

مدیریت هماهنگ احتمالاتی انرژی شبکه توزیع در تعامل با ریزشکته‌های متصل شده بر مبنای نظریه بازی‌ها

امیر فردینی^۱، علی احمدیان^۲، مسعود علی اکبر گلکار^۳

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی a.fardini@gmail.com

^۲ دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی Ahmadian@ee.kntu.ac.ir

^۳ استاد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی golkar@kntu.ac.ir

چکیده - نگرانی‌های زیست‌محیطی، محدودیت سوخت‌های فسیلی و آلاینده‌های آنها از مهمترین چالش‌های جامعه امروزی است. از طرفی جمعیت و نیاز به انرژی در جهان کنونی رو به افزایش است. لذا دنیای امروز در راستای رسیدن به نیازهای اقتصادی، زیست‌محیطی، قابلیت اطمینان، و کیفیت توان به سمت جایگزین کردن منابع انرژی فعلی متکی به سوخت‌های فسیلی با منابع انرژی پاک تر گام برمی‌دارد. در این مقاله، یک روش جدید برای اجرای مدیریت هماهنگ احتمالاتی انرژی بین شبکه توزیع و ریزشکته‌های متصل شده بر مبنای نظریه بازی‌ها ارائه شده است. روال بهره‌برداری به عنوان یک بهینه‌سازی دو سطحی در نظر گرفته شده است که سطح دوم آن توسط الگوریتم اجتماع ذرات حل شده و سطح بالاتر با مدل‌سازی در فضای نظریه بازی‌ها حل شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان داده با پیاده‌سازی فضای همکاری میان ریزشکته‌ها و شبکه توزیع، هزینه‌های کل مجموعه کاهش پیدا کرده است.

کلید واژه- بهره‌برداری بهینه، ریزشکته، شبکه توزیع، مدیریت انرژی هماهنگ، نظریه بازی‌ها.

و ارزیابی شده است. در [۵] یک مسئله مدیریت انرژی بهینه احتمالاتی برای یک ریزشکته شامل تولیدات پراکنده تجدیدپذیر، به وسیله الگوریتم بهینه‌سازی θ -PSO حل شده است. با این حال مراجع [۱]-[۵] بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع را به صورت مستقل انجام داده‌اند. در راستای مجتمع‌سازی ریزشکته‌ها می‌توان با هم‌پوشانی عدم قطعیت در تولیدات پراکنده مختلف آنها و پروفیل‌های مختلف بار ناشی از سطوح رفاهی و فرهنگی مختلف و اجرای یک نظارت کلی از سمت نهاد بالادست، مجموعه را به سوی نقطه بهینه‌تری در مدیریت انرژی سوق داد. از طرفی به منظور حفظ پایایی سیستم‌های قدرت، مدل‌سازی عدم قطعیت‌های ناشی از افزایش سطح نفوذ منابع تجدیدپذیر ضروری بوده و روش‌های سنتی تحلیل قطعی ناکارآمد می‌باشد. بنابراین، در این مقاله، مسئله مدیریت هماهنگ احتمالاتی انرژی شبکه توزیع در تعامل با ریزشکته‌های متصل شده ارائه شده است.

۲- مدل‌سازی مسئله

۲-۱- مدل‌سازی عدم قطعیت توان خروجی واحدهای

تولیدی تجدیدپذیر

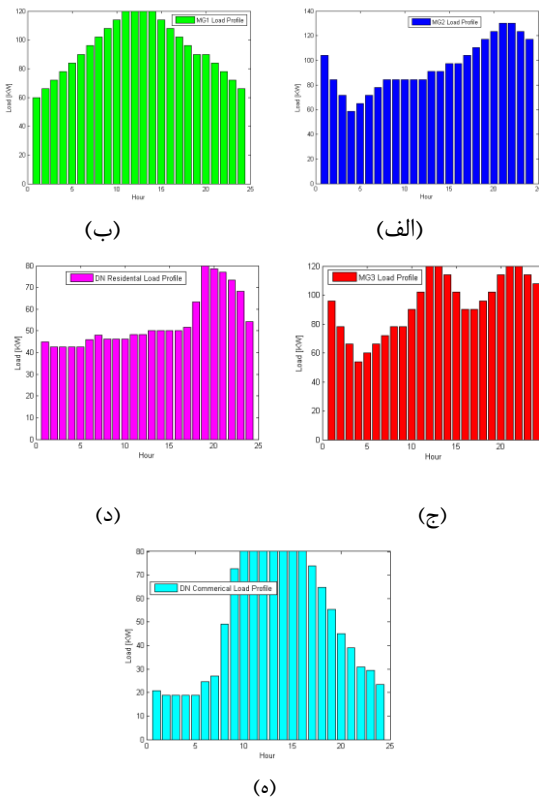
توان خروجی منابع انرژی تجدیدپذیر به میزان در دسترس بودن منابع اولیه انرژی آنها نظیر سرعت باد، شدت تابش خورشید وابسته است. توان تولیدی توربین بادی به سرعت باد بستگی دارد. سرعت باد می‌تواند به صورت لحظه‌ای، ساعتی، روزانه و فصلی تغییر کند. این امر

۱- مقدمه

با توجه به افزایش ضریب نفوذ منابع انرژی پراکنده در سطح ریزشکته‌ها، بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های توزیع، همانند سایر بخش‌های سیستم قدرت، یک مسئله جدی می‌باشد. در این میان محققین مختلفی راهکارهای متفاوتی را برای بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های توزیع را ارائه کرده‌اند. در مرجع [۱] الگوریتم بهبود یافته تجمع ذرات برای حل مسئله مدیریت انرژی در یک ریزشکته نمونه اعمال شده است. ریزشکته نمونه شامل منابع تولیدی تجدید پذیر، میکروتوربین، پیل سوختی و باتری‌ها بوده که برای افق زمانی ۲۴ ساعت به صورت بهینه برنامه‌ریزی شده است. در یک مطالعه مشابه در مرجع [۲] مسئله مدیریت انرژی در شبکه‌های توزیع در حضور توان بادی، صفحات خورشیدی و پیل سوختی ارائه شده است. دیسپچ کردن توان اکتیو واحدهای تولید پراکنده در یک ریزشکته در مرجع [۳] ارائه شده که در آن از یک الگوریتم پاسخ سریع برای کمینه‌کردن هزینه بهره‌برداری استفاده شده است. در مرجع [۴]، یک روال دقیق به منظور انجام یک مدیریت بهینه انرژی روی یک ریزشکته نمونه با توجه به عدم قطعیت‌های مربوطه پیشنهاد شده است. برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های توان خورشیدی و توان بادی، روش تخمین نقطه‌ای به کار گرفته شده و نیز تکنیک بهینه‌سازی مقاوم برای مدل‌سازی عدم قطعیت باد استفاده گردیده است. در نهایت، مقایسه‌ای میان مدیریت احتمالاتی و قطعی در سناریوهای مختلف صورت گرفته و نتایج تحلیل

۲-۲- مدل سازی بارها و عدم قطعیت آن‌ها

در این مقاله بارهای مصرفی از نوع حقیقی (P) بوده و از بارهای راکتیو صرف نظر شده است. پروفایل بار در این سه ریزشبهه به دلایلی همچون اختلاف سطح رفاهی و فرهنگی با هم متفاوت بوده و در ادامه آمده است. بارهای ریزشبهه‌ها به صورت یکنواخت بر روی شیشه‌ها توزیع شده‌اند و مقادیر بیشینه آن‌ها برای ریزشبهه‌های اول، دوم و سوم به ترتیب برابر ۱۲۰، ۱۳۰ و ۱۲۰ کیلووات روی هر باس می باشد. شبکه توزیع دارای دو گروه بارهای مسکونی و تجاری در نظر گرفته شده‌اند. بارهای شیشه‌های ۱ تا ۲۵ مسکونی و دارای بیشینه مقدار ۸۰ کیلووات برای هر باس می‌باشند. بارهای شیشه‌های ۲۶ تا ۳۳ از نوع تجاری بوده و دارای بیشینه مقدار ۸۰ کیلووات برای هر باس می‌باشد. پروفایل بار ریزشبهه‌ها و شبکه توزیع، در شکل (۱) آمده است.



شکل ۱: پروفایل‌های بار مصرفی: الف) ریز شبکه اول، ب) ریز شبکه دوم، ج) ریز شبکه سوم، د) بار تجاری شبکه توزیع، ه) بار مسکونی شبکه توزیع

۲-۳- مدل سازی هزینه های واحدهای تولیدی سنتی

۳-۳-۱- مدل سازی هزینه‌های میکروتوربین

رابطه (۵) هزینه بهره‌برداری از میکروتوربین که شامل هزینه بهره‌برداری و هزینه آلاینده‌گی میکروتوربین می‌باشد را مدل می‌کند [۹]:

$$C_{MT,t} = C_{MT,t}^{OP} + C_{MT,t}^{EM} \quad (5)$$

در این رابطه $C_{MT,t}^{OP}$ هزینه بهره‌برداری از میکروتوربین و $C_{MT,t}^{EM}$ هزینه

اهمیت مدل سازی احتمالاتی را برجسته می‌سازد. در این مقاله برای مدل سازی عدم قطعیت سرعت باد برای دوره ۲۴ ساعته از روش تخمین نقطه‌ای $PEM(2m+1)$ و تابع چگالی احتمال وایبول استفاده شده است که در رابطه (۱) آمده است [۶]:

$$f_w(V_{wind}) = \frac{k}{c} \left(\frac{V_{wind}}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V_{wind}}{c}\right)^k} \quad (1)$$

که در این رابطه k پارامتر شکل، c پارامتر مقیاس، V_{wind} سرعت باد و f_w تابع چگالی احتمال سرعت باد می‌باشد. همچنین برای مدل سازی توان حقیقی تولید شده توسط توربین بادی از رابطه (۲) استفاده شده است [۹]:

$$P_{wt}(v) = \begin{cases} 0 & \text{if } v < V_{ci} \\ P_R(A + B * v + C * v^2) & \text{if } V_{ci} < v < V_r \\ P_R & \text{if } V_r < v < V_{co} \\ 0 & \text{if } V_{co} < v \end{cases} \quad (2)$$

که در این رابطه V_{ci} ، V_r ، V_{co} ، P_R به ترتیب بیانگر سرعت قطع پایین و بالا، سرعت نامی توربین بادی، توان نامی توربین بادی هستند و A و B و C ضرایبی مربوط به توربین هستند که از [۷] استخراج شده‌اند. حداکثر توان قابل تولید توسط توربین بادی 250 kW در نظر گرفته شده است.

توان تولید شده توسط آرایه‌های PV بر طبق میزان تابش خورشید روی سطح زمین تغییر می‌کند، که اساساً وابسته به محل نصب آن و شرایط آب و هوایی و ساعات روز می‌باشد. در این مقاله از روش تخمین نقطه ای و تابع بتا برای مدل سازی تابع چگالی احتمال تابش خورشید استفاده شده است [۶].

توان خروجی آرایه های PV به دمای سلول ها و شدت تابش خورشید در نقطه توان ماکزیمم وابسته است که طبق رابطه (۳) مشخص می‌شود [۸]:

$$P_{PV}(t) = \left[P_{PV,STC} * \frac{G_T}{G_{T,STC}} * [1 - \gamma * (T_j - T_{j,STC})] * N_{pvs} * N_{ppv} \right] \quad (3)$$

$$T_j = T_{amb} + \frac{G_T}{G_{T,STC}} * (NOCT - 20) \quad (4)$$

در این مقاله حداکثر توان قابل تولید هر مجموعه از PV برابر ۹۲ کیلووات در نظر گرفته شده است. در روابط (۳) و (۴) $P_{PV,STC}$ ، P_{PV} ، G_T ، γ ، T_j ، N_{pvs} ، N_{ppv} و $NOCT$ به ترتیب توان خروجی ژنراتور در نقطه ماکزیمم توان، توان نامی PV در نقطه ماکزیمم توان و شرایط استاندارد، میزان تابش در شرایط استاندارد، ضریب دمایی توان در نقطه ماکزیمم توان، دمای سلول‌های خورشیدی، دمای عملکرد نامی سلول و تعداد ماژول‌های سری و موازی می‌باشند. در مورد عدم قطعیت بارهای مصرفی نیز لازم به ذکر است که برای مدل سازی عدم قطعیت بارهای مصرفی از روش تخمین نقطه ای و تابع نرمال به عنوان تابع چگالی احتمال بارهای مصرفی مورد استفاده قرار گرفته که انحراف معیار آن برابر ۰/۱ مقدار بار فرض شده است.

ناشی از آلاینده‌های میکروتوربین در هر بازه زمانی t می‌باشد. جزئیات این رابطه، مطابق مرجع [۹] مدل شده است.

۳-۳-۲ مدل سازی هزینه‌های دیزل ژنراتور

روابط (۶)، (۷)، (۸) و (۹) هزینه بهره‌برداری از دیزل ژنراتور را که شامل هزینه‌های سوخت و آلاینده‌ها می‌باشد بیان می‌نماید [۱۲].

$$C_{Dg,t} = (CF_{Dg,t}^{OPR} + CF_{Dg,t}^{EMI}) \quad (۶)$$

$$CF_{Dg,t}^{OPR} = C_{Fuel,Dg} \quad (۷)$$

$$(۸)$$

$$C_{Fuel,mt} = \begin{cases} a_{Dg} P_{Dg}^2 + b_{Dg} P_{Dg} + c_{Dg} & \text{if } 0 < P_{Dg} < P_{Dg}^{rated} \\ 0 & \text{if } P_{Dg} = 0 \end{cases} \quad (۹)$$

$$CF_{Dg,t}^{EMI} = (C_{CO_2} \cdot CO_{2,Dg} + C_{SO_2} \cdot SO_{2,Dg} + C_{NO_x} \cdot NO_{x,Dg}) * P_{Dg}(t)$$

۳-۲ فرموله کردن مدل بهره‌برداری شبکه با در نظر گرفتن

عدم قطعیت‌ها

۳-۱-۱ تابع هدف

تابع هدف مسئله شامل دو هدف مختلف است که در بخش زیر توضیح داده شده است.

۳-۲-۲ تابع هدف سطح دوم

در سطح دوم تابع هدف ابتدا هر یک از ریز شبکه‌ها هزینه‌های بهره‌برداری مربوط به خود را کمینه می‌کند و با تعیین میزان خرید از شبکه توزیع، سپس شبکه توزیع نیز بهینه‌سازی مربوط به هزینه‌های خود را انجام می‌دهد.

$$f_i(X) = \sum_{t=1}^T OF_{t,i} \quad \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3, DNO \quad (۱۰)$$

در رابطه (۱۰) t بازه تغییرات زمان بوده که از ۱ تا ۲۴ تغییر می‌کند و نشان دهنده ۲۴ ساعت روز آینده می‌باشد. $X^T = [X_1, X_2, \dots, X_T]$ بردار متغیرهای حالت شامل توان اکتیو تولیدی DG ها، و همچنین میزان توان اکتیو دریافتی شبکه توزیع از شبکه بالادست و نیز ریز شبکه‌ها از شبکه توزیع می‌باشد. در رابطه (۱۰) OF تابع هزینه ریز شبکه‌ها و شبکه توزیع بوده که در رابطه (۱۱) بیان شده است.

$$OF_{t,i} = CF_{t,i}^{OPR} + CF_{t,i}^{EMI} \quad \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3, DNO \quad (۱۱)$$

در رابطه (۱۱)، $CF_{t,i}^{OPR}$ هزینه بهره‌برداری از ریز شبکه‌ها و شبکه توزیع، $CF_{t,i}^{EMI}$ هزینه‌های آلاینده‌ها می‌باشد. هزینه بهره‌برداری از شبکه شامل موارد زیر می‌شود که در روابط (۱۲) و (۱۳) آورده شده است.

الف) هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولیدی شامل واحدهای تجدیدپذیر و غیر تجدیدپذیر (جمله اول روابط (۱۲) و (۱۳)).

ب) هزینه انرژی مبادله شده با شبکه بالادست و ریز شبکه‌ها از دید

شبکه توزیع (جمله دوم و سوم رابطه (۱۳))، و انرژی مبادله شده با شبکه توزیع از دید ریز شبکه‌ها (جمله دوم رابطه **Error! Reference** *source not found*).

$$(۱۲)$$

$$CF_{t,i}^{OPR} = \sum_{n=1}^{NDG} CF_{n,t,i}^{OPR} + C_{DNO,t,i} P_{DNO,t,i} \quad \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3 \quad (۱۳)$$

$$CF_{t,DNO}^{OPR} = \sum_{n=1}^{NDG} CF_{n,t,DNO}^{OPR} + C_{grid,t,DNO} P_{grid,t,DNO} + \sum_{MG=1}^3 C_{DNO,t,MG} P_{DNO,t,MG}$$

هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولیدی به ترتیب شامل:

- هزینه بهره‌برداری میکروتوربین
- هزینه بهره‌برداری دیزل ژنراتور
- هزینه بهره‌برداری توربین بادی
- هزینه بهره‌برداری صفحات خورشیدی

می‌باشد.

در رابطه (۱۲)، $C_{DNO,t}$ قیمت واحد انرژی مبادله شده بین ریز شبکه‌ها و شبکه توزیع در هر زیر بازه زمانی و $P_{DNO,t}$ توان مبادله شده بین ریز شبکه‌ها و شبکه توزیع می‌باشد. در رابطه (۱۳)، $C_{grid,t}$ قیمت واحد انرژی مبادله شده بین شبکه توزیع و شبکه بالادست در هر زیر بازه زمانی و $P_{grid,t}$ توان مبادله شده بین شبکه توزیع و شبکه بالادست می‌باشد.

در رابطه (۱۱)، جمله دوم، $CF_{t,i}^{EMI}$ هزینه ناشی از آلاینده‌ها را نشان می‌دهد (رابطه (۱۴)) که شامل موارد زیر می‌شود:

- جریمه تولید CO_2 توسط میکروتوربین
- جریمه تولید SO_2 توسط میکروتوربین
- جریمه تولید NO_x توسط میکروتوربین

و

- جریمه تولید CO_2 توسط دیزل ژنراتور
- جریمه تولید SO_2 توسط دیزل ژنراتور
- جریمه تولید NO_x توسط دیزل ژنراتور

می‌باشد.

$$CF_{t,i}^{EMI} = \sum_{n=1}^{NDG} CF_{n,t,i}^{EMI} \quad \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3, DNO \quad (۱۴)$$

۳-۳-۳ تابع هدف سطح اول:

در سطح دوم تابع هدف طبق نقطه بهینه قبلی و روش پیشنهادی که در ادامه مطرح می‌شود، مجموع هزینه‌ها به یک نقطه بهینه کلی سوق پیدا می‌کنند.

$$f(X) = \sum_{MG=1}^3 \sum_{t=1}^T OF_{t,MG} + \sum_{t=1}^T OF_{t,DNO} \quad (۱۵)$$

۳-۴ محدودیت‌های بهینه‌سازی

مسئله مدیریت بهینه انرژی تحت قيود سیستمی و واحدی انجام شده است که به صورت زیر فرمول بندی شده است.

$$(۱۶)$$

۴- راهکار کلی حل مسئله

در این روش ابتدا ریز شبکه‌های ۱ و ۲ و ۳ بر اساس اطلاعات قیمت خرید و فروش انرژی بین خودشان و شبکه توزیع برنامه ریزی تولید بهینه واحدهای تحت تملک خود را توسط الگوریتم *PSO* انجام می‌دهند و هزینه‌های اولیه ریز شبکه‌ها ذخیره می‌گردد. سپس ابتدا شبکه توزیع بر اساس قیمت خرید و فروش انرژی بین خودش و بالادست برنامه‌ریزی بهینه تولید خودش اجرا می‌کند و نتیجه به عنوان هزینه حالت بدون مشارکت ریز شبکه‌ها برای شبکه توزیع ذخیره گردید. سپس فرض شد سیستم توزیع از اطلاعات تولید انرژی (توابع هزینه واحدها) در ریز شبکه‌ها آگاه است. در این روش بهره‌بردار شبکه توزیع روی مقادیر به دست آمده مقادیر تولید ریز شبکه‌ها، مقدار قیمت حاشیه‌ای (هزینه آخرین واحد توان تولید شده توسط هر واحد) را با توجه به اطلاعات توابع هزینه به دست می‌آورد. حال از این جا با توجه به مقدار ظرفیت قابل افزایش و یا کاهش واحدها با توجه به وضعیت موجود که در حال فروش یا خرید برق است با مقایسه نرخ قیمت خرید یا فروش بین شبکه توزیع و بالادست (بسته به وضعیت) با قیمت حاشیه‌ای تا جایی که قیمت حاشیه‌ای با آن نرخ برابر گردد، اقدام به کاهش یا افزایش تولید واحدها می‌نماید (با گام‌های یک کیلووات). در این حالت نیز مقادیر به دست آمده برای تولید در ریز شبکه‌ها به عنوان حالت مشارکت کامل ریز شبکه‌ها ذخیره می‌گردد، سپس شبکه توزیع بر اساس این مقادیر و در نتیجه پروفایل جدید بار بهینه‌سازی مجددی به عنوان حالتی دیگر اجرا می‌کند و نتایج به عنوان حالت مشارکت کامل ذخیره می‌گردد.

۴-۱- مدل‌سازی مسئله بر اساس نظریه بازی‌ها

بر اساس نظریه بازی‌ها، با توجه به اینکه هر یک از این بازیگرها (بهره‌برداران ریز شبکه‌ها) چه اقدامی را اتخاذ خواهد کرد، ۸ حالت ممکن وجود خواهد داشت. شبکه توزیع هر یک از این حالت‌ها را پیش‌بینی نموده و بر اساس آن برای شبکه تحت مدیریت خود بهینه‌سازی انجام می‌دهد. البته دو حالت از این حالت‌ها (تحت عناوین بدون مشارکت یعنی حالت هشتم و مشارکت کامل یعنی حالت اول در جدول ۱) قبلاً محاسبه شد.

جدول ۱: مدل‌سازی فضای بازی مسئله.

بازیگر ۱	MG2	پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش
	MG1	حالت اول	حالت دوم
	پذیرش پیشنهاد	حالت سوم	حالت چهارم
بازیگر ۲	MG2	پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش
	MG1	حالت پنجم	حالت ششم
	پذیرش پیشنهاد	حالت هفتم	حالت هشتم
بازیگر ۳	MG2	پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش
	MG1	حالت نهم	حالت دهم
	پذیرش پیشنهاد	حالت یازدهم	حالت دوازدهم

هر یک از این حالت‌ها حاوی اطلاعاتی از قبیل هزینه، سود یا ضرر احتمالی، برنامه بهینه واحدها و غیره می‌باشد.

$$\sum_{n=1}^{N_{DG}} P_{G,i}(t) + P_{DNO,i}(t) = \sum_{k=1}^{N_L} P_{Lk,i}(t) + \sum_{f=1}^{N_F} P_{Loss,f,i}(t) : \forall t \in T \ \& \ \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3 \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{G,DNO}(t) + P_{Grid,DNO}(t) + \sum_{MG=1}^3 P_{MG,DNO}(t) = \sum_{k=1}^{N_L} P_{Lk,DNO}(t) + \sum_{f=1}^{N_F} P_{Loss,f,DNO}(t) : \forall t \in T$$

در رابطه (۱۶)، اگر ریز شبکه‌ها در حال خرید انرژی از شبکه توزیع باشند علامت $P_{DNO}(t)$ مثبت می‌باشد و اگر در حال انتقال توان به شبکه توزیع باشد علامت $P_{DNO}(t)$ منفی می‌باشد. و نیز در رابطه (۱۷)، اگر شبکه توزیع در حال خرید انرژی از شبکه انتقال بالادست باشد علامت $P_{Grid,DNO}(t)$ مثبت و در غیر این صورت منفی است. همچنین اگر شبکه توزیع در حال خرید انرژی از ریز شبکه‌ها باشد، علامت $P_{MG,DNO}(t)$ مثبت و در غیر این صورت منفی است.

$$P_{Gi,min}(t) \leq P_{Gi}(t) \leq P_{Gi,max}(t) \quad \forall t \in T, \forall i \in N_{DG} \quad (18)$$

$$P_{Grid,min}(t) \leq P_{Grid}(t) \leq P_{Grid,max}(t) \quad \forall t \in T \quad (19)$$

که در روابط (۱۸) و (۱۹)، $P_{Gi,min}(t)$ و $P_{Grid,min}(t)$ به ترتیب توان‌های اکتیو مینیمم i امین DG و شبکه در زمان t می‌باشد. همچنین $P_{Gi,max}(t)$ و $P_{Grid,max}(t)$ به ترتیب توان‌های اکتیو تولید شده به وسیله واحدهای مربوطه در زمان t می‌باشد.

در بهره‌برداری بهینه از ریز شبکه ولتاژ شینه‌ها و جریان فیدها نباید از مقدار مجاز تجاوز نماید. روابط (۲۰) و (۲۱) این شرط را فرموله می‌کند:

$$V_{bus,min} \leq V_{bus,k}(t) \leq V_{bus,max} \quad k = 1, 2, \dots, N_{bus} \quad \forall t \in T \quad (20)$$

$$0 \leq I_{f,z}(t) \leq I_{f,max} \quad z = 1, 2, \dots, N_f \quad \forall t \in T \quad (21)$$

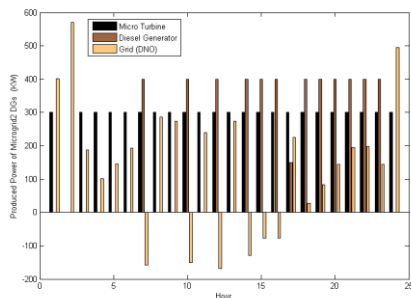
۳-۵- قیمت انرژی

در این شبیه‌سازی ریز شبکه‌ها توانایی تبادل دو طرفه انرژی با شبکه توزیع بالادست خود را دارا می‌باشند و شبکه توزیع نیز توانایی تبادل دو طرفه انرژی با شبکه انتقال بالادست خود را دارد. در این مقاله فرض شده است قیمت انرژی در پیک مصرف، بین شبکه توزیع و سیستم انتقال برابر بوده و مقدار آن نیز $0.25 \$/KWh$ می‌باشد. ریز شبکه‌ها نیز طبق همین نرخ، انرژی را از شبکه توزیع دریافت می‌کنند. در این میان قیمت فروش انرژی توسط ریز شبکه‌ها به شبکه توزیع، به منظور تشویق ریز شبکه‌ها در زمینه انرژی‌های نو، کمی بیشتر بوده و برابر $0.30 \$/KWh$ فرض شده است.

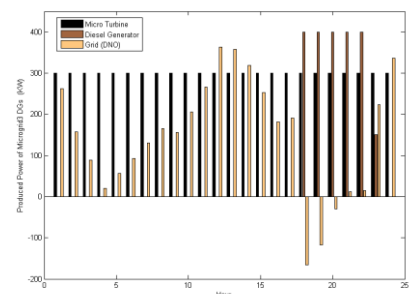
۵- نتایج شبیه‌سازی

۵-۱- ساختار شبکه پیشنهادی

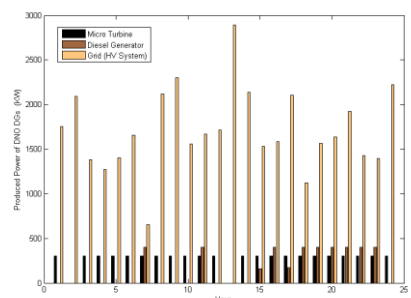
ساختار شبکه پیشنهاد شده در این مقاله در شکل (۲) نشان داده شده است. این شبکه تقریباً شبکه مورد بررسی در مرجع [۱۱] می‌باشد ولی تغییراتی در مدل و مکان تولیدات پراکنده آن اعمال شده است. هر یک از ریزشبکه‌ها و نیز شبکه توزیع شامل دو واحد قابل دیسپچ میکروتوربین و دیزل ژنراتور می‌باشد. همچنین همان طور که در شکل مشاهده می‌شود ریزشبکه اول شامل دو واحد خورشیدی، ریز شبکه دوم شامل یک واحد خورشیدی و دو واحد بادی، ریز شبکه سوم شامل یک واحد خورشیدی و دو واحد بادی هستند. همان گونه که از شکل (۲) مشخص است ساختار شامل ۵۳ شینه است که شبکه توزیع آن همان شبکه *IEEE-33 bus* می‌باشد که متصل به سه ریز شبکه شده است و نیز بر روی هر ۵۳ شینه بار نقطه‌ای قرار گرفته است.



شکل ۴: وضعیت تولید واحدها در ریز شبکه دوم قبل از *Redispatch*



شکل ۵: وضعیت تولید واحدها در ریز شبکه سوم قبل از *Redispatch*



شکل ۶: وضعیت تولید واحدها در شبکه توزیع قبل از *Redispatch*

جدول ۲: هزینه‌های هر یک از بهره‌برداران قبل از *Redispatch*.

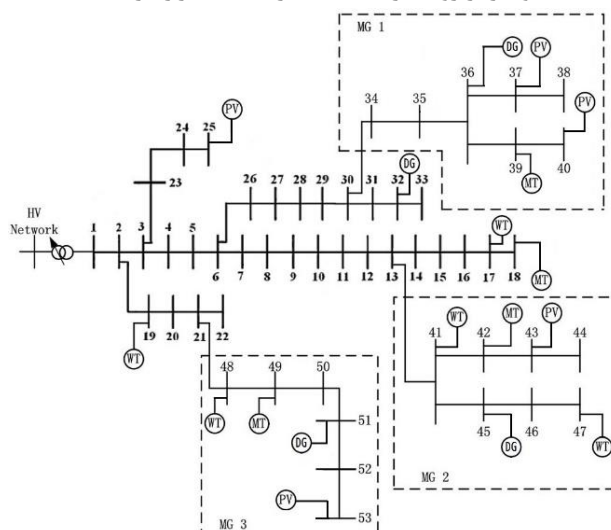
شبهه توزیع	ریز شبکه ۱	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۳	هزینه قبل از <i>Redispatch</i> (\$)
نهاد	1476.5	1595.8	1122.9	6541.3

پس از مدل‌سازی مسئله در فضای نظریه بازی‌ها و به دست آوردن سود هر یک از حالت‌ها ماتریس عایدی مسئله به صورت جدول ۳ تشکیل می‌شود. در این ماتریس در هر یک از حالت‌ها که پیش از این توصیف شد، یک بردار دارای چهار درایه وجود دارد که اعداد درایه‌های اول تا چهارم آن به ترتیب بیانگر سود ریز شبکه اول، ریز شبکه دوم، ریز شبکه سوم و شبکه توزیع می‌باشد.

جدول ۳: مدل‌سازی سود بر حسب دلار برای مسئله در فضای نظریه بازی‌ها.

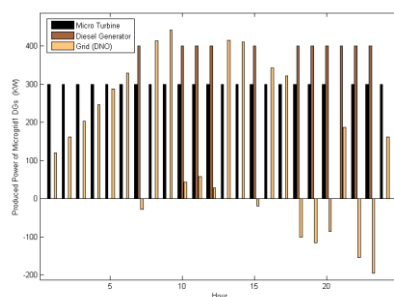
بازو پیشنهاد	MG2	عدم پذیرش	عدم پذیرش	(0,0,28.96,43.44)
		پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش	(27.69,27.69,27.69,101.55)
	MG1	پذیرش پیشنهاد	پذیرش پیشنهاد	(33.35,0,33.35,100.04)
بازو عدم پیشنهاد	MG2	عدم پذیرش	عدم پذیرش	(0,0,0,0)
		پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش	(0,21.15,21.15,63.45)
	MG1	پذیرش پیشنهاد	پذیرش پیشنهاد	(35.23,35.23,0,105.68)
بازو عدم پیشنهاد	MG2	عدم پذیرش	عدم پذیرش	(0,0,0,0)
		پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش	(0,47.95,0,71.91)
	MG1	پذیرش پیشنهاد	پذیرش پیشنهاد	(66.73,0,0,100.09)

واضح است که در تحلیل این ماتریس عایدی، استراتژی غالب بازیگر شماره ۱، استراتژی پذیرش پیشنهاد *Redispatch* می‌باشد،



شکل ۲: ساختار شبکه پیشنهادی.

در این بخش خروجی برنامه بر پایه اطلاعات و فرضیات گفته شده آورده شده است. ابتدا نتایج حاصل از بهینه‌سازی جداگانه شبکه‌ها بدون همکاری، در غالب نقطه کار بهینه منابع تولید پراکنده هر یک و نیز خرید از شبکه بالادست خود آورده شده است.



شکل ۳: وضعیت تولید واحدها در ریز شبکه اول قبل از *Redispatch*

همانگونه که ملاحظه می‌شود بعد از *Redispatch* هزینه هر یک از نهادها کاهش یافته است. همچنین در حالت همکاری کامل که هر سه ریز شبکه در *Redispatch* شرکت کرده‌اند بیشترین سود کل اتفاق می‌افتد که برابر ۱۸۴/۶۳ دلار می‌باشد که با نسبت تشریح شده در جدول به هر بهره‌بردار تخصیص می‌یابد.

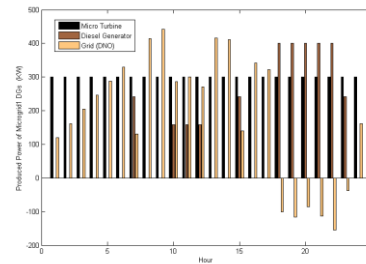
۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، مدیریت هماهنگ احتمالاتی انرژی شبکه توزیع در تعامل با ریزشبکه‌های متصل شده بر مبنای نظریه بازی‌ها بررسی و شبیه‌سازی شد. همانگونه که نتایج نشان می‌دهد می‌توان دریافت که در صورت هماهنگی تصمیم‌گیری بین ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع، جواب مسئله از نقاط بهینه محلی به سمت یک نقطه بهینه سراسری جهش می‌یابد و ضمن کاهش هزینه‌های بهره‌برداری مجموعه سیستم، امکان بهره‌برداری از سیستم‌ها را با بازدهی بیشتر فراهم می‌آورد.

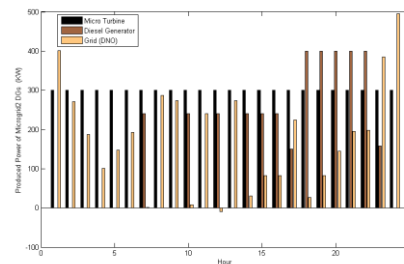
مراجع

- [1] Moghaddam, Amjad Anvari, Alireza Seifi, Taher Niknam, and Mohammad Reza Alizadeh Pahlavani. "Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source." *Energy* 36, no. 11 (2011): 6490-6507.
- [2] Niknam, Taher, Abdollah Kavousifard, Sajad Tabatabaei, and Jamshid Aghaei. "Optimal operation management of fuel cell/wind/photovoltaic power sources connected to distribution networks." *Journal of Power Sources* 196, no. 20 (2011): 8881-8896.
- [3] Alvarez, Eduardo, Antonio M. Campos, Pablo Arboleya, and Antonio J. Gutiérrez. "Microgrid management with a quick response optimization algorithm for active power dispatch." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 43, no. 1 (2012): 465-473.
- [4] Alavi, Seyed Arash, Ali Ahmadian, and Masoud Aliakbar-Golkar. "Optimal probabilistic energy management in a typical micro-grid based on robust optimization and point estimate method." *Energy Conversion and Management* 95 (2015): 314-325.
- [5] Baziari, Aliasghar, and Abdollah Kavousi-Fard. "Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices." *Renewable Energy* 59 (2013): 158-166.
- [6] Atwa, Y. M., E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, and R. Seethapathy. "Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization." *IEEE Transactions on Power Systems* 25, no. 1 (2010): 360-370.
- [7] Gen, Ba. "Reliability and cost/worth evaluation of generating systems utilizing wind and solar energy." A Thesis for a degree of Doctor of philosophy, in the Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan, Saskatoon 2005.
- [8] Riffonneau, Yann, Seddik Bacha, Franck Barruel, and Stephane Ploix. "Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2, no. 3 (2011): 309-320.
- [9] Bagherian, Alireza, and SM Moghaddas Tafreshi. "A developed energy management system for a microgrid in the competitive electricity market." *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest* (2009): 1-6.
- [10] Mohamed, Faisal A., and Heikki N. Koivo. "Microgrid online management and balancing using multiobjective optimization." In *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp. 639-644. IEEE, 2007.
- [11] Wang, Zhaoyu, Bokan Chen, Jianhui Wang, Miroslav M. Begovic, and Chen Chen. "Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems." *IEEE Transactions on Smart Grid* 6, no. 1 (2015): 45-53.

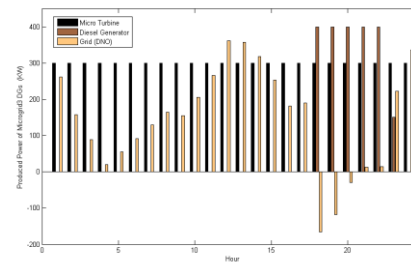
چون در این استراتژی همواره سود مثبتی به ریزشبکه اول (بازیگر شماره ۱) نسبت به حالت بدون همکاری تعلق می‌گیرد اما در استراتژی عدم پذیرش، سود این ریزشبکه معادل صفر است. در مورد دو ریزشبکه دیگر نیز با همین تحلیل استراتژی غالب، استراتژی پذیرش پیشنهاد از سوی آن‌ها خواهد بود. به این ترتیب تعادل در این بازی در حالت ۱ خواهد بود که هر سه ریزشبکه در *Redispatch* شرکت می‌کنند. در ادامه نتایج حاصل از تعادل یعنی حالت اول در مدل بازی، در غالب نقطه کار بهینه منابع تولید پراکنده هر یک و نیز خرید از شبکه بالادست آورده شده‌است.



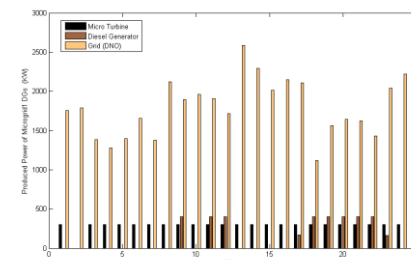
شکل ۷: وضعیت تولید واحدها در ریزشبکه اول بعد از *Redispatch*



شکل ۸: وضعیت تولید واحدها در ریزشبکه دوم بعد از *Redispatch*



شکل ۹: وضعیت تولید واحدها در ریزشبکه سوم بعد از *Redispatch*



شکل ۱۰: وضعیت تولید واحدها در شبکه توزیع بعد از *Redispatch*

جدول ۴: هزینه‌های هر یک از بهره‌برداران بعد از *Redispatch*.

شبهه توزیع	ریز شبکه ۱	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۳	نهاد
6439.7	1448.8	1568.1	1095.2	هزینه نهایی (\$)