیدی، ذخیره‌ساز الکتریکی، تبادل با شبکه بالادست و بارهای کنترل‌پذیر، منابع انرژی پراکنده‌ای هستند که در این مقاله در نظر گرفته شده است. پیل سوختی یکی از تکنولوژی‌های جدید است که سازگاری خوبی با محیط دارد و عمل تبدیل انرژی در آن با بازده بالایی صورت می‌پذیرد. این واحدها از طریق فعل و انفعالات الکتروشیمیایی و بدون نیاز به احتراق به تولید انرژی می‌پردازند و علاوه بر بازدهی بالا و تولید انرژی در ابعاد کوچک و بزرگ، دارای مزایای ویژه‌ای چون آلودگی اندک و سروصدای نامحسوس و تولید همزمان برق و حرارت می‌باشند.

۲.۰.۲. مدل پیشنهادی بارهای کنترل‌پذیر

مطابق با تعریف سازمان انرژی جهانی (DOE^۳)، پاسخ‌گویی بار به توانایی مشترکان صنعتی، تجاری و مسکونی برای بهبود الگوی مصرف انرژی الکتریکی در زمان‌های پیک بار به‌منظور نیل به قیمت‌های مناسب و بهبود قابلیت اطمینان شبکه گفته می‌شود. پاسخ‌گویی بار می‌تواند شکل مصرف انرژی الکتریکی را تغییر دهد به‌نحوی که بارها مدیریت شوند، پیک سیستم کاهش یافته یا مصارف به ساعات غیر پیک منتقل شوند [۳۰].

- قیود عملکرد بارهای کنترل‌پذیر در ریزشبه‌صنعتی [۳۱-۳۲]:

برخی از بارهای ریزشبه‌صنعتی کنترل‌پذیرند و می‌توانند در بازه زمانی مشخصی مورد استفاده قرار گیرند؛ به این بازه زمانی پنجره زمانی عملکرد آن بار می‌گویند. زمان آغاز به کار هر بار نمی‌تواند از زودترین زمان آغاز آن زودتر باشد و باید کار آن پیش از دیرترین زمان پایان کار به اتمام برسد. هر بار در ریزشبه‌صنعتی می‌بایست یک بار روشن شود. تعیین پنجره زمانی عملکرد هر بار بستگی به عوامل مختلفی دارد که در ادامه به آن اشاره می‌شود. قیدی که تعیین می‌کند بارهای کنترل‌پذیر در هر زمان به چه مقدار در بار کل تأثیرگذار می‌شود:

(PSO^۱) برای مسئله توزیع اقتصادی بهینه توان و حرارت پرداخته است. مرجع [۲۵] یک بهره‌برداری بهینه جدید برای ریزشبه‌صنعتی‌های بر پایه CHP در حضور سیستم ذخیره انرژی، سه نوع واحدهای تولید توان حرارتی و برنامه‌های پاسخ بار را در نظر گرفته است. مرجع [۲۶] به برنامه‌ریزی تولید در واحدهای CHP و ذخیره‌سازهای انرژی با استفاده از یک مدل خطی پرداخته که بارهای کنترل‌پذیر در آن مدل نشده است. مرجع [۲۷] به برنامه‌ریزی تولید همزمان انرژی الکتریکی و حرارتی با در نظر گرفتن اثر دریچه بخار با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی مرکب جست‌وجوی باکتریایی و انبوه ذرات پرداخته است. مرجع [۲۸] نیز به تأثیر نوع کنترل‌کننده در بهره‌برداری واحدهای تولید همزمان برق و حرارت پرداخته است.

در این مقاله، در ابتدا یک مدل جدید برای بارهای کنترل‌پذیر ارائه شده است؛ سپس به برنامه‌ریزی منابع انرژی برق و حرارت با لحاظ کردن بارهای کنترل‌پذیر در حضور ذخیره‌سازهای الکتریکی و حرارتی و امکان تبادل انرژی با شبکه بالادست پرداخته شده است. به عبارت دیگر، مسئله مورد بررسی در این مقاله، از دیدگاه یک بهره‌بردار سیستم توزیع (DSO^۲) است که سعی در بهینه‌سازی توزیع انرژی در شبکه تحت پوشش خود با رعایت قیود فنی و اقتصادی دارد. DSO باید شرایط بازار عمده‌فروشی بالادست و بارهای الکتریکی و حرارتی پایین‌دست که تحت پوشش واحدهای تولید همزمان برق و حرارت و سایر منابع انرژی سمت تولید و مصرف‌اند، در بهینه‌سازی انرژی لحاظ کند. شبکه توزیع آن دسترسی باز است و بارهای کنترل‌پذیر امکان شرکت در بهینه‌سازی توزیع انرژی را دارند.

جنبه‌های نوآوری این مقاله شامل موارد زیر است:

- ارائه یک مدل خطی جدید برای در نظر گرفتن بارهای کنترل‌پذیر؛
- ارائه ساختار و مدل خطی مناسب برای برنامه‌ریزی تولید همزمان برق و حرارت در کنار سایر واحدهای تولید پراکنده و برنامه‌ریزی بارهای کنترل‌پذیر؛
- هماهنگی در برنامه‌ریزی برنامه بارهای کنترل‌پذیر، در کنار برنامه‌ریزی منابع تولید مختلف با لحاظ کردن امکان تبادل برق با شبکه بالادست.

در ادامه، در بخش ۲ به مدل‌سازی منابع تولید مختلف پرداخته می‌شود. فرمول‌بندی و مدل خطی پیشنهادی در بخش ۳ ارائه شده است. در بخش ۴ به شبیه‌سازی و مطالعه موردی پرداخته شده است. در نهایت در بخش ۵ نتیجه‌گیری ارائه شده است.

1. Particle Swarm Optimization (PSO)
2. Distribution System Operator

$$\alpha_t + \beta_t \leq I_t + I_{t-1} \quad \forall t \quad (7)$$

A_t متغیر دو دویی بیانگر روشن شدن واحد CHP در هر ساعت، B_t متغیر دو دویی بیانگر خاموش شدن واحد CHP در هر ساعت و U_t متغیر دو دویی بیانگر وضعیت واحد CHP در هر ساعت است.

- ماکزیمم شیب افزایشی و کاهش‌شی 1 واحد CHP

هر واحد CHP توانایی محدودی براساس نوع و اندازه خود در افزایش و کاهش توان در یک ساعت دارد که آن در ماکزیمم شیب افزایشی و کاهش‌شی آن نشان داده شده است. این شرط به صورت زیر مدل می‌شود:

$$P_{CHP(t)} - P_{CHP(t-1)} \leq (1 - A_t)UR_{CHP} + A_t P_{CHP}^{min} \quad \forall t > 1 \quad (8)$$

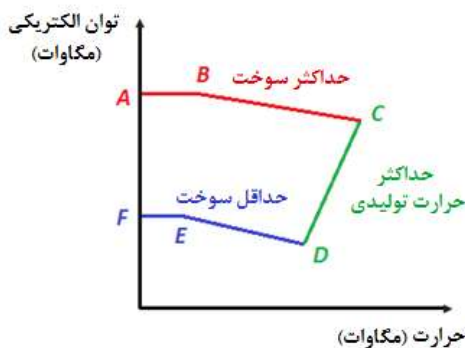
$$P_{CHP(t=1)} - P_{CHP(t=0)} \leq (1 - A_{t=1})UR_{CHP} + A_{t=1} P_{CHP}^{min} \quad \forall t = 1 \quad (9)$$

$$P_{CHP(t-1)} - P_{CHP(t)} \leq (1 - B_t)DR_{CHP} + B_t P_{CHP}^{min} \quad \forall t > 1 \quad (10)$$

$$P_{CHP(t=0)} - P_{CHP(t=1)} \leq (1 - B_{t=1})DR_{CHP} + B_{t=1} P_{CHP}^{min} \quad \forall t = 1 \quad (11)$$

UR_{CHP} ماکزیمم شیب افزایشی مجاز واحد CHP و DR_{CHP} ماکزیمم شیب کاهش‌شی مجاز واحد CHP است. $P_{CHP(t=0)}$ نیز توان تولیدی اولیه واحد CHP است.

- محدوده حرارتی مجاز برای واحد CHP (شکل ۱):



شکل (۱): محدوده حرارتی مجاز برای واحد CHP

$$\alpha_{CHP}^{th} \times P_{CHP(t)} + \beta_{CHP}^{th} \times H_{CHP(t)} \geq \gamma_{CHP}^{th} \quad th \in \{1, 2, 3\} \quad (12)$$

که در آن، $H_{CHP(t)}$ توان حرارتی تولیدشده توسط واحد CHP در هر زمان است و $\alpha_{CHP}^{th}, \beta_{CHP}^{th}, \gamma_{CHP}^{th}$ ضرایب قید محدوده حرارتی مجاز برای واحد CHP است.

- محدوده توان الکتریکی واحد CHP

$$P_{CHP}^{min} \leq P_{CHP(t)} \leq P_{CHP}^{max} \quad \forall t \quad (13)$$

$H_{CHP(t)}, P_{CHP(t)}$ توان الکتریکی و حرارتی تولیدشده توسط واحد CHP برحسب کیلووات در هر ساعت t و $P_{CHP}^{min}, P_{CHP}^{max}$

$$\sum_{t=1}^{l_t} [LoatTD_{(l_t)} \times (1 - XIT_{(l_t)})] = Load_{C(l_t)} \quad \forall l \quad (1)$$

- قیدی که دوره زمانی استفاده از وسیله در پنجره عملکردی آن را تعیین می‌کند:

$$\sum_{t=t_e}^{l_t} (1 - XIT_{(l_t)}) = MainTD_{(l_t)} \quad \forall l \quad (2)$$

$MainTD_{(l_t)}$ طول پنجره زمانی عملکرد هر بار l ، اندیس بیانگر تعداد کل بارهای کنترل‌پذیر (دارای پنجره زمانی عملکرد) داخل ریزشبهه صنعتی، t_e, t_l به ترتیب بیانگر زمان‌های شروع و پایان دوره موردنظر برای مشارکت بارهای کنترل‌پذیر است، $LoatTD_{(l_t)}$ بیانگر بار هر بار کنترل‌پذیر l و $XIT_{(l_t)}$ متغیرهای دو دویی بیانگر عملکرد هر بار l در هر ساعت t (صفر بیانگر در مدار بودن بار و ۱ بیانگر خاموش بودن بار l است).

- قیود ۳ تا ۵ پیوستگی زمانی عملکرد بارهای کنترل‌پذیر را تضمین می‌کنند:

$$XIT_{(l,t)} = 1 \quad \forall t > t_l \text{ or } t < t_e \quad (3)$$

$$U_{(l,t)} - V_{(l,t)} = XIT_{(l,t-1)} - XIT_{(l,t)} \quad \forall l, t \quad (4)$$

$$U_{(l,t)} + V_{(l,t)} \leq 1 \quad \forall l, t \quad (5)$$

$U_{(l,t)}, V_{(l,t)}$ متغیرهای دو دویی برای پیوستگی زمان‌های عملکرد بارهای کنترل‌پذیر است.

۳.۲. مدل‌سازی واحدهای تولید همزمان برق و حرارت

امروزه استفاده از واحدهای تولید برق و حرارت همچون واحدهای CHP و پیل‌های سوختی در ریزشبهه‌های صنعتی روبه‌رشد است. سیستم‌های CHP معمولاً از گرمای تولیدشده ناشی از تولید برق، برای تأمین گرمای صنعتی یا مسکونی استفاده می‌کنند. از بین انواع مختلف سیستم‌های CHP، توربین گاز و میکروتوربین‌ها نقش اساسی در تأمین انرژی ریزشبهه‌ها و پارک‌های صنعتی دارند. با توجه به حضور واحدهای CHP در شبکه، بهره‌بردار ریزشبهه صنعتی باید مسئله برنامه‌ریزی بهینه روز بعد برای واحدهای تولید برق و حرارت را لحاظ کردن دسترسی آزاد به شبکه برق بالادست و ضمن برنامه‌ریزی مشارکت مصرف‌کنندگان در برنامه پاسخ بار را حل کند.

- قیود وضعیت واحد CHP

شرط اول در حقیقت نشان می‌دهد که در هر لحظه، پیل سوختی یا خاموش (B_t) یا اینکه روشن می‌شود (A_t) و هر دو اتفاق با هم روی نمی‌دهد. شرط دوم نیز با در نظر گرفتن هر کدام از وضعیت روشنایی و خاموشی برابر صفر، رابطه وضعیت واحد با متغیر دیگر را نشان می‌دهد.

$$\alpha_t + \beta_t \leq 1 \quad \forall t \quad (6)$$

فناوری، آن‌ها جانشین مناسبی برای فرایندهای احتراقی سوخت‌های فسیلی به‌خصوص در سیستم‌های تولید پراکنده انرژی شوند. پیل سوختی به‌عنوان یک مبدل تبدیل انرژی الکتروشیمیایی است که در آن، انرژی شیمیایی به انرژی الکتریکی تبدیل می‌شود. استفاده از پیل سوختی نقطه‌عطفی در صنعت تولید انرژی الکتریکی است؛ زیرا تولید برق در آن‌ها به‌طور مستقیم و از طریق فعل و انفعالات الکتروشیمیایی و بدون نیاز به احتراق سوخت صورت می‌گیرد و علاوه بر بازدهی بالا و تولید انرژی در ابعاد کوچک و بزرگ دارای مزایای ویژه‌ای چون آلودگی اندک و سروصدای نامحسوس است. پیل سوختی علاوه بر تولید برق، حرارت موردنیاز برای مصارف گرمایشی هم تولید می‌کند.

- قید حداکثر توان پیل سوختی در هر ساعت

$$P_{Fuel Cell(t)} \leq P_{Fuel Cell}^{max} \quad \forall t \quad (17)$$

توان الکتریکی تولیدی پیل سوختی و محدوده ماکزیمم توان تولیدی پیل سوختی برحسب کیلووات در هر ساعت است.

- قید حداکثر ظرفیت مخزن پیل سوختی

$$\sum_{t=1}^T P_{Fuel Cell(t)} \leq CP_{Fuel Cell}^{max} \quad (18)$$

ظرفیت ماکزیمم مخزن پیل سوختی برحسب کیلووات است.

- قیود وضعیت پیل سوختی

$$\alpha_t + \beta_t \leq 1 \quad \forall t \quad (19)$$

$$\alpha_t + \beta_t \leq I_t + I_{t-1} \quad \forall t \quad (20)$$

α_t : متغیر دو دویی بیانگر روشن شدن واحد پیل سوختی در هر ساعت، β_t متغیر دو دویی بیانگر خاموش شدن واحد پیل سوختی در هر ساعت و I_t متغیر دو دویی وضعیت پیل سوختی در هر ساعت است.

- ماکزیمم شیب افزایشی و کاهش‌ی واحد پیل سوختی

محدودیت حداکثر تعداد زمان روشن و خاموش شدن واحد پیل سوختی:

$$\sum_{t=1}^T A_t \leq T_{FC(on)}^{max} \quad (21)$$

$$\sum_{t=1}^T B_t \leq T_{FC(off)}^{max} \quad (22)$$

بیانگر حداکثر تعداد زمان روشن و خاموش شدن پیل سوختی است.

محدوده ماکزیمم و مینیمم توان تولیدی در واحد CHP برحسب کیلووات است.

- محدودیت حرارتی برای بویلر کمکی

$$H_{Boiler}^{min} \leq H_{Boiler(t)} \leq H_{Boiler}^{max} \quad \forall t \quad (14)$$

توان تولیدی حرارتی بویلر کمکی برحسب کیلووات در هر ساعت t و H_{Boiler}^{min} ، H_{Boiler}^{max} محدوده ماکزیمم و مینیمم توان حرارتی تولیدشده در واحد بویلر برحسب کیلووات است.

۴.۲. مدل‌سازی پیل‌های فتوولتائیک

سیستم فتوولتائیک مستقیماً انرژی خورشیدی را به برق تبدیل می‌کند. فتوولتائیک منبعی با ولتاژ ثابت نیست، به همین دلیل مدل ارائه‌شده بایستی توانایی پیش‌بینی جریان و ولتاژ در تمامی طیف ولتاژی مورد بهره‌برداری را داشته باشد. معمولاً بهره‌برداری و عملکرد سیستم فتوولتائیک در حالت تولید توان ماکزیمم آن مورد توجه است. توان ماکزیمم فتوولتائیک $P_{Photovoltaic(t)}^{max}$ در هر میزان شدت تابش $I_{PV(t)}$ (وات بر مترمربع) و دمای $Temp_{(t)}$ (سانتی‌گراد) از رابطه زیر قابل محاسبه است [۳۳]:

$$P_{Photovoltaic(t)}^{max} = \eta \times A \times I_{PV(t)} \times [1 - 0.005 \times (Temp_{(t)} - 25)] \quad \forall t \quad (15)$$

که η بازده پیل خورشیدی برحسب درصد، A سطح مقطع برحسب مترمربع است.

- قید حداکثر توان تولیدی پیل خورشیدی در هر ساعت

$$P_{Photovoltaic(t)} \leq P_{Photovoltaic(t)}^{max} \quad \forall t \quad (16)$$

که در آن $P_{Photovoltaic(t)}$ توان تولیدی پیل خورشیدی در هر ساعت است.

۶.۲. مدل‌سازی ذخیره‌ساز الکتریکی

باتری یا ذخیره‌ساز الکتریکی یک منبع انرژی الکتروشیمیایی است که انرژی شیمیایی ذخیره‌شده در خود را در هر مکان و زمانی به انرژی الکتریکی تبدیل کرده و در اختیار مصرف‌کننده قرار می‌دهد. در عصر حاضر، باتری‌ها نقش بسیار ارزشمندی در صنایع مختلف دارند. قیود باتری‌های الکتریکی از مرجع [۱۴] و [۲۶] در نظر گرفته شده است که عبارت‌اند از: قید حداکثر توان ذخیره‌شده باتری، و حداکثر شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز الکتریکی.

۶.۲. مدل‌سازی پیل سوختی

پیل سوختی یکی از تکنولوژی‌های جدید است که سازگاری خوبی با محیط دارد و عمل تبدیل انرژی در آن با بازده بالایی صورت می‌پذیرد؛ از این رو به‌نظر می‌رسد که در قرن بیست‌ویکم با توجه به پیشرفت سریع

برنامه‌ریزی بهینه مدیریت بارهای کنترل‌پذیر و مشارکت واحدهای تولید... ۷

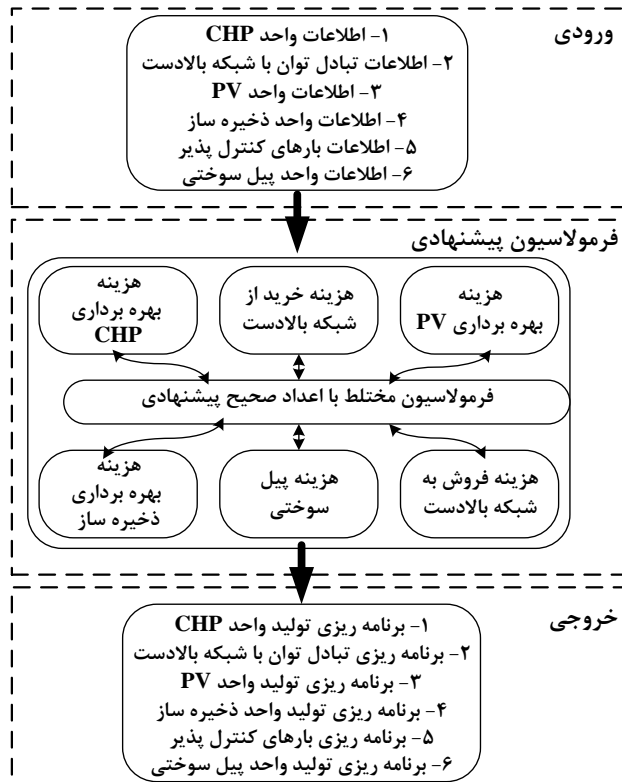
منابع انرژی در ریزشبکه صنعتی در حالت متصل به شبکه، در شکل (۲) نمایش داده شده است.

- تابع هدف پیشنهادی برای برنامه‌ریزی خطی منابع انرژی پراکنده تولید برق و حرارت، کمینه کردن هزینه کل برنامه‌ریزی

$$\min \text{Obj} = \text{Cost} - \text{Revenue} \quad (32)$$

Obj بیانگر تابع هدف بوده که هزینه برنامه‌ریزی منابع انرژی برق و حرارت پراکنده در ریزشبکه صنعتی است. *Cost* هزینه کل بهره‌برداری منابع تولید انرژی در ریزشبکه صنعتی و *Revenue* درآمد کل ناشی از فروش برق ریزشبکه صنعتی به شبکه بالادست است. هزینه شبکه به شش بخش مطابق با هزینه بهره‌برداری از واحد CHP در زمان t ($Cost_{CHP(t)}$)، هزینه بهره‌برداری پیل سوختی در زمان t ($Cost_{FC(t)}$)، هزینه بهره‌برداری بویلر زمان t ($Cost_{Boiler(t)}$)، هزینه بهره‌برداری ذخیره‌ساز الکتریکی در زمان t ($Cost_{Storage Battery(t)}$)، هزینه بهره‌برداری پنل فتوولتاییک در زمان t ($Cost_{Photovoltaic(t)}$) و هزینه خرید برق از شبکه بالادست در زمان t ($Cost_{Buy(t)}$) است:

$$\text{Cost} = \sum_{t=1}^T \left(\begin{array}{l} Cost_{CHP(t)} + Cost_{FC(t)} + Cost_{Boiler(t)} \\ + Cost_{Storage Battery(t)} + Cost_{Photovoltaic(t)} \\ + Cost_{Buy(t)} \end{array} \right) \quad (33)$$



شکل (۲): الگوریتم بهینه‌سازی برنامه‌ریزی منابع انرژی در ریزشبکه صنعتی در حالت متصل به شبکه

- حداقل زمان خاموشی و حداقل زمان روشنی^۱

$$\left(\sum_{t=1}^{T-1} I_t + \min \left(T_{FC(on)}^{\min} - t + 1, \text{hour}_{FC} \right) \times I_{t=0} \right) \geq T_{FC(on)}^{\min} \times \beta_t \quad (23)$$

$$T = 1, 2, \dots, T_{FC(on)}^{\min}$$

$$\sum_{t=T-T_{FC(on)}^{\min}}^{T-1} I_t \geq T_{FC(on)}^{\min} \times \beta_t \quad T = T_{FC(on)}^{\min}, \dots, NT \quad (24)$$

$$\sum_{t=1}^{T-1} (1 - I_t) + \min(T_{FC(off)}^{\min} - t + 1, \text{hour}_{FC}) \times (1 - I_{t=0}) \geq T_{FC(off)}^{\min} \times \alpha_t \quad T = 1, 2, \dots, T_{FC(off)}^{\min} \quad (25)$$

$$\sum_{t=T-T_{FC(off)}^{\min}}^{T-1} (1 - I_t) \geq T_{FC(off)}^{\min} \times \alpha_t, \quad T = T_{FC(off)}^{\min}, \dots, NT \quad (26)$$

$T_{FC(off)}^{\min}, T_{FC(on)}^{\min}$ حداقل زمان خاموشی و حداقل زمان روشنی

است. $I_{t=0}$ وضعیت واحد پیل سوختی و hour_{FC} تعداد ساعاتی که در وضعیت اولیه قبل از شروع برنامه‌ریزی بوده است.

- ماکزیمم شیب افزایشی و کاهش پیل سوختی

$$P_{FC(t)} - P_{FC(t-1)} \leq (1 - A_t)UR_{FC} + A_t P_{FC}^{\min} \quad \forall t > 1 \quad (27)$$

$$P_{FC(t=1)} - P_{FC(t=0)} \leq (1 - A_{t=1})UR_{FC} + A_{t=1} P_{FC}^{\min} \quad \forall t = 1 \quad (28)$$

$$P_{FC(t-1)} - P_{FC(t)} \leq (1 - B_t)DR_{FC} + B_t P_{FC}^{\min} \quad \forall t > 1 \quad (29)$$

$$P_{FC(t=0)} - P_{FC(t=1)} \leq (1 - B_{t=1})DR_{FC} + B_{t=1} P_{FC}^{\min} \quad \forall t = 1 \quad (30)$$

UR_{FC} ماکزیمم شیب افزایشی مجاز واحد پیل سوختی و DR_{FC} ماکزیمم شیب کاهش مجاز واحد پیل سوختی است. $P_{FC(t=0)}$ نیز توان تولیدی اولیه واحد پیل سوختی است.

- منطقه مجاز بهره‌برداری پیل سوختی به صورت زیر مدل می‌شود:

$$\alpha_{FC}^{\text{th}} \times P_{FC(t)} + \beta_{FC}^{\text{th}} \times Q_{FC(t)} \geq \gamma_{FC}^{\text{th}}, \quad \forall t, \text{th} \in \{1, 2, 3\} \quad (31)$$

که $\alpha_{FC}^{\text{th}}, \beta_{FC}^{\text{th}}, \gamma_{FC}^{\text{th}}$ ضرایب منطقه مجاز بهره‌برداری پیل سوختی است.

۳. فرمول‌بندی مسئله پیشنهادی

تابع هدف این مسئله به صورت کمینه کردن هزینه بهره‌برداری از واحد CHP، پنل فتوولتاییک، پیل سوختی، باتری و تبادل با شبکه بالادست در طول دوره برنامه‌ریزی است (افق زمانی مورد مطالعه ۲۴ ساعت در نظر گرفته شده است). تابع هدف در رابطه (۳۲) نمایش داده شده که از ۳ سطر تشکیل شده است: سطر اول شامل سه قسمت بوده که قسمت اول مربوط به هزینه بهره‌برداری واحد CHP و پیل سوختی و بویلر کمکی، قسمت دوم هزینه بهره‌برداری سلول سوختی است؛ سطر دوم مربوط به هزینه بهره‌برداری باتری و هزینه بهره‌برداری فتوولتاییک است؛ سطر آخر هزینه خرید برق از شبکه بالادست است. الگوریتم بهینه‌سازی برنامه‌ریزی

- هزینه بهره‌برداری از واحد CHP شامل هزینه برنامه‌ریزی تولید توان الکتریکی و حرارتی در هر ساعت از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$Cost_{CHP(t)} = P_{CHP(t)} \times PP_{CHP(t)} + H_{CHP(t)} \times Hp_{CHP(t)} \quad (34)$$

به ترتیب بیانگر هزینه تولید توان الکتریکی و حرارتی تولیدی در واحد CHP در هر ساعت است.

- هزینه بهره‌برداری از واحد پیل سوختی برای تولید توان الکتریکی و حرارتی و هزینه تولید توان حرارتی توسط بویلر کمکی در هر ساعت از رابطه‌های زیر به دست می‌آید:

$$Cost_{FC(t)} = P_{FC(t)} \times PP_{FC(t)} + H_{FC(t)} \times Hp_{FC(t)} \quad (35)$$

$$Cost_{Boiler(t)} = H_{Boiler(t)} \times Hp_{Boiler(t)} \quad (36)$$

به ترتیب بیانگر هزینه تولید توان الکتریکی و حرارتی تولیدی در واحد پیل سوختی در هر ساعت و هزینه تولید توان حرارتی تولیدی در واحد کمکی بویلر در هر ساعت است.

- هزینه بهره‌برداری از ذخیره‌ساز الکتریکی، هزینه بهره‌برداری از پنل فتوولتاییک و هزینه خرید برق از شبکه بالادست در هر ساعت به ترتیب از رابطه‌های زیر به دست می‌آید:

$$Cost_{Storage\ Battery(t)} = CD_{Storage\ Battery(t)} \times PD_{Storage\ Battery(t)} \quad (37)$$

$$Cost_{Photovoltaic(t)} = C_{Photovoltaic(t)} \times P_{Photovoltaic(t)} \quad (38)$$

$$Cost_{Buy(t)} = ep_{buy(t)} \times Grid_{buy(t)} \quad (39)$$

که در آن، $CD_{Storage\ Battery(t)}$ هزینه تحویل توان ذخیره‌ساز الکتریکی در هر ساعت، $C_{Photovoltaic(t)}$ هزینه تولید توان در پنل خورشیدی در هر ساعت، $Grid_{buy(t)}$ توان خریداری شده از شبکه بالادست در هر ساعت و $ep_{buy(t)}$ هزینه خرید برق از شبکه بالادست در هر ساعت است.

متغیرهای تصمیم در این مسئله پیشنهادی، توان الکتریکی و حرارتی در سیستم‌های CHP و پیل سوختی، توان الکتریکی ذخیره‌ساز الکتریکی، توان الکتریکی پنل فتوولتاییک، توان حرارتی تولید بویلر کمکی و میزان تبادل انرژی الکتریکی با شبکه بالادست است.

- درآمد به دست آمده از فروش انرژی الکتریکی به شبکه بالادست به صورت زیر مدل شده است:

$$Revenue = \sum_{t=1}^T ep_{sell(t)} \times Grid_{sell(t)} \quad (40)$$

که در آن، $Grid_{sell(t)}$ توان فروخته شده به شبکه بالادست و $ep_{sell(t)}$ هزینه فروش برق به شبکه بالادست در هر ساعت است.

- قید تعادل توان الکتریکی

$$P_{CHP(t)} + P_{FC(t)} + P_{Photovoltaic(t)} + PD_{Storage\ Battery(t)} - PC_{Storage\ Battery(t)} + Grid_{buy(t)} - Grid_{sell(t)} + PD_{PEV(t)} - PC_{PEV(t)} = Load_{C(t)} + Load_{Elec(t)} \quad \forall t \quad (41)$$

$Load_{Elec(t)}$ میزان توان الکتریکی مورد نیاز مصرف‌کنندگان شبکه در هر ساعت بر حسب کیلووات و $Load_{C(t)}$ بیانگر مجموع میزان بار وسایل کنترل‌پذیر در هر ساعت t .
- قید تعادل توان حرارتی

$$Hload_{Demand}(t) = \sum_{i=1}^N H_{CHP}(i,t) + \sum_{i=1}^N H_{Boiler}(i,t) + HD_{storage}(t) - HC_{storage}(t) \quad \forall t \quad (42)$$

- محدودیت‌های توان تبادلی با شبکه بالادست

$$PP_{Grid(t)} \leq TieLine_{max} \times IP_{Grid(t)} \quad \forall t \quad (43)$$

$$PS_{Grid(t)} \leq TieLine_{max} \times IS_{Grid(t)} \quad \forall t \quad (44)$$

$$IP_{Grid(t)} + IS_{Grid(t)} \leq 1 \quad \forall t \quad (45)$$

$IP_{Grid(t)}$ ، $IS_{Grid(t)}$ متغیر دو دویی^۱ بیانگر فروش و خرید توان با شبکه بالادست در هر ساعت است.

۴. شبیه‌سازی روش پیشنهادی بر شبکه تست نمونه

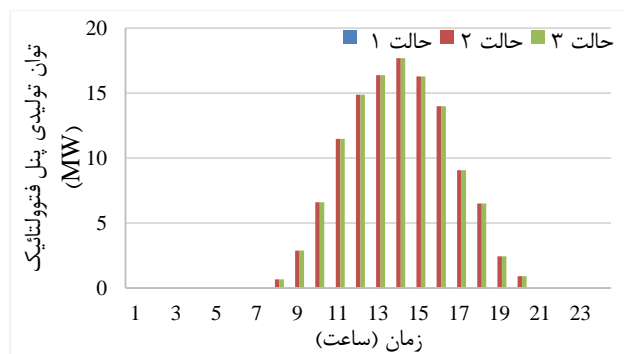
در این بخش، به اجرای بهینه برنامه‌ریزی منابع تولید و مصرف در حضور ذخیره‌ساز الکتریکی پرداخته شده است. برای اجرای بهینه‌سازی از نرم‌افزار GAMS 23.6 (نرم‌افزاری بسیار قوی در امر بهینه‌سازی) برای حل بهینه‌سازی خطی عدد صحیح (MILP) استفاده شده است [۳۴]. یکی از روش‌های کارا در حل مسائل MILP، روش CPLEX می‌باشد که در این مقاله از آن استفاده شده است [۳۵]. نتایج شبیه‌سازی‌های ارائه شده به وسیله یک دستگاه لپ‌تاپ مدل Dell Vostro1520 با مشخصات پردازشگر Core2duo (CPU) ۲/۲۰ و ۴ گیگابایت RAM اجرا شده است. روش پیشنهادی روی ریزشبکه نمونه پیاده‌سازی شده و نتایج آن در ادامه مورد بررسی قرار گرفته است.

این ریزشبکه دارای واحدهای CHP و بویلر حرارتی کمکی، یک ذخیره‌ساز الکتریکی، یک پیل سوختی، سه بار کنترل‌پذیر و پنل فتوولتاییک است. در این تحقیق، خطوط انتقال ریزشبکه در نظر گرفته نشده است. بار ساعتی مورد استفاده متناسب با یک روز تابستان با بار پیک ۲۵ مگاوات الکتریکی و بار پیک ۶/۲۵ مگاوات حرارتی در نظر گرفته شده است (شکل ۳). مدت زمان مورد مطالعه به صورت ۲۴ ساعته (یک شبانه‌روز) است.

جدول (۲): توان پیشینه هر سیستم خورشیدی در هر ریزشبه

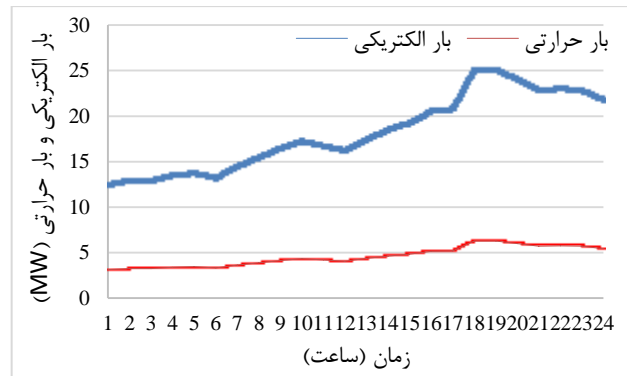
ساعت	بیشینه تولید خورشیدی	ساعت	بیشینه تولید خورشیدی
۱	۰	۱۳	۱۶/۳۸۶
۲	۰	۱۴	۱۷/۶۸۵
۳	۰	۱۵	۱۶/۲۷۰
۴	۰	۱۶	۱۳/۹۹۴
۵	۰	۱۷	۹/۰۶۸
۶	۰	۱۸	۶/۴۸۵
۷	۰	۱۹	۲/۴۲۱
۸	۰/۶۵۶	۲۰	۰/۹۱۰
۹	۲/۸۶۷	۲۱	۰
۱۰	۶/۶۰۳	۲۲	۰
۱۱	۱۱/۴۶۹	۲۳	۰
۱۲	۱۴/۸۸۱	۲۴	۰

در ادامه، نتایج برنامه‌ریزی منابع انرژی پراکنده در سه حالت فوق نمایش داده شده است. با اجرای حالت‌های مختلف نتایج برنامه‌ریزی تولید منابع خورشیدی در ریزشبه در شکل (۴) در حالت متصل به شبکه به دست آمده است.



شکل (۴): برنامه‌ریزی تولید منابع خورشیدی در حالت‌های مختلف

همان‌طور که مشاهده می‌شود، منبع خورشیدی به دلیل قیمت پایینی که به واسطه کم هزینه بودن سوخت آن بوده، در حداکثر تولید توانش بهره‌برداری شده است. گفتنی است که در حالت ۱، پنل خورشیدی در نظر گرفته نشده که در نمودار زیر مقداری پیدا نکرده است. در شکل (۵) برنامه‌ریزی شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز الکتریکی نشان داده شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، در ساعت‌های مختلف باتری شارژ و دشارژ شده که دلیل این امر متفاوت بودن میزان قیمت برق و همچنین میزان بار الکتریکی در هر ساعت است. در شکل‌های (۶) و (۷) برنامه‌ریزی بهره‌برداری پیل سوختی در حالت‌های مختلف نشان داده شده است.



شکل (۳): اطلاعات بارهای الکتریکی و حرارتی مصرفی در ریزشبه

در این بخش به پیاده‌سازی روش پیشنهادی برای مطالعات مدیریت انرژی منابع پراکنده در یک ریزشبه نمونه پرداخته می‌شود. اطلاعات منابع در جداول (۱) و (۲) آورده شده است.

جدول (۱): اطلاعات واحدهای تولیدی در ریزشبه

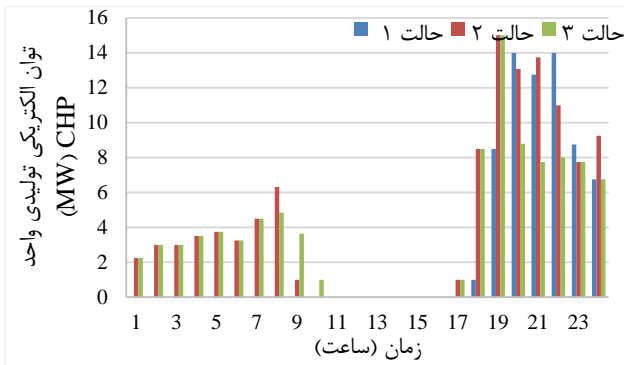
مولد	بیشینه ظرفیت تولید (مگاوات)	مقدار اولیه (هزار دلار بر مگاوات ساعت)	هزینه بهره‌برداری (مگاوات)
پیل سوختی	۱۵	۲۰	۰/۱۲
ذخیره‌ساز الکتریکی	۱۰	۵	۰/۰۸
پنل خورشیدی	۱۸	۰	۰/۰۶
CHP	۱۵	۰	۰/۱۲ الکتریکی ۰/۰۵ حرارتی
پویلر	۱۰	۰	۰/۰۵

شبیه‌سازی‌ها در سه حالت مورد بررسی قرار می‌گیرد:

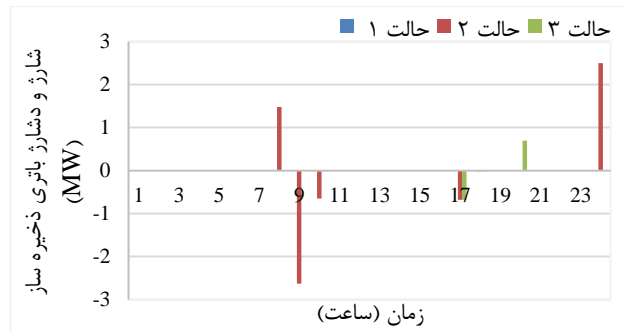
حالت ۱: برنامه‌ریزی تولید واحد تولید همزمان برق و حرارت، ذخیره‌ساز الکتریکی و پیل سوختی در ریزشبه صنعتی متصل به شبکه بالادست با در نظر گرفتن بارهای کنترل‌پذیر (شامل روابط ۱-۱۴ و ۱۷-۴۵).

حالت ۲: برنامه‌ریزی تولید منابع فتوولتائیک، واحد تولید همزمان برق و حرارت، ذخیره‌ساز الکتریکی و پیل سوختی در ریزشبه صنعتی متصل به شبکه بالادست با در نظر گرفتن بارهای کنترل‌پذیر (شامل روابط ۱-۵۵).

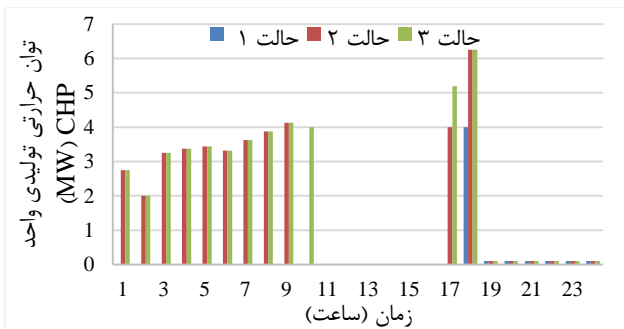
حالت ۳: برنامه‌ریزی تولید منابع فتوولتائیک، واحد تولید همزمان برق و حرارت، ذخیره‌ساز الکتریکی و پیل سوختی در ریزشبه صنعتی متصل به شبکه بالادست با حذف محدودیت در برنامه‌ریزی بارهای کنترل‌پذیر (شامل روابط ۱-۵۵ با آزادسازی و تغییر در زمان‌های شروع (t_e) و پایان (t_l) دوره مورد نظر برای مشارکت بارهای کنترل‌پذیر).



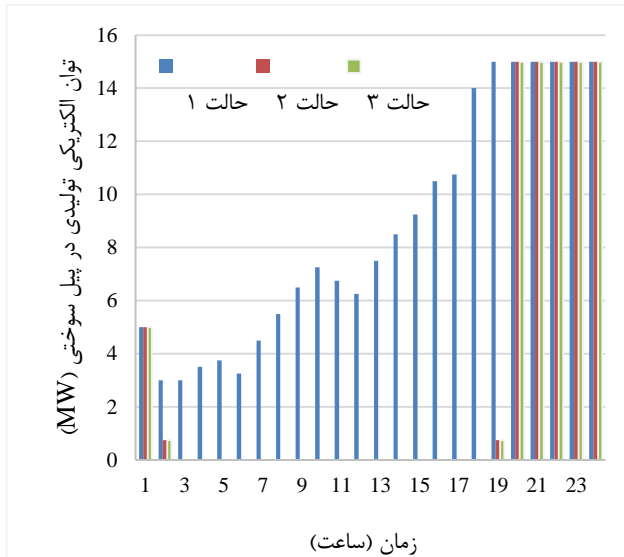
شکل (۸): برنامه‌ریزی تولید الکتریکی CHP در حالت‌های مختلف



شکل (۵): برنامه‌ریزی شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز الکتریکی در حالت‌های مختلف

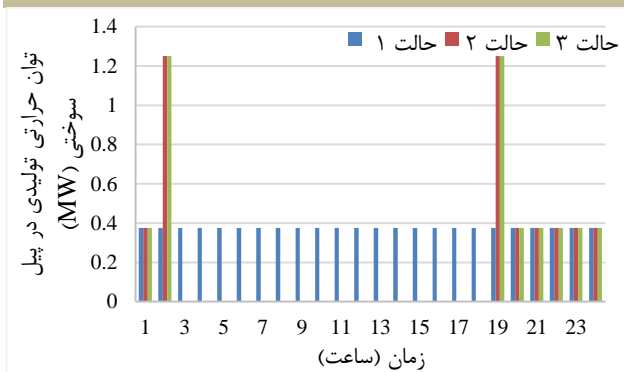


شکل (۹): برنامه‌ریزی تولید حرارتی CHP در حالت‌های مختلف

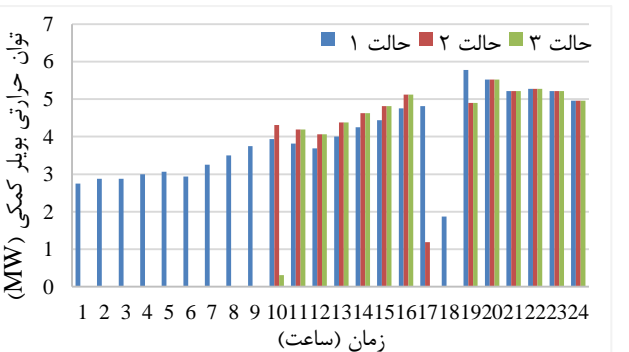


شکل (۶): برنامه‌ریزی تولید الکتریکی پیل سوختی در حالت‌های مختلف

در شکل (۱۰)، برنامه‌ریزی حرارت تولیدی بویلر کمکی در حالت‌های مختلف نمایش داده شده است. شکل (۱۱) توان مبادله‌شده با شبکه بالادست را نشان می‌دهد. مقادیر مثبت بیانگر برق خریداری‌شده از شبکه بالادست و مقادیر منفی بیانگر برق فروخته‌شده به شبکه بالادست هستند؛ البته در هیچ‌کدام از حالت‌ها توانی به شبکه بالادست فروخته نمی‌شود و ریزش‌بکه گیرنده توان است. مشاهده می‌شود که در ساعاتی که تولید فتولتاییک در حداکثر تولیدش برنامه‌ریزی شده، مقدار توان دریافتی از شبکه بالادست کاهش یافته است.

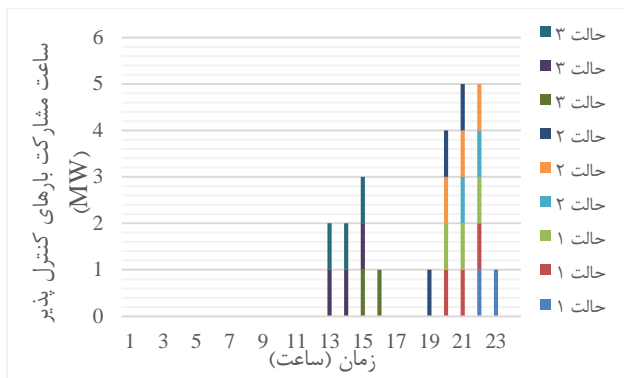


شکل (۷): برنامه‌ریزی تولید حرارتی پیل سوختی در حالت‌های مختلف



شکل (۱۰): برنامه‌ریزی تولید حرارتی بویلر کمکی در حالت‌های مختلف

ملاحظه می‌شود به دلیل بالاتر بودن هزینه بهره‌برداری پیل سوختی نسبت به سایر منابع، پیل سوختی در ساعات پیک مصرف وارد مدار شده است. در شکل‌های (۸) و (۹) برنامه‌ریزی بهره‌برداری الکتریکی و حرارتی واحد CHP در حالت‌های مختلف نشان داده شده است.

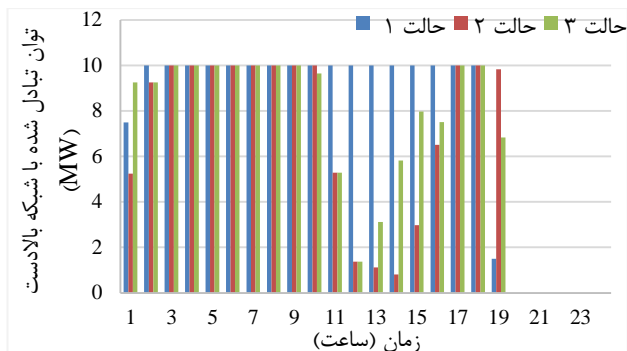


شکل (۱۲): ساعات مشارکت بارهای کنترل‌پذیر در حالت‌های مختلف

توان مصرفی بارهای کنترل‌پذیر به ترتیب ۱، ۲ و ۳ مگاوات در نظر گرفته شده است. پنجره زمانی مجاز استفاده از بارها برای حالت‌های ۱ و ۲ از ساعت ۱۹ تا ۲۴ و برای حالت ۳ از ساعت ۱ تا ۲۴ در نظر گرفته شده است. طول دوره استفاده از آن‌ها برای سه نوع بار کنترل‌پذیر به ترتیب ۲، ۳ و ۲ ساعت است. مشاهده می‌شود که بهترین زمان استفاده از این بارهای کنترل‌پذیر در ساعت‌های ۲۰، ۲۱ و ۲۲ است. رنگ‌های مختلف بیانگر بارهای کنترل‌پذیر در حالت‌های مختلف است.

۵. نتیجه‌گیری

به دلیل گستردگی و پیچیدگی مسئله مدیریت انرژی عرضه و تقاضا در ریزشبکه، مدل‌سازی دقیق این مسئله کار بسیار مهمی است. در این مقاله، به مسئله مدیریت انرژی منابع انرژی سمت تولید و مصرف در ریزشبکه پرداخته شده است. با توجه به اهمیت مشارکت بارها در مدیریت منابع انرژی، بارهای کنترل‌پذیر در این مطالعه لحاظ شده است. برای افزایش قابلیت اطمینان ریزشبکه فرض شده که ریزشبکه به شبکه بالادست متصل بوده و توانایی تبادل انرژی با این شبکه را دارد. نتایج در یک شبکه نمونه در سه حالت مورد بررسی قرار گرفت. در نتایج مشاهده شد که منبع خورشیدی به دلیل قیمت پایین بهره‌برداری (کم‌هزینه بودن سوخت آن)، در حداکثر تولید توانش بهره‌برداری شده و هزینه کل را کاهش داده است. همچنین ملاحظه شد که پنجره زمانی مجاز استفاده از بارهای کنترل‌پذیر در حداقل کردن هزینه‌های بهره‌برداری مؤثر بوده و اینکه بهترین زمان استفاده از بارهای کنترل‌پذیر الزاماً در ساعت‌های کم‌هزینه نیست.



شکل (۱۱): برنامه‌ریزی توان تبدیلی با شبکه بالادست (مقادیر مثبت بیانگر خرید انرژی از شبکه بالادست و مقادیر منفی بیانگر فروش انرژی به شبکه بالادست) در حالت‌های مختلف

جدول (۳) هزینه بهره‌برداری منابع را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که در بین هزینه‌ها، هزینه برق مبادله‌شده با شبکه، هزینه پیل سوختی و هزینه واحد CHP بیشترین سهم برنامه‌ریزی را به خود اختصاص داده‌اند.

جدول (۳): هزینه برنامه‌ریزی منابع انرژی در حالت‌های مختلف

	حالت ۱	حالت ۲	حالت ۳
هزینه‌های برنامه‌ریزی منابع (هزار دلار)			
هزینه کل	۵۴/۹۲	۴۹/۳۱	۴۸/۵۱
هزینه تبادل برق با شبکه بالادست	۱۶/۴۴	۱۳/۳۳	۱۴/۴۴
هزینه فتوولتاییک	۰	۷/۱۸	۷/۱۸
هزینه پیل سوختی	۲۵/۵۹	۱۰/۰۶	۱۰/۰۶
هزینه باتری	۰	۰/۳۱	۰/۰۵
هزینه CHP	۸/۱۲	۱۵/۲۱	۱۳/۸۴
هزینه بویلر	۴/۷۷	۳/۱۸	۲/۹۲

در حالت ۱، هزینه کل بهره‌برداری از منابع پراکنده انرژی در ریزشبکه ۵۴/۹۲ هزار دلار شده است. با در نظر گرفتن واحدهای فتوولتاییک در ریزشبکه، به دلیل هزینه بهره‌برداری پایین این واحدها هزینه به مقدار ۱۰ درصد بهبود یافته است. با مقایسه حالت ۲ و ۳ مشاهده می‌شود اثر تغییر دادن پنجره زمانی استفاده از بار کنترل‌پذیر در هزینه کل را به‌روز می‌کند. همان‌طور که در شکل نشان داده شده، با زیاد کردن پنجره زمانی، هزینه بهره‌برداری کل به میزان ۱/۷ درصد کاهش پیدا کرده است.

در شکل (۱۲)، برنامه‌ریزی ۳ بار کنترل‌پذیر در ریزشبکه نمایش داده شده است.

مراجع

- [۱] امرایی تورج، فتوحی فیروزآباد محمود، رنجبر علی‌محمد، مظفری بابک، «تعیین اندازه و محل بهینه تولیدات پراکنده به منظور افزایش بارگذاری سیستم»، نوزدهمین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران ۱۳۸۳.
- [2] Gonen, T., *Electric Power Distribution System*

- Engineering, McGraw-Hill Company, 1986.
- [۳] علی اکبر گلکار مسعود، «طراحی و بهره‌برداری از سیستم‌های توزیع انرژی»، تهران، انتشارات دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، چاپ دوم، ۱۳۸۰.

- [۴] جدید شهرام، ذکریازاده علیرضا، «شبکه‌های توزیع هوشمند»، انتشارات دانشگاه علم و صنعت ایران، چاپ اول، ۱۳۹۱.
- [۵] جورابیان محمود، قره‌پتیان گنورگ، قاسمی حسین، «ریزشبکه‌ها و شبکه‌های توزیع فعال»، انتشارات دانشگاه شهید چمران اهواز، چاپ اول، ۱۳۹۲.
- [6] Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., D'haeseleer, W., "Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues", Elsevier Energy Policy 33, pp. 787–798, 2005
- [7] El-Khattam, W., Salama, M. M. A., "Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits", Elsevier Electric Power Systems Research, Vol. 71, pp. 119–128, 2004.
- [۸] سلسله گزارشات تخصصی سیستم‌های اندازه‌گیری و شبکه هوشمند، سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا)، www.saba.org.ir
- [۹] اعلمی حبیب‌الله، یوسفی غلامرضا، پارسا مقدم محسن، «تأثیر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر منحنی مصرف برق روزانه کشور»، نشریه مهندسی برق و کامپیوتر ایران، شماره ۴، صفحه ۳۰۸–۳۱۶، ۱۳۸۷.
- [۱۰] شایسته ابراهیم، کاظم‌پور سیدجلال، تیمورزاده بابلی پیام، اعلمی حبیب‌الله، «اختصاص میزان تشویقی بهینه صنایع حاضر در برنامه پاسخ‌دهی بار با استفاده از ارزیابی اقتصادی در ایران»، چهاردهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق، ۱۳۸۸.
- [11] Lasseter, R. H., Akhil, A., Marnay, C., Stephens, J., Dagle, J., Guttromson, R., Meliopoulos, A., Yinger, R., Eto, J., "The CERTS Microgrid Concept", White Paper for Transmission Reliability
- [12] Rahman, S., Pipattanasomporn, M., Teklu, Y. "Intelligent Distributed Autonomous Power System (IDAPS)", in: IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1–8, 2007.
- [13] Parisio, A., Glielmo, L., "Mixed Integer Linear Formulation for Microgrid Economic Scheduling", IEEE International Conference on Smart Grid Communications, pp. 505-510, 2011.
- [14] Morais, H., Kadar, P., Faria, P., Vale, Z. A., Khodr, H. M., "Optimal Scheduling of a Renewable Micro-grid in an Isolated Load Area Using Mixed-integer Linear Programming", Renewable Energy, Vol. 35, pp. 151–156, 2010.
- [15] Panta, S., Premrudeepreechacham, S., "Economic Dispatch for Power Generation Using Artificial Neural Network", 7th International Conference on Power Electronics, ICPE'07 Conference in Daegu, Korea, 2007.
- [16] Xiong, W., Xiuli, W., "Optimal Management of Microgrid Using Particle Swarm Optimization Algorithm", International and Control Engineering (ICECE 2011), pp. 1141-1144, Sep. 2011.
- [17] Basu, A. K., and et al., "Planned Scheduling for Economic Power Sharing in a CHP-Based Microgrid", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 27, pp. No. 1, pp. 30-38, Feb. 2012.
- [18] Li, Y., Pedroni, N., Zio, E., "A Memetic Evolutionary Multi-Objective Optimization Method for Environmental Power Unit Commitment", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 28, No. 3, Aug. 2013.
- [۱۹] ارمکان محمد، ذکریازاده علیرضا، جدید شهرام، «برنامه‌ریزی ریزشبکه‌های یکپارچه در بازار برق با حضور منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخ‌گو در شبکه توزیع هوشمند»، بیست و هفتمین کنفرانس بین‌المللی برق، ۱۳۹۱.
- [20] Logenthiran, T., Srinivasan, D., Khambadkone A. M., "Multi-agent System for Energy Resource Scheduling of Integrated Microgrids in a Distributed System", Electric Power Systems Research, Vol. 81, pp. 138-148, Aug. 2010.
- [21] Havela, P., Simovicb, T., "Optimal Planning of Cogeneration Production with Provision of Ancillary Services", Electric Power Systems Research, Vol. 95, pp. 47-55, 2013.
- [22] Fossati, J. P., Galarza, A., Martn-Villate, A., Echeverr, J. M., Fontn, L. "Optimal Scheduling of a Microgrid with a Fuzzy Logic Controlled Storage System", Electric Power Systems Research, Vol. 68, pp. 61-70, 2015.
- [23] Abdolmohammadi, H. R., Kazemi, A., "A Benders Decomposition Approach for a Combined Heat and Power Economic Dispatch", Energy Conversion and Management, Vol. 71, pp. 21-31, 2013.
- [24] Mohammadi-Ivatloo, B., Moradi-Dalvand, M., Rabiee, A., "Combined Heat and Power Economic Dispatch Problem Solution Using Particle Swarm Optimization With Time Varying Acceleration Coefficients", Electric Power Systems Research, Vol. 95, pp. 9-18, 2013.
- [25] Aghaei, J., Alizadeh, M. I., "Multi-objective Self-Scheduling of CHP (Combined Heat and Power)-based Microgrids Considering Demand Response Programs and ESSs (Energy Storage Systems)", Energy, 2013.
- [26] Kia, M., Setayesh-Nazar M., Sepasian, M. S., Heidari, A., Siano, P., "Optimal Day Ahead Scheduling of Combined Heat and Power Units With Electrical and Thermal Storage Considering Security Constraint of Power System", Energy, Vol. 120, pp. 241-252, 2017.
- [۲۷] وطن‌پور محسن، صادقی یزدانخواه احمد، نظری یوسف، «برنامه‌ریزی تولید همزمان انرژی الکتریکی و حرارتی با در نظر گرفتن اثر دریچه‌های بخار و نواحی ممنوعه تولید توسط الگوریتم ترکیبی BF-PSO»، نشریه علمی پژوهشی مهندسی و مدیریت انرژی، سال ۶، شماره ۳، صفحه ۱۳۰۲، پاییز ۱۳۹۵.
- [۲۸] یوسفیان مرتضی، ستایش نظر مهرداد، «کاهش هزینه‌های تأمین انرژی مصرف‌کننده خانگی با بهره‌برداری مبتنی بر قیمت ریزواحد تولید همزمان برق و حرارت»، نشریه علمی پژوهشی مهندسی و مدیریت انرژی، سال ۵، شماره ۴، صفحه ۱۲-۲۵، زمستان ۱۳۹۴.
- [29] Derakhshandeh, S., Masoum, A., Deilami, S., Masoum, M., Hamedani-Golshan, M., "Coordination of Generation Scheduling with PEVs Charging in Industrial Microgrids", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, pp. 3451–3461, 2013.
- [30] Federal Energy Regulatory Commission, "Wholesale

- Competition in Regions with Organized Electric Markets*", FERC Order, No. 719, Available at <http://www.ferc.gov>.
- [31] Yong, F., L. Zuyi, et al., "Coordination of Midterm Outage Scheduling with Short-Term Security-Constrained Unit Commitment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 4, pp. 1818-1830, 2009.
- [32] Shahidepour, M., Marwali, M., "Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems", Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [33] Iga, A., Ishihara, Y., "Characteristics and Embodiment of the Practical Use Method of Monthly Temperature Coefficient of the Photovoltaic Generation System", IEE Japan Transaction Power Energy, Vol. 126, No. 8, pp. 767-775, 2006.
- [34] GAMS User Guide, <https://www.GAMS.com>.
- [35] GAMS Development Corporation, *How to run a model with GAMS/CPLEX*, Washington D.C. Available at <http://www.gams.com/solvers/>