

برنامه‌ریزی غیرمت مرکز برای مدیریت همزمان انرژی و انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی

محمد رضا مزیدی

استادیار مهندسی برق قدرت، دانشگاه یزد (نویسنده مسئول)

mrmazidi@yazd.ac.ir

چکیده

تاریخ دریافت:

۱۴۰۴/۰۴/۲۵

تاریخ پذیرش:

۱۴۰۴/۰۶/۰۲

کلمات کلیدی:

انعطاف‌پذیری

برنامه‌ریزی با افق متحرک

بهینه‌سازی غیرمت مرکز

جوامع انرژی محلی

عدم قطعیت

کمینه‌سازی هزینه انرژی

با روند رو به رشد الکتریکی سازی سامانه‌های گرمایشی و حمل و نقل، نیاز به تأمین انعطاف‌پذیری در شبکه‌های توزیع بیش از پیش اهمیت یافته است. در این مقاله، یک چارچوب برنامه‌ریزی غیرمت مرکز برای مدیریت همزمان انرژی و ارائه خدمات انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی ارائه می‌شود. هدف اصلی این برنامه‌ریزی، کاهش هزینه‌های مصرف انرژی در سطح مشترک‌کن 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 فتوولتایک و سامانه ذخیره‌ساز انرژی — به صورت مستقل و با هدف بیشینه‌سازی منافع خود تصمیم‌گیری می‌کند. هماهنگی میان اعضای جامعه انرژی از طریق الگوریتم ADMM که یک روش بهینه‌سازی غیرمت مرکز مبتنی بر تبادل تکراری اطلاعات صورت می‌گیرد. برای لحاظ کردن عدم قطعیت‌های موجود در پیش‌بینی تولید انرژی خورشیدی و بار مصرفی، الگوریتم برنامه‌ریزی با افق متحرک به کار 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.

۱ مقدمه

امروزه، الکتریکی سازی گستردگی در حوزه‌های گرمایش و حمل و نقل، 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 شدگی^۱ فیدرها و ترازو سفورماتورها شده و بهره‌بردار شبکه توزیع^۲ (DSO) را ناگزیر به سرمایه‌گذاری‌های سنگین برای تقویت زیر ساخت‌ها بهمنظور پاسخ‌گویی به بارهای اوج می‌سازد [۲]. در این میان، مفهوم شبکه‌های هوشمند با فراهم آوردن ابزارهای کنترلی و ارتباطی، امکان بهره‌گیری از انعطاف‌پذیری سمت تقاضا^۳ را به عنوان راهکاری مقرن به صرفه و قابل اتکا برای مدیریت تراکم شبکه فراهم کرده است [۳].

انعطاف‌پذیری سمت تقاضا به تعییر مصرف یک مشترک ذسبت به مقدار برنامه‌ریزی شده آن در بازه‌های زمانی کوتاه تا میان‌مدت گفته می‌شود [۴]. در این راستا، بخش ساختمان به عنوان یکی از مهم‌ترین بخش‌های سمت تقاضا در شبکه‌های توزیع، سهم قابل توجهی 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 تو سط 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 تعریفهای مشوق دار متغیر با زمان بر اساس نیاز به انعطاف‌پذیری قابل ارائه تو سط 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 مرسم 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 به طور کامل پاسخگوی نیازهای عملیاتی بهره‌بردار شبکه توزیع باشد. در این زمینه، تشکیل جوامع انرژی محلی^۴ (LEC) به عنوان یک راهکار مؤثر برای تجمعی این منابع در قالب یک موجودیت یکپارچه، می‌تواند ظرفیت انعطاف‌پذیری قابل توجهی را فراهم سازد. این جوامع با همگرایی منابع کوچک قادرند انعطاف‌پذیری بیشتری را به صورت هماهنگ در اختیار بهره‌برداران شبکه یا بازار قرار دهند. علاوه بر این، از طریق مدل‌های بهینه‌سازی مشارکتی و مکانیزم‌های تسهیم منافع، جوامع انرژی محلی می‌توانند هم‌افزایی اقتصادی و فنی بین اعضاء ایجاد کرده و بهبود قابلیت اطمینان و بهره‌وری شبکه‌های توزیع کمک نمایند [۸].

مهمنترین 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، پروژه‌های^۵ (صرف‌کنندگان 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

همتاع) یا با خردفروش برق معامله کنند. نتایج نشان می‌دهد که ترکیب تبادلات همتا به همتا با ذخیره‌سازی انرژی می‌تواند تا ۲۵٪ صرفه‌جویی در هزینه انرژی اعضاي جامعه به همراه داشته باشد. در مرجع [۱۰] یک چارچوب مبتنی بر نظریه بازی‌های مشارکتی^۶ برای تسهیل مبادلات پایدار انرژی در جوامع انرژی محلی پیشنهاد شده است. هدف اصلی، افزایش بهره‌برداری از منابع انرژی تجدیدپذیر، کاهش هزینه‌های برق برای مصرف‌کنندگان، و افزایش درآمد برای پروزومرها از طریق تبادلات همتا به همتا است. تحلیل اقتصادی انجام‌شده نشان می‌دهد که مدل پیشنهادی به طور منصفانه درآمد حاصل از همکاری را بین اعضا توزیع کرده و موجب کاهش هزینه برای مصرف‌کنندگان و افزایش درآمد برای پروزومرها می‌شود. در مرجع [۱۱] یک راهکار مدل‌سازی عملی برای مسئله تخصیص برق تولیدی از منابع تجدیدپذیر در جوامع انرژی تجدیدپذیر ارائه می‌دهد. در این رویکرد، از یک چارچوب بهینه سازی مرکز استفاده می‌شود که هدف آن حداقل سازی مجموع هزینه‌های برق اعضاي 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 هوشمند انرژی می‌پردازد که شامل چندین ساختمان هوشمند 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 بهره‌برداری اقتصادی، اینمی و پایداری محیط‌زیستی می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که این استراتژی می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری را تا ۴۰٪ کاهش داده و مصرف انرژی خورشیدی را تا ۲۲٪ افزایش دهد که نشان‌دهنده تأثیر مثبت آن در کاهش نوسانات شبکه، پاسخ‌گویی هوشمند به اوج بار، تسهیل ادغام انرژی‌های تجدیدپذیر و تضمین امنیت عملکرد شبکه است. در مرجع [۱۳] بر برنامه‌ریزی عملیاتی روز آینده یک جامعه انرژی محلی متصل به شبکه مرکز دارد. مسئله از طریق طراحی یک روش بهینه سازی غیر متمرکز مبتنی بر الگوریتم جهت‌گیری متناوب ضرب‌کننده‌ها (ADMM)^۷ (پیاده‌سازی ADMM) می‌باشد که هر یک از پروزومرها در صورت مشارکت در جامعه انرژی محلی، نسبت به حالتی که تنها با یک تأمین‌کننده انرژی خارجی تعامل دارد، کاهش هزینه یا افزایش درآمد را تجربه می‌کنند.

همان‌طور که مطالعات مروی نشان می‌دهند، مسئله برنامه‌ریزی انرژی در جوامع انرژی محلی تاکنون به‌طور گسترشده مدل سازی و تحلیل شده است. با این حال، موضوع ارائه خدمات انعطاف‌پذیری تو سط این جوامع کمتر مورد توجه قرار گرفته و نیازمند بررسی‌های دقیق‌تری است. در این راستا، در این مقاله یک چهارچوب برنامه‌ریزی غیرمتمرکز برای مدیریت همزمان انرژی و انعطاف‌پذیری در جوامع انرژی محلی پیشنهاد می‌دهد که ضمن کمینه کردن هزینه‌های انرژی مصرفی اعضاي جامعه، قابلیت ارائه خدمات انعطاف‌پذیری به بهره‌بردار شبکه توزیع را نیز داراست. برنامه‌ریزی پیشنهادی به سه مرحله متوالی تقسیم می‌شود: 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 است. در مرحله دوم، حداکثرسازی درآمد از محل ارائه خدمات انعطاف‌پذیری جامعه انرژی مدنظر قرار می‌گیرد. در این دو مرحله، هماهنگی میان اعضاي جامعه انرژی از طریق الگوریتم ADMM که یک روش بهینه سازی غیرمتمرکز مبتنی بر تبادل تکراری اطلاعات صورت می‌گیرد. در مرحله سوم، میزان انعطاف‌پذیری پذیرفته شده 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: توسعه یک چارچوب بهینه سازی که به‌طور همزمان به برنامه‌ریزی انرژی و مدیریت انعطاف‌پذیری در سطح مشترکین 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)

استفاده از رویکرد بهینه‌سازی غیرمت مرکز مبتنی بر تبادل اطلاعات تکراری: طراحی یک روش غیرمت مرکز برای برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری به منظور حفظ حداکثری محramانگی مشخصات تجهیزات پروزومرها و پیش‌بینی‌های تولید و بار، با استفاده از روش بهینه‌سازی غیر مت مرکز ADMM.

به کارگیری الگوریتم برنامه‌ریزی با افق مت حرک تحت عدم قطعیت: پیاده‌سازی چارچوب پیشنهادی در بستر یک الگوریتم افق مت حرک جهت مدیریت عدم قطعیت‌های موجود در پیش‌بینی بار و تولید منابع تجدیدپذیر، با هدف افزایش دقت تصمیم‌گیری در زمان واقعی و بهبود عملکرد سیستم.

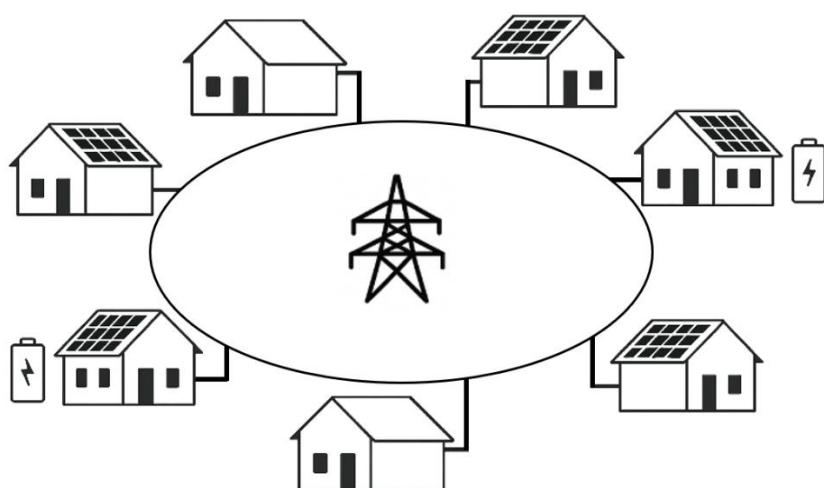
در ادامه این مقاله، در بخش ۲ برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری در یک جامعه انرژی محلی توضیح داده می‌شود. در بخش ۳ مدل سازی مسئله ارائه می‌گردد. سپس در بخش ۴، مدل غیرمت مرکز و الگوریتم حل آن با در نظر گرفتن برنامه‌ریزی با افق مت حرک توضیح داده می‌شود. در نهایت در بخش ۵، نتایج به دست آمده ارائه می‌گردد.

۲. برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری در یک جامعه انرژی محلی

۲.۱. توصیف جامعه انرژی محلی

جامعه انرژی محلی به گروهی از مصرف‌کنندگان انرژی اطلاق می‌شود که با هدف افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌ها و ارتقاء پایداری زیست‌محیطی، در تولید، ذخیره‌سازی و بهاشترانک‌گذاری انرژی به صورت محلی مشارکت می‌کنند. این جامعه معمولاً شامل چندین ساختمان مسکونی، تجاری یا صنعتی است که از منابع انرژی تجدیدپذیر مانند پنل‌های خورشیدی بهره می‌برند و ممکن است به سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی مانند باتری‌ها نیز مجذب 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 تولید شده 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 سطح جامعه بر عهده اپراتور جامعه است، که وظیفه هماهنگی جریان انرژی، پایش داده‌ها، تسويیه مالی میان اعضاء و ارتباط مستقیم با DSO را بر عهده دارد. ارتباط میان اعضای جامعه و بهره‌بردار جامعه از طریق سیستم مدیریت انرژی^۹ (EMS)

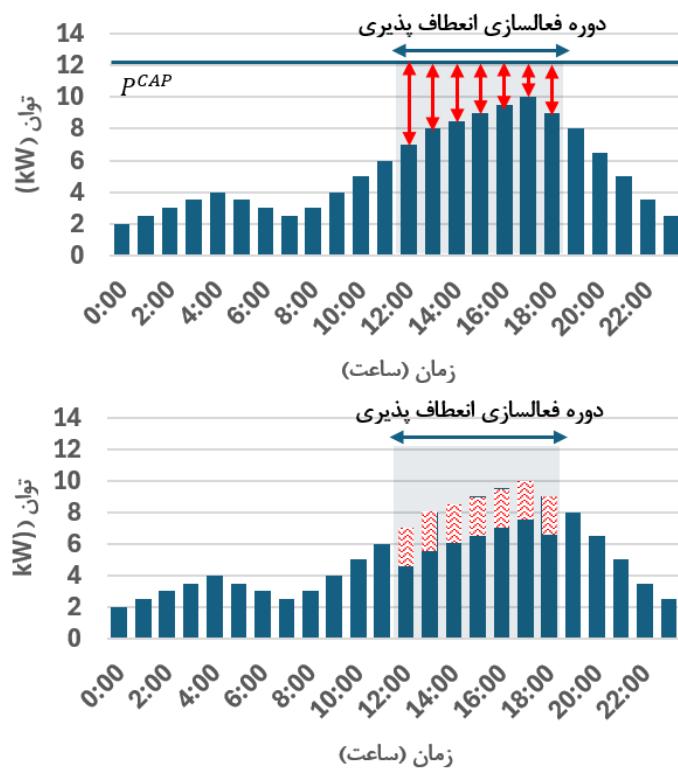
⁹ Energy Management System (EMS)

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 خطأ 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 تعیین شده توسط DSO است، از جمله محدودیت تزریق توان و سطح ولتاژ.
- قیمت خرید و فروش انرژی بین اعضا بر اساس مکانیزم داخلی جامعه تعیین می‌شود، در حالی که تبادلات با شبکه بر اساس تعریف یا قیمت بازار عمده فروشی انجام می‌گیرد.
- جامعه انرژی می‌تواند در صورت نیاز، خدمات جانبی مانند پیک‌سنجری یا تأمین ذخیره را به DSO ارائه دهد.

۲.۲. روش مدل‌سازی انعطاف‌پذیری

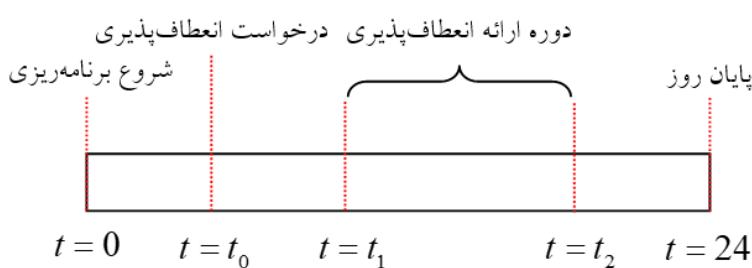
بر اساس تعریف ارائه شده برای انعطاف‌پذیری، دو رویکرد اصلی برای مدل سازی آن وجود دارد که در شکل (۲) نمایش داده شده‌اند. در رویکرد نخست، انعطاف‌پذیری به صورت یک محصول محدودیت ظرفیت به DSO ارائه می‌شود. در این روش، پارامتر P^{Cap} بیانگر حد بالای ظرفیت است که باید بر مبنای مقداری تعیین شود که مورد توافق 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 به صورت 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 مدل سازی انعطاف‌پذیری استفاده می‌شود. بدین منظور، بهره‌بردار جامعه انرژی با حل مسئله زمان‌بندی انرژی بدون در نظر گرفتن انعطاف‌پذیری، پروفایل مبنای تبادل توان با شبکه بالادستی را به دست می‌آورد.



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، بهره‌بردار 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 پذیرفته شده مطلع می‌شود. مقدار پذیرفته شده 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 فعال‌سازی باید کاهش یابد؛ در غیر این صورت، جریمه‌های اعمال خواهد شد. در بخش بعد، مدل‌سازی 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

۳.۱. تابع هدف

هدف بهره‌بردار جامعه انرژی محلی، کمینه سازی مجموع هزینه‌های تأمین انرژی است که شامل هزینه خرید برق از شبکه سراسری 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 انعطاف‌پذیری، درآمد کسب کند. بنابراین تابع هدف به صورت زیر تعریف می‌گردد:

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

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

۲.۳. محدودیت‌ها

تعادل توان در جامعه انرژی محلی: به منظور تضمین 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:

$$P_t^{buy} - P_t^{sell} = \sum_{i=1}^{N_I} P_{i,t}^{imp} - \sum_{i=1}^{N_I} P_{i,t}^{exp} \quad (2)$$

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

به دلیل ظرفیت شبکه جامعه انرژی محلی، توان‌های مبادله شده با شبکه برق و اعضای جامعه محدود به یک مقدار بیشینه می‌باشند. همچنین، امکان انرژی الکتریکی همزمان با شبکه بالادستی و نیز با اعضای جامعه وجود ندارد. برای این منظور قیود زیر در نظر گرفته می‌شوند:

$$P_t^{buy} \leq P^{grid_cap} \cdot u_t^{buy} \quad (3)$$

$$P_t^{sell} \leq P^{grid_cap} \cdot (1 - u_t^{buy}) \quad (4)$$

$$P_t^{imp} \leq P^{agent_cap} \cdot u_t^{imp} \quad (5)$$

$$P_t^{exp} \leq P^{agent_cap} \cdot (1 - u_t^{imp}) \quad (6)$$

تعادل توان در اعضا جامعه انرژی محلی: به طور مشابه، برای تضمین عملکرد پایدار یک عضو 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:

$$P_{i,t}^{exp} - P_{i,t}^{imp} = P_{i,t}^{PV} + P_{i,t}^{dis} - P_{i,t}^{Load} - P_{i,t}^{cha} \quad (7)$$

در رابطه (۷)، $P_{i,t}^{cha}$ ، $P_{i,t}^{Load}$ ، $P_{i,t}^{dis}$ ، $P_{i,t}^{PV}$ و $P_{i,t}^{imp}$ به ترتیب توان تولیدی پل خورشیدی، توان دشارژ باتری، توان بار مصرفی، و توان شارژ باتری عضو i 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 وضعیت شارژ باتری در رابطه (۱۰) بیان شده است. وضعیت شارژ اولیه ذخیره‌ساز در رابطه (۱۱) تعریف

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 با تری جلوگیری می‌شود.

$$P_{i,t}^{dis} \leq P^{dis_max} \cdot u_{i,t}^{dis} \quad (18)$$

$$P_{i,t}^{cha} \leq P^{cha_max} \cdot u_{i,t}^{cha} \quad (19)$$

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + \eta^{ch} P_{i,t}^{cha} / E - P_{i,t}^{dis} / (\eta^{di} E) \quad (20)$$

$$SOC_0 = SOC^{ini} \quad (21)$$

$$SOC^{min} \leq SOC_t \leq SOC^{max} \quad (22)$$

$$u_t^{dis} + u_t^{cha} \leq 1 \quad (23)$$

در نظر گرفتن استهلاک با تری سبب غیر خطی شدن مدل پیشنهادی می‌گردد که همگرایی الگوریتم ADMM را تضمین نمی‌کند. به عنوان مسیر ادامه این پژوهش پیشنهاد می‌گردد مدل خطی استهلاک با تری 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:

$$P_{i,t}^{flex} \leq P_{i,t}^{buy_base} - P_{i,t}^{buy} \quad (24)$$

در رابطه (۲۴)، $P_{i,t}^{buy_base}$ پروفیل مبنای 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:

$$P^{peak} \geq P_t^{buy} \quad (25)$$

۴. مدل سازی مسئله به صورت غیرمت مرکز

در این بخش، مسئله به صورت غیرمت مرکز فرمول بندی می‌شود. برخلاف رویکرد مت مرکز، مسئله غیرمت مرکز تصمیم‌گیری را به اعضای جامعه انرژی محلی می‌سپارد. این رویکرد میزان اطلاعاتی که هر عضو باید به اشتراک بگذارد را کاهش می‌دهد و بنابراین تبادل داده‌ها را به حداقل می‌رساند و حریم خصوصی را حفظ می‌کند. در ادامه، ابتدا روش بهینه‌سازی ADMM توضیح داده می‌شود و سپس از آن برای توسعه مسئله غیرمت مرکز استفاده می‌شود.

۴.۱. روش بهینه‌سازی ADMM

یک مسئله بهینه‌سازی کلی در فرم مت مرکز به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\min_{x,z} \quad f(x) + g(z) \quad (26)$$

$$Ax + Bz = c \quad (27)$$

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 به صورت غیرمت مرکز، روش ADMM تابع لاگرانژ افزایش یافته را معرفی می‌کند:

$$L(x, z, \lambda) = f(x) + g(z) + \lambda^T(Ax + Bz - c) + \frac{\rho}{2} \|Ax + Bz - c\|^2 \quad (18)$$

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

الگوریتم ADMM به صورت تکراری و در سه گام زیر اجرا می‌شود:

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

$$x^{(k+1)} = \min_x \left(f(x) + \frac{\rho}{2} \|Ax + Bz^{(k)} - c\|^2 \right) \quad (19)$$

- ۲ بهروزرسانی متغیرهای سراسری: متغیر دوگان به منظور اجرای قید و همگرایی سیستم به روزرسانی می‌شود:

$$z^{(k+1)} = \min_z \left(g(z) + \frac{\rho}{2} \|Ax^{(k+1)} + Bz - c\|^2 \right) \quad (20)$$

- ۳ بهروزرسانی متغیر دوگان: متغیر دوگان به منظور اجرای قید و همگرایی سیستم به روزرسانی می‌شود:

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \rho \left(Ax^{(k+1)} + Bz^{(k+1)} - c \right) \quad (21)$$

۴. پیاده‌سازی مسئله با روش ADMM

تابع لاگرانژ افزایش یافته برای مسئله بهینه‌سازی غیرمت مرکز به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\begin{aligned} \min_{x \in X, z \in Z} L(x, z, \lambda) = & \\ & \sum_{t=1}^{N_T} \left\{ \pi_t^{buy} \cdot P_t^{buy} - \pi_t^{sell} \cdot P_t^{sell} \right\} + \pi^{peak} \cdot P^{peak} + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_I} \lambda_{i,t} \cdot \left[(P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp}) \right. \\ & \left. - (P_{i,t}^{Agent_exp} - P_{i,t}^{Agent_imp}) \right] + \frac{\rho}{2} \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_I} \left[(P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp}) - (P_{i,t}^{Agent_exp} - P_{i,t}^{Agent_imp}) \right]^2 \end{aligned} \quad (22)$$

همان طور که ذکر شد، رابطه (۲۲) جداسازی پذیر است و مسائل بهره‌برداری جامعه انرژی محلی و اعضای آن می‌تواند به صورت غیرمت مرکز 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 ساختار 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 می‌شود. 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:

$$\begin{aligned} z^{(k+1)} = & \\ \min_z \sum_{t=1}^{N_T} \lambda_{i,t}(k) & \left(- \left(P_{i,t}^{Agent_exp} - P_{i,t}^{Agent_imp} \right) \right) + \frac{\rho}{2} \sum_{t=1}^{N_T} \left[\begin{pmatrix} (P_{i,t}^{LEC_exp}(k) - P_{i,t}^{LEC_imp}(k))^2 \\ -(P_{i,t}^{Agent_exp} - P_{i,t}^{Agent_imp}) \end{pmatrix} \right]^2 \end{aligned} \quad (23)$$

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/ الصادرات برق را به LEC ارسال می‌کند.

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

$$x^{(k+1)} = \min_x \sum_{t=1}^{N_T} \left[\pi_t^{buy} \cdot P_t^{buy} - \pi_t^{sell} \cdot P_t^{sell} \right] + \pi^{elec, peak} \cdot P^{peak} + \sum_{t=1}^{N_T} \left[\lambda_{i,t}(k)(P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp}) \right] + \frac{\rho}{2} \sum_{t=1}^{N_T} \begin{bmatrix} (P_{i,t}^{LEC_exp} - P_{i,t}^{LEC_imp})^2 \\ -(P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1)) \\ -P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1) \end{bmatrix}^2 \quad (24)$$

محدود به قیود (۱) تا (۴) 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:

$$\left[\sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_I} \begin{bmatrix} (P_{i,t}^{LEC_exp}(k+1) - P_{i,t}^{LEC_imp}(k+1)) \\ -(P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1) - P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1)) \end{bmatrix}^2 \right]^{0.5} \leq \varepsilon \quad (25)$$

مرحله ۵) بهره‌بردار LEC قیمت برق مبادله شده با اعضاه را بهروزسانی می‌کند:

$$\lambda_{i,t}(k+1) = \lambda_{i,t}(k) + \rho \begin{bmatrix} (P_{i,t}^{LEC_exp}(k+1) \\ -P_{i,t}^{LEC_imp}(k+1) \\ -(P_{i,t}^{Agent_exp}(k+1) \\ -P_{i,t}^{Agent_imp}(k+1)) \end{bmatrix} \quad (26)$$

سپس مقدار تکرار را بهروزسانی کرده $k = k + 1$ و مقادیر بهروزسانی شده برق و قیمت آن‌ها برای اعضاه ارسال می‌شود. سپس به مرحله ۲ بازمی‌گردد.

لازم به ذکر است که الگوریتم ADMM یک راه حل بهینه برای کاهش هزینه کل جامعه پیدا می‌کند، اما به صراحت به توزیع عادلانه منافع و هزینه‌ها بین اعضاه 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 اعضاه می‌توان استفاده کرد [۱۷].

۴.۳. 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 می‌شوند. 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:

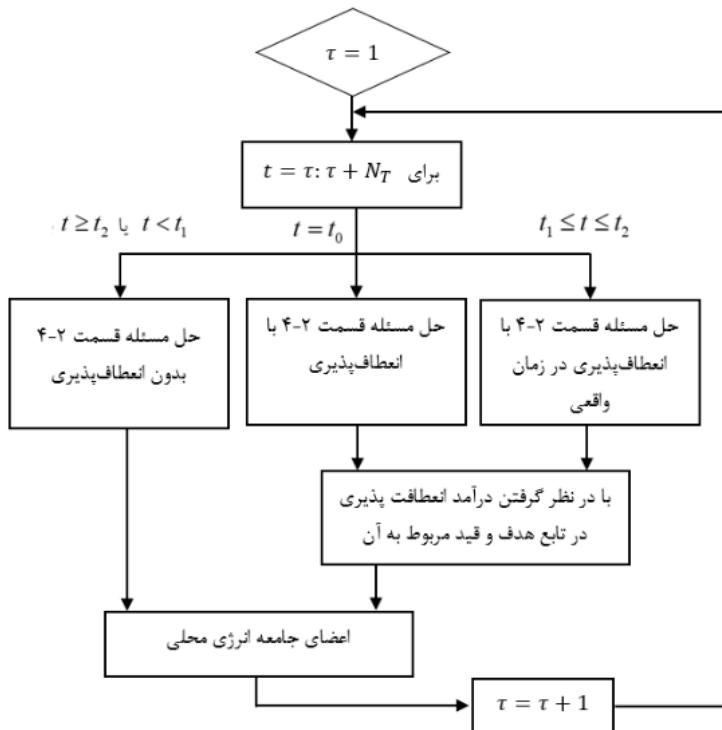
برای برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیری، ابتدا مسئله برنامه‌ریزی انرژی بدون در نظر گرفتن انعطاف‌پذیری، یعنی مسئله برنامه‌ریزی انرژی، حل شده و توان وارداتی در طول دوره فعال سازی به عنوان پروفیل مبنا در نظر گرفته می‌شود. سپس، مسئله برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری حل می‌شود تا پیشنهادهای انعطاف‌پذیری در طول دوره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

اگر $t < t_1$ یا $t \geq t_2$ باشد، مقدار بهینه توان مبادله شده اعضا با شبکه محلی که از حل مسئله برنامه‌ریزی انرژی و انعطاف‌پذیری به دست می‌آید، برای اعضاه ارسال می‌شود. اگر $t_0 = t$ ، 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 شده انعطاف‌پذیری را به بهره‌بردار جامعه انرژی محلی ارسال می‌کند.

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

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

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



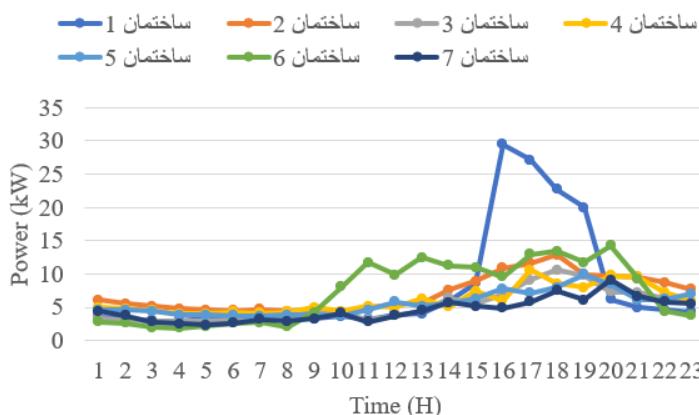
شکل (۴): فلوچارت حل مبتنی بر افق متحرک

۵. شبیه‌سازی و نتایج

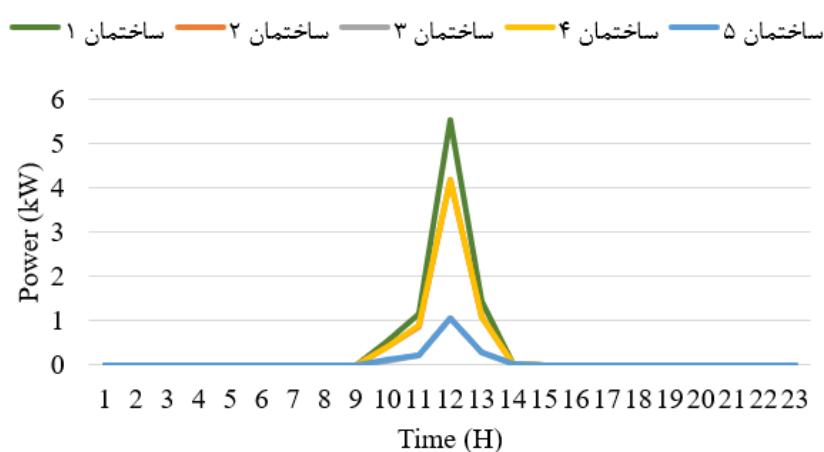
۱.۵. داده‌های شبیه‌سازی

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.

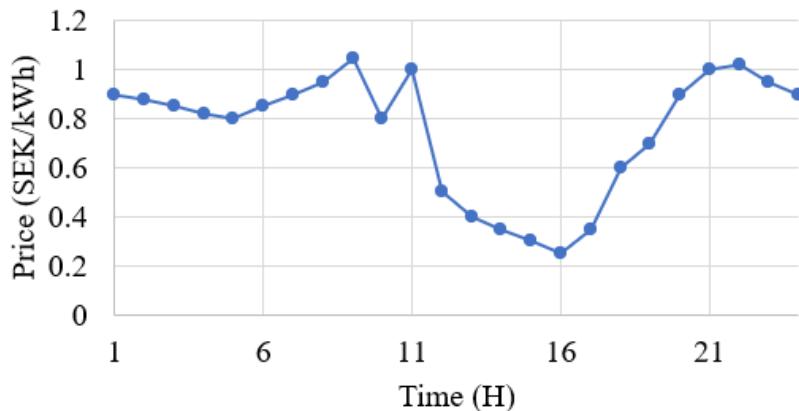
پروفیل بار و توان خورشیدی تولیدی ساختمان‌های واقع در جامعه انرژی محلی به ترتیب در شکل‌های (۵) و (۶) نشان داده شده است. همچنین، قیمت خرید برق از شبکه در شکل (۷) ارائه شده است. قیمت ارائه انعطاف‌پذیری برابر با متوسط قیمت خرید برق از شبکه در نظر گرفته می‌شود. ظرفیت باتری‌ها برابر با 20 kWh و توان آن‌ها برابر با 100 kW با راندمان 95% در نظر گرفته می‌شود.



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

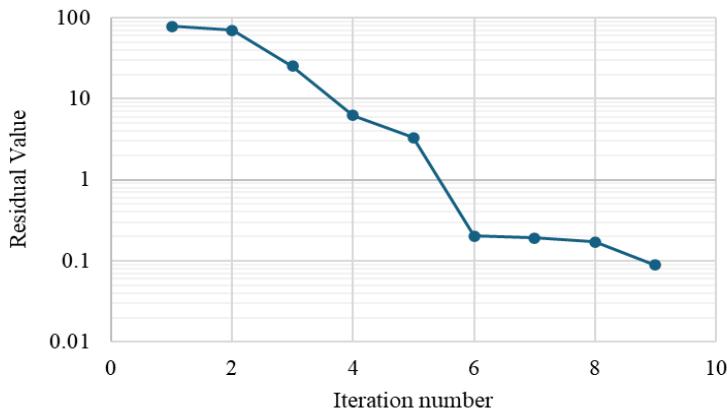
در روش ADMM مقدار ρ برابر با ۲ و مقدار ϵ برابر با 10^{-4} در نظر گرفته می‌شوند.

مدل پیشنهادی با استفاده از زبان برنامه‌نویسی پایتون و حل کننده‌ی 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 موردنی

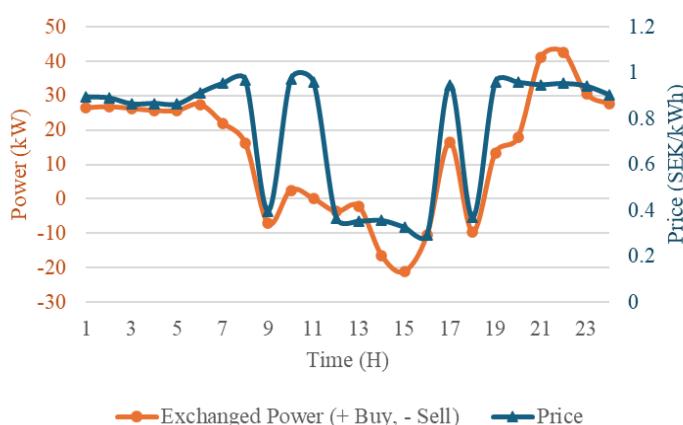
نحوه همگرایی الگوریتم ADMM در شکل (۸) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، ارزش باقیمانده^{۱۰} که در رابطه (۲۵) بیان شده، به تدریج کاهش یافته و بعد از ۹ تکرار با رسیدن به مقدار آستانه الگوریتم همگرا می‌گردد. این کاهش تدریجی نشان‌دهنده عملکرد پایدار و کارآمد الگوریتم پیشنهادی در رسیدن به نقطه بهینه و همگرایی مناسب در تعداد محدودی از تکرارها می‌باشد. مدت زمان لازم برای همگرایی الگوریتم تقریباً ۱۸ ثانیه می‌باشد.

لازم به ذکر است که پارامتر جریمه ρ نقش مهمی در سرعت همگرایی دارد و انتخاب مناسب آن می‌تواند تأثیر قابل توجهی 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 مرتبه نمایش می‌دهد. مطابق نتایج بهره‌بردار جامعه انرژی محلی در اغلب ساعت‌های اقدام به خرید برق از شبکه می‌نماید؛ به جز در بازه‌های زمانی ساعت ۹:۰۰ تا ۱۲:۰۰ و ساعت ۱۸:۰۰ 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.



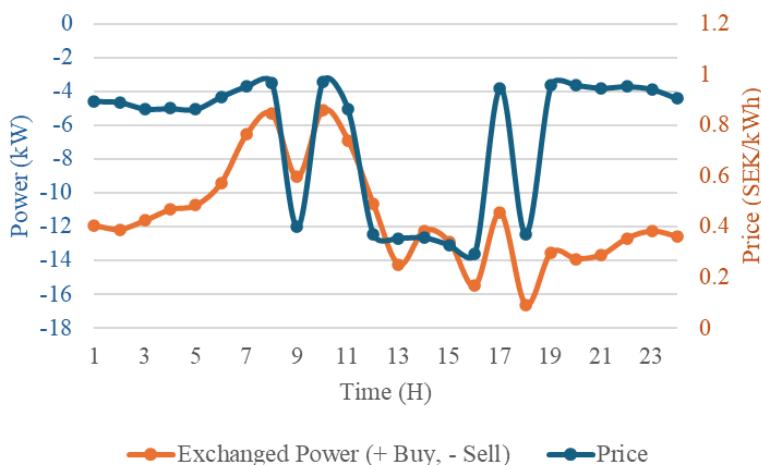
شکل (۹): توان ساعتی مبادله شده میان جامعه انرژی محلی و شبکه برق و قیمت مرتبه

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 ساعت‌های ۱، ۸، ۱۷، ۲۰ و ۲۱ توان

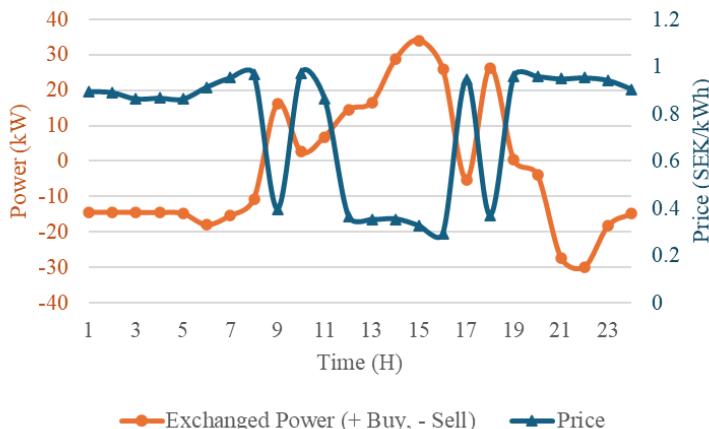
^{۱۰} Residual value

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 تنها در این ساعت‌ها نیاز بارهای داخلی را تأمین کرده بلکه مقدار اضافه را به شبکه برق می‌فروشد.

قیمت‌های مبادله انرژی بین ساختمان‌های مسکونی و شبکه محلی در واقع ضرایب لاغرانژ می‌باشند که در الگوریتم ADMM تعیین می‌گردند. با توجه به اینکه پرشدگی شبکه محلی در نظر گرفته نشده، قیمت‌های مبادله برق میان ساختمان‌های مسکونی و شبکه محلی، به قیمت شبکه برق نزدیک می‌باشد. بنابراین، در ساعت‌ای 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، درآمد ساختمان اول در ساعت ۱ تا ۸ 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 می‌فروشنند.



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 متتمرکز و غیرمتتمرکز برای روز مربوطه مقایسه شده‌اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود، نتایج حاصل از مدل‌های متتمرکز و غیرمتتمرکز تقریباً یکسان هستند که این موضوع، دقیق و صحیح مدل غیرمتتمرکز توسعه یافته را تأیید می‌کند.

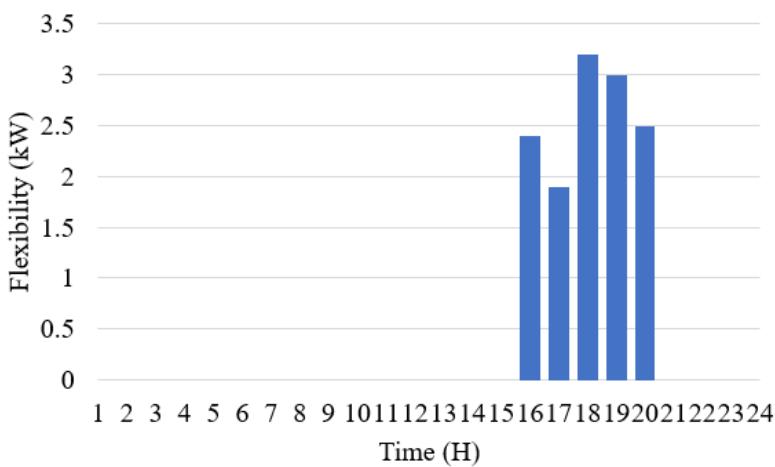
جدول (۱): مقایسه هزینه‌های بهره‌برداری جامعه انرژی و ساختمان با استفاده از مدل متتمرکز و غیر متتمرکز

اختلاف ساختمان	مدل غیر متتمرکز (SEK)	مدل متتمرکز (SEK)
----------------	-----------------------	-------------------

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

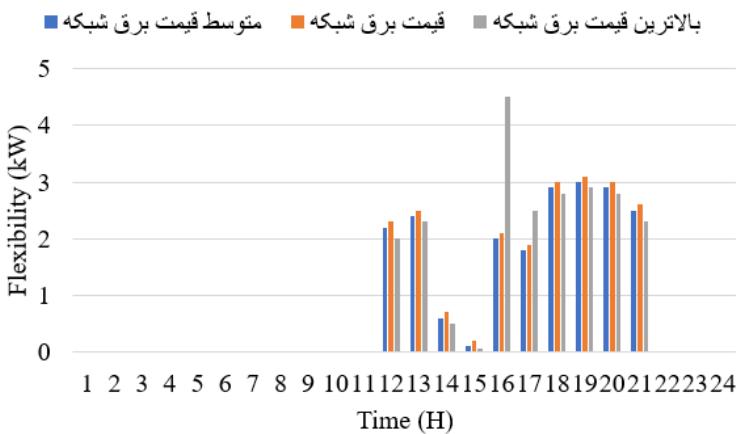
به منظور ارائه انعطاف‌پذیری، فرض می‌شود که بهره‌بردار شبکه توزیع در ساعت ۸:۰۰ درخواست خود را به بهره‌بردار جامعه انرژی محلی ارسال می‌کند تا در بازه زمانی ۱۲:۰۰ تا ۲۰:۰۰ خدمات انعطاف‌پذیری ارائه شود.

میزان انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده در شکل (۱۱) نشان داده شده است. این انعطاف‌پذیری با دشارژ بیشتر و شارژ کمتر ذخیره سازهای انرژی نسبت به برنامه‌ریزی قبلی آن‌ها صورت می‌گیرد. همانطور که مشاهده می‌شود دوره‌ی فعال سازی انعطاف‌پذیری از ساعت ۱۲:۰۰ تا ۲۰:۰۰ می‌باشد؛ با این حال، همان‌طور که در شکل (۱۱) نشان داده است، برنامه‌ریزی انعطاف‌پذیری تنها از ساعت ۱۶:۰۰ تا ۲۰:۰۰ صورت می‌گیرد. دلیل این امر آن است که قیمت انعطاف‌پذیری به اندازه‌ای نیست که افزایش هزینه‌ی کل جامعه انرژی ناشی از ارائه‌ی انعطاف‌پذیری در کل بازه‌ی زمانی فعال سازی را پوشش دهد.



شکل (۱۱): انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده

همان‌طور که در شکل (۱۲) مشاهده می‌شود، میزان انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده‌ی زمانی که قیمت انعطاف‌پذیری برابر با قیمت شبکه در نظر گرفته می‌شود، اندکی افزایش می‌یابد. ولی، زمانی که قیمت انعطاف‌پذیری برابر با بیشترین قیمت شبکه فرض می‌شود، میزان انعطاف‌پذیری افزایش می‌یابد. بنابراین، برای استفاده‌ی کامل از پتانسیل انعطاف‌پذیری قابل ارائه توسط جامعه انرژی محلی، بهره‌بردار شبکه توزیع باید یک قیمت منصفانه برای انعطاف‌پذیری در نظر بگیرد.



شکل (۱۲): انعطاف‌پذیری برنامه‌ریزی شده در قیمت‌های مختلف

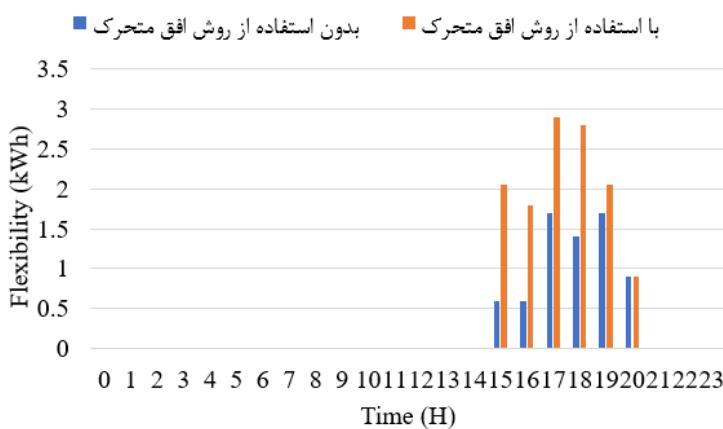
در جدول (۲) هزینه و درآمد کل ساختمان در دو حالت برنامه‌ریزی صرفاً انرژی و برنامه‌ریزی همزمان انرژی و انعطاف‌پذیری مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد که اگرچه با افزودن خدمات انعطاف‌پذیری، هزینه کل افزایش می‌یابد، اما این افزایش با درآمد حاصل از ارائه انعطاف‌پذیری جبران شده و در نهایت منجر به کاهش هزینه 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 پتل‌های خورشیدی ساختمان‌های مسکونی واقع در جامعه انرژی محلی، مقدار تصادفی به داده‌های مربوط به توان تولیدی و بار افزوده می‌شود. این مقدار تصادفی از توزیع نرمال با واریانس ۵ درصد 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 درصد از مقدار اصلی به آن افزوده می‌شود. 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 می‌شود، بدون استفاده از روش افق متحرک، میزان انعطاف‌پذیری ارائه شده به مقدار قابل توجهی کاهش می‌یابد که می‌تواند سبب اعمال جریمه توسط پهراهبردار شبکه توزیع گردد.



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، می‌تواند 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.

۶. نتیجه‌گیری

در این مقاله، برنامه‌ریزی غیرمتتمرکز 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 به صورت مستقل و با هدف بیشینه‌سازی منافع خود تصمیم‌گیری می‌کند و هماهنگی میان اعضاء از طریق الگوریتم ADMM صورت می‌گیرد. برای لحاظ کردن عدم قطعیت‌های 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 توسعه 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-Vélez, 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.

- [7] R. B. Navesi, M. Jadiroleslam, 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.