نشریه علمی (فصلنامه) «انرژی ایران»
دوره ۲۷، شماره۳، پاییز ۱۴۰۳، صفحه ۴۱-۵۸

برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی

محمدرضا مزیدی
استادیار مهندسی برق قدرت، دانشگاه یزد (نویسنده مسئول)
mrmazidi@yazd.ac.ir

تاریخ دریافت:
۱۴۰۴/۰۴/۲۵

تاریخ پذیرش:
۱۴۰۴/۰۶/۰۲

کلمات کلیدی:
انعطاف‌پذیری
برنامه‌ریزی با افق متحرک
بهینه‌سازی غیرمتمرکز
جوامع انرژی محلی
عدم قطعیت
کمینه‌سازی هزینه انرژی

چکیده

با روند رو به رشد الکتریکی سازی سامانه‌های گرمایشی و حمل‌ونقل، نیاز به تأمین انعطاف‌پذیری در شبکه‌های توزیع بیش از پیش اهمیت یافته است. در این مقاله، یک چارچوب برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت هم‌زمان انرژی و ارائه خدمات انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی ارائه می‌شود. هدف اصلی این برنامه‌ریزی، کاهش هزینه‌های مصرف انرژی در سطح مشترکین است، در حالی که امکان پاسخ‌گویی به نیازهای بهره‌بردار شبکه توزیع از طریق ارائه خدمات انعطاف‌پذیری فراهم می‌شود. در مدل پیشنهادی، هر عضو جامعه انرژی — مانند یک ساختمان مجهز به سامانه فتوولتاییک و سامانه ذخیره‌ساز انرژی — به‌صورت مستقل و با هدف بیشینه‌سازی منافع خود تصمیم‌گیری می‌کند. هماهنگی میان اعضای جامعه انرژی از طریق الگوریتم ADMM که یک روش بهینه‌سازی غیرمتمرکز مبتنی بر تبادل تکراری اطلاعات صورت می‌گیرد. برای لحاظ کردن عدم‌قطعیت‌های موجود در پیش‌بینی تولید انرژی خورشیدی و بار مصرفی، الگوریتم برنامه‌ریزی با افق متحرک به‌کار گرفته شده است. کارایی چارچوب پیشنهادی با استفاده از داده‌های واقعی مربوط به یک سایت نمایشی مورد ارزیابی قرار گرفته و نتایج حاصل نشان می‌دهد که این روش می‌تواند ضمن کاهش هزینه‌های انرژی و توان اوج مصرفی، درآمد حاصل از فروش انعطاف‌پذیری را افزایش داده و قابلیت اطمینان عملکرد سیستم را بهبود بخشد.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

۱ مقدمه

امروزه، الکتریکی سازی گسترده در حوزه‌های گرمایش و حمل‌ونقل، هرچند گامی مؤثر در جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و افزایش بهره‌وری انرژی محسوب می‌شود، اما می‌تواند منجر به افزایش نامطلوب بار اوج در شبکه‌های توزیع برق گردد [۱]. این موضوع موجب ایجاد پر شدگی۱ فیدرها و تراز سفورماتورها شده و بهره‌بردار شبکه توزیع۲ (DSO) را ناگزیر به سرمایه‌گذاری‌های سنگین برای تقویت زیر ساخت‌ها به‌منظور پاسخ‌گویی به بارهای اوج می سازد [۲]. در این میان، مفهوم شبکه‌های هوشمند با فراهم آوردن ابزارهای کنترلی و ارتباطی، امکان بهره‌گیری از انعطاف‌پذیری سمت تقاضا۳ را به‌عنوان راهکاری مقرون‌به‌صرفه و قابل اتکا برای مدیریت تراکم شبکه فراهم کرده است [۳].

انعطاف‌پذیری سمت تقاضا به تغییر مصرف یک مشترک نسبت به مقدار برنامه‌ریزی شده آن در بازه‌های زمانی کوتاه تا میان‌مدت گفته می شود [۴]. در این راستا، بخش ساختمان به‌عنوان یکی از مهم‌ترین بخش‌های سمت تقاضا در شبکه‌های توزیع، سهم قابل‌توجهی از مصرف برق و بار پیک را به خود اختصاص داده و از ظرفیت بالایی برای مشارکت در ارائه خدمات انعطاف‌پذیری برخوردار است. در مرجع [۵]، انعطاف‌پذیری قابل ارائه توسط ساختمان‌های هوشمند به صورت کمی بررسی شده و نتایج نشان می‌دهند که هزینه انرژی مصرفی ساختمان‌ها می‌تواند تا ۲۱٪ با مشارکت بهینه در ارائه انعطاف‌پذیری کاهش یابد. مرجع به [۶] طراحی تعرفه‌های مشوق‌دار متغیر با زمان بر اساس نیاز به انعطاف‌پذیری قابل ارائه توسط خودروهای الکتریکی پرداخته است. نتایج به دست آمده نشان می‌دهند که مدل پیشنهادی ضمن کاهش هزینه‌های روزانه انرژی مورد نیاز جهت شارژ خودروها، انعطاف‌پذیری ارائه شده موجب کاهش پر شدگی خطوط می‌گردد.در مرجع [۷]، برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری برای سیستم‌های انرژی تجدیدپذیر یکپارچه با باتری مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج شبیه سازی نشان می‌دهند که روش پیشنهادی در مقایسه با راهکارهای مرسوم پخش بار بهینه، امکان تأمین کامل شرایط انعطاف‌پذیری شبکه توزیع را فراهم کرده و عملکرد بهره‌برداری و اقتصادی را به ترتیب ۶۱٪ و ۴۳ تا ۶۲٪ بهبود می‌دهد.

استفاده انفرادی از منابع انرژی پراکنده نظیر ساختمان‌های هوشمند، ناوگان خودروهای برقی، و ذخیره سازهای انرژی ممکن است به دلیل محدودیت در میزان انعطاف‌پذیری هر یک از این منابع، نتواند به‌طور کامل پاسخگوی نیازهای عملیاتی بهره‌بردار شبکه توزیع باشد. در این زمینه، تشکیل جوامع انرژی محلی۴ (LEC) به‌عنوان یک راهکار مؤثر برای تجمیع این منابع در قالب یک موجودیت یکپارچه، می‌تواند ظرفیت انعطاف‌پذیری قابل‌توجهی را فراهم سازد. این جوامع با همگرایی منابع کوچک قادرند انعطاف‌پذیری بیشتری را به صورت هماهنگ در اختیار بهره‌برداران شبکه یا بازار قرار دهند. علاوه‌براین، از طریق مدل‌های بهینه‌سازی مشارکتی و مکانیزم‌های تسهیم منافع، جوامع انرژی محلی می‌توانند هم‌افزایی اقتصادی و فنی بین اعضا ایجاد کرده و به بهبود قابلیت اطمینان و بهره‌وری شبکه‌های توزیع کمک نمایند [۸].

مهمترین چالشی که در برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری جوامع انرژی محلی وجود دارد، ارائه مدلی است که کاهش هزینه‌های اعضا تضمین شده و امکان مشارکت فعال آن‌ها در ارائه انعطاف‌پذیری فراهم گردد. این موضوع در برنامه‌ریزی انرژی جوامع انرژی محلی بسیار مورد توجه قرار گرفته است. در مرجع [۹]، یک مدل بهینه سازی برای مدیریت انرژی در جوامع انرژی محلی ارائه شده است. در این مدل، پروزومرها۵ (مصرف‌کنندگان دارای تولیدکننده محلی مانند پنل خورشیدی) می‌توانند انرژی را با سایر اعضای جامعه (تبادلات همتا به

[1] Congestion
[2] Distribution System Operator (DSO)
[3] Demand side flexibility
[4] Local Energy Community (LEC)
[5] Prosumers

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

همتا۶) یا با خرده‌فروش برق معامله کنند. نتایج نشـــان می‌دهد که ترکیب تبادلات همتا به همتا با ذخیره‌ســـازی انرژی می‌تواند تا ۲۵٪ صرفه‌جویی در هزینه انرژی اعضای جامعه به همراه داشته باشد. در مرجع [۱۰] یک چارچوب مبتنی بر نظریه بازی‌های مشارکتی۷ برای تسهیل مبادلات پایدار انرژی در جوامع انرژی محلی پیشنهاد شده است. هدف اصلی، افزایش بهره‌برداری از منابع انرژی تجدیدپذیر، کاهش هزینه‌های برق برای مصـرف‌کنندگان، و افزایش درآمد برای پروزومرها از طریق تبادلات همتا به همتا اسـت. تحلیل اقتصـادی انجام‌شـده نشـــان می‌دهد که مدل پیشـــنهادی به‌طور منصـــفانه درآمد حاصـــل از همکاری را بین اعضـــا توزیع کرده و موجب کاهش هزینه برای مصرف‌کنندگان و افزایش درآمد برای پروزومرها می‌شود. در مرجع [۱۱] یک راهکار مدلسازی عملی برای مسئله‌ی تخصیص برق تولیدی از منابع تجدیدپذیر در جوامع انرژی تجدیدپذیر ارائه می‌دهد. در این رویکرد، از یک چارچوب بهینه سازی متمرکز استفاده می شود که هدف آن حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های برق اعضای جامعه است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که این روش هم هزینه برق اعضا را کاهش می‌دهد و هم با استفاده از مکانیسم‌های درآمدی، پایداری ساختار جامعه انرژی را تضمین می‌کند. در مرجع [۱۲]، برنامه‌ریزی بهینه در یک جامعه هو شمند انرژی می‌پردازد که شامل چندین ساختمان هو شمند با منابع فتوولتاییک توزیع شده، ذخیره ساز انرژی مشترک، و بارهای قابل کنترل است. یک مدل بهینه سازی دو مرحله‌ای جهت تعیین توان خروجی واحدها و معاملات انرژی طراحی شده که هدف آن ارتقای بهره‌وری اقتصـادی، ایمنی و پایداری محیط‌زیسـتی می‌باشـد. نتایج شـبیه‌سـازی‌ها نشـان می‌دهد که این اسـتراتژی می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری را تا ۴۰٪ کاهش داده و مصـرف انرژی خورشـیدی را تا ۲۲٪ افزایش دهد که نشـان‌دهنده تأثیر مثبت آن در کاهش نوسـانات شـبکه، پاسـخ‌گویی هوشـمند به اوج بار، تسـهیل ادغام انرژی‌های تجدیدپذیر و تضـمین امنیت عملکرد شـبکه اسـت. در مرجع [۱۳]، بر برنامه‌ریزی عملیاتی روز آینده یک جامعه انرژی محلی متصـل به شـبکه تمرکز دارد. مسـئله از طریق طراحی یک روش بهینه‌سـازی غیر متمرکز مبتنی بر الگوریتم جهت‌گیری متناوب ضرب‌کننده‌ها (ADMM۸) پیاده‌سازی شده است. نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهند که هر یک از پروزومرها در صورت مشارکت در جامعه انرژی محلی، نسبت به حالتی که تنها با یک تأمین‌کننده انرژی خارجی تعامل دارند، کاهش هزینه یا افزایش درآمد را تجربه می‌کنند.

همان‌طور که مطالعات مروری نشان می‌دهند، مسئله برنامه‌ریزی انرژی در جوامع انرژی محلی تاکنون به‌طور گسترده مدل‌سازی و تحلیل شده است. با این حال، موضوع ارائه خدمات انعطاف‌پذیری توسط این جوامع کمتر مورد توجه قرار گرفته و نیازمند بررسی‌های دقیق‌تری اســـت. در این راســـتا، در این مقاله یک چهارچوب برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی پیشـنهاد می‌دهد که ضـمن کمینه کردن هزینه‌های انرژی مصـرفی اعضـای جامعه، قابلیت ارائه خدمات انعطاف‌پذیری به بهره‌بردار شبکه توزیع را نیز دارا ست. برنامه‌ریزی پیشنهادی به سه مرحله متوالی تقسیم می شود: برنامه‌ریزی انرژی، برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری، و در نهایت برنامه‌ریزی انرژی همراه با ارائه انعطاف‌پذیری. در مرحله اول، هدف کاهش هزینه‌های انرژی و بار اوج جامعه انرژی محلی اســـت. در مرحله دوم، حداکثرســـازی درآمد از محل ارائه خدمات انعطاف‌پذیری جامعه انرژی مدنظر قرار می‌گیرد. در این دو مرحله، هماهنگی میان اعضـــای جامعه انرژی از طریق الگوریتم ADMM که یک روش بهینه‌ســـازی غیرمتمرکز مبتنی بر تبادل تکراری اطلاعات صورت می‌گیرد. در مرحله سوم، میزان انعطاف‌پذیری پذیرفته‌شده بر اساس برنامه‌ریزی با افق متحرک ارائه می‌گردد.

نوآوری‌های اصلی این مقاله را می‌توان در موارد زیر خلاصه نمود:

- تلفیق هم‌زمان برنامه‌ریزی انرژی و ارائه خدمات انعطاف‌پذیری: توســـعه یک چارچوب بهینه‌ســـازی که به‌طور هم‌زمان به برنامه‌ریزی انرژی و مدیریت انعطاف‌پذیری در سـطح مشـترکین جامعه انرژی محلی می‌پردازد، به‌گونه‌ای که کاهش هزینه‌های اعضا تضمین شده و امکان مشارکت فعال آن‌ها در ارائه انعطاف‌پذیری فراهم گردد.

[6] Peer-to-peer

[7] Cooperative game theory

[8] Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM)

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

- اســتفاده از رویکرد بهینه‌ســازی غیرمتمرکز مبتنی بر تبادل اطلاعات تکراری: طراحی یک روش غیرمتمرکز برای برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری به‌منظور حفظ حداکثری محرمانگی مشخصات تجهیزات پروزومرها و پیش‌بینی‌های تولید و بار، با استفاده از روش بهینه‌سازی غیر متمرکز ADMM.
- به‌کارگیری الگوریتم برنامه‌ریزی با افق متحرک تحت عدم‌قطعیت: پیاده‌ســازی چارچوب پیشــنهادی در بســتر یک الگوریتم افق متحرک جهت مدیریت عدم‌قطعیت‌های موجود در پیش‌بینی بار و تولید منابع تجدیدپذیر، با هدف افزایش دقت تصــمیم‌گیری در زمان واقعی و بهبود عملکرد سیستم.

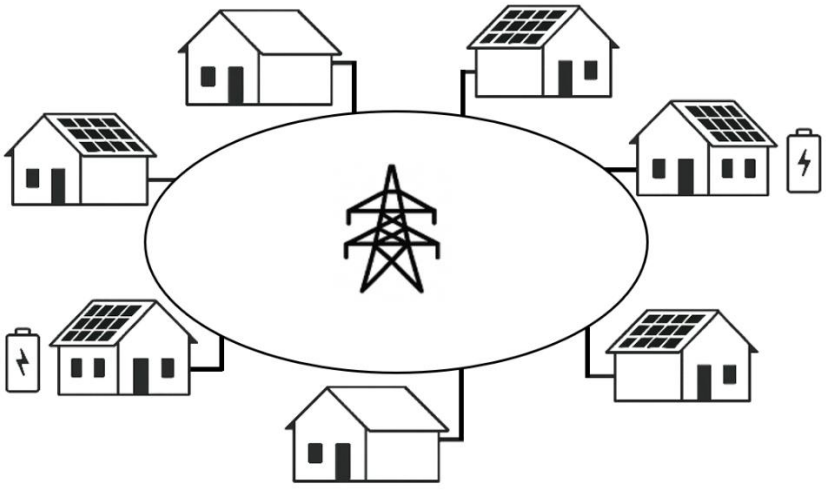
در ادامه این مقاله، در بخش ۲ برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری در یک جامعه انرژی محلی توضیح داده می شود. در بخش ۳ مدل سازی مســئله ارائه می‌گردد. ســپس در بخش ۴، مدل غیرمتمرکز و الگوریتم حل آن با در نظر گرفتن برنامه‌ریزی با افق متحرک توضــیح داده می‌شود. در نهایت در بخش ۵، نتایج به دست آمده ارائه می‌گردند.

۲. برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری در یک جامعه انرژی محلی

۱,۲. توصیف جامعه انرژی محلی

جامعه انرژی محلی به گروهی از مصــرف‌کنندگان انرژی اطلاق می‌شــود که با هدف افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌ها و ارتقاء پایداری زیســت‌محیطی، در تولید، ذخیره‌ســازی و به‌اشــتراک‌گذاری انرژی به صــورت محلی مشــارکت می‌کنند. این جامعه معمولاً شــامل چندین ســاختمان مســکونی، تجاری یا صــنعتی اســت که از منابع انرژی تجدیدپذیر مانند پنل‌های خورشــیدی بهره می‌برند و ممکن اســت به سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی مانند باتری‌ها نیز مجهز باشند.

در این ساختار همانطور که در شکل (۱) نشان داده شده، ساختمان‌ها از طریق یک شبکه محلی به یکدیگر متصل شده‌اند و می‌توانند انرژی تولیدشده را در داخل جامعه مبادله کرده یا مازاد آن را به شبکه اصلی برق ارسال نمایند. برخی از ساختمان‌ها تنها مصرف‌کننده هستند، در حالی که برخی دیگر نقش تولیدکننده یا پروزومر را ایفا می‌کنند. این ترکیب متنوع موجب ایجاد انعطاف‌پذیری در مدیریت بار، امکان ذخیره‌سازی انرژی در زمان تولید مازاد و مصرف آن در زمان نیاز، و همچنین تسهیل خدماتی مانند ارائه انعطاف‌پذیری می‌شود.



شکل (۱): شماتیک جامعه انرژی محلی

مدیریت تبادلات انرژی در ســطح جامعه بر عهده اپراتور جامعه اســت، که وظیفه هماهنگی جریان انرژی، پایش داده‌ها، تســویه مالی میان اعضا و ارتباط مستقیم با DSO را بر عهده دارد. ارتباط میان اعضای جامعه و بهره‌بردار جامعه از طریق سیستم مدیریت انرژی[9] (EMS)

[9] Energy Management System (EMS)

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

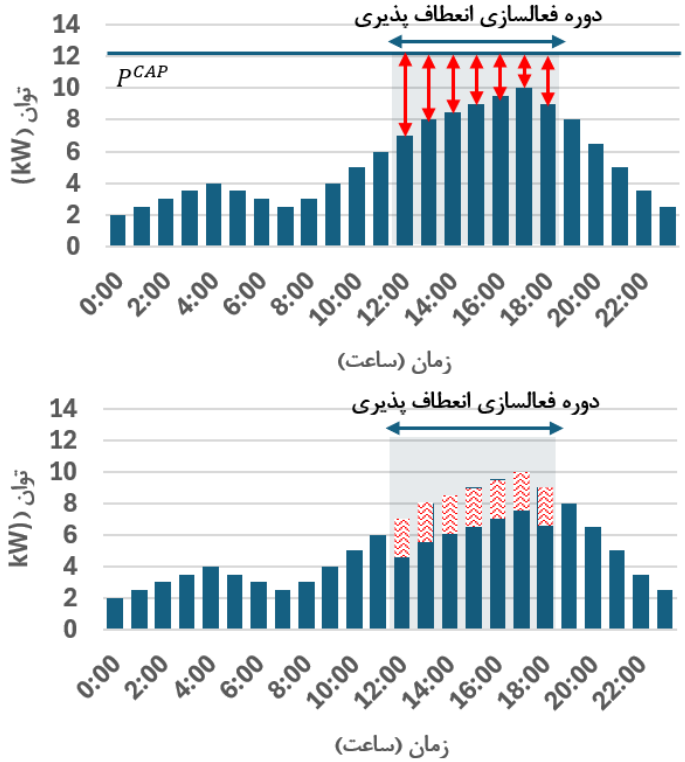
برقرار می‌شود. در این چارچوب، اطلاعات مربوط به تولید، مصرف و اولویت‌های اعضا به اپراتور منتقل می‌شود. بهره‌بردار جامعه نیز با DSO از طریق پروتکل‌های تبادل داده، شامل اطلاعات توان لحظه‌ای، برنامه‌ریزی بار و خدمات جانبی، در ارتباط است. همچنین، DSO محدودیت‌ها و سیگنال‌های قیمتی یا فنی را تعیین کرده و بهره‌بردار جامعه موظف به رعایت آن‌هاست. برای ساده‌سازی تحلیل‌ها، فرضیات زیر در نظر گرفته شده است:

- ارتباط داده بین اعضا، اپراتور جامعه و DSO بدون تأخیر و خطا است.
- بهره‌بردار جامعه مجاز به تجمیع انرژی اعضا و انجام مبادلات مستقیم با شبکه تحت قوانین DSO است.
- ظرفیت تبادل انرژی با شبکه محدود به مقادیر تعیین‌شده توسط DSO است، از جمله محدودیت تزریق توان و سطح ولتاژ.
- قیمت خرید و فروش انرژی بین اعضا بر اساس مکانیزم داخلی جامعه تعیین می شود، در حالی که تبادلات با شبکه بر اساس تعرفه یا قیمت بازار عمده‌فروشی انجام می‌گیرد.
- جامعه انرژی می‌تواند در صورت نیاز، خدمات جانبی مانند پیک‌سنجی یا تأمین ذخیره را به DSO ارائه دهد.

۲،۲. روش مدل‌سازی انعطاف‌پذیری

بر اساس تعریف ارائه شده برای انعطاف‌پذیری، دو رویکرد اصلی برای مدل سازی آن وجود دارد که در شکل (۲) نمایش داده شده‌اند. در رویکرد نخست، انعطاف‌پذیری به صورت یک محصول محدودیت ظرفیت به DSO ارائه می شود. در این روش، پارامتر P^{Cap} بیانگر حد بالای ظرفیت است که باید بر مبنای مقداری تعیین شود که مورد توافق هر دو طرف، یعنی DSO و LEC باشد. یکی از گزینه‌های مناسب برای تعیین مقدار P^{Cap}، استفاده از ظرفیت اتصال در نقطه اتصال مشترک است [۱۴]. در رویکرد دوم، انعطاف‌پذیری به‌صورت یک محصول مبتنی بر خط مبنا به DSO ارائه می‌گردد. در این حالت، میزان انعطاف‌پذیری برابر است با مقدار کاهش نسبت به پروفایل مبنای تبادل توان. در واقع، رویکرد نخست را می‌توان حالت خاصی از رویکرد دوم در نظر گرفت که در آن، پروفایل مبنای تبادل توان جایگزین مقدار P^{Cap} می‌شود [۱۵]. در این مقاله، از رویکرد دوم برای مدل‌سازی انعطاف‌پذیری استفاده می‌شود. بدین منظور، بهره‌بردار جامعه انرژی با حل مسئله زمان‌بندی انرژی بدون در نظر گرفتن انعطاف‌پذیری، پروفیل مبنای تبادل توان با شبکه بالادستی را به دست می‌آورد.

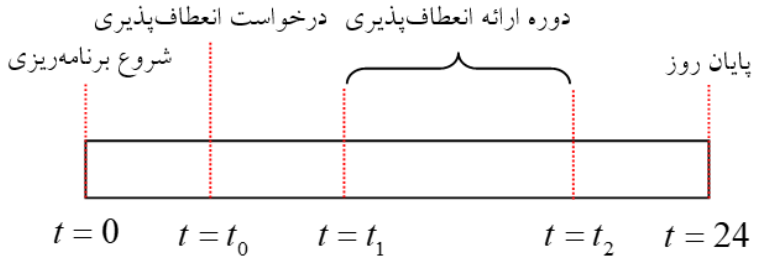
[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]



شکل (۲): رویکردهای مدل‌سازی انعطاف‌پذیری

۳,۲. فرآیند زمان‌بندی انرژی و انعطاف‌پذیری

فرآیند زمان‌بندی انرژی و انعطاف‌پذیری در شکل (۳) نشان داده شده است. همانطور که نشان داده شده، بهره‌بردار شبکه توزیع در زمان t_0 درخواست انعطاف‌پذیری را به بهره‌بردار جامعه انرژی محلی ارسال می‌کند. متعاقباً، بهره بردار جامعه انرژی پاسخی شامل میزان انعطاف‌پذیری قابل ارائه را به DSO ارسال می‌کند. پیش از آغاز بازه زمانی بعدی، بهره‌بردار جامعه انرژی از میزان انعطاف‌پذیری پذیرفته‌شده مطلع می‌شود. مقدار پذیرفته‌شده باید در دوره فعال‌سازی (یعنی از t_1 تا t_2) ارائه شود. به این معنا که توان وارد شده به جامعه انرژی در طول دوره فعال سازی باید کاهش یابد؛ در غیر این صورت، جریمه‌ای اعمال خواهد شد. در بخش بعد، مدل سازی ریاضی جامعه انرژی محلی ارائه می‌شود و سپس الگوریتم زمان‌بندی انرژی و انعطاف‌پذیری تشریح می‌گردد.



شکل (۳): فرآیند زمان‌بندی انرژی و انعطاف‌پذیری

۳. مدل‌سازی مسئله

۱,۳. تابع هدف

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

هدف بهره‌بردار جامعه انرژی محلی، کمینه سازی مجموع هزینه‌های تأمین انرژی ا ست که شامل هزینه خرید برق از شبکه سرا سری و هزینه‌های مرتبط با اوج مصرف توان الکتریکی می‌باشد. در مقابل، جامعه انرژی محلی این امکان را دارد که با فروش مازاد برق تولیدی به شبکه برق و همچنین ارائه انطاف‌پذیری، درآمد کسب کند. بنابراین تابع هدف به صورت زیر تعریف می‌گردد:

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} \left[\pi_t^{buy} \cdot P_t^{\text{buy}} - \pi_t^{\text{sell}} \cdot P_t^{\text{sell}} - \pi_t^{flex} \cdot P_t^{flex} \right] + \pi^{\text{peak}} \cdot P^{\text{peak}} \quad (۱)$$

در رابطه (۱)، P_t^{buy} و P_t^{sell} توان خریداری شده و فروخته شده به بازار در قیمت‌های π_t^{buy} و π_t^{sell} می‌باشند. انعطاف‌پذیری ارائه شده و قیمت آن به ترتیب P_t^{flex} و π_t^{flex} می‌باشند. همچنین، بار اوج در دوره زمانی برنامه‌ریزی جامعه انرژی محلی و قیمت بار اوج به ترتیب P^{peak} و π^{peak} می‌باشند.

۲،۳. محدودیت‌ها

تعادل توان در جامعه انرژی محلی: به منظور تضـــمین عملکرد پایدار جامعه انرژی محلی، باید تبادل انرژی الکتریکی بین جامعه انرژی محلی و شبکه بالادستی با تبادل انرژی الکتریکی بین جامعه انرژی محلی و اعضای آن در هر بازه برنامه‌ریزی حفظ شود:

$$P_t^{buy} - P_t^{sell} = \sum_{i=1}^{N_I} P_{i,t}^{imp} - \sum_{i=1}^{N_I} P_{i,t}^{\text{exp}} \quad (۲)$$

در رابطه (۲)، $P_{i,t}^{imp}$ و $P_{i,t}^{\text{exp}}$ به ترتیب توان‌های دریافتی و تزریقی عضو i ام به جامعه انرژی محلی می‌باشند.

به دلیل ظرفیت شـبکه جامعه انرژی محلی، توان‌های مبادله شـده با شـبکه برق و اعضـای جامعه محدود به یک مقدار بیشـینه می‌باشـند. همچنین، امکان انرژی الکتریکی هم‌زمان با شـبکه بالادسـتی و نیز با اعضـای جامعه وجود ندارد. برای این منظور قیود زیر در نظر گرفته می‌شوند:

$$P_t^{buy} \le P^{grid_cap} . u_t^{buy} \quad (۳)$$

$$P_t^{sell} \le P^{grid_cap} . \left(1 - u_t^{buy}\right) \quad (۴)$$

$$P_t^{imp} \le P^{agent_cap} . u_t^{imp} \quad (۵)$$

$$P_t^{\text{exp}} \le P^{agent_cap} . \left(1 - u_t^{imp}\right) \quad (۶)$$

تعادل توان در اء ضای جامعه انرژی محلی: به طور مشـابه، برای تضـمین عملکرد پایدار یک عضـو در جامعه انرژی محلی، باید تعادل بین تبادل انرژی الکتریکی میان آن عضو و جامعه انرژی محلی، و میزان تولید و مصرف درون آن عضو در هر بازه زمانی برنامه‌ریزی شده حفظ شود:

$$P_{i,t}^{\text{exp}} - P_{i,t}^{imp} = P_{i,t}^{PV} + P_{i,t}^{dis} - P_{i,t}^{Load} - P_{i,t}^{cha} \quad (۷)$$

در رابطه (۷)، $P_{i,t}^{PV}$، $P_{i,t}^{dis}$، $P_{i,t}^{Load}$، و $P_{i,t}^{cha}$ به ترتیب توان تولیدی پنل خورشیدی، توان دشارژ باتری، توان بار مصرفی، و توان شارژ باتری عضو i ام از جامعه انرژی محلی می‌باشند.

مدل ذخیره‌ساز انرژی: سیستم ذخیره‌سازی انرژی با استفاده از روابط (۸)-(۱۳) مدل می‌شود. توان شارژ و دشار به ترتیب با روابط (۸) و (۹) محدود می‌گردند. دینامیک و ضعیت شارژ باتری در رابطه (۱۰) بیان شده ا ست. و ضعیت شارژ اولیه ذخیره ساز در رابطه (۱۱) تعریف

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

شده است. به دلیل محدودیت‌های فنی، وضعیت شارژ ذخیره‌ساز بین مقادیر حداقل و حداکثر مشخص شده محدود شده است که در رابطه (۱۲) آمده است. به همین ترتیب، با استفاده از رابطه (۱۳) از شارژ و دشارژ هم‌زمان باتری جلوگیری می‌شود.

$$P_{i,t}^{dis} \le P^{dis_max} . u_{i,t}^{dis} \quad (۸)$$

$$P_{i,t}^{cha} \le P^{cha_max} . u_{i,t}^{cha} \quad (۹)$$

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + \eta^{ch} P_{i,t}^{cha} / E - P_{i,t}^{dis} / (\eta^{di} E) \quad (۱۰)$$

$$SOC_0 = SOC^{ini} \quad (۱۱)$$

$$SOC^{min} \le SOC_t \le SOC^{max} \quad (۱۲)$$

$$u_t^{dis} + u_t^{cha} \le 1 \quad (۱۳)$$

در نظر گرفتن ا ستهلاک باتری سبب غیر خطی شدن مدل پی شنهادی می‌گردد که همگرایی الگوریتم ADMM را ت ضمین نمی‌کند. به عنوان مسیر ادامه این پژوهش پیشنهاد می‌گردد مدل خطی استهلاک باتری که در مرجع [۱۶] پیشنهاد شده استفاده گردد.

انعطاف‌پذیری قابل ارائه: برای فراهم آوردن انعطاف‌پذیری در طول دوره فعال‌سازی، بهره‌بردار جامعه انرژی باید توان وارد شده از شبکه را کاهش دهد. بنابراین،انعطاف‌پذیری قابل ارائه را می‌توان به صورت زیر تعریف کرد:

$$P_{i,t}^{flex} \le P_{i,t}^{buy_base} - P_{i,t}^{buy} \quad (۱۴)$$

در رابطه (۱۴)، $P_{i,t}^{buy_base}$ پروفیل مبنا تبادل توان بین جامعه انرژی محلی و شبکه برق می‌باشد که از حل مسئله برنامه‌ریزی انرژی بدون در نظر گرفتن ارائه انعطاف‌پذیری به دست می‌آید.

پیک توان جامعه انرژی محلی: پیک توان روزانه جامعه انرژی محلی را می‌توان با استفاده از رابطه زیر محاسبه کرد:

$$P^{peak} \ge P_t^{buy} \quad (۱۵)$$

٤. مدل سازی مسئله به صورت غیرمتمرکز

در این بخش، م سئله به صورت غیرمتمرکز فرمول‌بندی می شود. برخلاف رویکرد متمرکز، م سئله غیرمتمرکز ت صمیم‌گیری را به اع ضای جامعه انرژی محلی می سپارد. این رویکرد میزان اطلاعاتی که هر عضو باید به ا شتراک بگذارد را کاهش می‌دهد و بنابراین تبادل داده‌ها را به حداقل می‌ر ساند و حریم خصوصی را حفظ می‌کند. در ادامه، ابتدا روش بهینه سازی ADMM توضیح داده می شود و سپس از آن برای توسعه مسئله غیرمتمرکز استفاده می‌شود.

۱،٤. روش بهینه‌سازی ADMM

یک مسئله بهینه‌سازی کلی در فرم متمرکز به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$\min_{x,z} \quad f(x) + g(z) \quad (۱۶)$$

$$Ax + Bz = c \quad (۱۷)$$

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

که در آن x متغیرهای تصمیم محلی هر عامل را نشان می‌دهد، z متغیرهای سراسری را نشان می‌دهد، A و B ماتریس‌های محدودیت هستند که تعامل بین متغیرهای محلی و سراسری را مشخص می‌کنند، c مقداری ثابت است، $f(x)$ تابع هزینه محلی است و $g(z)$ تابع هزینه سراسری است.

برای حل این مسئله به‌صورت غیرمتمرکز، روش ADMM تابع لاگرانژ افزایش‌یافته را معرفی می‌کند:

$$L(x,z,\lambda)=f(x)+g(z)+\lambda^T(Ax+Bz-c)+\frac{\rho}{2}\| Ax+Bz-c\|^2 \quad (۱۸)$$

که در آن، λ ضرب‌کننده لاگرانژ (متغیر دوگان) است که به‌عنوان سیگنال قیمت یا جریمه برای نقض محدودیت‌ها تفسیر می‌شود. همچنین، ρ پارامتر جریمه مثبتی است که بر نرخ همگرایی تأثیر می‌گذارد.

الگوریتم ADMM به‌صورت تکراری و در سه گام زیر اجرا می‌شود:

۱- به‌روزرسانی عامل محلی: هر عامل، متغیرهای محلی خود را مستقل از سایر عوامل به‌روزرسانی می‌کند:

$$x^{(k+1)}=\min_x\left(f(x)+\frac{\rho}{2}\| Ax+Bz^{(k)}-c\|^2\right) \quad (۱۹)$$

۲- به‌روزرسانی متغیرهای سراسری: متغیر دوگان به‌منظور اجرای قید و همگرایی سیستم به‌روزرسانی می‌شود:

$$z^{(k+1)}=\min_z\left(g(z)+\frac{\rho}{2}\| Ax^{(k+1)}+Bz-c\|^2\right) \quad (۲۰)$$

۳- به‌روزرسانی متغیر دوگان: متغیر دوگان به‌منظور اجرای قید و همگرایی سیستم به‌روزرسانی می‌شود:

$$\lambda^{(k+1)}=\lambda^{(k)}+\rho\left(Ax^{(k+1)}+Bz^{(k+1)}-c\right) \quad (۲۱)$$

۲,٤. پیاده‌سازی مسئله با روش ADMM

تابع لاگرانژ افزایش‌یافته برای مسئله بهینه‌سازی غیرمتمرکز به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\begin{aligned}&\min_{x\in X,z\in Z} L(x,z,\lambda)=\\&\sum_{t=1}^{N_T}\left\{\pi_t^{buy}\cdot P_t^{buy}-\pi_t^{sell}\cdot P_t^{sell}\right\}+\pi^{peak}\cdot P^{peak}+\sum_{t=1}^{N_T}\sum_{i=1}^{N_I}\lambda_{i,t}\cdot\left[(P_{i,t}^{LEC_exp}-P_{i,t}^{LEC_imp})\right.\\&\left.-(P_{i,t}^{Agent_exp}-P_{i,t}^{Agent_imp})\right]+\frac{\rho}{2}\sum_{t=1}^{N_T}\sum_{i=1}^{N_I}\left[(P_{i,t}^{LEC_exp}-P_{i,t}^{LEC_imp})-(P_{i,t}^{Agent_exp}-P_{i,t}^{Agent_imp})\right]^2\end{aligned} \quad (۲۲)$$

همان‌طور که ذکر شد، رابطه (۲۲) جداسازی‌پذیر است و مسائل بهره‌برداری جامعه انرژی محلی و اعضای آن می‌تواند به‌صورت غیرمتمرکز بهینه‌سازی شوند. به این ترتیب، مالکیت اعضا حفظ شده و در عین حال، بار محاسباتی بهره‌بردار جامعه انرژی محلی کاهش می‌یابد. الگوریتم حل تکراری مبتنی بر روش ADMM را می‌توان در مراحل زیر خلاصه کرد:

مرحله ۱) مقداردهی اولیه به شاخص تکرار $k=0$؛ انتخاب ضریب جریمه ρ و معیار همگرایی ε. مقدار اولیه برای انرژی تبادلی $P_{i,t}^{LEC_exp}$ / $P_{i,t}^{LEC_imp}$ و قیمت آن‌ها $\lambda_{i,t}$ که توسط بهره‌بردار جامعه انرژی محلی تعیین می‌شود. ذکر این نکته ضروری است که مقادیر اولیه انرژی تبادلی بین LEC و عامل‌ها برابر با صفر در نظر گرفته می شود. همچنین، قیمت بازار برای مقداردهی اولیه قیمت‌های تبادلی انرژی بین LEC و عامل‌ها استفاده می‌شود.

مرحله ۲) هر عضو LEC، با حل مسئله زیر، هزینه انرژی مورد نیاز خود را به طور مستقل کیمنه می‌کند:

$$\begin{aligned}&z^{(k+1)}=\\&\min_z\sum_{t=1}^{N_T}\lambda_{i,t}(k)\left(-\left(P_{i,t}^{Agent_exp}-P_{i,t}^{Agent_imp}\right)\right)+\frac{\rho}{2}\sum_{t=1}^{N_T}\left[\begin{pmatrix}(P_{i,t}^{LEC_exp}(k)-P_{i,t}^{LEC_imp}(k))\\-(P_{i,t}^{Agent_exp}-P_{i,t}^{Agent_imp})\end{pmatrix}^2\right]\end{aligned} \quad (۲۳)$$

محدود به قیود (۵) تا (۱۳). این مسئله یک برنامه‌ریزی مربعی صحیح مختلط (MIQP) است که می‌تواند با نرم‌افزارهای تجاری حل شود. سپس هر عضو مقادیر پیشنهادی واردات/صادرات برق را به LEC ارسال می‌کند.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

مرحله ۳) بهره‌بردار جامعه انرژی محلی با حل مسئله زیر، هزینه بهره‌برداری خود را کمینه می‌کند:

$$x^{(k+1)} = \min_x \sum_{t=1}^{N_T}\left[\pi_t^{buy}\cdot P_t^{buy} - \pi_t^{sell}\cdot P_t^{sell}\right] + \pi^{elec,peak}\cdot P^{peak} + \sum_{t=1}^{N_T}\left[\lambda_{i,t}(k)(P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp})\right] + \frac{\rho}{2}\sum_{t=1}^{N_T}\left[\begin{pmatrix}(P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp})\\ -(P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1)\\ -P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1))\end{pmatrix}^2\right] \quad (۲۴)$$

محدود به قیود (۱) تا (۴)، (۱۴) و (۱۵).

مرحله ۴) بهرهبردار LEC معیار همگرایی زیر را بررسی می‌کند. در صورت عدم تحقق، به مرحله ۵ می‌رود؛ در غیر این صورت، روند تکرار را متوقف می‌کند و نتایج بهینه را منتشر می‌سازد:

$$\left[\sum_{t=1}^{N_T}\sum_{i=1}^{N_I}\begin{pmatrix}(P_{i,t}^{LEC_exp}(k+1) - P_{i,t}^{LEC_imp}(k+1))\\ -(P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1) - P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1))\end{pmatrix}^2\right]^{0.5} \le \varepsilon \quad (۲۵)$$

مرحله ۵) بهربردار LEC قیمت برق مبادله‌شده با اعضاها را به‌روزرسانی می‌کند:

$$\lambda_{i,t}(k+1) = \lambda_{i,t}(k) + \rho\begin{bmatrix}(P_{i,t}^{LEC_exp}(k+1)\\ -P_{i,t}^{LEC_imp}(k+1))\\ -(P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1)\\ -P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1))\end{bmatrix} \quad (۲۶)$$

سپس مقدار تکرار را به‌روزرسانی کرده $k = k+1$ و مقادیر به‌روزرسانی‌شده برق و قیمت آن‌ها برای اعضا ارسال می‌شود. سپس به مرحله ۲ بازمی‌گردد.

لازم به ذکر است که الگوریتم ADMM یک راه‌حل بهینه برای کاهش هزینه کل جامعه پیدا می‌کند، اما به صراحت به توزیع عادلانه منافع و هزینه‌ها بین اعضا نمی‌پردازد. برای ایت منظور می‌توان از ترکیب الگوریتم ADMM با مکانیزم‌های تخصیص منافع مانند Shapley value برای تقسیم منصفانه منفعت بعد از اجرای بهینه‌سازی بین اعضا می‌توان استفاده کرد [۱۷].

۳,٤. الگوریتم حل مبتنی بر افق متحرک

همان‌طور که در فلوچارت شکل (۴) مشخص شده، سه مسئله برای برنامه‌ریزی انرژی، برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری، و برنامه‌ریزی ارائه انعطاف‌پذیری حل می شوند. برای این منظور با مقایسه τ با زمان‌های از پیش تعریف شده t_0, t_1, t_2، یکی از این مسائل انتخاب و بهینه‌سازی می‌شود تا نتایج برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری به دست آید:

برای برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیری، ابتدا مسئله برنامه‌ریزی انرژی بدون در نظر گرفتن انعطاف‌پذیری، یعنی مسئله برنامه‌ریزی انرژی، حل شده و توان وارداتی در طول دوره فعال سازی به‌عنوان پروفیل مبنا در نظر گرفته می شود. سپس، مسئله برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری حل می‌شود تا پیشنهادهای انعطاف‌پذیری در طول دوره فعال‌سازی تعیین گردد.

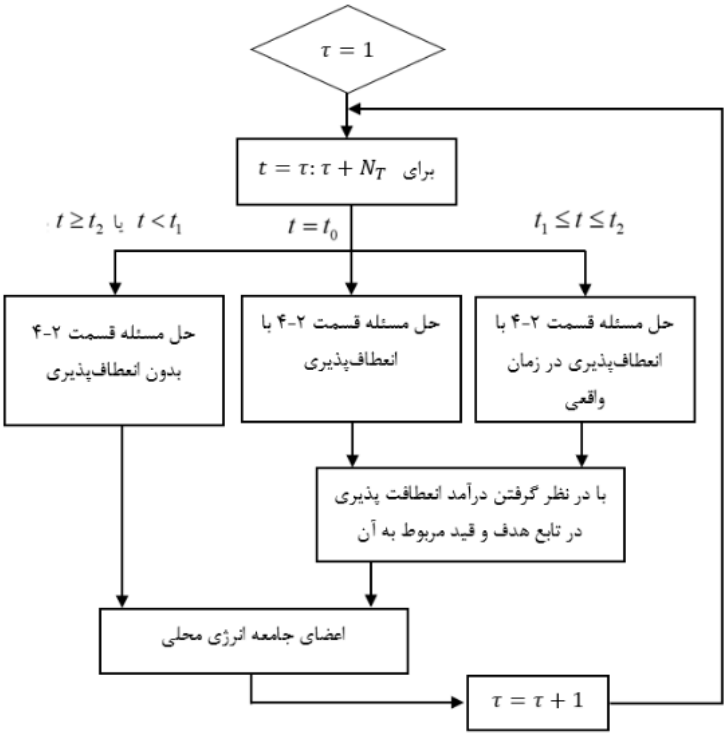
اگر $t < t_1$ یا $t \ge t_2$ با شد، مقدار بهینه توان مبادله شده اعضا با شبکه محلی که از حل مسئله برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری به دست می‌آید، برای اعضا ارسال می‌شود.. اگر $t = t_0$ ، پیشنهادهای ارائه انعطاف‌پذیری به اپراتور شبکه توزیع ارسال می‌شود. سپس، پیش از شروع بازه بعدی، یعنی در زمان $t_0 + 1$ ، بهره‌بردار شبکه توزیع مقادیر پذیرفته شده‌ی انعطاف‌پذیری را به بهره‌بردار جامعه انرژی محلی ارسال می‌کند.

در دوره فعال‌سازی انعطاف‌پذیری، یعنی بازه زمانی $t_1 \le t \le t_2$، بهره‌بردار جامعه انرژی برنامه‌ریزی انرژی را بهینه‌سازی کرده و مقادیر بهینه توان مبادله شده را برای اعضا ارسال می‌کند. همچنین، بهره‌بردار جامعه انرژی محلی اطمینان حاصل می‌کند که توان وارداتی از

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

شبکه به میزان مورد نظر کاهش یابد تا سطح انعطاف‌پذیری پذیرفته‌شده فراهم شود؛ در غیر این صورت، باید جریمه‌ای به DSO پرداخت گردد.

در ساعت بعد افق برنامه‌ریزی به زمان بعدی منتقل می‌شود. سپس، این فرآیند از اولین گام دوباره تکرار می‌شود.



شکل (۴): فلوچارت حل مبتنی بر افق متحرک

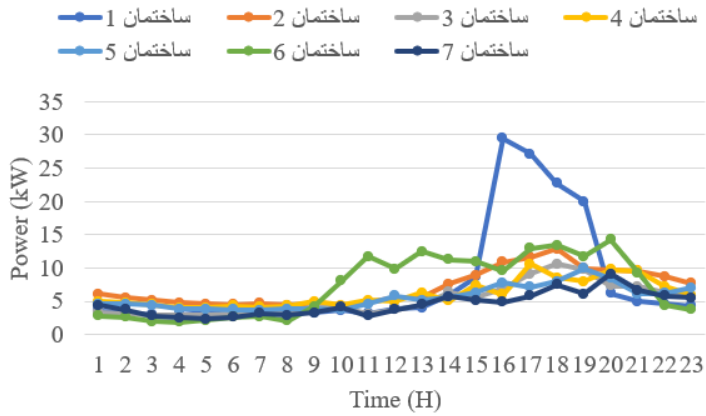
۵. شبیه‌سازی و نتایج

۱،۵. داده‌های شبیه‌سازی

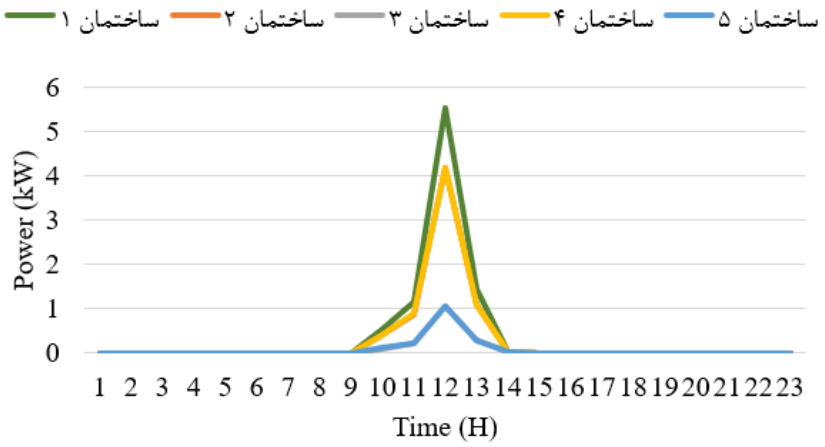
برنامه‌ریزی بهینه‌ی انرژی و انعطاف‌پذیری برای یک روز کامل و با در نظر گرفتن یک جامعه انرژی محلی شامل ۷ ساختمان مسکونی انجام می‌گیرد. از این تعداد ۳ ساختمان دارای پنل خورشیدی، ۲ ساختمان دارای پنل خورشیدی و ذخیره‌ساز انرژی و دو ساختمان بدون پنل خورشیدی و ذخیره‌ساز انرژی می‌باشند.

پروفیل بار و توان خور شیدی تولیدی ساختمان‌های واقع در جامعه انرژی محلی به ترتیب در شکل‌های (۵) و (۶) ن شان داده شده ا ست. همچنین، قیمت خرید برق از شبکه در شکل (۷) ارائه شده است. قیمت ارائه انعطاف‌پذیری برابر با متوسط قیمت خرید برق از شبکه در نظر گرفته می‌شود. ظرفیت باطری‌ها برابر با ۱۰۰ kWh و توان آن‌ها برابر با ۲۰ kW با راندمان ۹۵٪ در نظر گرفته می‌شود.

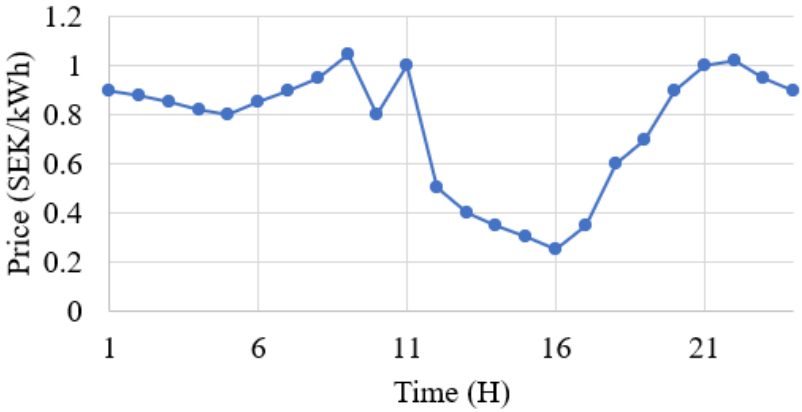
[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]



شکل (۵): پروفیل بار مورد تقاضای ساختمان‌های واقع در LEC



شکل (۶): پروفیل توان خورشیدی تولیدی اعضای LEC



شکل (۷): پروفیل قیمت خرید برق از شبکه

در روش ADMM مقدار ρ برابر با ۲ و مقدار ε برابر با ۰/۱ در نظر گرفته می‌شوند.

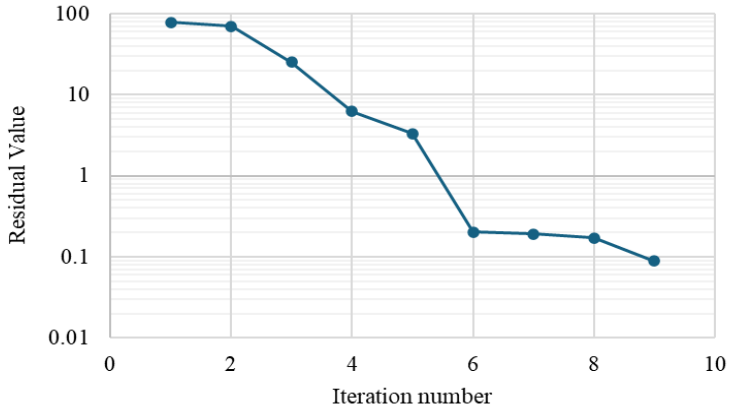
مدل پیشنهادی با استفاده از زبان برنامه‌نویسی پایتون و حل‌کننده‌ی Gurobi پیاده سازی گردیده است. شبیه سازی‌ها روی یک رایانه شخصی با پردازنده Intel Core i7-10700 با فرکانس ۲,۹ گیگاهرتز و حافظه‌ی رم ۳۲ گیگابایت انجام گرفته است.

۲,۵. مطالعات موردی

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

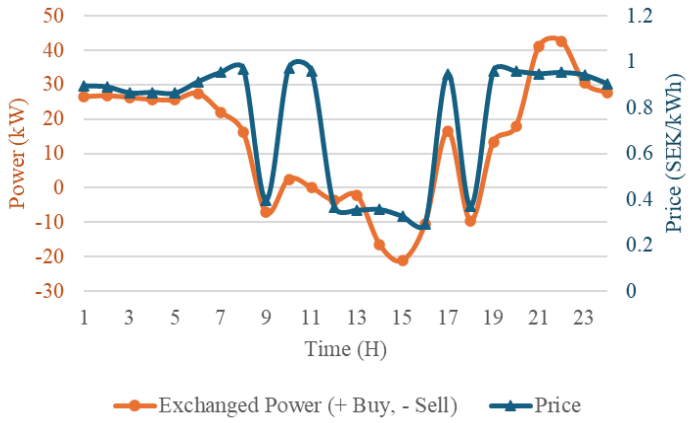
نحوه همگرایی الگوریتم ADMM در شکل (۸) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، ارزش باقیمانده[10] که در رابطه (۲۵) بیان شده، به تدریج کاهش یافته و بعد از ۹ تکرار با رسیدن به مقدار آستانه الگوریتم همگرا می گردد. این کاهش تدریجی نشان‌دهنده‌ی عملکرد پایدار و کارآمد الگوریتم پیشنهادی در رسیدن به نقطه بهینه و همگرایی مناسب در تعداد محدودی از تکرارها می‌باشد. مدت زمان لازم برای همگرایی الگوریتم تقریبا ۱۸ ثانیه می‌باشد.

لازم به ذکر است که پارامتر جریمه ρ نقش مهمی در سرعت همگرایی دارد و انتخاب مناسب آن می‌تواند تأثیر قابل‌توجهی بر کارایی الگوریتم داشته باشد.



شکل (۸): نحوه همگرایی الگوریتم ADMM

شکل (۹) نمایی از توان تبادلی میان جامعه انرژی محلی و شبکه برق را به همراه قیمت‌های مرتبطه نمایش می‌دهد. مطابق نتایج، بهره‌بردار جامعه انرژی محلی در اغلب ساعات اقدام به خرید برق از شبکه می‌نماید؛ به‌جز در بازه‌های زمانی ساعت ۹، ۱۲ الی ۱۶ و ساعت ۱۸ که در آن‌ها فروش برق به شبکه انجام شده است. با این حال، با توجه به فاصله چشمگیر میان قیمت خرید و فروش برق، و در نبود زیرساخت یا ظرفیت لازم برای بهره‌برداری محلی از برق مازاد توسط ساختمان‌های مسکونی، امکان استفاده مؤثر از این انرژی مازاد فراهم نبوده است. بنابراین، استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی بیشتر برای افزایش استفاده از این مازاد برق در جامعه انرژی محلی توجیه‌پذیر می‌باشد.



شکل (۸): توان ساعتی مبادله شده بین جامعه انرژی محلی و شبکه برق و قیمت مربوطه

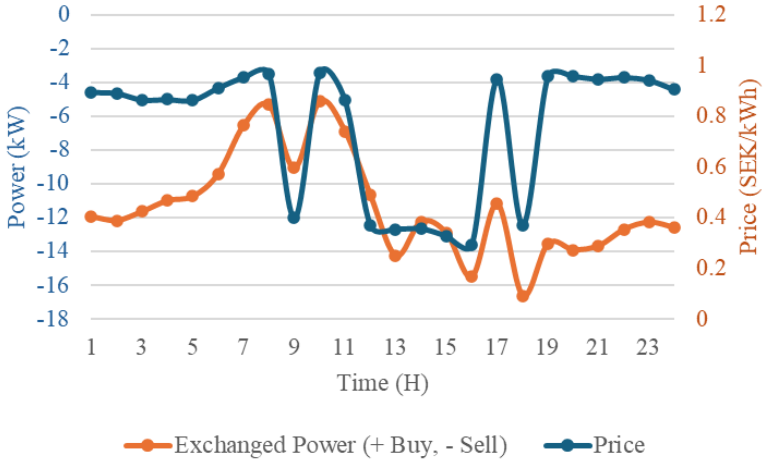
شکل‌های (۹) و (۱۰) توان تبادلی بین دو ساختمان مسکونی نمونه و جامعه انرژی محلی را به همراه قیمت‌های متناظر نمایش می‌دهند. همان‌طور که مشاهده می‌شود، ساختمان اول صرفاً به فروش برق می‌پردازد، در حالی که ساختمان دوم تنها در ساعات ۱ تا ۸، ۱۷ و ۲۰ تا

[10] Residual value

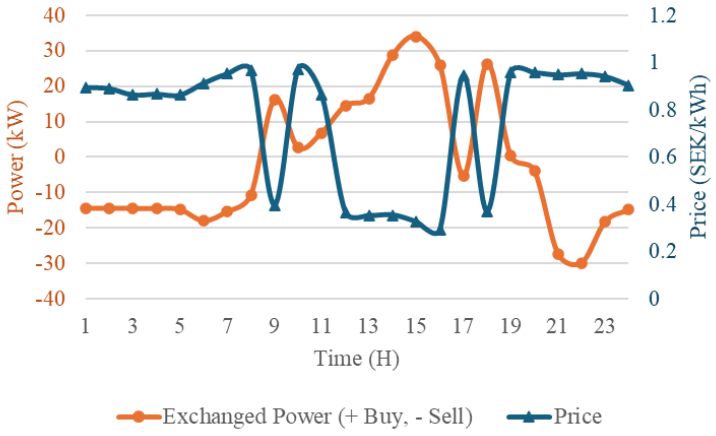
[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

۲۴ اقدام به فروش برق می‌کند. دلیل این موضوع همانطور که در شکل‌ها نیز مشخص است بالاتر بودن قیمت برق در شبکه در این ساعت‌ها می‌باشد که خرید برق از شبکه را هزینه‌بر کرده و درنتیجه بهره‌بردار جامعه انرژی محلی نتنها در این ساعت‌ها نیاز بارهای داخلی را تامین کرده بلکه مقدار اضافه را به شبکه برق می‌فروشد.

قیمت‌های مبادله انرژی بین ساختمان‌های مسکونی و شبکه محلی در واقع ضرایب لاگرانژ می‌باشند که در الگوریتم ADMM تعیین می‌گردند. با توجه به اینکه پر شدگی شبکه محلی در نظر گرفته نشده، قیمت‌های مبادله برق میان ساختمان‌های مسکونی و شبکه محلی، به قیمت شبکه برق نزدیک می‌باشد. بنابراین، در ساعاتی که بهره‌بردار جامعه انرژی محلی از شبکه برق توان خریداری می‌کند، ساختمان اول برق خود را به ساختمان دوم از طریق شبکه محلی می‌فروشد و به این ترتیب درآمد خود را افزایش می‌دهد. با این حال، درآمدساختمان اول در ساعات ۱ تا ۸، ۱۷ و ۲۰ تا ۲۴ کاهش می‌یابد؛ زیرا در این بازه‌ها ساختمان دوم نیازی به توان اضافی ندارد و هر دو منطقه برق مازاد خود را با قیمت پایین‌تری به شبکه سراسری می‌فروشند.



شکل (۹): توان ساعتی مبادله شده بین ساختمان اول و شبکه محلی و قیمت مربوطه



شکل (۱۰): توان ساعتی مبادله شده بین ساختمان دوم و شبکه محلی و قیمت مربوطه

در جدول (۱)، هزینه‌های بهره‌برداری از جامعه انرژی محلی و ساختمان‌ها با استفاده از مدل متمرکز و غیرمتمرکز برای روز مربوطه مقایسه شده‌اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود، نتایج حاصل از مدل‌های متمرکز و غیرمتمرکز تقریباً یکسان هستند که این موضوع، دقت و صحت مدل غیرمتمرکز توسعه‌یافته را تأیید می‌کند.

جدول (۱): مقایسه هزینه‌های بهره‌برداری جامعه انرژی و ساختمان با استفاده از مدل متمرکز و غیر متمرکز

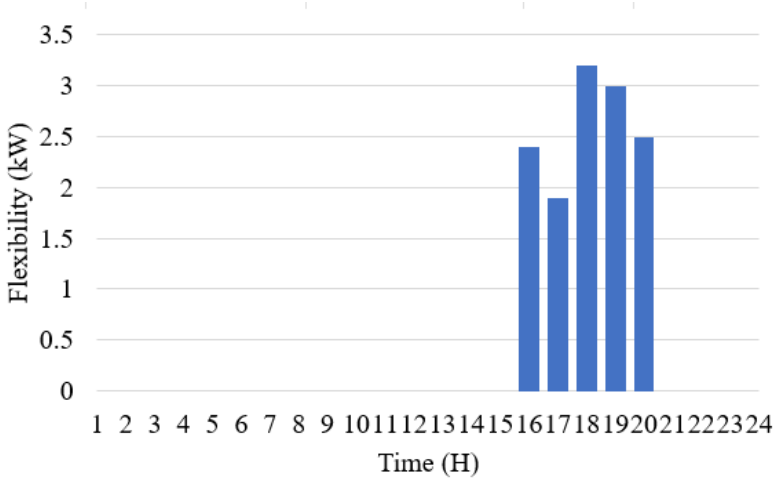
ساختمان	مدل متمرکز (SEK)	مدل غیر متمرکز (SEK)	اختلاف

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

۱	۱۱۲/۵	۱۱۳	۰/۴۴٪
۲	۹۸/۳	۹۸/۳۵	۰/۰۵٪
۳	۱۰۵/۷	۱۰۵/۸	۰/۰۵٪
۴	۱۲۰/۴	۱۲۰/۵	۰/۰۵٪
۵	۹۳/۶۰	۹۳/۶۵	۰/۰۵٪
۶	۱۰۱/۲۰	۱۰۱/۲۵	۰/۰۵٪
۷	۱۱۰	۱۱۰/۱	۰/۰۵٪
LEC	۷۴۱/۷	۷۴۲/۶۵	۰/۱۳٪

به‌منظور ارائه انعطاف‌پذیری، فرض می شود که بهره‌بردار شبکه توزیع در ساعت ۸:۰۰ درخوا ست خود را به بهره‌بردار جامعه انرژی محلی ارسال می‌کند تا در بازه زمانی ۱۲:۰۰ تا ۲۰:۰۰ خدمات انعطاف‌پذیری ارائه شود.

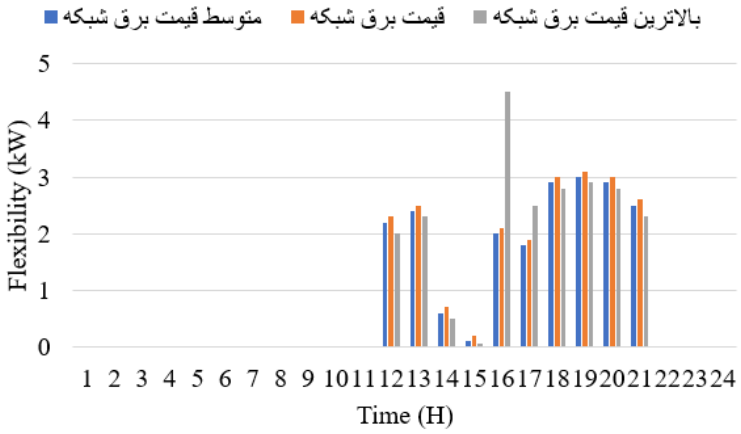
میزان انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده در شکل (۱۱) نشان داده شده ا ست. این انعطاف‌پذیری با د شارژ بیشتر و شارژ کمتر ذخیره سازهای انرژی نسبت به برنامه‌ریزی قبلی آن‌ها صورت می‌گیرد. همانطور که مشاهده می شود دوره‌ی فعال سازی انعطاف‌پذیری از ساعت ۱۲:۰۰ تا ۲۰:۰۰ می‌با شد؛ با این حال، همان‌طور که در شکل (۱۱) نشان داده شده ا ست، برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیری تنها از ساعت ۱۶:۰۰ تا ۲۰:۰۰ صورت می‌گیرد. دلیل این امر آن ا ست که قیمت انعطاف‌پذیری به اندازه‌ای نی ست که افزایش هزینه‌ی کل جامعه انرژی نا شی از ارائه‌ی انعطاف‌پذیری در کل بازه‌ی زمانی فعال‌سازی را پوشش دهد.



شکل (۱۱): انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده

همان‌طور که در شکل (۱۲) مشاهده می‌شود، میزان انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی‌شده‌ی زمانی که قیمت انعطاف‌پذیری برابر با قیمت شبکه در نظر گرفته می‌شـــود، اندکی افزایش می‌یابد. ولی، زمانی که قیمت انعطاف‌پذیری برابر با بیشـــترین قیمت شـــبکه فرض می‌شـــود، میزان انعطاف‌پذیری افزایش می‌یابد. بنابراین، برای اســـتفاده‌ی کامل از پتانســـیل انعطاف‌پذیری قابل ارائه توســـط جامعه انرژی محلی، بهره‌بردار شبکه توزیع باید یک قیمت منصفانه برای انعطاف‌پذیری در نظر بگیرد.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]



شکل (۱۲): انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده در قیمت‌های مختلف

در جدول (۲) هزینه و درآمد کل ساختمان در دو حالت برنامه‌ریزی صرفاً انرژی و برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد که اگرچه با افزودن خدمات انعطاف‌پذیری، هزینه کل افزایش می‌یابد، اما این افزایش با درآمد حاصل از ارائه انعطاف‌پذیری جبران شده و در نهایت منجر به کاهش هزینه خالص پرداختی جامعه انرژی محلی می‌شود.

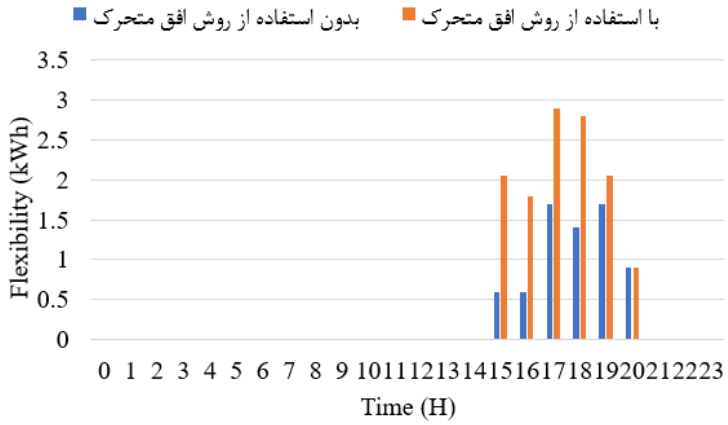
جدول (۲): مقایسه هزینه و درآمد کل جامعه انرژی محلی در دو حالت برنامه‌ریزی انرژی و برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری

	برنامه‌ریزی انرژی	برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیری		
		متوسط قیمت	قیمت برق	بیشینه قیمت
هزینه (SEK)	۷۴۲/۶۵	۷۶۱/۱۷	۷۶۱/۱۷	۷۹۳/۸۶
درآمد (SEK)	۰	۲۸/۱۰	۴۲/۱۵	۱۱۷/۰۸
هزینه خالص (SEK)	۷۴۲/۶۵	۷۳۳/۰۷	۷۱۹/۰۲	۶۷۶/۷۸

برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در بار و توان تولیدی پنل‌های خورشیدی ساختمان‌های مسکونی واقع در جامعه انرژی محلی، مقادیر تصادفی به داده‌های مربوط به توان تولیدی و بار افزوده می شود. این مقادیر تصادفی از توزیع نرمال با واریانس ۵ در صد نسبت به مقدار اصلی داده‌ها به دست می‌آید. به عبارت دیگر، برای هر مقدار توان تولیدی یا بار ساختمان، یک مقدار تصادفی با میانگین صفر و واریانس ۵ در صد از مقدار اصلی به آن افزوده می شود. این روش به منظور شبیه سازی عدم قطعیت‌های ناشی از تغییرات تصادفی در تولید انرژی و تقاضای بار در طول زمان ارائه انعطاف‌پذیری به کار می‌رود.

همانطور که توضیح داده شد برای مقابله با عدم قطعیت در مدل ارائه شده از روش افق برنامه‌ریزی متحرک استفاده می‌شود. نتایج به دست آمده از انعطاف‌پذیری ارائه شده با و بدون استفاده از روش افق متحرک در شکل (۱۳) مقایسه شده است. همانطور که مشاهده می شود، بدون استفاده از روش افق متحرک، میزان انعطاف‌پذیری ارائه شده به مقدار قابل توجهی کاهش می‌یابد که می‌تواند سبب اعمال جریمه توسط بهره‌بردار شبکه توزیع گردد.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]



شکل (۱۲): مقایسه انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده با و بدون در نظر گرفتن روش افق متحرک

لازم به ذکر است که نیازهای بهره‌بردار شبکه توزیع می‌توانند پویا و نامشخص باشند و ارزیابی مدل پیشنهادی در این مقاله صرفاً بر اساس یک درخواست انعطاف‌پذیری از پیش تعریف شده، می تواند محدودیت ایجاد کند. برای این منظور می‌توان سناریوهای پیچیده‌تر در شرایط عملیاتی واقعی را در نظر گرفت. بررسی چنین سناریوهایی به عنوان مسیر ادامه این پژوهش پیشنهاد می‌گردد.

٦. نتیجه‌گیری

در این مقاله، برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت هم‌زمان انرژی و انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی ارائه شد. هدف اصلی این برنامه‌ریزی، کاهش هزینه‌های مصرف انرژی در سطح مشترکین و ارائه خدمات انعطاف‌پذیری به بهره‌بردار شبکه توزیع است. در مدل پیشنهادی، هر عضو جامعه انرژی به‌صورت مستقل و با هدف بیشینه‌سازی منافع خود تصمیم‌گیری می‌کند و هماهنگی میان اعضا از طریق الگوریتم ADMM صورت می‌گیرد. برای لحاظ کردن عدم‌قطعیت‌های موجود در پیش‌بینی تولید انرژی خورشیدی و بار مصرفی، از الگوریتم برنامه‌ریزی با افق متحرک استفاده شده است. نتایج ارزیابی کارایی چارچوب پیشنهادی نشان می‌دهد که این روش می‌تواند ضمن کاهش هزینه بهره‌برداری جامعه انرژی محلی، قابلیت ارائه انعطاف‌پذیری را به بهره‌بردار شبکه توزیع را ممکن می‌کند. در ادامه این کار پیشنهاد می‌گردد که بازاری در سطح شبکه توزیع برای خرید انعطاف‌پذیری از چندین جامعه انرژی محلی تو سعه داده شود که بهره‌بردار شبکه توزیع بتواند مقدار کافی از انعطاف‌پذیری را در یک قیمت منصفانه خریداری کند

منابع

[1] N. Damianakis, G. R. C. Mouli, P. Bauer, and Y. Yu, "Assessing the grid impact of Electric Vehicles, Heat Pumps & PV generation in Dutch LV distribution grids," *Applied Energy*, vol. 352, p. 121878, 2023.

[2] H. Saberi, H. Monsef, and T. Amraee, "Probabilistic congestion driven network expansion planning using point estimate technique," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 17, pp. 4202-4211, 2017.

[3] S. Hussain, C. Lai, and U. Eicker, "Flexibility: Literature review on concepts, modeling, and provision method in smart grid," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 35, p. 101113, 2023.

[4] J. Villar, R. Bessa, and M. Matos, "Flexibility products and markets: Literature review," *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 329-340, 2018.

[5] H. Tang and S. Wang, "Energy flexibility quantification of grid-responsive buildings: Energy flexibility index and assessment of their effectiveness for applications," *Energy*, vol. 221, p. 119756, 2021.

[6] S. A. Mansouri, E. Nematbakhsh, A. R. Jordehi, M. Marzband, M. Tostado-Véliz, and F. Jurado, "An interval-based nested optimization framework for deriving flexibility from smart buildings and electric vehicle fleets in the TSO-DSO coordination," *Applied Energy*, vol. 341, p. 121062, 2023.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]

[7] R. B. Navesi, M. Jadidoleslam, Z. Moradi-Shahrbabak, and A. F. Naghibi, "Capability of battery-based integrated renewable energy systems in the energy management and flexibility regulation of smart distribution networks considering energy and flexibility markets," *Journal of Energy Storage*, vol. 98, p. 113007, 2024.

[8] J. M. Schwidtal *et al.*, "Emerging business models in local energy markets: A systematic review of peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy models," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 179, p. 113273, 2023.

[9] R. Faia, J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, Z. Vale, and J. M. Corchado, "Optimal model for local energy community scheduling considering peer to peer electricity transactions," *IEEE access*, vol. 9, pp. 12420-12430, 2021.

[10] S. Malik, M. Duffy, S. Thakur, B. Hayes, and J. Breslin, "A priority-based approach for peer-to-peer energy trading using cooperative game theory in local energy community," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 137, p. 107865, 2022.

[11] M. M. De Villena, S. Aittahar, S. Mathieu, I. Boukas, E. Vermeulen, and D. Ernst, "Financial optimization of renewable energy communities through optimal allocation of locally generated electricity," *IEEE access*, vol. 10, pp. 77571-77586, 2022.

[12] L. Hou *et al.*, "Optimized scheduling of smart community energy systems considering demand response and shared energy storage," *Energy*, vol. 295, p. 131066, 2024.

[13] S. Lilla, C. Orozco, A. Borghetti, F. Napolitano, and F. Tossani, "Day-ahead scheduling of a local energy community: An alternating direction method of multipliers approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, pp. 1132-1142, 2019.

[14] N. M. Alavijeh, D. Steen, A. T. Le, and S. Nyström, "Capacity limitation based local flexibility market for congestion management in distribution networks: Design and challenges," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 156, p. 109742, 2024.

[15] R. Sharma, N. M. Alavijeh, M. Mohiti, D. Steen, L. A. Tuan, and P. Loveryd, "Flexigrid tools for real-life demonstrations of local energy system concepts at chalmers campus testbed," in *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, 2023: IEEE, pp. 01-06.

[16] N. M. Alavijeh, R. Khezri, M. Mazidi, D. Steen, and A. T. Le, "Profit benchmarking and degradation analysis for revenue stacking of batteries in Sweden's day-ahead electricity and frequency containment reserve markets," *Applied Energy*, vol. 381, p. 125151, 2025.

[17] A. Fleischhacker, C. Corinaldesi, G. Lettner, H. Auer, and A. Botterud, "Stabilizing energy communities through energy pricing or PV expansion," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 728-737, 2021.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-09-22]