

مدیریت بهینه انرژی در سیستم‌های چند-ریزشبکه‌ای در بازار خرده‌فروشی انرژی بر پایه الگوریتم سلسه‌مراتبی تعاملی

معصومه جوادی^{۱، ۲}، دانشجوی کارشناسی ارشد، موسی مرزبند^۳، استادیار، سید مازیار میرحسینی مقدم^۴، استادیار

۱- گروه مهندسی برق- قدرت، پردیس علوم و تحقیقات گیلان، دانشگاه آزاد اسلامی، رشت، ایران- javadi.masoomeh@gmail.com

۲- گروه مهندسی برق- قدرت، واحد رشت، دانشگاه آزاد اسلامی، رشت، ایران

۳- گروه مهندسی برق، واحد لاهیجان، دانشگاه آزاد اسلامی، لاهیجان، ایران- m.marzband@liau.ac.ir

۴- گروه مهندسی برق، واحد لاهیجان، دانشگاه آزاد اسلامی، لاهیجان، ایران- m.mirhosseini@liau.ac.ir

چکیده: ارائه ساختاری ترکیبی از عملکرد اپراتور بازار و اپراتور شبکه توزیع در شبکه‌ای شامل چندین ریزشبکه (MG) از اهداف این مقاله است که در آن اهداف مختلفی برای بازیگران شبکه لحاظ شده است. MGهای دربرگیرنده منابع تولیدپراکنده، منابع ذخیره‌کننده و بارهای پاسخ‌گو در ارتباط با شبکه بالادست می‌توانند به‌عنوان بازیگران مصرف‌کننده در جهت کمینه‌سازی قیمت تسویه بازار و یا تولیدکننده در راستای بیشینه‌سازی سود با دیگر MGها در بازار پیشنهادی مشارکت و در ساختار بازی برای رسیدن به نقطه تعادل نش شرکت نمایند. از طریق الگوریتم پیشنهادی میزان توان بهینه مشارکت در بازار جهت دستیابی به اهداف مذکور برای هر بازیگر و نیز مقدار سود کسب‌شده توسط آنها تعیین می‌شود. کنترل ارائه‌شده یک کنترلر دوسطحی سلسه‌مراتبی بوده و قابلیت آن در کنترل بهینه شبکه‌ای از MGها متشکل از منابع توزیع‌شده انرژی مورد ارزیابی قرار گرفته است. علاوه بر این، سعی شده که استراتژی توزیع اقتصادی توزیع‌شده‌ای برای پیاده‌سازی یک بازار انرژی خرده‌فروشی بر پایه روش چندهدفه و با استفاده از الگوریتم نیکایدو-ایزودا ترکیب‌شده با الگوریتم رهاسازی^۲ (نامیده‌شده به‌صورت REM-NIRA^۳) مبتنی بر تئوری بازی غیرهمکارانه برای سیستم‌های دربرگیرنده چندین MG پیشنهاد شود. با استفاده از ساختار پیشنهادشده، طرح عادلانه‌ای که در آن هیچ بازیگری نسبت به دیگری ارجحیت نداشته و تنها بر اساس استراتژی‌ها و توابع هدف خود آنها عمل می‌نمایند؛ ارائه می‌شود. نتایج شبیه‌سازی حاکی از قابلیت الگوریتم پیشنهادی در تشویق بازیگران شرکت‌کننده در بازار برای مشارکت بیشتر و بهبود سود حاصله است.

واژه‌های کلیدی: ریزشبکه، مدیریت بهینه انرژی، بازار انرژی الکتریکی، تئوری بازی، مدیریت سمت تقاضا، تابع نیکایدو-ایزودا و الگوریتم رهاسازی، تعادل نش، عدم قطعیت.

Optimal Energy Management in Multiple Microgrid Systems in Retail Market Based On Interactive Hierarchical Architecture

M. Javadi, MSc^{1,2}, M. Marzband³, Assistant professor, S. M. Mirhosseini Moghaddam⁴, Assistant professor

1- Dep. of Electrical Power Engineering, Guilan Science and Research Branch, Islamic Azad University, Rasht, Iran

2- Dep. of Electrical Power Engineering, Rasht Branch, Islamic Azad University, Rasht, Iran, Email: javadi.masoomeh@gmail.com

3- Dept. of Electrical Engineering, Lahijan Branch, Islamic Azad University, Lahijan, Iran, Email: m.marzband@liau.ac.ir

4- Dept. of Electrical Engineering, Lahijan Branch, Islamic Azad University, Lahijan, Iran, Email: m.mirhosseini@liau.ac.ir

Abstract: Designing market operator (MO) combined with distributed network operator (DNO) for systems constituting a network of Microgrids (MG) is the main goal of this paper. Energy storage (ES) devices and demand response resources from one MG can also participate as consumer and/or generator (known as Prosumer) with other MGs within the proposed structure. When the Prosumers are functioning as generators, they try to maximize their profit. However, the Prosumers try to minimize market clearing price (MCP) and to participate in the game structure for reaching Nash equilibrium when they are participating as consumer. The outcome of the proposed algorithm is the optimal power share for different players in the market which satisfies the aforementioned goals for each player. Additionally, the amount of obtained profit by each player is determined. The proposed controller is a hierarchical bi-level controller and its ability has been evaluated in the optimum control of a network of MGs consisting of distributed energy resources. The simulation results show the effectiveness of the proposed algorithm to encourage the market participation and to improve the profit for participants.

Keywords: Microgrid, optimal energy management, electricity market, game theory, demand side management, nikaido-isoda function and relaxation algorithm, nash equilibrium, uncertainty.

تاریخ ارسال مقاله: ۹۴/۰۲/۲۲

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۴/۰۳/۱۶

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۰۶/۰۷

نام نویسنده مسئول: سید مازیار میرحسینی مقدم

نشانی نویسنده مسئول: ایران - لاهیجان - خیابان کاشف شرقی - انتهای خیابان شقایق - دانشگاه آزاد اسلامی واحد لاهیجان - دانشکده فنی و مهندسی

۱- مقدمه

MGها به صورت محلی دارای منابع توزیع شده انرژی (DER^۶) شامل منابع انرژی تجدیدپذیر غیرقابل کنترل^۵ (RES^۶ها)، منابع قابل کنترل^۷، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی (ES^۸) و بارهای پاسخ‌گو (RLD^۹) می‌باشند که می‌توانند به طور مستقل و یا متصل به شبکه بالادست، بارهای محلی خود را تغذیه نمایند [۴-۱]. برای استفاده بهینه از DERهای موجود در هر MG، کاهش عدم تطابق بین تولید و مصرف و افزایش سود اخذ شده در این MGها، آن‌ها می‌توانند با یکدیگر برای تغذیه تقاضای بارهای محلی شان و کسب سود بیشتر مشارکت داشته باشند. با رشد نفوذ MGها در شبکه، عملکرد بهینه آن‌ها می‌تواند منجر به بهبود قابلیت اعتماد و مدیریت پخش بار شود [۵، ۶]. بهره‌برداری موازی MGها در [۷] بررسی شده، و چهار چوب‌های فنی و جنبه‌های اقتصادی این ساختار در مراجع [۸] و [۹] مورد بررسی قرار گرفته شده است. نتایج بررسی‌های به عمل آمده نشان‌دهنده این است که علاوه بر ایجاد بازاری رقابتی، اتصالات پشت سرهم بین MGها می‌تواند جداسازی و کنترل پخش بار به مراتب بهتری را نسبت به ساختار تک MG فراهم نماید. استفاده همزمان و بهینه DERهای موجود در هر MG و اتخاذ استراتژی‌هایی در جهت ذخیره‌سازی انرژی در یک MG طی تولید مازاد در MGهای دیگر و یا تأمین تقاضای مورد نیاز یک MG توسط دیگران زمانی که خود قادر به تغذیه این تقاضا نباشد یکی از جنبه‌های بااهمیت در شبکه‌های شامل چند MG است. بدین معنی که، زمانی که کمبود توان دارند بایستی به مثابه یک مصرف‌کننده از گزینه‌های موجود برای تأمین تقاضای خود بهره‌مند شوند. به عبارت دیگر، در هنگام داشتن مازاد تولید MG (بازیگر تولیدکننده) بایستی توان خود را به MGهای دارای کمبود توان (بازیگران مصرف‌کننده) و یا به شبکه بالادست عرضه نماید. برای دستیابی به این اهداف، ابزارهایی از قبیل مشارکت فعال مصرف‌کنندگان در پاسخ‌گویی به تقاضا [۱۰]، پیاده‌سازی سیستم مدیریت انرژی قدرتمند [۱۱، ۱۲]، و توزیع توان مناسب در شبکه‌های هوشمند مورد نیاز است. یکی از چالش‌ها در این زمینه، هماهنگی توابع مدیریت انرژی با سیستم‌های کنترل غیرمتمرکز یا سلسله‌مراتبی در داخل MGها بوده است [۱۳]. یکی دیگر از چالش‌های مهم، انتخاب فرمولی مناسب برای مسئله بهینه‌سازی بوده است. مراجع [۱۶-۱۴] یک فرمول بهینه‌سازی استاتیکی را به دلیل عدم در نظر گرفتن سیستم‌های ذخیره‌سازی پراکنده ارائه نموده‌اند. سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی از فرمول‌بندی‌های توان و انرژی دینامیکی برخوردارند که بر مدیریت کلی انرژی و کنترل MGها همان طوری که در [۱۳] معرفی شده، تأثیر می‌گذارد. در سیستمی با چندین MG، شبکه‌های توزیع، اپراتور بازار (MO^{۱۱}) و اپراتور شبکه توزیع (DNO^{۱۱})، MGها برای بهینه‌سازی خواستار استفاده بهینه از منابع تولید و مصرف مربوط به خود می‌باشند و به منظور بهره‌برداری با قابلیت اطمینان بالاتر، سیستم مدیریت انرژی بایستی دارای این قابلیت باشد تا حد امکان انرژی را در ESهای موجود

در هر MG ذخیره نماید. از این دیدگاه، طراحی بهینه سیستم با چندین MG منجر به بهینه‌سازی همزمان منافع MGها و شبکه‌های توزیع می‌شود. به منظور تدوین و فرموله نمودن این مسئله برنامه‌ریزی دینامیکی، استراتژی‌های مختلف بهینه‌سازی ارائه شده است. برنامه‌نویسی عدد صحیح مختلط در [۱۷] و الگوریتم جستجوی گرانشی [۱۸] از جمله این تکنیک‌ها هستند.

در این مقاله، یک بازار خرده‌فروشی برای سیستم‌هایی با چندین MG و با لحاظ نمودن یک مسئله بهینه‌سازی چندمنظوره پیشنهاد شده است. فرض شده که MGهای توزیع شده، هر یک می‌توانند استراتژی‌های مستقلی اتخاذ نموده و بسته به نوع عملکردشان به دنبال برآورده نمودن توابع هزینه مربوطه‌شان باشند. از مزیت‌های ساختار ارائه شده می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱- اتصال MGهای دربرگیرنده منابع DER مختلف با ظرفیت‌هایی متفاوت؛

۲- قابلیت عملکرد مستقل و اشتراکی هر یک از MGهای متصل شده؛

۳- بهبود و افزایش بهره‌وری اقتصادی MGهای متصل شده؛

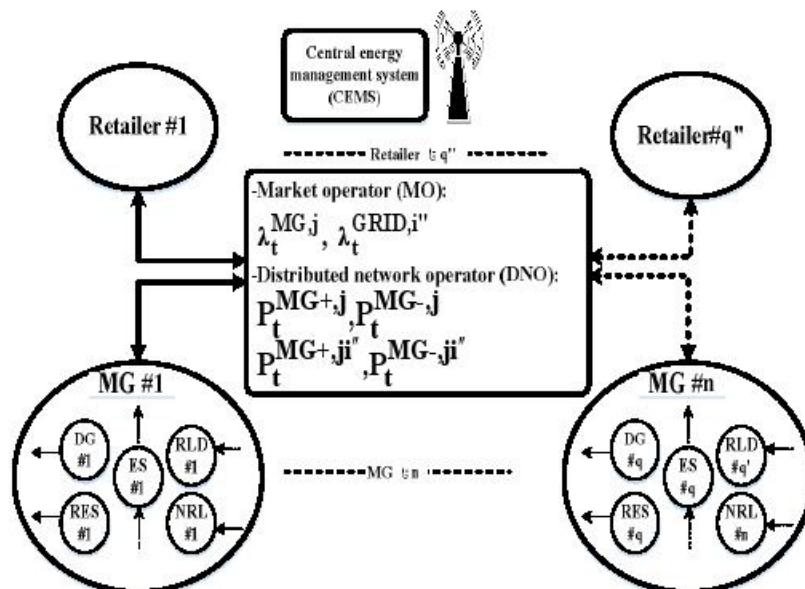
۴- ارائه ساختاری جامع با قابلیت اضافه شدن منابع DER با فناوری‌های جدید و نیز شرکت‌های توزیع^{۱۲}.

۲- نمای کلی از ساختار بازار پیشنهادی

ساختار پیشنهادی نشان داده شده در شکل ۱، متشکل از شبکه‌ای با چندین MG، شرکت‌های توزیع، یک MO و یک DNO است که MGها تحت عنوان حوزه‌های انرژی^{۱۳} با یکدیگر و با شرکت‌های توزیع برای تبادل توان و استفاده بهینه منابع تولید در تعامل هستند. در این ساختار، پیشنهاد قیمت بهینه توسط اپراتور MO با استفاده از تطبیق و بررسی پیشنهادهای قیمت دریافتی از خریداران و فروشندگان تعیین شده و اجرای توزیع توان توسط اپراتور DNO برقرار می‌شود. هر MG دربرگیرنده بارهای غیرپاسخ‌گو (NRL^{۱۴}) و DERها شامل RLD، منابع ES، منابع تولید قابل کنترل و غیرقابل کنترل است. مجموعه منابع تولید (DERها) در دسته بازیگران تولیدکننده و مجموعه منابع مصرف (RLD) در هر MG در زمره بازیگران مصرف‌کننده قرار می‌گیرند و هر یک از آن‌ها به دنبال برآورده نمودن تابع هدف مربوط به خود هستند. طبق الویت لحاظ شده بر پایه پیشنهادهای قیمت منابع تولید و MGها، هر حوزه انرژی موظف است در ابتدا از طریق منابع تولید خود به تغذیه بارهای محلی خود پردازد. در هر بازه زمانی، MGها ممکن است با کمبود و یا مازاد تولید بسته به میزان توان تولیدی منابع هر حوزه انرژی و یا مقدار توان تقاضای بار محلی آن حوزه، مواجه شوند. از طرف دیگر، زمانی که هر MG با مازاد تولید مواجه می‌شود، تمایل دارد توان خود را با قیمتی بالاتر به شرکت‌های توزیع یا سایر MGها بفروشد. به عبارت دیگر، اگر MGای با کمبود توان مواجه شود علاقه‌مند است کمبود توان خود را با قیمت پایین‌تر از گزینه‌های دیگر جبران نماید. بنابراین، هر بازیگر برای انتخاب پیشنهاد قیمت بهینه در این رقابت

کرده و به فروش توان مازاد خود مبادرت می‌نمایند. هر حوزه انرژی با قیمت پیشنهادی خود در این بازار پیشنهادی مشارکت می‌نماید که امکان دارد در معاملات توان مازاد خود ناکام باشد. به‌منظور تشویق MGها برای مشارکت هرچه بیشتر در این فرآیند، شرکت‌های توزیع مقدار مازاد تولید هر MG را که موفق به فروش به سایر MGها نبوده با قیمت پیشنهادی خود MG خریداری می‌نماید. علاوه بر این، تعادل توان نیز در هر MG و در مجموع در ساختار شبکه قدرت برقرار می‌شود.

بایستی مقایسه‌ای بین قیمت‌های پیشنهادی توسط دیگر MGها و شرکت‌های توزیع انجام دهد. از سوی دیگر، اگر MG با کمبود توان روبرو شود در راستای کمینه‌سازی هزینه‌های خود با توجه به میزان توان مورد نیاز و نیز مقایسه و اولویت‌بندی قیمت‌های پیشنهادی توسط سایر MGها و یا حتی شرکت‌های توزیع به خرید توان اقدام می‌نماید به نحوی که کم‌ترین هزینه ناشی از خرید توان را متقبل شود. همچنین، حوزه‌های انرژی که با مازاد تولید روبرو بوده‌اند در این تبادل توان شرکت

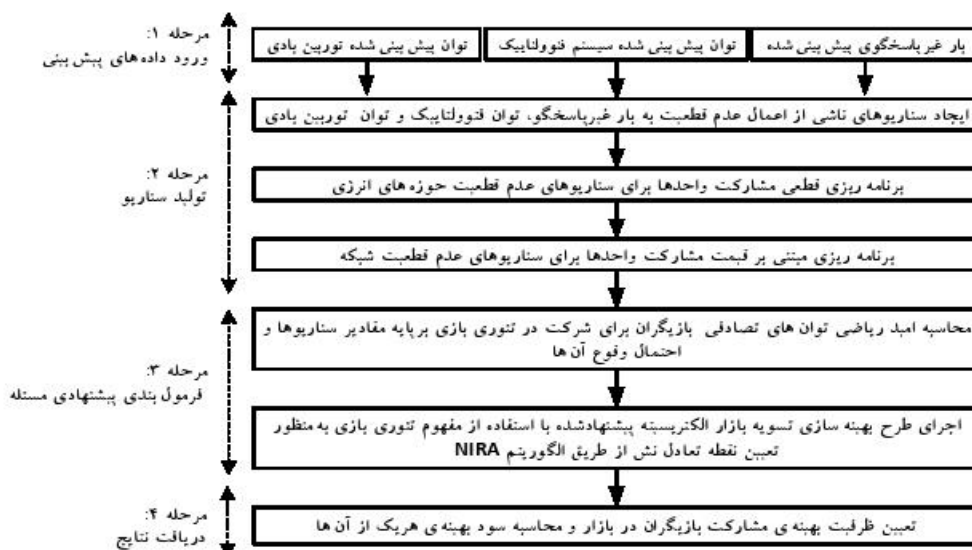


شکل ۱: ارتباط بین MO, DNO و شبکه چندین MG

مرحله ۲: ایجاد سناریوهای ناشی از اعمال عدم قطعیت به اطلاعات مرحله ۱ به انضمام تعیین احتمال وقوع هر سناریو، مدیریت انرژی تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان از طریق برنامه‌ریزی قطعی مشارکت واحدها متناسب با سناریوهای تولید شده در هر حوزه انرژی و نیز برنامه‌ریزی بهینه مبتنی بر قیمت مشارکت واحدها (PBUC^{۱۷}) به‌منظور تعیین ظرفیت و میزان مشارکت شبکه در تبادل توان الکتریکی؛
مرحله ۳: محاسبه امید ریاضی توان‌های بازیگران جهت حضور در تئوری بازی و تعیین نقطه تعادل نش (ظرفیت بهینه مشارکت) در تسویه قیمت بازار از طریق بهینه‌سازی تصادفی بر پایه محاسبه مقدار تابع نیکابندو ایزودا و الگوریتم رهاسازی؛
مرحله ۴: معین کردن ظرفیت بهینه مشارکت بازیگران در بازار و محاسبه تابع منفعت هر یک از آنها.

۳- ساختار بازار پیشنهاد شده

به‌منظور افزایش مشارکت تولیدکنندگان پراکنده در پایین آوردن قیمت نهایی الکتریسیته و بالا بردن سود ناشی از همکاری با مصرف‌کنندگان، چهارچوب پیشنهادی در این مقاله ارائه شده است. ساختار پیشنهادی، امکان مشارکت MGها با یکدیگر و با شبکه بالادست را به‌طور همزمان به‌منظور افزایش سود کسب‌شده، کاهش عدم تعادل توان، مدیریت سمت تقاضا و نیز کاهش قیمت تسویه الکتریسیته فراهم می‌سازد.
چهارچوب پیشنهاد شده در شکل ۲ نشان داده شده است و دارای مراحل زیر است:
مرحله ۱: اخذ اطلاعات مربوط به توان پیش‌بینی شده توربین بادی (WT^{۱۵})، سیستم فتوولتائیک (PV^{۱۶}) و NRL پیش‌بینی شده در هر حوزه انرژی (یا MG):



شکل ۲: فرآیند پیاده‌سازی ساختار بازار پیشنهادشده

است. برای سادگی بیشتر، قیمت برق خرده‌فروشی برای تمام بازیگران در یک حوزه انرژی، یکسان فرض شده است. بنابراین، رابطه زیر می‌تواند ارائه شود [۱۹].

$$\lambda_t^{MG,j} = (-\theta \times P_t^{n,j}) + \beta, \quad \theta > 0 \quad (3)$$

در رابطه فوق θ و β ضرایب منحنی تقاضای بار، $\lambda_t^{MG,j}$ قیمت برق یکسان برحسب $\$/kWh$ و $P_t^{n,j}$ کل تقاضای بار MG زام برحسب kW در ساعت t ام است. تابع هزینه C_t^j برحسب $\$$ به صورت زیر قابل محاسبه است:

$$C_t^j = C_t^{MT,j} + C_t^{WT,j} + C_t^{PV,j} + C_t^{ES-,j} + C_t^{ES+,j} + C_t^{MG+,j} \quad (4)$$

منابع WT و PV به عنوان واحدهای غیرقابل توزیع بوده و توان خروجی آن‌ها به شرایط آب و هوایی وابسته است. از آنجایی که، هزینه تولید منابع تجدیدپذیر در مقایسه با منابع دیگر قابل چشم‌پوشی است؛ در نتیجه $C_t^{PV,j} = 0$ و $C_t^{WT,j} = 0$ در نظر گرفته شده است. هزینه تولید MT با یک تابع درجه‌دو به صورت رابطه زیر فرموله شده است:

$$C_t^{MT,j} = a^j \cdot (P_t^{MT,j})^2 + b^j \cdot P_t^{MT,j} + c^j \quad (5)$$

در این رابطه، a^j ، b^j و c^j ضرایب تابع هزینه MT در MG زام هستند. هزینه شارژ و دشارژ ES در MG زام نیز از طریق روابط زیر قابل محاسبه می‌باشند [۱۷].

$$C_t^{ES-,j} = \pi^{ES-} \times P_t^{ES-,j} \quad (6)$$

$$C_t^{ES+,j} = \pi^{ES+} \times P_t^{ES+,j} \quad (7)$$

در این روابط، π^{ES+} و π^{ES-} به ترتیب قیمت پیشنهادی تغذیه ES در حالت‌های شارژ و دشارژ می‌باشند. $P_t^{ES+,j}$ و $P_t^{ES-,j}$ نیز توان‌های ES در حالت‌های عملکرد شارژ و دشارژ در MG زام هستند. اگر هر MG در برآوردن نیاز بار RLD و بار NRL حوزه انرژی خود با کمبود مواجه شود باید کسری از توان خود را با خرید از سایر MG ها و یا شبکه با انتخاب کم‌ترین قیمت پیشنهادی جبران نماید که در این صورت کم‌ترین هزینه

۴- پیاده‌سازی ریاضی مسئله

فرمول‌بندی ریاضی مسئله با بهره‌مندی از عناصر کلیدی بازار خرده‌فروشی پیشنهادی، در این قسمت ارائه شده است. ساختار کلی پیشنهادشده از قابلیت بسط و گسترش بر روی سیستم‌های توزیع الکترونیسته با حضور پررنگ مشتریان در بازار برق برخوردار است.

۴-۱- توابع هدف و قیود مسئله

عناصر اصلی بازار ارائه‌شده دربرگیرنده شرکت‌های توزیع و حوزه‌های انرژی متشکل از دو بازیگر شامل مجموعه‌های تولید و مصرف در هر MG می‌باشند که توابع هدف برای هر یک از آن‌ها می‌تواند به صورت زیر تعریف شود.

۴-۱-۱- تابع هدف

بازیگران تولیدکننده: منابع تولید در حوزه انرژی تحت مطالعه متشکل از واحدهای میکروتوربین (MT ، WT ، PV ، ES) می‌باشند. پرسود حاصل از بازیگر تولیدکننده t ام در ساعت t ام می‌تواند از رابطه زیر محاسبه شود:

$$\max R_t^i = R_t^i - C_t^i \quad (1)$$

$$t \in \{1, 2, \dots, 24\}, i \in \{1, 2, \dots, q\}$$

در این رابطه، R_t^i و C_t^i به ترتیب توابع درآمد و هزینه بازیگر تولیدکننده t ام در حوزه انرژی در زمان t بوده و q تعداد بازیگران تولیدکننده در بازار پیشنهادی خرده‌فروشی برق است. تابع درآمد R_t^i می‌تواند به صورت رابطه زیر بیان شود:

$$R_t^i = \lambda_t^{MG,j} \times [P_t^{MT,j} + P_t^{WT,j} + P_t^{PV,j} + P_t^{ES-,j} - P_t^{n,j}] \quad (2)$$

$$j \in \{1, 2, \dots, n\}$$

در این رابطه، $P_t^{MT,j}$ توان خروجی MT ، $P_t^{WT,j}$ توان خروجی WT ، $P_t^{PV,j}$ توان خروجی سیستم PV و $P_t^{ES-,j}$ توان دشارژ ES در ساعت t ام و برحسب kW در MG زام می‌باشند. n تعداد کل MG ها

$$\Omega_t^{MG,j} = \begin{bmatrix} \lambda_t^{MG,1} & \lambda_t^{MG,2} & \dots & \lambda_t^{MG,n} \\ P_t^{MG,1} & P_t^{MG,2} & \dots & P_t^{MG,n} \\ X_t^{MG,1} & X_t^{MG,2} & \dots & X_t^{MG,n} \end{bmatrix} \quad (14)$$

که در این رابطه، $\lambda_t^{MG,1} < \lambda_t^{MG,2} < \dots < \lambda_t^{MG,n}$ است. میزان کمبود توان MG زام می‌تواند توسط سایر MGها متناسب با ترتیب قیمت پیشنهادی‌شان جبران شود. بنابراین، بایستی این کمبود توان با مازاد توان تولیدشده توسط منابع دیگر مقایسه و جبران شود. اختلاف کمبود توان MG زام و توان مازاد تولیدشده توسط دیگر MGها باعث تغییر وضعیت ماتریس متغیر باینری بنام X_t^{MG} می‌شود. اگر چنانچه اختلاف کمبود توان MG زام و مازاد توان تولیدشده توسط سایر MGها مثبت باشد، در این صورت درایه متناسب با این ماتریس، ۱ خواهد شد.

$$\Delta P = \left(P_t^{MG,j} - P_t^{MG,m} \right)_{j \neq m} \quad (15)$$

$$X_t^{MG,j} = \left[X_t^{MG,1}, X_t^{MG,2}, \dots, X_t^{MG,n} \right]_{n \neq j} \quad (16)$$

در این رابطه، ΔP اختلاف توان تولیدشده توسط MG زام و MG m است. کم‌ترین هزینه‌ی خریدی را که MG زام در صورت مواجه با کمبود توان، متحمل می‌شود از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$C_t^{MG+jm} = X_t^{MG,j} \times \lambda_t^{MG,j} \times \Delta P \quad (17)$$

بازیگران مصرف‌کننده: این دسته از بازیگران شامل بارهای RLD در هر حوزه انرژی می‌باشند. هدف حداقل نمودن هزینه بهره‌برداری از طریق مدیریت بارهای قابل توزیع آن‌ها است که سود حاصله در ساعت t م به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\min J_t^{i'} = \lambda_t^{MG,j} \times P_t^{RLD,j} \quad (18)$$

در این رابطه، q' تعداد کل بازیگران مصرف‌کننده شرکت‌کننده در بازار انرژی است.

بازیگر شبکه توزیع: این مجموعه دربرگیرنده میزان مشارکت شبکه‌های توزیع در خرید توان مازاد از MGها و نیز فروش توان به MGها در صورت رویارویی با کمبود است. $J_t^{GRID,i'}$ سود حاصل از تبادل توان شبکه توزیع i' در ساعت t م می‌تواند به صورت رابطه زیر محاسبه شود:

$$\max J_t^{GRID,i'} = R_t^{GRID,i'} - C_t^{GRID,i'} \quad (19)$$

در این رابطه، q' تعداد کل شرکت‌های توزیع است که تمایل شرکت در بازار انرژی پیشنهادشده را دارند. $R_t^{GRID,i'}$ و $C_t^{GRID,i'}$ به ترتیب توابع درآمد و هزینه شبکه در زمان t می‌باشند. تابع درآمد $R_t^{GRID,i'}$ می‌تواند به صورت زیر بیان شود:

$$R_t^{GRID,i'} = \lambda_t^{GRID,i'} \times \sum_{j=1}^n P_t^{MG+j,i'} \quad (20)$$

در رابطه فوق، $\lambda_t^{GRID,i'}$ قیمت پیشنهادی شبکه توزیع i' برحسب $\$/kWh$ برای فروش توان در بازار خرده‌فروشی است که در این مطالعه،

را برای خرید توان متقبل خواهد شد. C_t^{MG+j} هزینه خرید توان MG زام از سایر مؤلفه‌های بازار است که از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$C_t^{MG+j} = C_t^{MG+jm} \Big|_{m \neq j} + C_t^{MG+j,i'} \quad (8)$$

$$C_t^{MG+j,i'} = \left(1 - X_t^{MG,j} \right) \times \quad (9)$$

$$\left(\left(P_t^{MG+j} - \sum_{m=1}^n \left(1 - X_t^{MG,m} \right) \times P_t^{MG-m} \right) \times \lambda_t^{GRID,i'} \right)$$

در این رابطه، C_t^{MG+j} هزینه خرید توان توسط MG زام از دیگر MGها و شبکه‌های توزیع است تا کمبودش را با مقایسه قیمت‌ها و ظرفیت تبادل توان سایر MGها جبران نماید. در صورت عدم برآورده شدن توان موردنیاز MG زام از طریق تبادل توان با سایر MGها، متغیر باینری $X_t^{MG,j}$ برابر صفر خواهد شد و MG زام مابه‌التفاوت نیاز خود را از طریق خرید از شبکه‌های توزیع جبران می‌نماید. از این رو در رابطه (۹)، $C_t^{MG+j,i'}$ هزینه خرید توان توسط MG زام از شبکه توزیع i' است. P_t^{MG+j} میزان کمبود توان MG زام و P_t^{MG-m} (برحسب kWh) میزان مازاد توان MG m که می‌تواند به MG زام در ساعت t م فروخته شود، می‌باشند. $X_t^{MG,m} = 0$ اگر MG m مازاد تولید داشته باشد. هدف MGها ضمن برآورده نمودن تقاضای بارشان، حداقل کردن هزینه خرید است که می‌تواند از طریق مقایسه قیمت پیشنهادی سایر MGها و قیمت پیشنهادی شبکه توزیع ($\lambda_t^{GRID,i'}$) میسر شود. مقدار کمینه C_t^{MG+jm} از طریق روابط زیر قابل محاسبه است. در هر بازه زمانی، وضعیت کمبود و یا مازاد هر MG به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$X_t^{MG,j} = \left[X_t^{MG,1}, X_t^{MG,2}, \dots, X_t^{MG,n} \right] \quad (10)$$

اگر $X_t^{MG,j} = 1$ باشد به این معنی است که MG زام مازاد تولید دارد. مقدار توان مازاد و کمبود هر MG نیز می‌تواند در یک متغیر به صورت زیر ذخیره شود:

$$P_t^{MG,j} = \left[P_t^{MG,1}, P_t^{MG,2}, \dots, P_t^{MG,n} \right] \quad (11)$$

قیمت پیشنهادی توسط هر MG نیز می‌تواند در متغیر زیر ذخیره شود:

$$\lambda_t^{MG,j} = \left[\lambda_t^{MG,1}, \lambda_t^{MG,2}, \dots, \lambda_t^{MG,n} \right] \quad (12)$$

اطلاعات مربوطه به صورت یک بلوک سه‌تایی در هر بازه زمانی در یک ماتریس به صورت زیر ذخیره می‌شود:

$$\Omega_t^{MG,j} = \begin{bmatrix} \lambda_t^{MG,1} & \lambda_t^{MG,2} & \dots & \lambda_t^{MG,n} \\ P_t^{MG,1} & P_t^{MG,2} & \dots & P_t^{MG,n} \\ X_t^{MG,1} & X_t^{MG,2} & \dots & X_t^{MG,n} \end{bmatrix} \quad (13)$$

متغیر $\Omega_t^{MG,j}$ متناسب با متغیر قیمت پیشنهادی هر MG به صورت صعودی مرتب می‌شود. بعد از مرتب کردن این متغیر به صورت زیر تعریف می‌شود:

در روابط فوق، $EV_t^{WT,j}$ و $EV_t^{PV,j}$ به ترتیب امید ریاضی WT و PV، MG زام در ساعت t ام (kW) می‌باشند که از مجموع حاصل ضرب احتمال وقوع هر یک از سناریوهای عدم قطعیت در مقدار آن سناریو مطابق روابط زیر محاسبه می‌شوند:

$$EV_t^{WT,j} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{WT,j,s} \times P_t^{WT,j,s} \quad (26)$$

$$EV_t^{PV,j,s} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{PV,j,s} \times P_t^{PV,j,s} \quad (27)$$

در روابط فوق، N_s تعداد سناریوهای عدم قطعیت MG زام و به ترتیب $\rho_t^{PV,j,s}$ و $\rho_t^{WT,j,s}$ احتمال وقوع سناریوی s مربوط به WT و PV مربوط به MG زام در ساعت t ام می‌باشند. همچنین، $P_t^{WT,j,s}$ و $P_t^{PV,j,s}$ نیز مقدار توان WT و PV در سناریوی s مربوط به MG زام می‌باشند. الگوریتم پیشنهادی، ES در MG زام را در زمان t با توجه به حالت عملکرد شارژ یا دشارژ و با رعایت قیود زیر مورد بهره‌برداری قرار می‌دهد [۱۷، ۱۸] و [۲۰]:

$$0 \leq P_t^{ES-,j} \leq \bar{P}^{ES-,j}, \quad \forall t \quad (28)$$

$$0 \leq P_t^{ES+,j} \leq \bar{P}^{ES+,j}, \quad \forall t \quad (29)$$

در این رابطه، $\bar{P}^{ES+,j}$ و $\bar{P}^{ES-,j}$ (kW) به ترتیب حداکثر توان خروجی ES در MG زام در مدهای عملکرد دشارژ و شارژ می‌باشند. برای جلوگیری از شارژ و تخلیه بیش‌ازحد، وقتی که وضعیت شارژ ES (SOC) به بالاترین و پایین‌ترین حد برسد، ES به حالت آماده‌باش، تغییر وضعیت می‌دهد. بنابراین، قیود زیر برای بهبود عمر ES در هر بازه زمانی توسط الگوریتم بررسی می‌شود:

$$\underline{SOC}^{ES,j} \leq SOC_t^{ES,j} \leq \overline{SOC}^{ES,j} \quad (30)$$

$$SOC_{t+1}^{ES,j} - SOC_t^{ES,j} = (P_t^{ES+,j} - P_t^{ES-,j}) \times \Delta t / ES_{Tot}^{ES,j} \quad (31)$$

در این رابطه، $SOC_t^{ES,j}$ وضعیت شارژ ES در MG زام است. $\underline{SOC}^{ES,j}$ و $\overline{SOC}^{ES,j}$ به ترتیب حداقل و حداکثر وضعیت ES در حالت شارژ و دشارژ MG زام می‌باشند. $ES_{Tot}^{ES,j}$ ظرفیت ES MG زام برحسب kWh و Δt بازه زمانی می‌باشند.

بارهای RLD: هر حوزه انرژی متشکل از بارهای RLD و NRL است. ارتباط مابین RLD و NRL در MG زام در هر بازه زمانی در رابطه زیر صدق می‌نماید:

$$0 \leq P_t^{RLD,j} \leq \zeta \times P_t^{n,j} \quad (32)$$

ζ نشان‌دهنده این است که مقدار RLD به‌عنوان بخشی از بار NRL در نظر گرفته می‌شود.

شبکه توزیع: برای تشویق MGها در امر تولید و برآوردن توان مورد نیازشان، مشارکت در بازار خرده‌فروشی، تبادل توان با یکدیگر، و همچنین مقایسه قیمت‌های پیشنهادی بازیگران، شبکه میزان ظرفیت

یک مقدار یکسان برای تمام بازه‌های زمانی در نظر گرفته شده است. $P_t^{MG+,j}$ مقدار توانی است که شبکه توزیع i در ساعت t ام و برحسب kW برای برآوردن نیاز MG زام که با کمبود توان مواجه است، صرف می‌نماید. بعد از مقایسه قیمت پیشنهادی $\lambda_t^{GRID,i}$ با قیمت پیشنهادی MGهایی که مازاد تولید دارند، موفق به فروش الکتریسیته می‌شود. تابع هزینه $C_t^{GRID,i}$ برحسب \$ به صورت زیر قابل محاسبه است:

$$C_t^{GRID,i} = \sum_{j=1}^n \lambda_t^{MG,j} \times P_t^{MG-,j} \quad (21)$$

در این رابطه، $P_t^{MG-,j}$ مقدار توان مازادی است که شبکه توزیع در ساعت t ام و برحسب kW برای برقراری قید تعادل توان و تشویق MGها برای تولید بیشتر و نیز مشارکت در بازار خرده‌فروشی و تبادل با یکدیگر، از آن‌ها بر پایه قیمت خودشان خریداری می‌نماید. هر یک از بازیگران فوق‌الذکر تصمیمات خود را بسته به قیود فنی مربوط به منابع تولید موجود در هر MG و بارهای محلی متصل به آن‌ها و نیز قیود کلی شبکه اتخاذ می‌نمایند. این قیود در ادامه تشریح شده است.

۴-۱-۲- قیود محلی و کلی

قید تعادل: بایستی تعادل توان تولیدشده توسط بازیگران تولیدکننده با کل توان مصرفی توسط بازیگران مصرف‌کننده در هر بازه زمانی t معادل باشد. بنابراین:

$$\sum_{j=1}^n P_t^{MT,j} + P_t^{WT,j} + P_t^{PV,j} + P_t^{ES-,j} + P_t^{MG+,j} \quad (22)$$

$$= \sum_{j=1}^n P_t^{n,j} + P_t^{ES+,j} + P_t^{RLD,j} + P_t^{MG-,j}$$

در این رابطه، $P_t^{n,j}$ مقدار توان مصرفی بارهای NRL مربوط به MG زام است.

منابع قابل کنترل یا رزرو چرخان: در این مطالعه، از MT به‌عنوان یک منبع قابل کنترل استفاده شده است. MT در زمان t تحت شرایط زیر مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد:

$$\underline{P}^{MT,j} \leq P_t^{MT,j} \leq \bar{P}^{MT,j}, \quad \forall t \quad (23)$$

در این رابطه، $\underline{P}^{MT,j}$ و $\bar{P}^{MT,j}$ (kW) به ترتیب حداقل و حداکثر توان خروجی در زمانی است که MT در MG زام در حال فعالیت باشد. MG زام، PV و خود را با توجه به مقدار امید ریاضی حاصل از سناریوهای عدم قطعیت منوط به قیود زیر مورد بهره‌برداری قرار می‌دهد.

$$0 \leq P_t^{WT,j} \leq EV_t^{WT,j} \quad (24)$$

$$0 \leq P_t^{PV,j} \leq EV_t^{PV,j} \quad (25)$$

۳) واحد PBUC

- تعیین مقدار توان شرکت‌های توزیع در خریدوفروش توان از طریق مقایسه قیمت‌های پیشنهادی هر MG و شبکه‌های توزیع با یکدیگر و نیز با توجه به میزان کمبود یا مازاد توان هر MG در هر سناریو.

۴) محاسبه امید ریاضی متغیر خرید توان شبکه‌های توزیع از MGها طبق رابطه (۳۶)، متغیر فروش توان شبکه‌های توزیع به MGها طبق رابطه (۳۵) و متغیرهای توان تولیدی و مصرفی MGها به انضمام تعیین متغیر باینری شارژ MGها.

۵) تعریف بردار شروع x^0 با توجه به نتایج گام ۴.

۶) محاسبه قیمت‌های پیشنهادی هر MG $(\lambda_t^{MG,j})$ طبق رابطه (۳) و تعیین قیمت خرید شبکه از MGها بر پایه درصد مشارکت هر MG در فروش به شبکه و مازاد توان باقی‌مانده MGها.

۷) واحد NIRA

- تعریف پارامترهای موردنیاز الگوریتم REM-NIRA (بردار ابعاد بازیگران، کران بالا و پایین فعالیت بازیگران، تلورانس دقت پاسخ، حداکثر تعداد تکرارهای مجاز الگوریتم، انتخاب روش تعیین گام بهینه‌سازی α ، تلورانس اتمام برنامه مربوط به نقص قیود، مقدار تابع X) و:

- تعریف توابع هدف بازیگران Φ_i (رابطه ۱-۲۱):

- تعریف توابع قیود بازیگران (رابطه ۲۲-۳۶):

- تشکیل تابع نیکاپدو ایزودا به صورت [۱۹]:

$$\Psi(x, y) = \sum_{i=1}^n [\Phi_i(x_i | x) - \Phi_i(x)] \quad (37)$$

در این رابطه، $\Psi(x, y)$ و $\Phi_i(x)$ به ترتیب تابع نیکاپدو ایزودا و تابع منفعت بازیگر نام، x استراتژی اتخاذی بازیگر، n تعداد بازیگران و عبارت $(x_i | x)$ نشان‌دهنده عنصر $(x_1, \dots, x_{i-1}, x_{i+1}, \dots, x_n)$ می‌باشند. بیان می‌کنند که بازیگر نام استراتژی y_i را در حالی اتخاذ کرده که سایر بازیگران $(x_1, \dots, x_{i-1}, x_{i+1}, \dots, x_n)$ در بازی حضور دارند.

- محاسبه نقطه نش (x^*) با رعایت قیود [۱۹] و طبق رابطه:

$$\Phi_i(x^*) = \max_{(x_i | x) \in X} \Phi_i(x_i | x) \quad (38)$$

در رابطه فوق X مجموعه استراتژی‌های جمعی است.

- بیشینه‌سازی تابع نیکاپدو ایزودا و تشکیل تابع پاسخ بهینه $Z(x)$ طبق رابطه [۱۹]:

$$Z(x) = \arg \max_{y \in X} \Psi(x, y) \quad (39)$$

- اعمال الگوریتم رهاسازی و بهبود تابع پاسخ بهینه تا برقراری شرط زیر [۱۹]:

$$\max \Psi(x^*, y) = 0 \quad (40)$$

$$x^{k+1} = (1 - \alpha_k)x^k + \alpha_k Z(x^k) \quad (41)$$

$k = 0, 1, 2, \dots$

مشارکت خود در خریدوفروش توان در بازار را با توجه به مقدار امید ریاضی حاصل از سناریوهای عدم قطعیت منوط به برآورده شدن قیود زیر انتخاب می‌نماید:

$$0 \leq \sum_{j=1}^n P_t^{MG+, j} \leq EV_t^{MG+, j} \quad (33)$$

$$0 \leq \sum_{j=1}^n P_t^{MG-, j} \leq EV_t^{MG-, j} \quad (34)$$

در این روابط، $EV_t^{MG+, j}$ و $EV_t^{MG-, j}$ به ترتیب امید ریاضی فروش و خرید توان توسط شرکت توزیع " i " در ساعت t ام مربوط به MG نام می‌باشند که از مجموع حاصل ضرب احتمال وقوع هر یک از سناریوهای عدم قطعیت در مقدار آن سناریو مطابق روابط زیر محاسبه می‌شوند:

$$EV_t^{MG+, j} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{MG+, j, s} \times P_t^{MG+, j, s} \quad (35)$$

$$EV_t^{MG-, j} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{MG-, j, s} \times P_t^{MG-, j, s} \quad (36)$$

۵- پیاده‌سازی الگوریتم REM-NIRA

فلوچارت پیشنهاد شده برای پیاده‌سازی الگوریتم REM-NIRA در شکل ۳ ارائه شده است. همان طوری که از شکل مشاهده می‌شود، این فلوچارت از دو سطح بنام‌های سطح اولیه و ثانویه تشکیل شده است. نحوه پیاده‌سازی هر یک از این سطوحها به همراه وظیفه و هدف پیاده‌سازی آن‌ها در ادامه تشریح شده است. اطلاعات ورودی برای ساختار بازی پیشنهادی در جدول (A.1) لیست شده است. شبه‌کد مربوطه در الگوریتم ۱ ارائه شده است.

الگوریتم ۱: شبه‌کد مربوط به الگوریتم REM-NIRA

مقداردهی اولیه پارامترها (تعداد MGها (n) ، اطلاعات پیش‌بینی ساعتی WT، PV و NRL برای هر MG، حد بالا و پایین مربوط به SOC، توان شارژ و دشارژ و منابع قابل کنترل، قیمت پیشنهادی شبکه در فروش توان به MGها).

WHILE $(t \leq 24)$

۱) واحد TOAT²⁰ برای MG نام

- تولید سناریوهای تصادفی توان برای WT، PV و NRL با احتمال وقوع مربوطه با استفاده از توابع توزیع ویبول باد، تابع تابش فتوولتائیک و تابع توزیع نرمال برای NRL.

۲) واحد MCEMS²¹ برای MG نام در سناریوی s

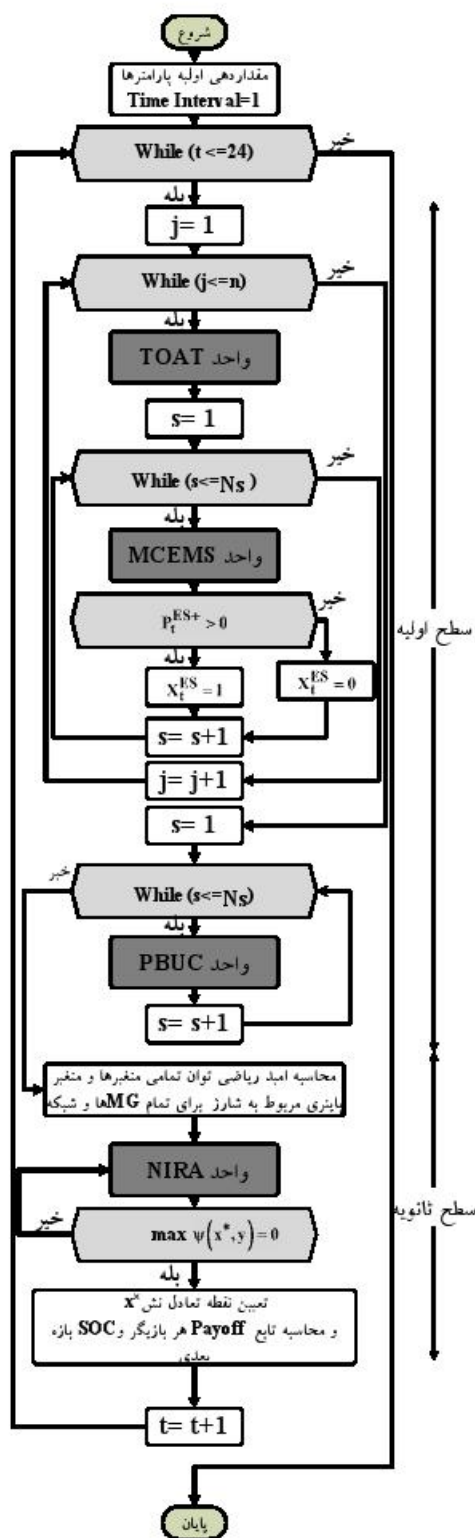
- تعیین مقدار ظرفیت مشارکت MT:

- تعیین توان شارژ و دشارژ ES:

- تعیین مقدار بار تغذیه شده RLD:

- تعیین مقدار کمبود یا مازاد توان تولیدی:

- تعیین وضعیت متغیر باینری شارژ.



شکل ۳: الگوریتم پیشنهاد شده برای پیاده‌سازی REM-NIRA

۵-۱-۲- واحد MCEMS

واحد MCEMS نقطه تنظیم توان مربوط به منابع تولید و مصرف را تعیین می‌نماید. در حقیقت از طریق این واحد مقادیر اولیه تمامی متغیرهای تعریف‌شده در هر MG بر اساس قیود فنی و اقتصادی مربوطه برای واحد NIRA تعیین می‌شود. توضیحات مفصلی در مورد نحوه‌ی

$$\alpha_k^* = \operatorname{argmin}_{0 < \alpha_k \leq 1} \left[\max_{y^k \in X} \psi(x^{k+1}(\alpha_k), y^k) \right] \quad (42)$$

در این رابطه، k گام تکرار و α_k وزن تخصیص داده‌شده به x^k ، $Z(x^k)$ برای دست آوردن x^{k+1} جدید در گام بعدی k و مقدار بهینه α_k^* از طریق حل تابع پاسخ بهینه می‌باشند.

۸) تعیین داده‌های خروجی

- تعیین نقطه تعادل نش x^*
 - محاسبه مقادیر سود بازیگران بر پایه x^* (روابط ۱-۲۱):
 - تعیین SOC بازه بعدی.
- پایان حلقه WHILE

۵-۱-۱- سطح اولیه

این سطح از سه واحد اصلی بنام‌های واحد TOAT، واحد MCEMS، واحد PBUC تشکیل شده است. اهداف پیاده‌سازی سطح اولیه الگوریتم REM-NIRA تعیین اطلاعات زیر است:

۱- توان‌های تولیدی توسط تمامی منابع تغذیه به همراه احتمالات مربوطه در هر سناریو:

۲- توان‌های مصرفی توسط تمامی RLD و NRL به همراه احتمالات مربوطه در هر سناریو:

۳- میزان کمبود و مازاد هر MG:

۴- میزان ظرفیت شبکه در خرید و فروش توان.

نحوه پیاده‌سازی هر یک از واحدهای تشکیل‌دهنده سطح اولیه در ادامه مفصل تشریح شده است.

۵-۱-۱- واحد TOAT

این واحد با به‌کارگیری روش تست آرایه متعامد تاگوچی با توجه به تقاضای بار و تأثیر تغییر شرایط محیطی بر روی توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر در هر MG به تولید سناریوهای عدم قطعیت همراه با احتمال وقوع مربوطه می‌پردازد. عدم قطعیت‌های موجود در مسئله مطرح‌شده با سناریوهای ایجادشده مطابق با فلوچارت شکل ۴ پیاده‌سازی شده است. ساختار پیشنهادشده شامل سه مرحله اصلی به شرح زیر است:

مرحله ۱: انتخاب ماتریس متعامد با توجه به تعداد عدم قطعیت‌های موجود در سیستم [۲۱، ۲۲]:

مرحله ۲: ایجاد n مقدار برای تقاضای بار با استفاده از توزیع نرمال، برای WT با استفاده از توزیع ویبول و برای PV با استفاده از معادله تابش:

مرحله ۳: محاسبه احتمال وقوع سناریو ایجادشده با استفاده از توابع توزیع مربوط به بار، WT و تابع تابش مربوط به PV.

غیرتعاملی بوده که در آن هر بازیگر به دنبال حداکثرسازی سود خود از طریق یک فرآیند تصمیم‌گیری پراکنده است، وظیفه این سطح تعیین نقطه تعادل نش بازیگران با استفاده از روش خاص تئوری بازی (تابع نیکایدو-ایزودا و الگوریتم رهاسازی) است. با توجه به پاسخ متعادل پیداشده از طریق حلقه‌های تکرارشونده‌ی به هم پیوسته، می‌توان قیمت بازار برق را برای چندین سیستم MG با چندین مشتری تسویه نمود.

۵-۲-۱- واحد NIRA

بیشینه کردن تابع نیکایدو-ایزودا و اعمال الگوریتم رهاسازی و بهبود تابع پاسخ بهینه از وظایف این واحد است که تا کوچک شدن تفاوت مقادیر تابع پاسخ بهینه بین دو تکرار متوالی به میزان قابل قبول تکرار می‌شود. پس از مقداردهی اولیه و تشکیل تابع منفعت بازیگران بر اساس این مقادیر و نیز تشکیل تابع نیکایدو-ایزودا در این سطح، ابتدا بایستی تابع نیکایدو-ایزودا بیشینه شود. آنگاه کم‌کم نتایج حاصل از این تابع همگرا شده که بیانگر مقادیر بهینه در روند بیشینه‌سازی تابع نیکایدو-ایزودا است. در ادامه الگوریتم رهاسازی اجرا شده تا فضای حل x^k بهینه و به‌روز شود. زمانی که مقادیر نیکایدو-ایزودا صفر شود، بازیگران قادر نخواهند بود تا به‌طور یک‌جانبه تابع منفعت خود را بهینه نمایند. در نتیجه نقطه تعادل نش با رعایت قیود کلی و محلی (روابط ۲۲-۳۶) حاصل می‌شود. در واقع به تدریج مقادیر تابع منفعت همه بازیگران با تکرار فرآیند بهینه‌سازی تابع پاسخ بهینه، به یک نقطه تعادل تقریبی برای تسویه بازار الکتریسیته همگرا می‌شود.

از این رو با توجه به عملکرد واحد NIRA، هدف از پیاده‌سازی سطح

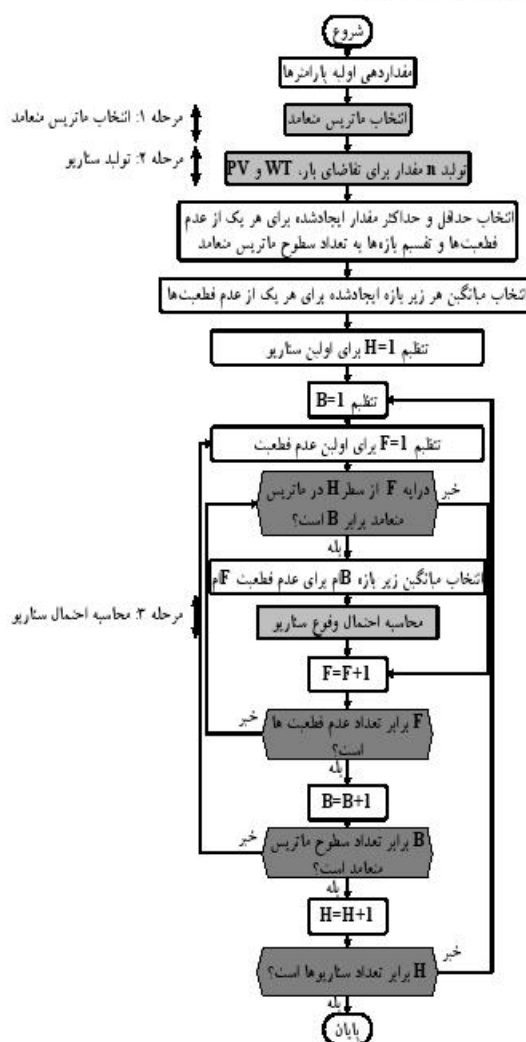
ثانویه دستیابی به موارد زیر است:

- ۱- بردار x^0 مبتنی بر امید ریاضی بازیگران؛
- ۲- بردار x^* (ظرفیت بهینه مشارکت بازیگران در بازار) بر پایه نقطه تعادل نش بازیگران؛
- ۳- میزان سود بهینه بازیگران.
- ۶- شبکه قدرت تحت مطالعه

شکل ۶ پیکربندی سیستم تحت مطالعه استفاده شده در این مطالعه را نشان می‌دهد که از تعدادی MG و شبکه تشکیل شده است. هر MG تحت مطالعه به‌عنوان یک حوزه انرژی دربرگیرنده مجموعه‌ای از منابع تولید شامل PV، WT، ES و نیز مصرف‌کنندگان شامل NRL و RLD است. تعداد حوزه‌های انرژی و نیز شبکه‌های توزیع متصل شده به ترتیب قابل‌گسترش تا n و q مقدار می‌باشند. برای سیستم مطالعه موردی این مقاله، سه MG و یک شبکه توزیع در نظر گرفته شده است. به‌منظور بررسی عملکرد الگوریتم REM-NIRA، تحلیل حساسیت با اعمال سناریوهای اعمال شده بر روی شبکه تحت مطالعه به شرح زیر انجام شده است:

- ۱- سناریوی #1 عملکرد نرمال؛

پیاده‌سازی این واحد و چگونگی تنظیم پارامترهای ورودی در مراجع [۱۷، ۱۸] ارائه شده است.



شکل ۴: بلوک دیاگرام مربوط به پیاده‌سازی واحد TOAT

۵-۳-۱- واحد PBUC

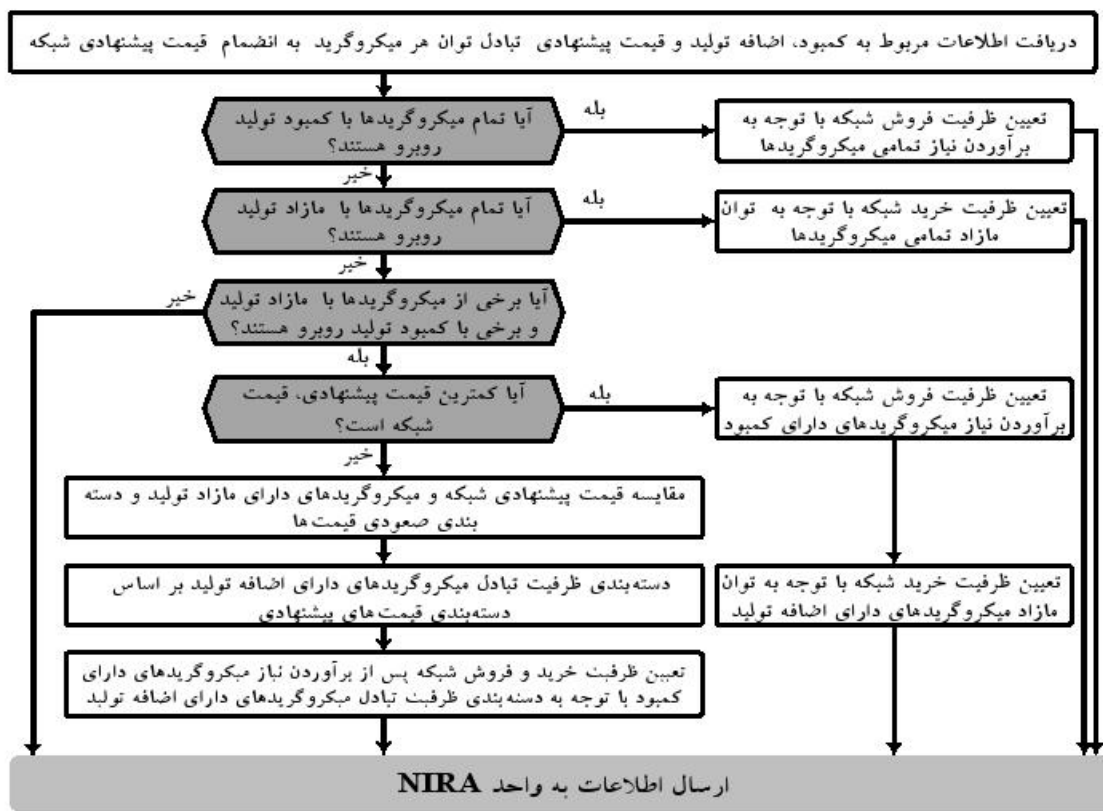
از واحد PBUC برای تعیین نقطه تنظیم توان شبکه با منابع تولید و مصرف MGها استفاده شده است. این واحد در راستای تشویق MGها جهت حضور در بازار خرده‌فروشی و برآوردن نیازهای آن‌ها و با توجه به قیمت پیشنهادی هر MG و شبکه، میزان ظرفیت مشارکت شبکه توزیع برای سناریوهای عدم قطعیت در خرید و فروش توان را تعیین می‌نماید. ساختار این واحد مطابق با شکل ۵ پیاده‌سازی شده است. در حقیقت از طریق این واحد مقادیر اولیه مشارکت متغیرهای شبکه بر اساس قیود فنی و اقتصادی برای واحد NIRA تعیین می‌شود.

۵-۲- سطح ثانویه

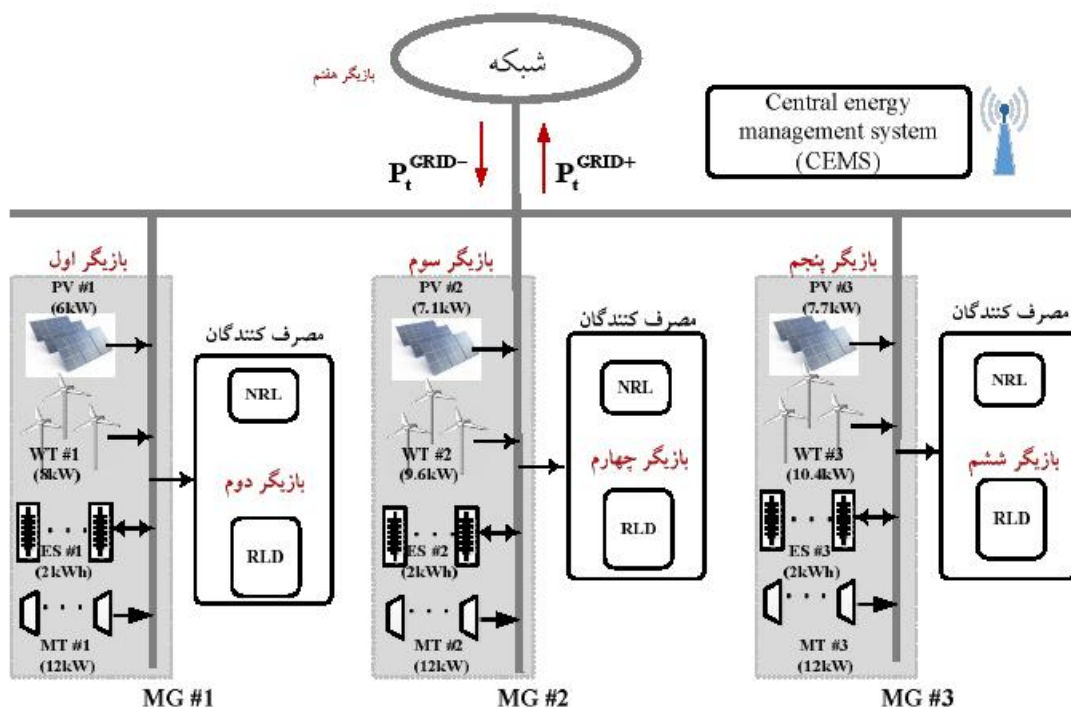
این سطح از یک واحد اصلی بنام واحد NIRA تشکیل شده است. حدس اولیه x^0 برای این واحد بر پایه اطلاعات حاصل از سناریوهای سطح اول انتخاب شده است. با توجه به این‌که ماهیت بازار برق مطرح شده، متناسب با تئوری بازی با n شرکت‌کننده در یک بازی

۳- سناریوی #3 کاهش ناگهانی (به میزان ۱۰%) در مقدار توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر.

۲- سناریوی #2 افزایش ناگهانی (به میزان ۱۰%) در مقدار توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر؛



شکل ۵: ساختار واحد PBUc



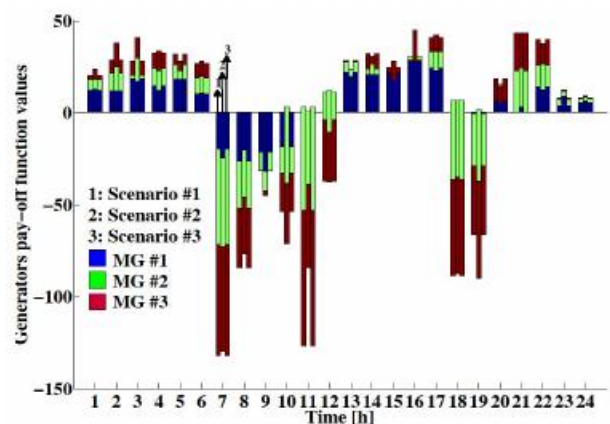
شکل ۶: شبکه تحت مطالعه

مشخصات مربوط به DERها در بخش ضمیمه نیز در جدول B.1 ارائه شده است.

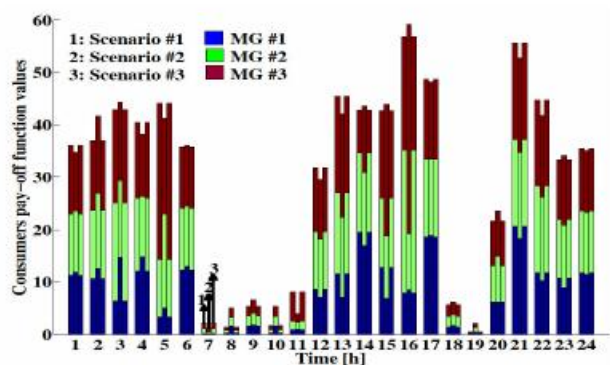
شکل‌های ۷ الف-ج مقادیر تابع منفعت همگرا شده به ترتیب برای بازیگران تولیدکننده، بازیگران مصرف‌کننده و شرکت‌های توزیع تحت سناریوهای اعمال شده را نشان می‌دهند. همان‌طوری که از شکل ۷ الف مشاهده می‌شود، در بازه زمانی ۰۸:۰۰-۰۷:۰۰ تمامی MGها با کمبود توان مواجه شده و هزینه‌ای جهت جبران مقدار توان مورد تقاضای خود به شبکه بالادست متقبل می‌شوند. در نتیجه، درآمدی از راه فروش توان به مصرف‌کنندگان خود و یا سایر MGها کسب نمی‌نمایند، همان‌طوری که در شکل ۷ ب مشاهده می‌شود. در عوض، مقدار درآمد شبکه بالادست در این بازه زمانی به طرز چشمگیری افزایش یافته است همان‌طوری که در شکل ج نشان داده شده است. در برخی از بازه‌های زمانی نیز مشاهده شده است که برخی از MGها درآمدی کسب نموده‌اند ولی در همین بازه‌های زمانی سایر MGها هزینه‌ای جهت تأمین تقاضای بار خود پرداخت نموده‌اند. در این بازه‌های زمانی، MGهای دارای مازاد توان درآمدی را از طریق فروش توان موردنیاز MGهای دارای کمبود توان کسب می‌نمایند. علاوه بر این، شبکه بالادست نیز مابقی توان موردنیاز MGهای دارای کمبود توان را جبران می‌نمایند؛ در نتیجه درآمد ناشی از فروش الکتریسیته را کسب می‌نمایند. در سناریوی #2 در MG #1 در ۸۷/۵٪ بازه‌های زمانی از فروش توان سود نموده است که ۲۵٪ این مواقع درآمد آن از MGهای دیگر اخذ شده است. این در حالی است که، در همین سناریو MG #2 در تنها ۶۲/۵٪ مواقع درآمد کسب نموده است. این مقدار برای MG #3 به حدود ۵۴٪ رسیده است. با کاهش توان تولیدشده توسط منابع تجدیدپذیر (در سناریوی #3)، میزان درآمد MG #1 در حدود ۱۰٪ کاهش یافته است. این میزان کاهش در MGهای #2 و #3 در حدود ۷٪ است. همان‌طوری که از شکل ۷ ب مشاهده می‌شود، از آنجایی که تابع منفعت مربوط به بازیگران مصرف‌کننده بر مبنای کاهش هزینه الکتریسیته است، در بازه‌های زمانی که الگوریتم مقدار تقاضای RLD را برای تمامی MGها افزایش داده است؛ تابع منفعت مصرف‌کنندگان نیز افزایش یافته است.

به منظور ارزیابی کارایی و قابلیت الگوریتم پیشنهاد شده در بهبود منفعت MGها در شبکه‌هایی با چندین MG، مقدار ساعتی آن در سیستم تک MG متصل شده به شبکه بالادست و در یک شبکه چند MGی همان‌طوری که در شکل ۸ نشان داده شده است، مورد ارزیابی قرار گرفته است. برای این منظور، مقدار تابع منفعت MG #1 در دو مطالعه موردی (تک MG و شبکه چندین MG) مورد بررسی قرار گرفته شده است. همان‌طوری که از شکل ۸ مشاهده می‌شود، علاوه بر این که در تمامی بازه‌های زمانی مقدار سود حاصله برای MG #1 در شبکه چند MG بیشتر از مقدارش در شبکه تک MG است، همچنین در بازه‌هایی که مقدار سود MG #1 در شبکه تک MG منفی شده است، مقدارش در همان بازه زمانی در شبکه چند MG مثبت شده است. سود

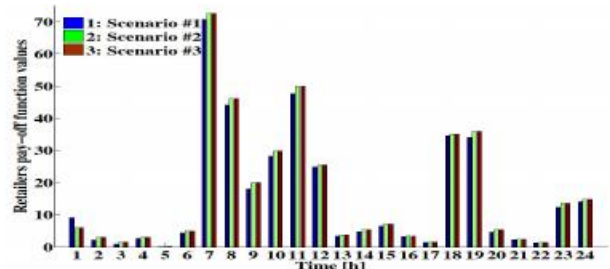
۷- نتایج شبیه‌سازی و بحث



(الف)

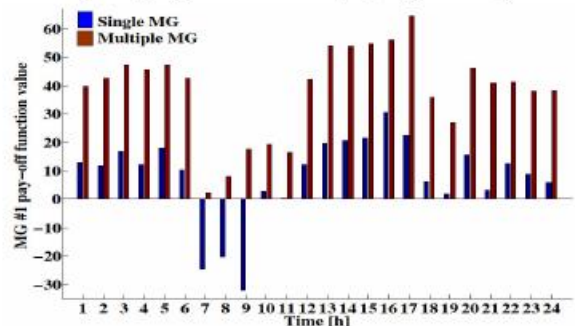


(ب)



(ج)

شکل ۷: تابع منفعت مربوط به (الف) بازیگران تولیدکننده، (ب) بازیگران مصرف‌کننده، (ج) شبکه بالادست تحت سناریوهای اعمال شده



شکل ۸: تابع منفعت مربوط به MG #1 در سیستم تک MG و چندین MG تحت سناریوی #1

اطلاعات پیش‌بینی مربوط به توان تولیدشده توسط PV و WT و نیز مقدار تقاضای بار مصرفی در هر MG از [۲۰] اخذ شده است.

جدول ۱.۸: اطلاعات ورودی برای ساختار بازی پیشنهاد شده

مقدار	داده ورودی
۳	تعداد حوزه‌های انرژی
۷	تعداد بازیگران
استاتیکی	نوع بازی
[۴، ۱۰، ۴۰، ۱۰۴، ۱۰۲]	بردار ابعاد بازیگران
∞	کران بالای فعالیت بازیگران
۰	کران پایین فعالیت بازیگران
$1e^{-4}$	تلورانس دقت
۱۰۰	حداکثر تعداد تکرارهای مجاز الگوریتم

ضمیمه B - اطلاعات در خصوص مشخصات منابع تولید و قیمت پیشنهادی آن‌ها

جدول B.1: مشخصات نامی DERها

مقدار	نماد	پارامتر
سیستم ES		
۲۴	P_t^{ES}	ولتاژ (V)
۸۴	CES	ظرفیت در ۲۵ درجه سانتی‌گراد (Ah)
۲۶	V_{Float}	ولتاژ شارژ کامل (V)
۲۱	V_{Cutoff}	ولتاژ دشارژ (V)
۳۴	I_t^{ES+}	ماکزیمم جریان پیوسته شارژ (A)
۱۶۰	I_t^{ES-}	ماکزیمم جریان پیوسته دشارژ (A)
-۱۸۱۶	P^{ES+}	ماکزیمم توان ES در طول مد شارژ (kW)
۳۱۸۴	P^{ES-}	ماکزیمم توان ES در طول مد دشارژ (kW)
۵۰	SOC_I	مقدار اولیه SOC (%)
۸۰	SOC	ماکزیمم مقدار SOC (%)
۲۰	SOC	مینیمم مقدار SOC (%)
۱	E_t^{ES}	مقدار اولیه انرژی ذخیره‌شده در ES (kW)
۲	E_{Tot}^{ES}	ماکزیمم ظرفیت ES (kW)
-۱۱۴۵	π_t^{ES+}	قیمت پیشنهادی ES در طول مد
-۱۱۲۵	π_t^{ES-}	عملکردهای شارژ و دشارژ (\$)
سیستم PV		
۶	P^{PV}	ماکزیمم توان لحظه‌ای (kW)
۰	p^{PV}	مینیمم توان لحظه‌ای (kW)
سیستم WT		
۸	P^{WT}	ماکزیمم توان لحظه‌ای (kW)
۰/۴۵	p^{WT}	مینیمم توان لحظه‌ای (kW)
سیستم MT		
۱۲	P^{MT}	ماکزیمم توان لحظه‌ای (kW)
-۱/۲	p^{MT}	مینیمم توان لحظه‌ای (kW)
$[Fe^{\circ}, Ve^{\circ}, Ae^{\circ}]$	$a (\$/kWh)$	ضرایب تابع هزینه
$[10^{-1}, 10^{-15}, 10^{-12}]$	$b (\$/kWh)$	
۰	$c (\$/h)$	
-۱۰۰۱	$\theta (\$/kWh)$	
۳/۴	$\beta (\$/h)$	ضرایب منحنی تقاضای بار
۱۵	ζ	بخشی از بار NRL
شبکه سراسری		
۳/۹۸	λ_t^{GRID}	قیمت شبکه سراسری (\$/kWh)

منفی بدین معنی است که مقدار درآمد کسب‌شده کم‌تر از مقدار هزینه تولید است.

۸- نتیجه

در این مقاله یک ساختار توزیع اقتصادی توزیع‌شده‌ای برای سیستم‌های چند MG معرفی شده است. ساختار پیشنهاد شده برای سیستم‌های چندین MG متصل به شبکه بالادست با در نظر گرفتن توابع هدف مختلفی برای عملکرد مجزای آن‌ها به‌عنوان بازیگران تولیدکننده و مصرف‌کننده مورد ارزیابی قرار گرفته شده است. برای هر MG به‌طور مجزا و در کل مجموعه، ساختار پیشنهادی، زمان‌بندی بهینه‌ای را برای تبادل توان بین MGها ضمن برآورده نمودن توابع هدف و قیود فنی تعریف‌شده، فراهم می‌نماید. با اعتقاد بر این که ارائه ساختار عادلانه می‌تواند بازیگران را برای مشارکت هر چه بیشتر در ساختار همکاری با یکدیگر ترغیب نموده و می‌تواند مبنایی برای ایجاد ساختارهای تعاملی و قدرتمند در شبکه‌های قدرت آینده باشد، این مطالعه صورت پذیرفته است. در انتها، مسئله مطرح‌شده به‌عنوان یک مسئله بهینه‌سازی چندهدفه کلی و قابل تعمیم فرموله شده و الگوریتمی برمبنای روش NIRA برای حل مسئله مطرح‌شده ارائه شده است. علاوه بر این، این الگوریتم قابلیت تبادل توان بهینه در سیستمی شامل چندین MG را دارا است جایی که مدیریت توان و اشتراک بار اضافی بدون صرف هزینه مازاد، می‌تواند به‌راحتی برای MGها اعمال شود. الگوریتم پیشنهاد شده مشارکت MGها با یکدیگر و با شبکه بالادست را به‌طور هم‌زمان به‌منظور افزایش سود کسب‌شده، کاهش عدم تعادل توان، مدیریت سمت تقاضا و نیز کاهش قیمت تسویه الکتریسیته، افزایش می‌دهد. استدلال شده است که ساختار ارائه‌شده می‌تواند به‌آسانی به سناریوهای دیگر با اهداف و قیود متفاوت با مواردی که در این مقاله بحث شده، اعمال شود. زیرا که ساختار پیشنهادی به‌طور کلی تنها برای جستجوی عملکرد بهینه MGهای موازی در مواجهه با مسئله مطرح‌شده و برمبنای ساختار ویژه‌ای با توابع هدف و قیود مشخص استوار نیست. نتایج عددی حاصله نشان‌دهنده این است که ساختار ارائه‌شده می‌تواند مینیمم هزینه و ماکزیمم سود را برای بازیگران در طی عملکرد آن‌ها به‌عنوان بازیگر مصرف‌کننده و تولیدکننده به همراه داشته باشد. علاوه بر این، می‌تواند مزیت‌های فنی قابل بررسی را برای مدیریت توان آنی MGها نیز فراهم نماید. علاوه بر این، استراتژی پیشنهاد شده می‌تواند به‌عنوان یک ابزار برنامه‌ریزی عملکرد مطمئن و مؤثر برای مدیریت ریسک و مطالعات سرمایه‌گذاری نیز مورد استفاده قرار گیرد؛ چراکه می‌تواند پروفایل‌های گسیل توان منابع تولیدی را که وابسته و مستقل از توان اتقاقی بارها و منابع تجدیدپذیر می‌باشند تخمین بزند.

ضمایم

ضمیمه A - اطلاعات در خصوص ساختار بازی پیاده‌سازی شده

مراجع

- Intelligent Microgrids—Part II: Power Quality, Energy Storage and AC/DC Microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 1263–1270, 2013.
- [14] A. K. Basu, A. Bhattacharya, S. Chowdhury and S. P. Chowdhury, "Planned scheduling for economic power sharing in a CHP-based micro-grid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 30–38, 2012.
- [15] F. A. Mohamed and H. N. Koivo, "Power management strategy for solving power dispatch problems in MicroGrid for residential applications," in *IEEE International Energy Conference and Exhibition*, pp. 746–751, 2010.
- [16] A. Pantoja and N. Quijano, "A population dynamics approach for the dispatch of distributed generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4559–4567, 2011.
- [17] M. Marzband, A. Sumper, J. L. Domínguez-García and R. Gumara-Ferret, "Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP," *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 314–322, 2013.
- [18] M. Marzband, M. Ghadimi, A. Sumper and J. L. Domínguez-García, "Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode," *Applied Energy*, vol. 128, pp. 164–174, 2014.
- [19] W. Su and A. Q. Huang, "A game theoretic framework for a next-generation retail electricity market with high penetration of distributed residential electricity suppliers," *Applied Energy*, vol. 119, pp. 341–350, 2014.
- [20] M. Marzband, A. Sumper, A. Ruiz-álvarez, J. L. Domínguez-García and B. Tomoiagá, "Experimental evaluation of a real time energy management system for stand-alone microgrids in day-ahead markets," *Applied Energy*, vol. 106, pp. 365–376, 2013.
- [21] Y. Xiang, J. Liu and Y. Liu, "Robust Energy Management of Microgrid With Uncertain Renewable Generation and Load," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, p. 1, 2015.
- [22] B. Alizadeh and S. Jadid, "Uncertainty handling in power system expansion planning under a robust multi-objective framework," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 12, pp. 2012–2026, 2014.
- [۱] سعید عبّاس‌پور، کاظم زارع، بهنام محمدی ایواتلو، «ارزیابی جنبه‌های فنی و اقتصادی شبکه توزیع با هدف توسعه DG بر مبنای کاربرد مدیریت اکتیو در شبکه»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۴، شماره ۴، صفحه ۳۵–۴۵، زمستان ۱۳۹۳.
- [۲] داور میرعباسی، سید سعیدالله مرتضوی، علی سعیدیان، «برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع در سیستم قدرت تجدید ساختاریافته»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۳، شماره ۲، صفحه ۷۱–۶۱، زمستان ۱۳۹۲.
- [۳] عباس محمدویسی، علیرضا حاتمی، «ارائه چارچوبی برای مدیریت انرژی خانه هوشمند: برنامه‌ریزی بهینه تجهیزات خانگی و برنامه‌ریزی بهینه بهره‌برداری از منابع انرژی تجدیدپذیر»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۵، شماره ۱، صفحه ۶۶–۵۳، بهار ۱۳۹۴.
- [۴] حسین شکری، سجاد تجفی روداتق، «حل مسئله مشارکت بهینه واحدهای نیروگاهی در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۵، شماره ۱، صفحه ۴۲–۲۹، بهار ۱۳۹۴.
- [5] J. Vasiljevska, J. A. Peças Lopes and M. A. Matos, "Evaluating the impacts of the multi-microgrid concept using multicriteria decision aid," *Electric Power Systems Research*, vol. 91, pp. 44–51, 2012.
- [6] J. Vasiljevska, J. A. Peças Lopes and M. A. Matos, "Integrated micro-generation, load and energy storage control functionality under the multi micro-grid concept," *Electric Power Systems Research*, vol. 95, pp. 292–301, 2013.
- [7] A. Mohd, E. Ortjohann, D. Morton and O. Omari, "Review of control techniques for inverters parallel operation," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 12, pp. 1477–1487, 2010.
- [8] S. A. Papathanassiou, "A technical evaluation framework for the connection of DG to the distribution network," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 1, pp. 24–34, 2007.
- [9] Y. Zoka, A. Sugimoto, N. Yorino, K. Kawahara and J. Kubokawa, "An economic evaluation for an autonomous independent network of distributed energy resources," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 7, pp. 831–838, 2007.
- [10] Z. Zhou, F. Zhao and J. Wang, "Agent-based electricity market simulation with demand response from commercial buildings," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, pp. 580–588, 2011.
- [11] T. Sousa, H. Morais, Z. Vale, P. Faria and J. Soares, "Intelligent energy resource management considering vehicle-to-grid: A simulated annealing approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 535–542, 2012.
- [12] D. Y. Raghavendra Nagesh, J. V. Vamshi Krishna and S. S. Tulasiram, "A real-time architecture for smart energy management," in *Innovative Smart Grid Technologies Conference*, pp. 1–4, 2010.
- [13] J. M. Guerrero, L. Poh Chiang, L. Tzung-Lin and M. Chandorkar, "Advanced Control Architectures for

زیرنویس‌ها

¹ Microgrid² Relaxation³ REM based on Nikaido–I sode/relaxation algorithm⁴ Distributed energy resources⁵ Non-dispatchable⁶ Renewable energy resource⁷ Dispatchable resources⁸ Energy storage⁹ Responsive load demand¹⁰ Market operator¹¹ Distributed network operator¹² Retailers¹³ Energy district¹⁴ Non-responsive load¹⁵ Wind turbine

¹⁴ Photovoltaic

¹⁷ Price-based unit commitment

¹⁸ Microturbine

¹⁹ State-of-charge

²⁰ Taguchi's orthogonal array testing

²¹ Modified conventional Energy management system