بازار معامله تراکنشی دولایه و غیرمتمرکز انرژی به منظور پیاده‌سازی در ریزشبکه هوشمند انرژی

امیرحمزه فرج الهی[1,*]، میثم جلالوند[2]

[1,*]دانشیار مهندسی هوا و فضا، دانشکده مهندسی، دانشگاه امام علی (ع)، تهران ایران، a.farajollahi@sharif.edu

[2]کارشناسی ارشد مهندسی هوا و فضا، دانشکده مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران، meysam007860032@gmail.com

ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر در شبکه برق به‌منظور گذار پایدار از سوخت‌های فسیلی، بهبود امنیت انرژی و کاهش آلاینده‌های زیست‌محیطی، ضرورتی انکارناپذیر است. مبادله‌ی محلی انرژی به‌صورت همتابه‌همتا[1] یکی از رویکردهای نوین در این راستا است که با فراهم کردن امکان معامله‌ی مستقیم برق میان مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان کوچک‌مقیاس، ادغام بیشتر منابع تجدیدپذیر در شبکه را تسهیل می‌کند. این مدل غیرمتمرکز علاوه‌بر بهینه‌سازی بهره‌برداری از منابع انرژی توزیع‌شده، به کاهش تلفات شبکه، تقویت فدرالیسم انرژی و افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر کمک می‌نماید. همچنین، بازار انرژی همتابه‌همتا بستری برای حرکت به‌سوی شبکه‌ای تاب‌آورتر و منعطف‌تر فراهم کرده و مدیریت نوسانات تولید تجدیدپذیر را بهبود می‌بخشد. در این مقاله یک چارچوب دومرحله‌ای با ساختار دوالایه‌ی غیرمتمرکز برای مبادله‌ی انرژی الکتریکی در ریزشبکه‌ی هوشمند پیشنهاد شده است. در مرحله‌ی اول، مدل بازی چانه‌زنی نش[2] (BGMU) برای برنامه‌ریزی بهینه‌ی واحدهای تولید پراکنده[3] و ذخیره‌ساز به‌کار گرفته می‌شود تا تخصیص بهینه‌ی تولید و مصرف انرژی مشترکین مشخص گردد (با در نظر گرفتن قیود شبکه‌ی توزیع برق در مدل). سپس خروجی مرحله‌ی اول در مرحله‌ی دوم به یک بازار انرژی دوالایه اعمال می‌شود. در لایه‌ی اول بازار همتابه‌همتا، مشترکان بسته‌های انرژی را مستقیماً با یکدیگر معامله می‌کنند؛ اما به‌دلیل محدودیت‌های رقابتی قیمت، همه‌ی پیشنهادهای خرید و فروش تطبیق نمی‌یابند. بدین منظور لایه‌ی دوم بازار طراحی شده است تا انرژی‌های معامله‌نشده در لایه‌ی اول را از طریق یک مکانیزم مبتنی بر بازار متمرکز مدیریت کند. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد رویکرد پیشنهادی به‌شکل چشمگیری هزینه‌های بهره‌برداری شبکه را کاهش می‌دهد؛ به‌طوری‌که استفاده از تنها لایه‌ی اول بازار محلی باعث کاهش حدود ۵۷٪ در هزینه‌ی کل بهره‌برداری نسبت به تأمین انرژی از بازار عمده‌فروشی شده و اضافه شدن لایه‌ی دوم نیز صرفه‌جویی اقتصادی را حدود ۹٪ دیگر افزایش داده است. موفقیت چارچوب دوالایه‌ی پیشنهادی بیانگر ظرفیت بالای بازارهای غیرمتمرکز انرژی در تسریع توسعه‌ی منابع تجدیدپذیر، بهبود تاب‌آوری شبکه و افزایش عدالت توزیع منافع بین مشارکت‌کنندگان است.

واژگان کلیدی:

معامله غیرمتمرکز محلی انرژی الکتریکی، روش دومرحله‌ای بازار انرژی، منابع انرژی تجدیدپذیر، بازی چانه‌زنی نش

[1] Peer to peer (P2P)
[2] The Nash bargaining game model for optimal unit commitment (BGMU)
[3] Distributed energy resources(DERs)

UNCORRECTED PROOF

A Two-Layer Decentralized Peer-to-Peer Energy Trading Market for Implementation in Smart Energy Microgrids

Amirhamzeh Farajollahi[1*], Meysam Jalalvand[2]

[*]Corresponding author: Amirhamzeh Farajollahi
a.farajollahi@sharif.edu
[1*]Associate professor of Aerospace engineering, Department of Engineering, Imam Ali University, Tehran, Iran, a.farajollahi@sharif.edu
[2]Msc of aerospace engineering, Department of mechanical engineering, Islamic Azad University, Tehran, Iran, meysam007860032@gmail.com

UNCORRECTED PROOF

Abstract:

Integrating renewable energy into electric grids is essential for a sustainable transition away from fossil fuels, improving energy security and reducing environmental impacts. Peer-to-peer (P2P) local energy trading is a promising paradigm that enables direct transactions between small-scale producers and consumers, thereby facilitating renewable integration while reducing losses and strengthening energy federalism. This paper proposes a two-stage, dual-layer, decentralized framework for P2P electricity trading in a smart microgrid. In Stage I, a Nash bargaining game–based unit commitment (BGMU) determines the day-ahead optimal schedules of distributed energy resources (DERs) and flexible consumers while enforcing distribution-network constraints. In Stage II, a dual-layer local market executes the trades: the first layer matches buy/sell orders among peers, and the second layer manages residual unmatched energy through a competitive mechanism that coordinates available storage capacity. Simulation results on a benchmark 15-bus radial microgrid show that the proposed approach reduces total operating cost by about 57% compared with sourcing solely from the wholesale market; adding the second market layer yields an additional ~9% cost reduction. The framework maintains feasibility with respect to network limits and converges reliably. To assess computational scalability, we extend the study to IEEE 33- and 69-bus distribution systems; the model remains tractable on standard hardware, with solving times growing from seconds to a few minutes as network size increases. These findings highlight the potential of decentralized, market-based coordination to enhance the economic efficiency and renewable uptake of future distribution grids.

Keywords:
Decentralized local electricity trading, Two-stage energy market, Renewable energy sources, Nash bargaining game

۱. مقدمه

اتکای گسترده به سوخت‌های فسیلی نظیر زغال‌سنگ، نفت و گاز طبیعی یکی از عوامل اصلی بروز تغییرات اقلیمی محسوب می‌شود، چرا که سوزاندن این سوخت‌ها منجر به انتشار حجم بالایی از گازهای گلخانه‌ای، به‌ویژه دی‌اکسید کربن می‌گردد. این پدیده، موجب تشدید گرمایش جهانی شده و پیامدهایی نظیر افزایش سطح آب دریاها، وقوع پدیده‌های شدید جوی و اختلال در تعادل زیست‌محیطی را به‌دنبال دارد. در این میان، گذار به سمت بهره‌برداری از منابع انرژی تجدیدپذیر مانند انرژی خورشیدی، بادی و آبی، نقش اساسی در کاهش این آثار زیان‌بار ایفا می‌کند [۱]. این منابع، برخلاف سوخت‌های فسیلی، فاقد آلایندگی بوده و با تولید انرژی پاک، به‌طور چشمگیری در کاهش انتشار کربن دی اکسید مؤثر هستند. به‌کارگیری گسترده منابع تجدیدپذیر در سامانه‌های انرژی، نه‌تنها انتشار گازهای آلاینده را محدود می‌کند، بلکه موجب افزایش پایداری زیست‌محیطی شده و گامی مؤثر در جهت حفاظت از سیاره زمین برای نسل‌های آینده به‌شمار می‌رود [۲].

توربین‌های گازی[۴] نقش کلیدی در تسهیل ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر با سیستم‌های انرژی نوین ایفا می‌کنند. این واحدهای تولید برق با قابلیت افزایش یا کاهش سریع توان تولیدی، انعطاف‌پذیری لازم برای جبران نوسانات تولید منابعی مانند باد و خورشید را در اختیار شبکه برق قرار می‌دهند. در زمان‌هایی که تولید انرژی تجدیدپذیر کاهش می‌یابد، توربین‌های گازی می‌توانند به‌عنوان منبع پشتیبان وارد مدار شده و پایداری و قابلیت اطمینان تأمین برق را تضمین کنند [۳]. همچنین، توربین‌های نسل جدید این امکان را دارند که از سوخت‌های پاک‌تری مانند هیدروژن یا بیوگاز استفاده نمایند که موجب می‌شود سهم قابل توجهی در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای داشته باشند. با تکیه بر چابکی و بازدهی بالا، توربین‌های گازی نه‌تنها تکمیل‌کننده مناسبی برای منابع تجدیدپذیر انرژی محسوب می‌شوند، بلکه زمینه را برای گسترش استفاده از این منابع و گذار به نظام‌های انرژی کم‌کربن فراهم می‌آورند [۴].

استفاده روزافزون از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر، چالش‌های قابل‌توجهی را برای بهره‌برداری از زیرساخت شبکه گاز طبیعی از طریق ایجاد اختلال در الگوهای سنتی تقاضا برای مصرف گاز طبیعی ایجاد کرده است [۵]. با کاهش وابستگی به نیروگاه‌های گازسوز در دوره‌هایی که تولید منابع تجدیدپذیر بالا می‌باشد، استفاده از ظرفیت زیرساخت شبکه گاز طبیعی کاهش یافته و این موضوع منجر به افت بهره‌وری اقتصادی آن‌ها می‌شود [۵]. از سوی دیگر، نیاز به راه‌اندازی و توقف سریع برای جبران نوسانات تولید منابع تجدیدپذیر، فشار مضاعفی بر عملکرد توربین‌های گازی و سامانه‌های شبکه سراسری انتقال گاز وارد می‌کند. این ناپایداری‌ها، لزوم توسعه سامانه‌های گاز طبیعی انعطاف‌پذیرتر و تطبیق‌پذیرتر را نمایان کرده و موانع فنی و اقتصادی در مسیر حفظ قابلیت اطمینان شبکه در شرایط افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر را پدید می‌آورده‌اند. مبادله نظیر به نظیر انرژی نقشی قابل توجهی در بهبود ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر از طریق ایجاد بازاری انعطاف‌پذیر و کارآمد ایفا می‌کند [۶]. در این سیستم‌ها، مشترکین انعطاف‌پذیر[۵] قادرند انرژی تجدیدپذیر مازاد خود را مستقیماً با همسایگان مبادله کنند، که این امر موجب کاهش محدودیت‌های بهره‌برداری از انرژی‌های تجدیدپذیر در دوره‌های تولید بالا می‌شود. این نوع مبادله محلی انرژی، بهره‌وری منابع تجدیدپذیر

[4] Gas fired generator (GFG)
[5] Prosumer

UNCORRECTED PROOF

را در سطح جامعه افزایش داده و از هدررفت انرژی مازاد جلوگیری می‌کند. همچنین، چارچوب‌های مبادله همتا به همتا انرژی امکان مشارکت فعال مصرف‌کنندگان در بازارهای انرژی را فراهم ساخته و انگیزه‌ای برای سرمایه‌گذاری در فناوری‌های تولید پراکنده مانند پنل‌های خورشیدی[۶] قابل نصب در پشت‌بام‌ها و توربین‌های بادی[۷] کوچک را به‌وجود می‌آورد. استفاده از بسترهای دیجیتال و فناوری‌های شبکه هوشمند در این نوع مبادلات، به افزایش استفاده از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر، پشتیبانی از پایداری شبکه و تسریع گذار به سوی سیستم‌های انرژی پایدار کمک شایانی خواهد کرد [۷, ۸].

فناوری‌های تبدیل برق به گاز، به‌ویژه تبدیل برق به گاز هیدروژن[۸]، نقش مهمی در بهبود ادغام انرژی‌های تجدیدپذیر ایفا می‌کنند. این فناوری‌ها با استفاده از فرآیند الکترولیز، برق مازاد تولیدشده از منابع تجدیدپذیر را به گاز هیدروژن تبدیل می‌کنند. هیدروژن تولیدی، به‌عنوان یک راهکار ذخیره‌سازی بلندمدت انرژی عمل کرده و به تعادل عرضه و تقاضا در دوره‌هایی که تولید انرژی تجدیدپذیر کاهش می‌یابد، کمک می‌نماید. گاز هیدروژن ذخیره شده می‌تواند در بخش‌های مختلفی از جمله تولید برق، صنایع و حمل‌ونقل مورد استفاده قرار گیرد که در نتیجه به کاهش محدودیت‌های منابع انرژی و تثبیت عملکرد شبکه منجر می‌شود و زمینه‌ساز ادغام پایدار و قابل اطمینان منابع تجدیدپذیر خواهد بود [۹]. همچنین، ترکیب بازارهای محلی تبادل انرژی همتا به همتا با فناوری‌های تبدیل برق به گاز و هماهنگی عملکرد شبکه‌های گاز طبیعی و برق، پیشرفتی چشم‌گیر در مسیر بهره‌گیری گسترده از انرژی‌های تجدیدپذیر به همراه کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای ایجاد می‌کند. بازارهای انرژی همتا به همتا با تسهیل تبادل محلی انرژی، موجب کاهش محدودیت‌های تولید منابع تجدیدپذیر و افزایش انعطاف‌پذیری شبکه می‌شوند [۱۰]. فناوری تبدیل برق به گاز نیز با تبدیل برق مازاد به هیدروژن، امکان ذخیره‌سازی انرژی در بلندمدت و کاهش کربن در بخش‌هایی مانند صنعت و حمل‌ونقل را فراهم می‌آورند. از سوی دیگر، هماهنگی میان عملکرد شبکه‌های گاز طبیعی و برق، با استفاده از ظرفیت انعطاف‌پذیر زیرساخت‌های گاز، می‌تواند نوسانات تولید منابع تجدیدپذیر را جبران کرده و تأمین انرژی پایدار را تضمین نماید. این هم‌افزایی در عملکرد، استفاده بهینه‌تری از منابع انرژی تجدیدپذیر را ممکن ساخته، وابستگی به منابع آلاینده را کاهش داده و حرکت به‌سوی آینده‌ای با انرژی پایدار و کم‌کربن را تسریع می‌بخشد [۱۱].

در سال‌های اخیر، پژوهش‌های متعددی به بررسی ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر در شبکه‌های قدرت پرداخته‌اند و رویکردهای گوناگونی برای بهره‌برداری بهینه از این منابع ارائه شده است. بخشی از این مطالعات، تمرکز خود را بر توسعه بازارهای محلی و همتا به همتا برای مبادله انواع مختلف انرژی معطوف کرده‌اند. در یکی از این پژوهش‌ها، یک مدل بهینه‌سازی دوسطحی برای ارائه‌دهندگان خدمات انرژی یکپارچه[۹] در بازارهای برق و کربن طراحی شده که از فناوری‌های جذب کربن[۱۰] برای سنتز سوخت‌های پاک بهره می‌برد [۱۲]؛ با وجود کاهش مؤثر هزینه و آلایندگی، چالش‌هایی مانند مقیاس‌پذیری و نبود بهینه‌سازی چندهدفه همچنان در این مطالعه پابرجا است. در مطالعه‌ای دیگر، چارچوبی دو مرحله‌ای

[6] Photo voltaic (PV)
[7] Wind turbine (Wind)
[8] Power to hydrogen gas (P2G)
[9] Integrated energy system provider (IESP)
[10] Carbon capture

UNCORRECTED PROOF

برای بازار برق–کربن با استفاده از بازی استکلبرگ و بازپیکربندی شبکه برق پیشنهاد شده است که با وجود بهبود تعادل میان مشترکین انعطاف‌پذیر، در مواجهه با عدم قطعیت‌های بازار واقعی با محدودیت‌هایی روبرو است [۱۳]. مرجع [۱۴] روشی برای اشتراک‌گذاری ذخیره‌سازی انرژی بر پایه بازی چانه‌زنی و مدل‌های تکاملی طراحی شده که در عین نوآوری، مفروضات پایه درباره رفتار کاربران و شرایط واقعی بازار دارد.

در نمونه‌ای دیگر، یک سیستم مبتنی بر بازار محلی انرژی با معماری چندلایه و مبتنی بر فناوری‌های نوین مانند IOTA برای تبادل مستقیم انرژی و انعطاف‌پذیری پیشنهاد شده است، اما محدودیت‌هایی از جمله تکیه بر استراتژی‌های قیمتی و عدم بررسی جریان‌های چندانرژی در آن وجود دارد [۱۵]. در یک مدل دیگر، دو بازار ادغام شده همتا به همتا برای مبادله و مسیریابی انرژی به‌صورت غیرمتمرکز طراحی شده‌اند که اگرچه کارایی سیستم را بهبود می‌بخشند اما وابستگی به الگوریتم‌های پیچیده و شرایط خاص شبکه، قابلیت کاربرد گسترده آن را کاهش می‌دهد [۱۶]. برخی پژوهش‌ها نیز با هدف بهینه‌سازی مزایای اجتماعی و اقتصادی، چارچوب‌هایی مبتنی بر نظریه بازی چانه‌زنی برای سیستم‌های چندانرژی تحت مکانیزم‌های کربن ارائه کرده‌اند، ولی مطالعات موردی محدود و هزینه‌های بالای ذخیره‌سازی، مانع از کاربرد فراگیر آن‌ها شده است [۱۷].

در مطالعه‌ای دیگر، از مدل‌های مبتنی بر یادگیری ماشین برای پیش‌بینی و مدیریت بلادرنگ انرژی استفاده شده است که اگرچه نتایج قابل‌توجهی از نظر انرژی و محیط‌زیست به‌دست می‌دهد، اما اتکای زیاد به سناریوهای ایده‌آل و نیاز به ذخیره‌سازی، محدودیت‌هایی را به همراه دارد [۱۶]. همچنین، به منظور افزایش انعطاف‌پذیری سیستم‌های انرژی، مدل‌های تصادفی و بهینه‌سازی‌هایی مبتنی بر سناریو ارائه شده‌اند که بهبودهای اقتصادی محسوسی را در پی داشته‌اند، اما همچنان با چالش‌هایی در مقیاس‌پذیری و در نظر گرفتن قیود شبکه برق مواجه‌اند [۱۸]. برخی پژوهش‌ها نیز به استفاده از فناوری بلاک‌چین در بازارهای انرژی محلی پرداخته‌اند و تلاش کرده‌اند با ادغام آن با ذخیره‌سازهای انرژی نظیر باتری، کارایی بازارهای معامله همتا به همتا انرژی را ارتقا دهند. این روش‌ها با وجود کاهش هزینه و بهبود تعادل انرژی، وابسته به زیرساخت‌های خاص شبکه‌های محلی هستند [۱۹]. همچنین، در مدل‌هایی با مشارکت خودروهای الکتریکی و ذخیره‌سازی حرارتی، به کاهش هزینه و انتشار گازهای گلخانه‌ای دست یافته شده، اما محدودیت‌های محلی و چالش‌های قانونی، مانع گسترش آن‌ها در مقیاس وسیع‌تر می‌شود [۲۰].

رضا و همکاران [۲۱] با ارائه یک چارچوب نوین مدیریت انرژی خانگی در بازارهای همتا به همتا، به توسعه این حوزه کمک کرده‌اند. این چارچوب با استفاده از بهینه‌سازی چندهدفه، الگوریتم بهبود یافته جست‌وجوی اسب وحشی، مدل بی‌ال.اس.تی.ام برای پیش‌بینی تولید و مصرف و الگوریتم بهینه‌سازی ملخ برای تنظیم ابر پارامترها، توازن بار شبکه توزیع برق، ارزیابی احتمالاتی خطا و استفاده بهینه از انرژی را تضمین می‌کند. این روش موجب ارتقای فناوری‌های شبکه هوشمند و حرکت به سمت جوامع پایدار و هوشمند شده است. پژوهشگران در [۲۲] نیز تحلیلی جامع از معامله انرژی همتا به همتا ارائه کرده‌اند که شامل طراحی بازار، مکانیزم‌های قیمت‌گذاری، روش‌های پیش‌بینی و توپولوژی‌های زمان‌بندی است. آن‌ها مزایا و محدودیت‌های هر روش را بررسی کرده و چارچوبی برای زمان‌بندی بهینه بار الکتریکی در مدیریت انرژی خانگی

UNCORRECTED PROOF

همتا به همتا پیشنهاد کرده‌اند. با این حال، مطالعه حاضر بر طراحی روشی متمرکز است که بدون اتکا به بهینه‌سازی، تولید و مصرف انرژی مشتریان را بهینه تعیین کند.

نویسندگان [۲۳] با هدف ادغام منابع انعطاف‌پذیر سمت تقاضا در بازارهای همتا به همتا، یک رویکرد نوین جهت بهینه‌سازی مبتنی بر راهبرد پیش‌بینی و ادغام منابع انعطاف‌پذیر ارائه داده‌اند. در این روش، از یک مدل پیش‌بینی بازار مبتنی بر یادگیری ماشین به عنوان مدل جانشین روش‌های سنتی استفاده شده تا مصرف‌کنندگان و تولیدکننده بتوانند عملیات و استراتژی‌های معاملات انرژی خود را در بازارهای مبتنی بر حراج دوطرفه پیوسته[11] بهینه کنند. هرچند این مطالعه از الگوریتم‌های یادگیری ماشین برای حل پیچیدگی‌های معامله انرژی بهره برده، اما به منافع مشتریان و قیود شبکه توزیع برق نپرداخته است. وانگ و همکاران [۲۴] نیز با تمرکز بر نگرانی‌های حریم خصوصی در معامله انرژی همتا به همتا مبتنی بر بلاکچین، معماری سه‌لایه (فیزیکی، اطلاعاتی و بازاری) ارائه کرده‌اند که با استفاده از رمزنگاری هومومورفیک و محاسبات چندجانبه امن، از داده‌های روی بلاکچین محافظت می‌کند. این روش ضمن حفظ شفافیت و انصاف، حریم خصوصی را ارتقا می‌دهد، اما قیود جریان متناوب شبکه برق را در نظر نگرفته و روش پیشنهادی را برای یک بازه ۲۴ ساعته حل نکرده است.

نویسندگان [۲۵] سامانه‌ای برای معامله انرژی همتا به همتا در مجتمع‌های مسکونی دارای سامانه خورشیدی ارائه کرده‌اند که از یک چارچوب سه‌لایه با مکانیزم بازار حراج دوطرفه پیوسته استفاده می‌کند. با وجود نوآوری‌های ارائه‌شده، این روش به محدودیت‌های شبکه برق توجه نکرده و فرض کرده است که پیشنهادها یا درخواست‌های بدون تطبیق، باید توسط شبکه برق تأمین شوند که این امر مزایای بالقوه برای مشتریان را کاهش می‌دهد. پژوهشگران [۲۶] نیز با طراحی چارچوب سه‌لایه برای تجارت برق همتا به همتا در سطح جامعه، عوامل کلیدی مؤثر بر مقدار و قیمت مبادله را بررسی کرده‌اند و اثربخشی مکانیزم حراج دوطرفه پیوسته را در توزیع منصفانه سود نشان داده‌اند. با این حال، در این مطالعه نیز قیود شبکه و مدیریت تقاضای باقی‌مانده و تولید مازاد در بازار همتا به همتا در نظر گرفته نشده است.

گوئررو و همکاران [۲۷] به بررسی معامله انرژی همتا به همتا در شبکه‌های فشار ضعیف برق پرداخته و اثر فاصله الکتریکی میان بازیگران را تحلیل کرده‌اند. آن‌ها دو مکانیزم بازار غیرمتمرکز شامل الگوریتم تطبیق پایدار و حراج دوطرفه پیوسته برای تطبیق پویای پیشنهادات خرید و فروش انرژی پیشنهاد کرده‌اند که با کاهش تلفات و ازدحام شبکه برق، ادغام منابع انرژی پراکنده انرژی را تسهیل می‌کند. نویسندگان [۲۸] نیز چارچوبی برای بازار معامله همتا به همتا انرژی الکتریکی مبتنی بر حراج دوطرفه پیوسته در افق پیش‌خرید یک‌روزه ارائه کرده‌اند که پیش‌بینی تولید خورشیدی و قیود شبکه را ادغام می‌کند و با مکانیزم تطبیق پیشنهادات خرید و فروش، بهره‌برداری از انرژی تجدیدپذیر و رفاه اجتماعی مشارکت‌کنندگان را افزایش می‌دهد. مرجع [۲۹] با هدف رفع مشکل ازدحام شبکه در بازارهای غیرمتمرکز همتا به همتا، مکانیزم معامله زمان‌بندی‌شده مبتنی بر حراج دوطرفه پیوسته و چارچوب هماهنگی دو سطحی را پیشنهاد کرده‌اند که با تعیین مسئولیت ازدحام و تخصیص هزینه، زیان اقتصادی را کاهش می‌دهد.

[11] Continuous double auction (CDA)

UNCORRECTED PROOF

نویسندگان [۳۰] مکانیزم حراج یکنواخت تکرارشونده‌ای برای معامله انرژی همتا به همتا در ریزشبکه‌ها معرفی کرده‌اند که با تقسیم بازار به بخش فروشندگان و خریداران و استفاده از الگوریتم خودتطبیقی بازار، به تعادل نش و قیمت‌گذاری منصفانه دست یافته و مصرف محلی انرژی خورشیدی را افزایش داده است. کیم و همکاران [۳۱] نیز چارچوبی مبتنی بر قیمت‌گذاری هدایت‌شده برای تجارت برق همتا به همتا ارائه کرده‌اند که با موازنه میان هزینه انرژی و تلفات شبکه، رفاه مشتریان را بهبود داده و نشان داده است که بهینه‌سازی قیمت تلفات می‌تواند کارایی شبکه و رفاه اجتماعی را افزایش دهد. با این حال، این مطالعه به بهینه‌سازی پیشنهادهای مشتریان توجهی نکرده است.

جدول ۱. مقایسه نوآوری این مقاله با مراجع پیشین.

قیود شبکه توزیع برق	بهینه‌سازی پیشنهادات قیمت	منابع تجدیدپذیر	استفاده از باتری‌ها برای مدیریت مازاد و کمبود انرژی مشترکین	معامله انرژی تراکنشی		شماره
				غیرمتمرکز	متمرکز	
					×	[۲۱]
	×				×	[۲۲]
	×	×			×	[۲۳]
		×		×		[۲۴]
	×	×		×		[۲۵]
	×	×		×		[۲۶]
		×		×		[۲۷]
	×			×		[۲۸]
				×		[۲۹]
		×		×		[۳۰]
				×		[۳۱]
	×			×		[۳۲]
×	×	×	×	×		این مقاله

نویسندگان [۳۲] یک سازوکار غیرمتمرکز برای معاملات همتا به همتای برق در ریزشبکه‌های به‌هم‌پیوسته پیشنهاد کرده‌اند که هدف آن افزایش بهره‌وری محلی انرژی است. در این روش، با استفاده از شاخص‌های اولویت که توسط اپراتور مستقل ریزشبکه محاسبه می‌شود، ضمن حفظ حریم خصوصی، تمایل طرفین به مذاکره نیز منعکس می‌گردد. گروه‌بندی پویا میان ریزشبکه‌ها بر اساس نسبت عرضه به تقاضا شکل گرفته و تعیین قیمت با نرخ متوسط بازار، عادلانه بودن روش را تضمین می‌کند. شبیه‌سازی‌ها بر روی شبکه‌ای شامل چهار ریزشبکه انجام شده و کارایی و سازگاری روش پیشنهادی را تأیید کرده است. با این حال، در این پژوهش محدودیت‌های شبکه برق و زمان‌بندی بهینه پیشنهادها و درخواست‌ها

UNCORRECTED PROOF

مدنظر قرار نگرفته است. مرور ادبیات پیشین نشان می‌دهد که پژوهش‌های متعددی در زمینه طراحی بازار معامله انرژی همتا به همتا با تمرکز بر موضوعاتی مانند حفظ حریم خصوصی مشتریان یا در نظر گرفتن الزامات گوناگون در بازارهای محلی انرژی انجام شده است. با توجه به جدول طبقه‌بندی (جدول ۱)، نوآوری‌های اصلی این مقاله به شرح زیر است:

- ارائه چارچوب دو مرحله‌ای: در مرحله نخست، به‌کمک مسئله بهینه‌سازی مبتنی بر بازی چانه‌زنی نش (بر اساس قیمت‌های محلی و خرده‌فروشی انرژی)، برنامه بهینه مصرف و تولید انرژی منابع پراکنده انرژی با عنایت به قیود شبکه توزیع برق تعیین می‌شود.
- ارائه بازار غیر متمرکز معامله همتا به همتا انرژی در دو لایه مبتنی بر مکانیزم حراج پیوسته دوگانه: در مرحله دوم، یک بازار دولایه معامله انرژی همتا به همتا معرفی شده است. در لایه اول بازار، منابع پراکنده انرژی بر اساس برنامه‌ریزی مرحله اول با یکدیگر با استفاده از مکانیزم حراج دوگانه پیوسته به صورت غیر متمرکز معامله می‌کنند. پیشنهادها و درخواست‌هایی که در لایه اول با موفقیت معامله نشوند، در لایه دوم بازار همتا به همتا از طریق مدیریت سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی متعادل می‌شوند.

۲. روش پیشنهادی

چارچوب پیشنهادی بازار انرژی غیرمتمرکز، برای اجرا در شبکه توزیع برق ولتاژ پایین طراحی شده است. معماری روش ارائه‌شده در شکل (۱) نشان داده شده است. این روش از سه بخش اصلی تشکیل شده است:

۱. **بخش فیزیکی** که شامل اجزای فیزیکی شبکه مانند شبکه برق و مشترکان است.

۲. **لایه ارتباطی** که شامل لینک ارتباطی داده و اطلاعات بین اجزای مختلف شبکه می‌باشد.

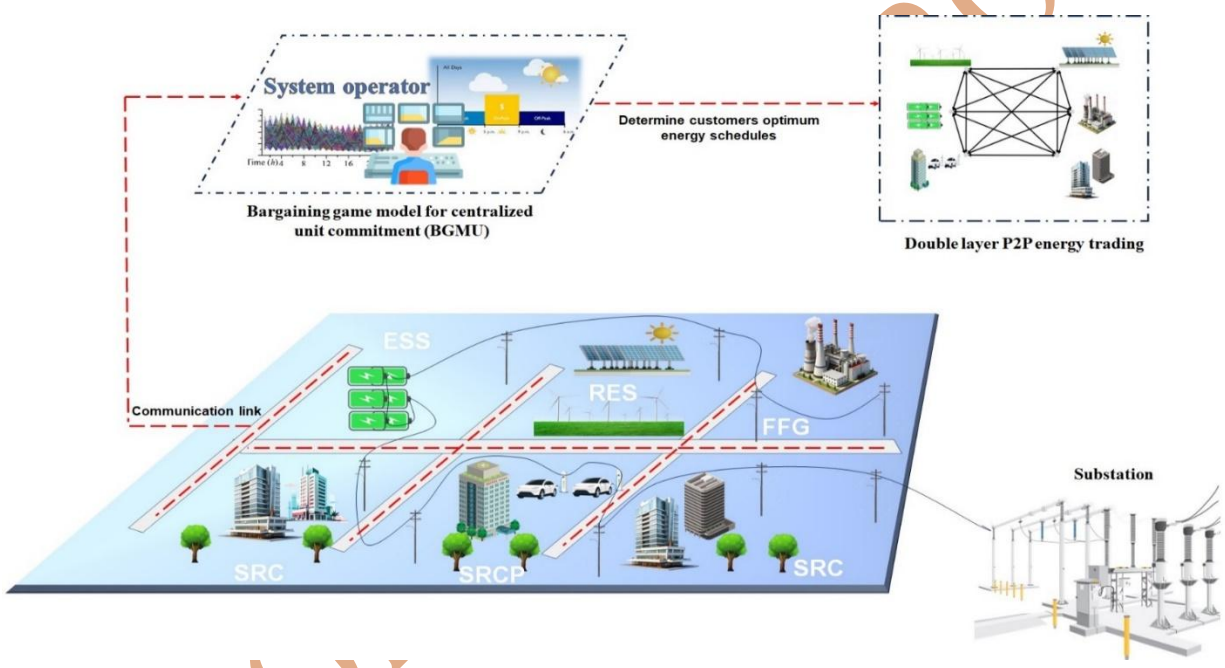
۳. **زیرساخت معاملاتی** که بستر انجام مبادلات انرژی را فراهم می‌کند.

لایه فیزیکی روش پیشنهادی شامل مزارع خورشیدی، توربین‌های بادی، مجتمع‌های مسکونی هوشمند بدون قابلیت ذخیره‌سازی انرژی[۱۲]، مجتمع‌های مسکونی هوشمند مجهز به سیستم ذخیره‌سازی انرژی[۱۳]، سامانه‌های ذخیره‌ساز مستقل انرژی[۱۴]، بارهای ثابت و مولدهای مبتنی بر سوخت فسیلی است. در این مطالعه، سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی و مجتمع‌های مسکونی هوشمند دارای باتری و بدون آن به عنوان **مشترکان انعطاف‌پذیر** در نظر گرفته شده‌اند که می‌توانند انرژی مورد نیاز خود را از هر دو بازار محلی همتا به همتا و بازار عمده‌فروشی تهیه کنند. علاوه بر خرید انرژی، سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی و مجتمع‌های مجهز به ذخیره‌ساز انرژی قادرند انرژی ذخیره‌شده خود را در بازار محلی همتا به همتا به فروش برسانند. شایان ذکر است که مجتمع‌های مجهز به ذخیره‌ساز انرژی در نقش فروشنده از طریق باتری‌های موجود خود فعالیت می‌کنند

[12] Smart Residential Complexes without energy storage capability (SRC)
[13] SRC with energy storage capability (SRCP)
[14] Energy storage systems (ESSs)

UNCORRECTED PROOF

و آنها فاقد هر نوع منبع انرژی دیگری هستند. بارهای ثابت، بارهای سنتی هستند که امکان مشارکت در بازار معامله همتا به همتا انرژی را ندارند و نیاز برق آن‌ها از طریق بازار عمده‌فروشی تأمین می‌شود. در این مدل، دو نوع منبع انرژی تجدیدپذیر شامل نیروگاه‌های خورشیدی و توربین‌های بادی در نظر گرفته شده که می‌توانند در هر دو بازار محلی و عمده‌فروشی مشارکت کنند. همچنین سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی مستقل نیز در این مدل لحاظ شده‌اند که قادرند نقش مشترکین فعال را ایفا کنند. در نهایت، شبکه مورد مطالعه مجهز به مولدهای مبتنی بر سوخت فسیلی می‌باشد تا خودکفایی ریزشبکه مورد مطالعه افزایش یابد. تمامی اجزای ریزشبکه مورد مطالعه به شبکه‌های برق و ارتباطی متصل هستند و ریزشبکه هوشمند از طریق یک نقطه اتصال به شبکه بالادست برق متصل شده و در صورت کمبود، انرژی مورد نیاز را از آن وارد می‌کند. به عبارت دیگر، در روش پیشنهادی شبکه بالادست مسئولیت جبران انرژی مازاد و کمبود را بر عهده دارد.



شکل ۱. چهارچوب مفهومی روش پیشنهادی برای معامله همتا به همتا انرژی الکتریکی.

۱-۲ بهینه‌سازی برنامه‌ریزی واحدها بر اساس بازی چانه‌زنی نش[15]

به‌منظور تضمین بهره‌برداری ایمن از سیستم قدرت و تعیین برنامه‌ریزی بهینه انرژی برای مشترکان، در این مقاله از مدل مبتنی بر (نظریه بازی چانه‌زنی نش جهت برنامه‌ریزی واحدهای تولید پراکنده موجود)[16] در ریزشبکه مورد مطالعه استفاده شده است. هدف این مرحله تعیین برنامه بهینه واحدهای تولید انرژی، برنامه بهینه مصرف انرژی مصرف‌کنندگان و چرخه‌های شارژ و دشارژ هر سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی، با توجه به پیش‌بینی تولید منابع تجدیدپذیر انرژی و میزان تقاضای مورد انتظار برق مشترکان است. اجرای BGMU بر اساس قیمت‌های بازار عمده‌فروشی انرژی می‌تواند منجر به دستیابی به پاسخ‌های غیربهینه شود [۳۳]. در این پژوهش برای حل این مسئله، قیمت‌گذاری متمرکز

[15] Nash bargaining game
[16] Nash bargaining game model for a unit commitment optimization (BGMU)

محلی بر پایه روش قیمت‌گذاری داخلی[17] در چارچوب بهینه‌سازی BGMU لحاظ شده است [۳۴]. از دیدگاه خریداران، هزینه تأمین انرژی از شبکه سراسری برق و بازار محلی باید به حداقل برسد که این موضوع توسط رابطه (۱) نشان داده شده است. در بازار محلی همتا به همتا انرژی الکتریکی پیشنهادی، مراکز مسکونی هوشمند با ذخیره ساز انرژی و بدون آن و واحدهای ذخیره‌ساز انرژی مستقل می‌توانند در نقش خریدار برق ظاهر شوند که مجموعه آن‌ها با خریدار (N_{buyer}) نمایش داده می‌شود.

۲-۱-۱ مدل ریاضی خریداران و فروشندگان انرژی

تابع هزینه مجتمع مسکونی هوشمند (N_{src}) توسط معادله (۱) محاسبه می‌شود. تولیدکنندگان برق شامل نیروگاه‌های خورشیدی (N_{pv})، توربین‌های بادی (N_{wt})، سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی مستقل (N_{batt})، مجتمع‌های مسکونی هوشمند دارای باتری (N_{srcp}) و واحدهای مولد برق گازسوز (N_{ffg}) که کل این مجموعه از مشترکین را با اندیس (N_{pro}) در نظر گرفته‌ایم با هدف حداکثرسازی سود خود فعالیت می‌کنند که این هدف در رابطه (۲) نشان داده شده است. این رابطه، سود واحدهای تولید کننده انرژی الکتریکی از طریق تفریق درآمد این واحدها از هزینه آنها محاسبه می‌کند. دو ترم اول این معادله نشان دهنده درآمد واحدهای تولید کننده انرژی (N_{pro}) می‌باشد که می‌توانند انرژی تولیدی خود را در بازار عمده‌فروشی و محلی انرژی عرضه کنند. سه ترم بعدی است با هزینه‌های مرتبط با تولید انرژی که به ترتیب با هزینه تامین مصرفی سوخت توربین‌های گازی و هزینه تامین انرژی مورد نیاز جهت شارژ واحدهای ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی (N_{ess}) از بازار محلی و بازار عمده فروشی انرژی مرتبط هستند. رابطه (۳) معادله توازن توان برای مجتمع‌های مسکونی هوشمند با باتری و بدون باتری و ذخیره‌ساز مستقل انرژی را که مجموعه این دسته از مشترکین با اندیس (N_{der}) نمایش داده می‌شود را نشان می‌دهد. معادله (۴) وضعیت سطح شارژ سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی و مجتمع‌های مسکونی هوشمند دارای باتری را محاسبه می‌کند. قیود (۵) و (۶) به ترتیب توان شارژ و دشارژ تجهیزات ذخیره‌ساز انرژی را محدود می‌سازند. نامساوی (۷) مانع از شارژ و دشارژ همزمان این تجهیزات می‌شود. قید (۸) نیز محدوده وضعیت شارژ تجهیزات ذخیره‌ساز انرژی را مشخص می‌کند. در ادامه، مدل‌های ریاضی مرتبط با فروشندگان ارائه می‌شود.

$$\min F_{buyer} = \sum_{i}^{N_{src}} \sum_{t}^{T} \left(X_{i,t}^{b,p2p} \psi_t^{p2p}\right) + \sum_{i}^{N_{src}} \sum_{t}^{T} \left(X_{i,t}^{b,grid} \psi_t^{rit}\right) \quad (۱)$$

$$\max F_{seller} = \sum_{i}^{N_{pro}} \sum_{t}^{T} \left(X_{i,t}^{p2p} \psi_t^{p2p}\right) + \sum_{i}^{N_{pro}} \sum_{t}^{T} \left(X_{i,t}^{s,grid} \psi_t^{fit}\right) - \sum_{i}^{N_{ffg}} \sum_{t}^{T} \left(g_{i,t}^{ffg} \psi_t^{gas}\right) - \sum_{i}^{N_{ess}} \sum_{t}^{T} \left(X_{i,t}^{p2p} \psi_t^{p2p}\right) - \sum_{i}^{N_{ess}} \sum_{t}^{T} \left(X_{i,t}^{b,grid} \psi_t^{rit}\right) \quad (۲)$$

$$X_{i,t}^{b,p2p} + X_{i,t}^{b,grid} = X_{i,t}^{demand} + \frac{X_{i,t}^{ch}}{\eta_{ch}} \qquad i \in N_{der} \quad (۳)$$

$$E_{i,t} = E_{i,0} + \sum_{t=1}^{t=t-1} \left(X_{i,t}^{ch} - \frac{X_{i,t}^{dch}}{\eta_{dch}}\right) \qquad i \in N_{ess} \quad (۴)$$

$$0 \le X_{i,t}^{ch} \le b_{i,t}^{ch} X^{max} \qquad i \in N_{ess} \quad (۵)$$

$$0 \le X_{i,t}^{dch} \le b_{i,t}^{dch} X^{max} \qquad i \in N_{ess} \quad (۶)$$

[17] Internal pricing mechanism (IPM)

UNCORRECTED PROOF

$$0 \le b_{i,t}^{ch} + b_{i,t}^{dch} \le 1 \qquad i \in N_{ess} \qquad (۷)$$

$$E^{min} \le E_{i,t} \le E^{max} \qquad i \in N_{ess} \qquad (۸)$$

شایان‌ذکر است که رابطه (۱) نشان می‌دهد مجتمع‌های مسکونی هوشمند می‌توانند انرژی مورد نیاز خود را از بازار عمده‌فروشی ($X_{i,t}^{b,grid}$) و یا بازار محلی انرژی ($X_{i,t}^{p2p}$) با هدف کاهش هزینه پرداختی تامین کنند. همچنین، معادله (۲) نشان داده شده تولیدکنندگان انرژی به دنبال افزایش سود خود هستند به طریقی که درآمد خود را بیش از هرینه خود نمایند. رابطه (۳) قید تعادل توان را نشان می‌دهد که برای مجتمع مسکونی هوشمند فقط قید برابری انرژی مورد تقاضا برای مصرف در هر ساعت بود در حالی که ذخیره‌ساز انرژی مستقل و مجتمع هوشمند مسکونی دارای باتری تقاضا برای شارژ ذخیره‌ساز نیز به انرژی مورد تقاضا آنها در هر ساعت اضافه می‌شود که باید تامین گردد. معادلات و نامعادلات (۴) الی (۸) فقط برای مشترکین دارای قابلیت ذخیره‌سازی انرژی از جمله ذخیره‌ساز انرژی مستقل و مجتمع هوشمند مسکونی دارای باتری (N_{ess}) معرفی شده‌اند. رابطه (۴) سطح انرژی تجهیزات ذخیره‌سازی انرژی را محاسبه می‌کند. رابطه (۵) و (۶) توان الکتریکی مرتبط با شارژ و دشارژ تجهیزات ذخیره‌ساز انرژی را محدود می‌کند. تجهیزات با قابلیت ذخیره‌سازی انرژی نمی‌توانند همزمان شارژ و دشارژ گردند که توسط نامعادله (۷) نشان داده شده است. همچنین انرژی در این تجهیزات می‌بایستی در یک بازه مشخصی محدود گردد که توسط قید شماره (۸) محدود شده است.

مقدار انرژی قابل عرضه در بازارهای معامله محلی انرژی ($X_{i,t}^{s,p2p}$) و بازار عمده‌فروشی انرژی ($X_{i,t}^{s,grid}$) به‌ترتیب بر اساس روابط (۹) و (۱۰) محاسبه می‌شود. انرژی تولیدی ذخیره‌سازهای انرژی، توربین‌های بادی و منابع تجدیدپذیر انرژی می‌تواند در دو بازار محلی و عمده‌فروشی عرضه شوند که توسط دو رابطه (۹) و (۱۰) نشان داده شده است. نامعادله (۱۱) نشان می‌دهد که حجم انرژی خریداری شده از بازار محلی انرژی در هر ساعت کمتر مساوی با انرژی عرضه شده در آن ساعت است. همچنین مطابق روابط (۱۲) تا (۱۴)، انرژی تولیدی منابع تجدیدپذیر($X_{i,t}^{res}$)، واحدهای گازسوز ($X_{i,t}^{ffg}$) و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی ($X_{i,t}^{dch}$) می‌تواند هم در بازار محلی و هم در بازار عمده‌فروشی به فروش برسد. نرخ مصرف سوخت واحدهای گازسوز در رابطه (۱۵) مشخص شده و محدودیت‌های توان تولیدی و نرخ تغییر تولید این واحدها نیز به‌ترتیب در نامعادلات (۱۶) و (۱۷) تعریف می‌شوند. به‌این‌ترتیب مقدار تولید نمی‌تواند بیش از حد مجاز (نرخ رمپ بالا یا پایین) تغییر کند و رفتار واحد در روشن/خاموش شدن نیز با متغیر باینری کنترل می‌شود.

$$X_{i,t}^{s,p2p} = X_{i,t}^{dch,p} + X_{i,t}^{ffg,p} + X_{i,t}^{res,p} \qquad i \in N_{pro} \qquad (۹)$$

$$X_{i,t}^{s,grid} = X_{i,t}^{dch,g} + X_{i,t}^{ffg,g} + X_{i,t}^{res,g} \qquad i \in N_{pro} \qquad (۱۰)$$

$$\sum_{i \in N_{der}} X_{i,t}^{b,p2p} \le \sum_{i \in N_{pro}} X_{i,t}^{s,p2p} \qquad (۱۱)$$

$$X_{i,t}^{res} = X_{i,t}^{res,p} + X_{i,t}^{res,g} \qquad i \in N_{res} \qquad (۱۲)$$

$$X_{i,t}^{ffg} = X_{i,t}^{ffg,p} + X_{i,t}^{ffg,g} \qquad i \in N_{ffg} \qquad (۱۳)$$

UNCORRECTED PROOF

$$X_{i,t}^{dch} = X_{i,t}^{dch,p} + X_{i,t}^{dch,g} \qquad i \in N_{ess} \qquad (۱۴)$$

$$X_{i,t}^{ffg} = \eta_{ffg} g_{i,t}^{ffg} b_{i,t}^{ffg} \qquad i \in N_{ffg} \qquad (۱۵)$$

$$X_{ffg}^{min} b_{i,t}^{ffg} \le X_{i,t}^{ffg} \le b_{i,t}^{ffg} X_{ffg}^{max} \qquad i \in N_{ffg} \qquad (۱۶)$$

$$X_{i,t}^{ffg} - X_{i,t-1}^{ffg} \le X_{ramp}^{ffg} b_{i,t-1}^{ffg} + X_{ffg}^{min}(b_{i,t}^{ffg} - b_{i,t-1}^{ffg}) \qquad (۱۷)$$
$$X_{i,t-1}^{ffg} - X_{i,t}^{ffg} \le X_{ramp}^{ffg} b_{i,t}^{ffg} + X_{ffg}^{min}(b_{i,t-1}^{ffg} - b_{i,t}^{ffg}) \qquad i \in N_{ffg}$$

۲-۱-۲ چهارچوب قیمت‌گذاری داخلی

برای بهینه‌سازی تخصیص تولید و مصرف انرژی میان مشترکان، در این پژوهش از روش قیمت‌گذاری داخلی در مرحله برنامه‌ریزی با استفاده از BGMU استفاده شده است که بر مبنای روش ارائه‌شده در مرجع [۳۵] است. در مرحله نخست روش پیشنهادی، نسبت عرضه به تقاضا برای هر ساعت معاملاتی (t) محاسبه می‌شود. بر اساس این نسبت، مبادلات انرژی میان مشترکان تسویه می‌گردد. رابطه (۱۸) میزان کل انرژی قابل عرضه در بازار معامله محلی انرژی را در لحظه محاسبه می‌کند. میزان کل تقاضای برای انرژی الکتریکی در همین لحظه توسط رابطه (۱۹) تعیین می‌شود. مقدار نسبت عرضه به تقاضا نیز با استفاده از رابطه (۲۰) محاسبه می‌گردد. بر پایه این نسبت، وضعیت مبادلات انرژی مشترکان را می‌توان در چهار حالت دسته‌بندی کرد:

۱ .اگر مقدار نسبت بیش از یک باشد، بازار محلی تمام تقاضای برق را تأمین کرده و مازاد تولید به شبکه سراسری فروخته می‌شود.

۲ .اگر مقدار نسبت برابر یک باشد، کل تقاضای انرژی توسط تولیدکنندگان محلی تأمین می‌شود.

۳ .اگر مقدار نسبت برابر صفر باشد، کل تقاضای شبکه مورد مطالعه توسط شبکه سراسری تأمین می‌گردد.

۴ .اگر مقدار نسبت بین صفر و یک باشد، بخشی از تقاضا توسط تولیدکنندگان محلی و مابقی توسط شبکه سراسری تأمین می‌شود.

با عنایت به اینکه قیمت بازار همتا به همتا وابسته به قیمت عمده‌فروشی انرژی است، مکانیزم قیمت‌گذاری داخلی به‌صورت یک تابع برحسب نسبت عرضه به تقاضا تعریف شده است که در رابطه (۲۱) نشان داده شده است. استفاده از این مکانیزم در مدل پیشنهادی موجب می‌شود که برنامه‌ریزی انرژی تمام مشترکان شبکه مورد مطالعه بر پایه قیمت رقابتی و بهینه انجام گیرد.

$$X_t^{pr,tot} = \sum_{i \in N_{pro}} \left(X_{i,t}^{dch} + X_{i,t}^{ffg} + X_{i,t}^{res}\right) \qquad (۱۸)$$

$$X_t^{dem,tot} = \sum_{i \in N_{buyer}} \left(X_{i,t}^{demand} + X_{i,t}^{ch}\right) \qquad (۱۹)$$

$$DSP_t = \frac{X_t^{pr,tot}}{X_t^{dem,tot}} \qquad (۲۰)$$

UNCORRECTED PROOF

$$\psi_t^{p2p} = \begin{cases} \dfrac{(\psi_t^{fit} + \omega^t)\psi_t^{rit}}{(\psi_t^{rit} - \psi_t^{fit} - \omega^t)DSP_t + \psi_t^{fit} + \omega^t} & 0 \le DSP_t \le 1 \\ \psi_t^{fit} + \dfrac{\omega^t}{DSP_t} & DSP_t \ge 1 \end{cases} \quad (۲۱)$$

۳-۱-۲ مدل شبکه توزیع برق

مدل دیست‌فلو[18] به‌دلیل سادگی محاسباتی، دقت مناسب و قابلیت مقیاس‌پذیری، یکی از رویکردهای پرکاربرد در بهینه‌سازی شبکه‌های توزیع شعاعی محسوب می‌شود. در این روش، با خطی‌سازی و تقریب معادلات غیرخطی جریان توان متناوب، پیچیدگی محاسبات کاهش یافته و سرعت حل مسائل افزایش می‌یابد، بدون آن‌که دقت نتایج برای کاربردهای عملی به‌طور قابل ملاحظه‌ای کاهش پیدا کند. این خطی‌سازی بر فرضیات کلیدی از جمله ساختار شعاعی شبکه، کوچک بودن اختلاف زاویه ولتاژ گره‌ها، ناچیز بودن تلفات توان و ثابت بودن پروفیل ولتاژ در حدود یک واحد پریونیت استوار است [۳۶]. روابط اصلی این مدل در معادلات (۲۱) تا (۲۳) و قید (۲۴) بیان شده‌اند [۳۶].

$$\sum_{i \in N_e} X_{i,j,t}^{line} = X_{j,t} + \sum_{k \in N_e} X_{j,k,t}^{line} \qquad \forall\, j \in N_e, and\ t \in T \quad (۲۱)$$

$$\sum_{i \in N_e} Q_{i,j,t}^{line} = Q_{j,t} + \sum_{k \in N_e} Q_{j,k,t}^{line} \qquad \forall\, j \in N_e, and\ t \in T \quad (۲۲)$$

$$V_{j,t} = V_{i,t} - \frac{\left(r_{i,j} X_{i,j,t}^{line} + x_{i,j} Q_{i,j,t}^{line}\right)}{V_0} \qquad \forall\, i,j \in N_e, and\ t \in T \quad (۲۳)$$

$$V^{min} \le V_{j,t} \le V^{max} \qquad \forall\, j \in N_e, and\ t \in T \quad (۲۴)$$

۴-۱-۲ مدل بازی مورد استفاده برای برنامه‌ریزی واحدهای پراکنده انرژی

قبل از آنکه مشترکین اقدام به مبادله بسته‌های انرژی با یکدیگر کنند، میزان انرژی تولیدی و مصرفی آن‌ها باید مشخص شود. برنامه‌ریزی انرژی مشترکین بر اساس قیمت‌های عمده‌فروشی منجر به نتایج غیر بهینه می‌شود؛ زیرا قیمت‌های بازار عمده‌فروشی رقابتی نبوده و استفاده از آن‌ها برای تعیین برنامه‌های انرژی مشترکین، بهینه نیست. در این راستا، این مقاله از مدل بازی مذاکره نش برای تعیین میزان انرژی قابل معامله در مرحله بعد (بازار نظیر به نظیر انرژی) استفاده می‌کند. مدل بازی مذاکره نش در معاملات انرژی همتا به همتا متمرکز، مزایای قابل توجهی دارد و می‌تواند تخصیص منابع انرژی را به صورت عادلانه و کارآمد تضمین کند. برخلاف برنامه‌ریزی بر اساس بازار عمده‌فروشی که اغلب به نتایج غیر بهینه منجر می‌شود، روش مذاکره نش حداکثر سود فروشندگان و خریداران را تأمین می‌کند. متعادل‌سازی منافع همه شرکت‌کنندگان، به نحوی انجام می‌گیرد که هیچ طرفی نمی‌تواند سود بیشتری کسب کند بدون آنکه طرف دیگر متضرر شود. تعادل نش از طریق حل مسئله بهینه‌سازی به دست می‌آید، به گونه‌ای که تابع مطلوبیت به عنوان هدف بیشینه می‌شود. فرض می‌شود که $(F_{seller}(X), F_{buyer}(X))$ به ترتیب تابع درآمد فروشندگان و تابع هزینه خریداران هستند. همچنین، (f_{seller}, f_{buyer}) به ترتیب بیانگر تابع درآمد اولیه فروشندگان و تابع هزینه

[18] The DistFlow Model

UNCORRECTED PROOF

اولیه خریداران می‌باشند. نقطه تعادل نش با حل مسئله بهینه‌سازی حاصل می‌شود، به‌گونه‌ای که هدف اصلی، بیشینه‌سازی تابع مطلوبیت است. این موضوع در رابطه (۲۵) و با در نظر گرفتن قید (۲۶) ارائه شده است. در گام برنامه‌ریزی واحدها (ارائه شده در این زیر بخش)، قیمت داخلی مبتنی بر قیمت‌گذاری داخلی در نظر گرفته می‌شود و صرفاً نقش سیگنال هماهنگی را دارد؛ بنابراین این گام سازوکار مزایده/تسویه قیمت نیست و فقط برنامه بهینه‌واحدها را تعیین می‌کند.

$$x_i^* = argmax\ (F_{seller}(X) - f_{seller})\left(f_{buyer} - F_{buyer}(X)\right) \quad (۲۵)$$

$$s.t.\ F_{seller}(X) \geq f_{seller}, F_{buyer}(X) \leq f_{buyer} \quad (۲۶)$$

الگوریتم ۱ :شبه‌کد روش پیشنهادی برای داد و ستد انرژی را نشان می‌دهد.

۱. *وارد کردن برنامه‌های زمان‌بندی[19] انرژی مشترکین از مرحله قبل (BGMU)*
۲. *برای تمامی بازه‌های معاملاتی در طول شبانه‌روز (۲۴ بازه زمانی)، مراحل زیر انجام می‌شود.*
۳. *تدوین برنامه زمان‌بندی انرژی برای هر بازه زمانی (مشخص شدن برنامه بهینه تولیئ و مصرف انرژی برای هر ساعت).*
٤. *ایجاد پیشنهاد خرید توسط مصرف‌کنندگان و پیشنهاد فروش توسط تولیدکنندگان.*
٥. *مرتب‌سازی پیشنهادهای خرید به ترتیب نزولی قیمت و پیشنهادهای فروش به ترتیب صعودی قیمت.*
٦. *تشکیل دفتر سفارشات برای هر بازه زمانی.*
۷. *تا زمانی که در دفتر سفارشات بازه زمانی مورد نظر، پیشنهاد خرید و فروش موجود است، مراحل زیر تکرار می‌شود:*
۸. *در صورتی که شرط زیر برقرار باشد:*
قیمت خریدار ≤ قیمت فروشنده
۹. *مقدار انرژی قابل مبادله برابر است با حداقل مقدار انرژی درخواستی خریدار و انرژی پیشنهادی فروشنده.*
۱۰. *قیمت توافقی معامله برابر است با میانگین قیمت پیشنهادی خریدار و فروشنده.*
۱۱. *سفارش‌هایی که در بازه زمانی مورد نظر موفق به تطبیق نشده‌اند، ذخیره می‌شوند.*
۱۲. پایان

۲-۲ معامله همتا به همتا انرژی الکتریکی

در مرحله نخست، پارامترهای مرتبط با سیستم مانند مقادیر پیش‌بینی‌شده تقاضای توان، الگوی تولید منابع انرژی تجدیدپذیر، تنظیمات واحدهای تولید گازسوز، مشخصات سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی و داده‌های مرتبط با شبکه توزیع برق، از طریق یک بستر ارتباطی به بهره‌بردار سیستم ارسال می‌شود. پس از تعیین برنامه‌های بهینه واحدهای پراکنده انرژی در مرحله BGMU، مبادلات انرژی بین مشارکت‌کنندگان با مزایده دوگانه پیوسته (CDA) انجام می‌شود؛ در نتیجه مکانیسم قیمت‌گذاری و تطبیق سفارش‌ها در مرحله معامله انرژی با استفاده از روش مزایده دوگانه پیوسته پیاده‌سازی شده و نیازی به تعبیه uniform clearing یا pay-as-bid در مسئله برنامه‌ریزی BGMU نیست. بهره‌بردار با حل مسئله بهینه‌سازی «BGMU» برنامه بهینه تأمین انرژی را برای تمامی مشترکان تعیین می‌کند. در پایان این مرحله،

[19] Scheduling plan

UNCORRECTED PROOF

برنامه بهینه انرژی برای هر مشترک که شامل تخصیص انرژی در تمامی بازه‌های زمانی دوره آتی است، به آنها ابلاغ می‌گردد. نتایج حاصل از مرحله اول به صورت یک برنامه تخصیص بهینه انرژی، مطابق رابطه (۲۷)، در اختیار مشترکان قرار می‌گیرد.

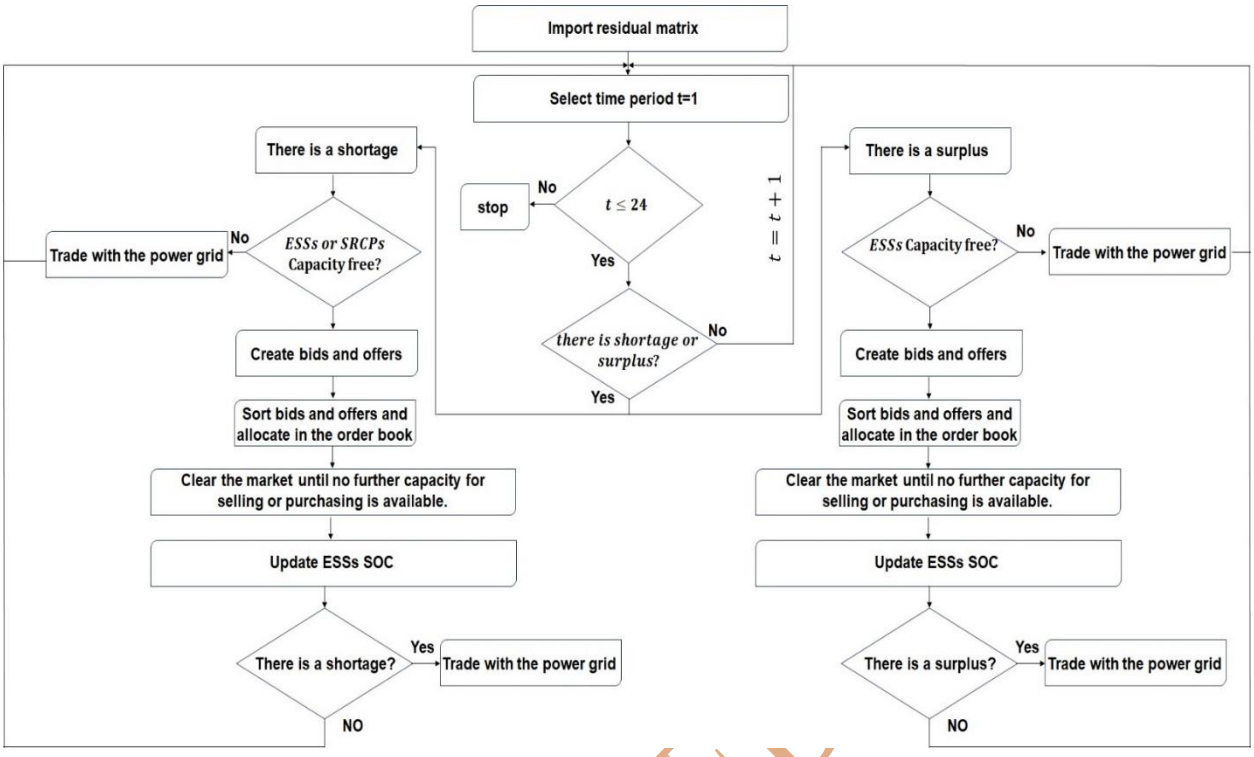
$$S_{sche} = [X^*_{1,t}, .., P^*_{i,t}] \quad (۲۷)$$

این برنامه‌ریزی که در مرحله قبل تعیین می‌گردد، نقش هر مشترک را در بازار معامله همتا به همتا انرژی در طول روز-بعد مشخص می‌کند. مشترکین فعال و سامانه‌های ذخیره‌سازی انرژی مستقل می‌توانند در بازه‌های زمانی مختلف نقش خود را تغییر دهند؛ به‌گونه‌ای که در برخی زمان‌ها به‌عنوان مصرف‌کننده برق عمل کرده و در زمان‌های دیگر به‌عنوان تولیدکننده وارد بازار شوند. نخستین لایه از فرآیند اجرای بازار معامله همتابه‌همتا در قالب الگوریتم شماره **یک** نمایش داده شده است. در گام نخست، داده‌های مرتبط با برنامه‌ریزی واحدهای پراکنده انرژی از مرحله بهینه‌سازی وارد می‌شوند. سپس حلقه مبادلات برای تمامی ساعات روز آینده تنظیم می‌گردد. در ادامه، بر اساس برنامه‌ریزی انجام شده در مرحله قبل (BGMU)، نقش هر مشترک در هر بازه زمانی مشخص می‌شود. پس از آن، هر تولیدکننده و مصرف‌کننده پیشنهاد فروش یا خرید خود را ارائه می‌دهد. این پیشنهادها وابسته به قیمت عمده‌فروشی برق در بازه زمانی مورد نظر هستند. برای نمونه، در ساعت ۸ صبح، قیمت فروش انرژی توسط شبکه بالادستی برابر با ۰.۱۵۴ دلار بر کیلووات‌ساعت و قیمت خرید آن برابر با ۰.۱ دلار بر کیلووات‌ساعت در نظر گرفته شده است. بنابراین، تمامی پیشنهادهای خرید و فروش در این ساعت باید در بازه تعیین‌شده بین این دو مقدار قرار گیرند.

در گام بعدی، پیشنهادهای خرید به‌صورت نزولی و پیشنهادهای فروش به‌صورت صعودی مرتب می‌شوند. قیمت‌های مرتب‌شده به دفتر سفارش اختصاص داده می‌شوند. هر بازه زمانی دفتر سفارش مخصوص به خود را دارد. برای هر جفت از پیشنهادات خرید و فروش در ابتدای دفتر سفارش، در صورتی‌که شرط بیان‌شده در ردیف (۸) برقرار باشد، معامله میان خریدار و فروشنده نهایی می‌شود. حجم انرژی مبادله‌شده برابر با حداقل مقدار انرژی پیشنهادی از طرف خریدار و فروشنده خواهد بود. همچنین قیمت توافقی میان خریدار و فروشنده بر اساس میانگین قیمت پیشنهادی آنها محاسبه می‌گردد. به دلیل عواملی همچون قیمت‌گذاری غیررقابتی، ممکن است برخی از پیشنهادهای خرید یا فروش در فرآیند مبادله با موفقیت تطبیق[۲۰] داده نشوند. در روش‌های سنتی، این پیشنهادهای تطبیق‌نیافته توسط شبکه برق خرید یا تأمین می‌شوند. در این مقاله یک لایه تکمیلی به بازار نظیر به نظیر انرژی اضافه شده که با مدیریت سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی، مقادیر باقیمانده را طی یک بازار رقابتی تخصیص می‌دهد. در این راستا، داده‌های مربوط به انرژی‌های باقی‌مانده در یک ماتریس ذخیره و به لایه دوم بازار پیشنهادی منتقل می‌شوند. این ماتریس شامل گروهی از پیشنهادهای خرید و فروش است که در مرحله نخست تطبیق داده نشده‌اند. نمودار فرآیند اجرای لایه دوم مرتبط با توازن انرژی باقیمانده در شکل (۲) ارائه شده است.

[20] Match

UNCORRECTED PROOF



شکل ۲. فلوچارت پیاده‌سازی لایه دوم بازار نظیر به نظیر انرژی.

به‌محض اتمام مرحله نخست بازار معامله همتا به همتا انرژی، لایه دوم بازار محلی با وارد کردن داده‌های مربوط به انرژی‌های مازاد یا کمبود آغاز می‌شود. الگوریتم پیشنهادی برای توازن انرژی‌های باقی‌مانده از طریق مدیریت ذخیره‌سازها انرژی در هر دوره معاملاتی تکرار می‌گردد. در هر دوره، سامانه بررسی می‌کند که آیا کمبود یا مازاد انرژی از مرحله پیشین وجود دارد یا خیر. در این حالت دو سناریو ممکن است رخ دهد. اگر در دوره زمانی (t) انرژی مازاد وجود داشته باشد، سطح شارژ ذخیره‌سازها بررسی می‌شود. در صورتی‌که ظرفیت کافی برای ذخیره‌سازی مازاد وجود نداشته باشد، مشترکان ناچارند انرژی اضافی خود را به با شبکه بالادست معامله کنند. اما اگر ذخیره‌سازها توان خرید انرژی مازاد تولیدکنندگان را داشته باشند، مشترکان پیشنهادهای خرید و فروش مشابه مرحله نخست ایجاد می‌کنند. این پیشنهادها برای خریداران به‌صورت نزولی و برای ذخیره‌سازها به‌صورت صعودی مرتب می‌شود. فرآیند مبادله تا زمانی ادامه می‌یابد که یا انرژی مازاد به‌طور کامل جذب شود و یا ظرفیت ذخیره‌سازها تکمیل گردد. در حالت کمبود انرژی نیز روندی مشابه دنبال خواهد شد.

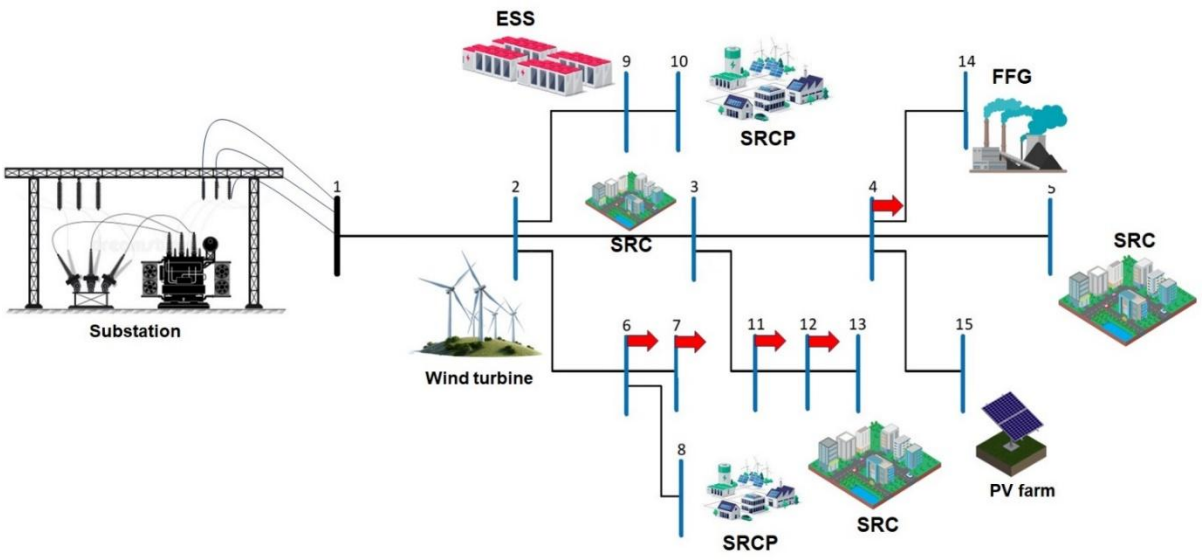
در چارچوب پیشنهادی، حضور لایه دوم بازار با مدیریت ذخیره‌ساز انرژی موجب افزایش رفاه اجتماعی کل می‌شود چرا که انرژی مازاد به جای فروش به بازار عمده‌فروشی، به صورت محلی تخصیص می‌یابد. با این حال، برای جلوگیری از سوءاستفاده احتمالی یک بازیگر غالب (مثلاً یک ذخیره‌ساز بسیار بزرگ)، وجود گزینه معامله با شبکه بالادست (FiT/TOU) به صورت طبیعی سقف و کف قیمت را تعیین کرده و از رفتارهای انحصاری جلوگیری می‌کند. در نتیجه، مزایای اقتصادی حاصل از لایه دوم در یک بازار منصفانه و رقابتی به دست می‌آید و میان مشارکت‌کنندگان توزیع می‌گردد.

UNCORRECTED

۳. شبیه‌سازی و نتایج

۳-۱ مفروضات

پیکربندی شبکه مورد مطالعه شامل نیروگاه بادی، مزرعه خورشیدی، نیروگاه گازسوز، سامانه ذخیره‌سازی انرژی مستقل، دو واحد مجتمع هوشمند مسکونی دارای باتری و سه واحد مجتمع هوشمند بدون باتری است که در شکل (۳) نشان داده شده است. روش پیشنهادی بر روی شبکه استاندارد توزیع برق ۱۵ گره‌ای که نخستین بار در [۳۷] معرفی شده، پیاده‌سازی شده است. همچنین داده‌های مربوط به خطوط شبکه توزیع برق در جدول (۲) ارائه گردیده و سایر اطلاعات مرتبط با شبکه در مرجع [۳۷] قابل دسترس است. ظرفیت باتری مجتمع هوشمند مسکونی و سامانه ذخیره‌سازی مستقل انرژی به ترتیب برابر با ۴.۵ مگاوات‌ساعت و ۲۰ مگاوات‌ساعت در نظر گرفته شده است. نیروگاه گازسوز نیز دارای ظرفیت نامی ۱.۷ مگاوات می‌باشد. بارهای غیرقابل‌کنترل که با فلش‌های قرمز در شکل (۳) نمایش داده شده‌اند، دارای مصرف ثابت بوده و امکان مشارکت در بازار محلی معامله همتا به همتا را ندارند، از این رو انرژی مورد نیاز خود را مستقیماً از بازار عمده‌فروشی برق تأمین می‌کنند. در مقابل، مجتمع‌های مسکونی هوشمند دارای باتری مشابه مجتمع‌های مسکونی بدون باتری همزمان قادر به حضور فعال در بازار همتا به همتا و بازار عمده فروشی جهت مبادله انرژی هستند. تفاوت اصلی این دو مشترک آن است که مجتمع‌های دارای باتری، علاوه بر خرید انرژی، می‌توانند مازاد تولید خود را نیز در بازار همتا به همتا و عمده فروشی به فروش برسانند.



شکل ۳. ساختار شبکه توزیع برق و آرایش مشترکین نصب شده در آن.

انحراف مجاز ولتاژ شبکه‌ی برق در بازه‌ی ۰٫۹ تا ۱٫۱ پریونیت در نظر گرفته شده است. کران بالا و پایین توان شارژ و دشارژ باتری مجتمع های مسکونی هوشمند و سامانه‌های ذخیره‌ساز مستقل انرژی، به‌ترتیب برابر با ۱ و ۲ مگاوات است. همچنین، بازدهی فرایند شارژ و دشارژ آن‌ها

TED PROOF

نیز ۰٫۹ در نظر گرفته شده است. محدودیت‌های نرخ تغییر توان مربوط به توان تزریقی شبکه‌ی برق و توان تولیدی نیروگاه‌های گازی به‌ترتیب برابر با ۵۰۰ و ۶۰۰ کیلووات در نظر گرفته شده است. تقاضای پیش‌بینی‌شده‌ی توان مصرف‌کنندگان، همراه با توان تولیدی پیش‌بینی‌شده‌ی سامانه‌های خورشیدی و توربین‌های بادی، در شکل (۴) نشان داده شده است. منحنی سیاه نشان‌دهنده‌ی تقاضا برق مجتمع‌های مسکونی هوشمند با باتری و بدون آن است. منحنی‌های آبی و قرمز به‌ترتیب بیانگر توان تولیدی پیش‌بینی‌شده‌ی توربین‌های بادی و نیروگاه‌های خورشیدی برای روز آینده هستند. شبکه‌ی برق هزینه‌ی مصرف مشترکان را بر اساس تعرفه‌ی زمانی[21] دریافت می‌کند. نرخ تعرفه‌ها در سه بازه‌ی کم‌باری، میان‌باری و پرباری به‌ترتیب برابر با ۰٫۰۷۹، ۰٫۱۲۲ و ۰٫۱۸۲ دلار بر کیلووات‌ساعت است. همچنین فرض شده است که کمپرسور، ۲۵ درصد توان تولیدی واحد گازی را مصرف می‌کند [۳۸]. نرخ خرید تضمینی برق توسط شرکت برق نیز برابر با ۰٫۰۶۹ دلار بر کیلووات‌ساعت در نظر گرفته شده است. شایان ذکر است که الگوریتم بهینه‌سازی پیشنهادی در مرحله اول (BGMU) با استفاده از جعبه‌ابزار بهینه‌سازی (YALMIP) در محیط متلب نسخه‌ی ۲۰۱۴ اجرا شده و محاسبات در لپ‌تاب دارای ۱۲ گیگابایت حافظه‌ی اصلی و پردازنده‌ی ۲٫۵ گیگاهرتز انجام گرفته است.

جدول ۲. مشخصات شبکه توزیع برق [۳۷].

شاخه	*از*	*به*	*مقاومت*(Ω)	*راکتانس*(Ω)	*شاخه*	*از*	*به*	*مقاومت*(Ω)	*راکتانس*(Ω)
۱	۱	۲	۱.۱۱۸۳	۱.۰۹۳۸	۸	۶	۷	۰.۸۹۹۳	۰.۶۰۶۶
۲	۲	۳	۰.۹۶۷۱	۰.۹۴۶۰	۹	۶	۸	۱.۰۳۴۲	۰.۶۹۷۶
۳	۳	۴	۰.۶۹۵۱	۰.۶۷۹۹	۱۰	۳	۱۱	۱.۴۸۳۹	۱.۰۰۰۹
۴	۴	۵	۱.۲۹۱	۰.۸۴۹۳	۱۱	۱۱	۱۲	۲.۰۲۳۵	۱.۳۶۴۹
۵	۲	۹	۱.۶۶۳۸	۱.۱۲۲۲	۱۲	۱۲	۱۳	۱.۶۶۳۸	۱.۱۲۲۲
۶	۹	۱۰	۱.۳۹۴۰	۰.۹۴۰۲	۱۳	۴	۱۴	۱.۸۴۳۶	۱.۲۴۳۶
۷	۲	۶	۲.۱۱۳۴	۱.۴۲۵۵	۱۴	۴	۱۵	۰.۹۸۹۳	۰.۶۶۷۳

۲-۳ مطالعات عددی

روش پیشنهادی از سه جنبه مورد بررسی قرار گرفته است:

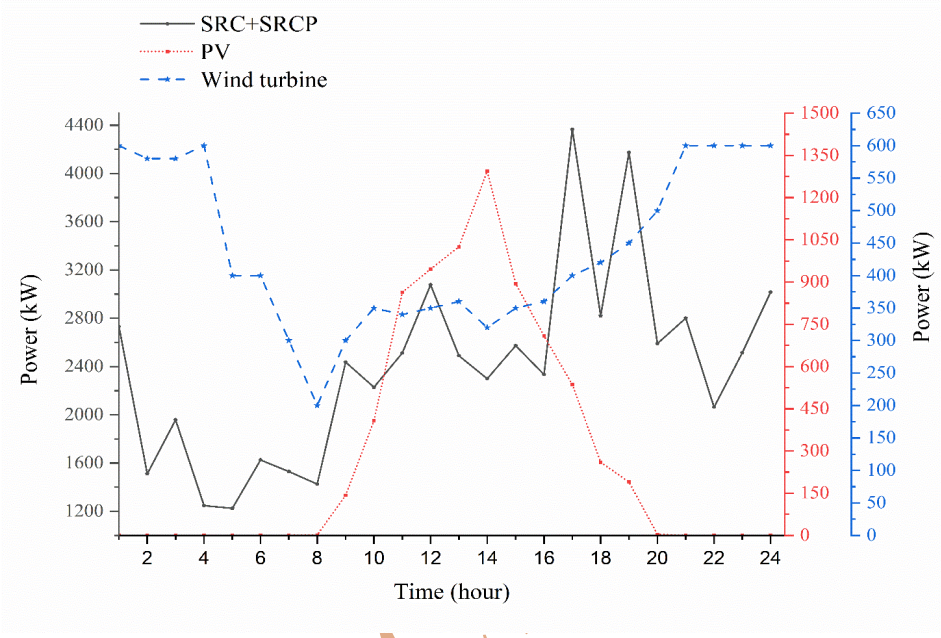
۱ .برنامه‌ریزی انرژی شبکه‌ی مورد مطالعه بر اساس الگوریتم بهینه‌سازی ارائه‌شده (مرحله اول روش پیشنهادی تنها BGMU).

[21] Time of use (TOU)

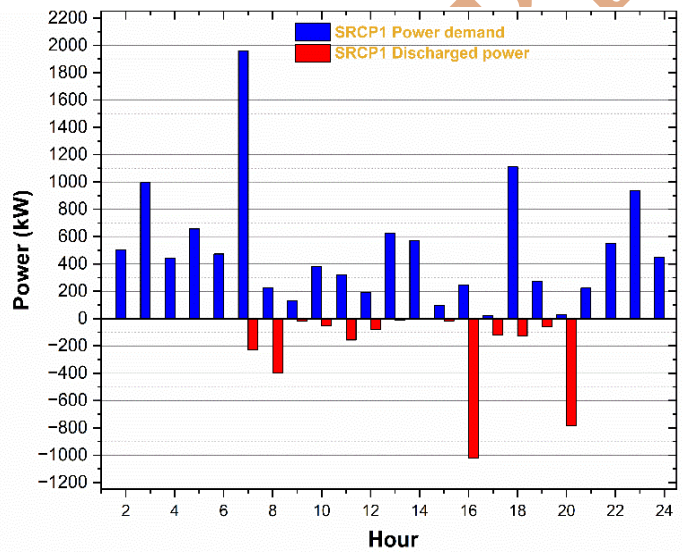
UNCORRECTED PROOF

۲ .مبادله‌ی همتا به همتا در بازار انرژی تک‌لایه.

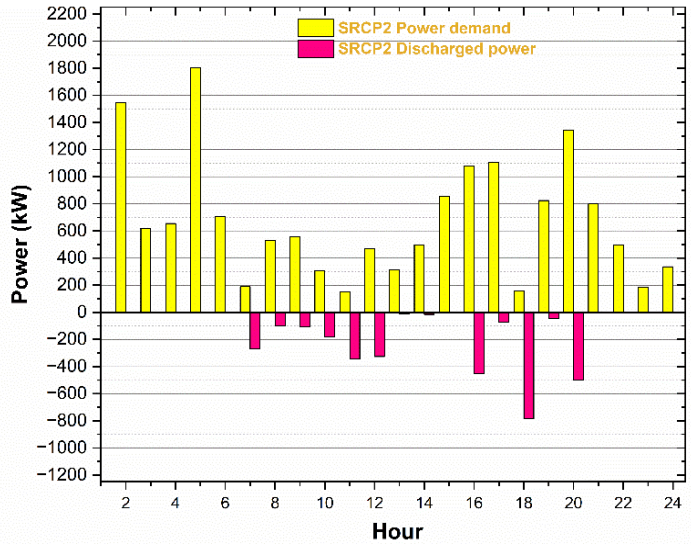
۳. مبادله‌ی همتا به همتا در بازار انرژی دولایه‌ی محلی.



شکل ۴. پارامترهای مرتبط با بار الکتریکی، توان تولیدی واحدهای بادی و خورشیدی پیش‌بینی شده برای روز بعد.

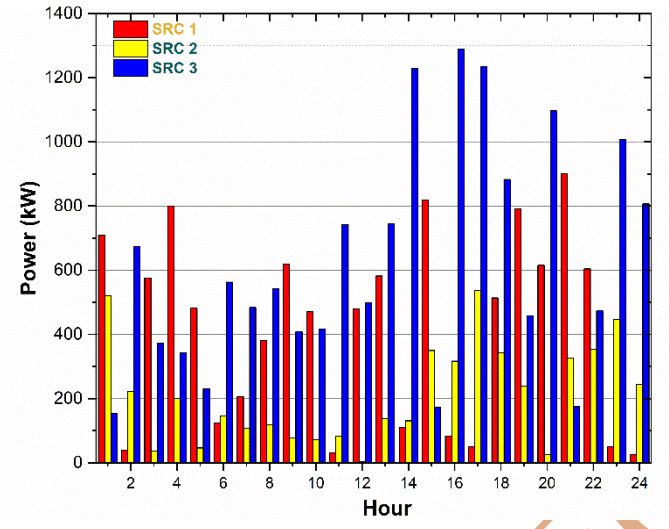


شکل ۵. برنامه بهینه مصرف انرژی و تخلیه باتری مجتمع مسکونی دارای ذخیره‌ساز انرژی شماره ۱.

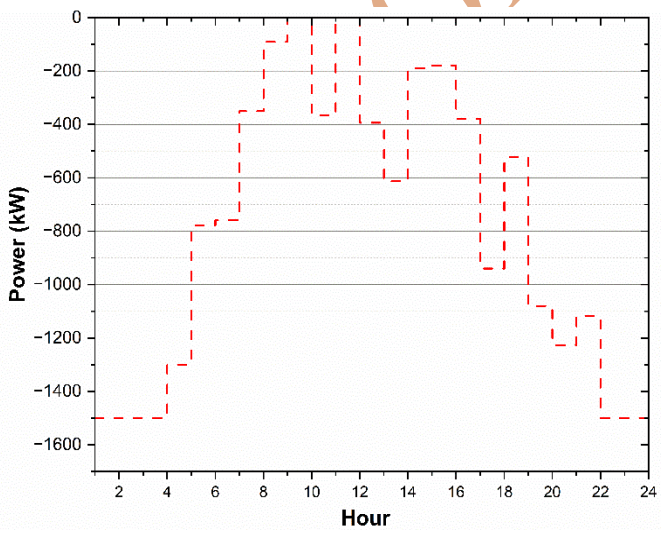


شکل ۶. برنامه بهینه مصرف انرژی و تخلیه باتری مجتمع مسکونی دارای ذخیره‌ساز انرژی شماره ۲.

بر اساس پارامترهای ورودی نشان داده شده در شکل ۴، بهره‌بردار سیستم برنامه BGMU را جهت برنامه‌ریزی انرژی مشترکین اجرا کرده و برنامه بهینه انرژی هر مشترک را تعیین می‌کند. نتایج حاصل از حل مسئله BGMU در شکل‌های ۵ و ۶ نشان داده شده است که به‌ترتیب بیانگر الگوی تقاضای انرژی و برنامه زمان‌بندی تخلیه باتری مجتمع‌های مسکونی هوشمند با باتری شماره ۱ و ۲ هستند. منحنی آبی و زرد به‌ترتیب تقاضای انرژی بهینه‌شده مجتمع مسکونی هوشمند با باتری ۱ و ۲ را نشان می‌دهند، در حالی که منحنی قرمز و صورتی بیانگر توان تخلیه‌شده باتری این دو مجتمع است. همان‌طور که اشاره شد، این دسته از مشترکان در نقش "مشترک فعال" عمل می‌کنند و قادرند در ساعات مختلف هم به‌عنوان مصرف‌کننده و هم به‌عنوان تولیدکننده در شبکه مشارکت داشته باشند.



شکل ۷. برنامه بهینه مصرف انرژی مجتمع‌های مسکونی بدون باتری.

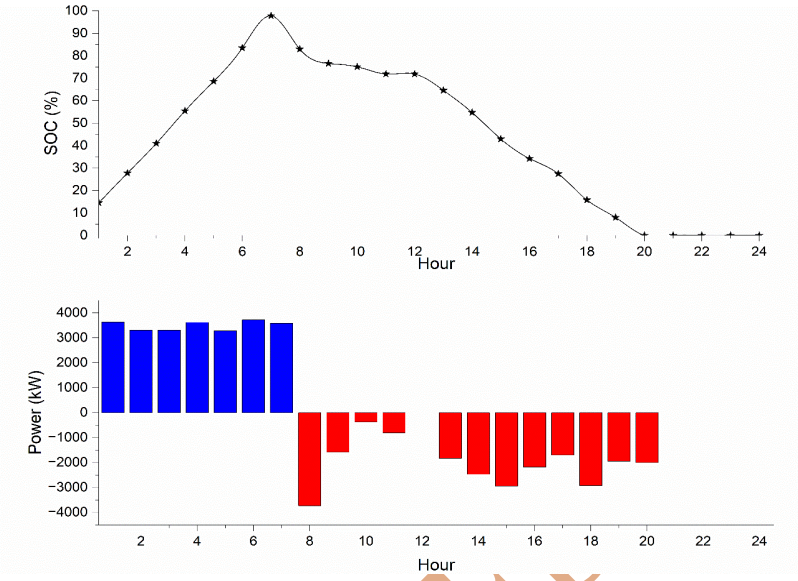


شکل ۸. برنامه بهینه تولید توان واحدهای گازسوز.

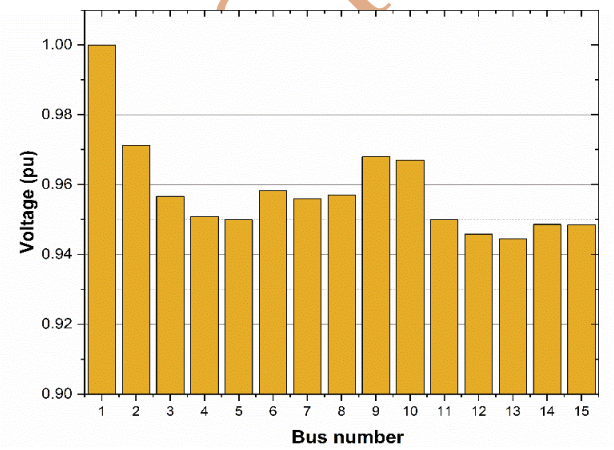
برنامه‌های بهینه انرژی سه مجتمع مسکونی هوشمند بدون باتری در شکل (۷) ارائه شده است. در ساعات کم‌باری، میزان تقاضای توان مجتمع‌های مسکونی هوشمند با باتری بیشتر از مجتمع‌های بدون باتری است، زیرا این مجتمع‌ها طی این ساعات باتری‌های خود را شارژ می‌کنند. برنامه بهینه تولید توان واحد تولید انرژی گازسوز در شکل (۸) نشان داده شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، تولید توان این واحد در ساعات کم‌بار و میان‌بار بیشتر از ساعات اوج‌بار است. دلیل این امر آن است که طی این دوران انرژی ذخیره شده در باتری‌های مجتمع‌های هوشمند ۱ و ۲ و سامانه ذخیره‌ساز انرژی مستقل در شبکه عرضه می‌شود. همچنین این دوران همزمان است با اوج بار الکتریکی تولیدی واحدهای خورشیدی. برنامه بهینه شارژ و دشارژ سامانه ذخیره‌ساز مستقل انرژی که در گره ۹ شبکه توزیع برق نصب شده است، در شکل (۹) نمایش داده شده است. از آنجا که ساعات ۱ الی ۷ صبح به دوران کم‌باری متعلق هستند، عملیات شارژ ذخیره‌ساز انرژی در این ساعات برنامه‌ریزی شده است. همچنین، ساعات ۸ تا ۲۰ با دوره میان‌بار و اوج‌بار هم‌زمان هستند، از این رو، عملیات دشارژ ذخیره‌ساز انرژی در این بازه زمانی انجام می‌شود. برنامه‌ریزی مصرف انرژی مشترکان با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه توزیع برق انجام می‌گیرد. به عبارت دیگر، BGMU برنامه‌ریزی منابع پراکنده انرژی را با در نظر گرفتن قیود شبکه توزیع برق انجام می‌دهد تا ضمن تعیین برنامه‌های بهینه انرژی مشترکان، بهره‌برداری بهینه از

UNCORRECTED PROOF

شبکه توزیع برق نیز تضمین شود. در شکل (۱۰)، میزان انحراف متوسط ولتاژ برای شبکه توزیع مورد مطالعه نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، میزان انحراف ولتاژ متوسط در گره‌های مختلف شبکه توزیع در محدوده مجاز قرار دارد.



شکل ۹. سطح انرژی و برنامه شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی مستقل.



شکل ۱۰. تغییرات متوسط ولتاژ طی شینه‌های مختلف شبکه توزیع برق

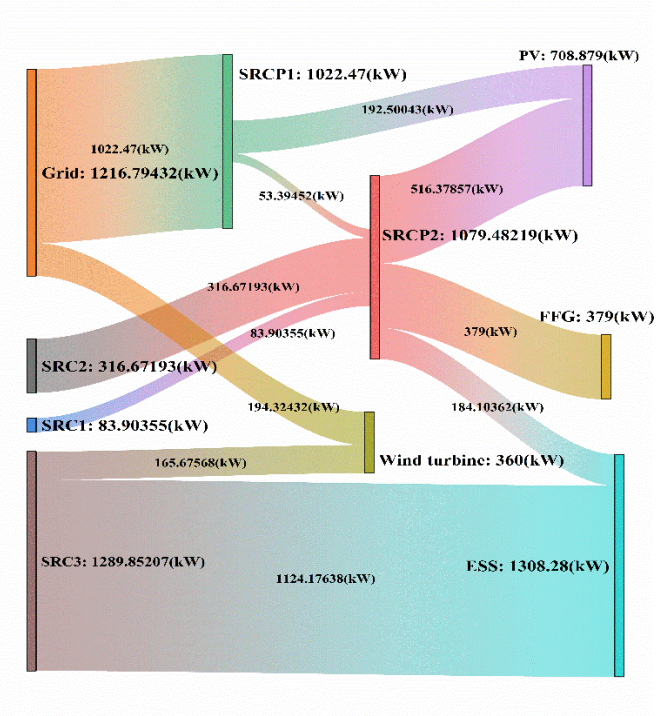
خروجی‌های بهینه‌سازی BGMU (شکل‌های ۵ تا ۹) به همه مشترکین گزارش می‌شود. لازم به ذکر است که هر مشترک تنها برنامه انرژی خود را دریافت می‌کند و از برنامه سایر مشترکین اطلاعی ندارد. در هر ساعت از شبانه‌روز ، مشترکین بر اساس الگوریتم ارائه‌شده پیشنهاد خرید و فروش خود را ارسال می‌کنند. استفاده از تعرفه زمان مصرف به عنوان قیمت خرید و فروش انرژی از شبکه بالادست، دوره‌های بهره‌برداری را به سه بازه کم‌باری، میان‌باری و اوج بار تقسیم کرده است. در این راستا، جریان مبادلات انرژی مشترکین در قالب نمودار[۲۲] نمایش داده شده و

[22] Sankey

دفتر سفارش‌ها برای دو بازه نمونه، یعنی دوره کم‌باری و اوج بار، مورد بررسی قرار گرفته است. جدول ۳ جریان مبادلات انرژی مشترکین مختلف و دفاتر سفارش مربوط به ساعات ۱ و ۱۶ را نشان می‌دهد.

جدول ۳. نمونه‌ای جریان معاملات انرژی الکتریکی مشترکین و دفتر سفارشات مربوطه طی دوران کم باری (ساعت ۱ صبح) و اوج بار (ساعت ۱۶ ظهر).

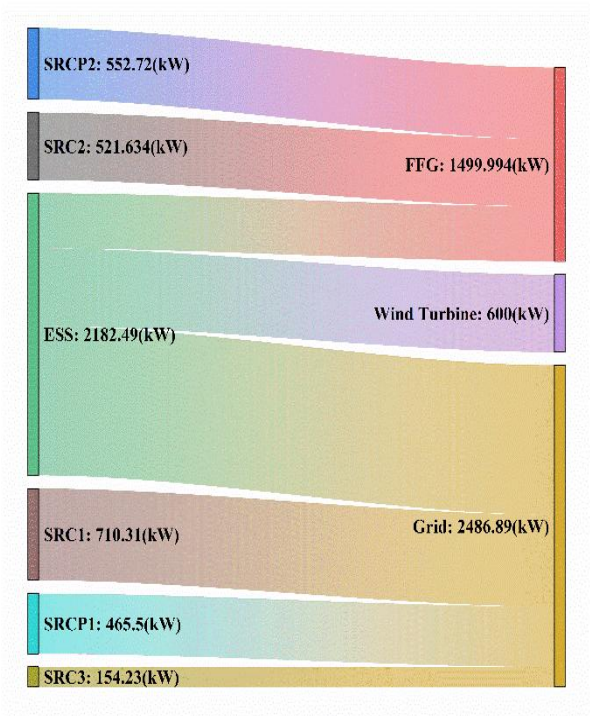
ساعت ۱۶



دفتر سفارشات

فروشنده	انرژی (kW)	قیمت ($)	خریدار	انرژی (kW)	قیمت ($)
SRCP2	۴۵۳.۹۷	۰.۰۸۵۸۹۹	SRC2	۳۱۶.۶۷	۰.۱۸۰۷
PV	۷۰۸.۸۷۹	۰.۱۲۶۹۱۱	SRC1	۸۳.۹۰۳	۰.۱۵۸۵
FFG	۳۷۹	۰.۱۴۴۶۱۳	SRCP1	۲۴۵.۸۹	۰.۱۲۷۰
ESS	۱۳۰۸.۲۸	۰.۱۵۶۴۲۶۸	SRCP2	۱۰۷۹.۴	۰.۰۷۴۰
Wind turbine	۳۶۰	۰.۱۶۸۴۴۳۷	SRC3	۱۲۸۹.۸	۰.۰۷۱۶
SRCP1	۱۰۲۲.۴۷	۰.۱۷۴۸۳۳۸			

ساعت ۱



دفتر سفارشات

فروشنده	انرژی (kW)	قیمت ($)	خریدار	انرژی (kW)	قیمت ($)
FFG	-۱۵۰۰	۰.۰۶۱	SRC2	۵۲۱.۶۳	۰.۰۷۷
Wind	-۶۰۰	۰.۰۶۹	SRCP2	۵۵۲.۷۲۳	۰.۰۷۳۴
			ESS	۲۱۸۲.۵	۰.۰۷۲۵
			SRC1	۷۱۰.۳۱	۰.۰۶۹۵
			SRC3	۱۵۴.۲۳	۰.۰۶۹۱
			SRCP1	۴۶۵.۵	۰.۰۶۴۸

UNCORRECT

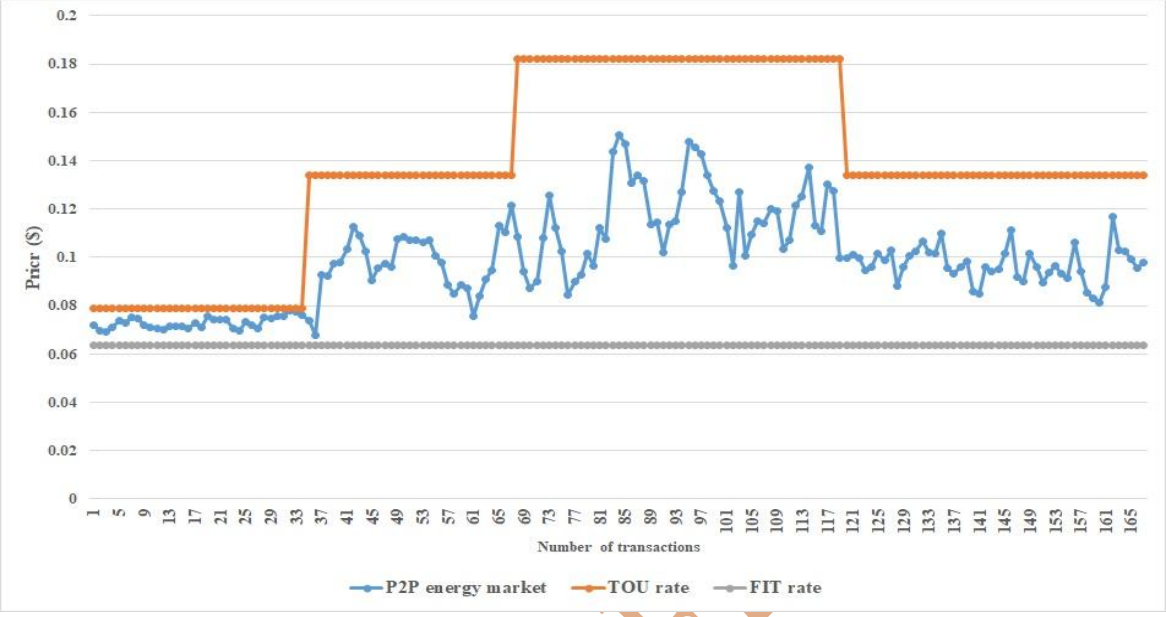
در ساعت ۱ تنها توربین بادی و واحد گازی فعال هستند که مجموع انرژی تولیدی آن‌ها برابر با ۲۱۰۰ کیلووات ساعت است. این تولیدکنندگان قیمت پیشنهادی خود را برای انرژی تولیدی اعلام کرده و مقادیر به ترتیب صعودی مرتب می‌شوند. با توجه به اینکه واحد گازی قیمت پایین‌تری ارائه کرده، در بالای دفتر سفارش این ساعت قرار می‌گیرد. با عنایت به اینکه ساعت ۱ نخستین دوره مبادلات روز است، همه مشترکینی که دارای قابلیت ذخیره‌سازی انرژی هستند، شامل واحد ذخیره‌ساز انرژی و مجتمع‌های مسکونی هوشمند با باتری، به‌عنوان خریدار انرژی الکتریکی عمل می‌کنند. پیشنهادهای خرید مشترکین به ترتیب نزولی مرتب می‌شود و از آنجا که مجتمع مسکونی هوشمند بدون باتری شماره ۲ قیمت بالاتری پیشنهاد داده، در صدر دفتر سفارش خریداران قرار می‌گیرد. در این ساعت، مجتمع مسکونی هوشمند بدون باتری شماره ۲ و مجتمع مسکونی هوشمند با باتری شماره ۲ انرژی مورد نیاز خود را از واحد گازی با قیمت‌های توافقی ۰/۰۷۱۸۵۲ و ۰/۰۶۹۷۲ (بر حسب دلار بر کیلووات ساعت) خریداری می‌کنند. با توجه به حجم بالای تقاضای ذخیره‌ساز انرژی، بخش باقی‌مانده انرژی در بازار محلی همتا به همتا توسط آن خریداری می‌شود. در این مبادله، ذخیره‌ساز انرژی حدود ۴۲۵ کیلووات از واحد گازی و ۶۰۰ کیلووات از توربین بادی خریداری کرده است که قیمت‌های توافقی به ترتیب برابر با ۰/۰۶۹۲۷ و ۰/۰۷۰۸ دلار بر کیلووات ساعت می‌باشد.

سمت راست جدول شماره ۳ جریان تبادلات انرژی مشترکین و دفتر سفارشات مربوط به ساعت ۱۶، که یکی از دوره‌های اوج بار الکتریکی است، را نشان می‌دهد. برخلاف ساعات ابتدایی روز معاملاتی، در ساعت ۱۶ تنوع قابل توجهی از تولیدکنندگان انرژی در بازار محلی همتا به همتا انرژی حضور دارند. در این زمان شش تولیدکننده انرژی پیشنهادات خود را ارائه می‌کنند که در میان آن‌ها قیمت مجتمع مسکونی هوشمند با باتری شماره ۲ پایین‌تر از سایرین است و در صدر دفتر سفارش فروشندگان قرار گرفته است. با توجه به قیمت‌های پیشنهادی فروشندگان و خریداران، میانگین قیمت‌ها به‌طور محسوسی بالاتر از ساعت ۱ صبح است. همچنین به دلیل اینکه قیمت‌های پیشنهادی مشتریان وابسته به تعرفه‌های خرده‌فروشی انرژی است، در ساعات اوج مصرف، میانگین قیمت‌های بازار محلی همتا به همتا نیز بیشتر از دوره‌های کم‌باری است. در این ساعت، برخی از مجتمع‌های مسکونی هوشمند با باتری نقش مصرف‌کننده و تولیدکننده همزمان را ایفا می‌کنند.

به عنوان نمونه، مجتمع مسکونی هوشمند با باتری شماره ۲، مقدار ۴۵۴ کیلووات ساعت انرژی را با قیمت ۰/۰۸۵ (دلار بر کیلووات ساعت) برای فروش عرضه کرده و همزمان ۱۰۷۹ کیلووات ساعت انرژی را با قیمت ۰/۰۷۴ (دلار بر کیلووات ساعت) برای خرید پیشنهاد داده است. مشابه آن، مجتمع مسکونی هوشمند با باتری شماره ۱، مقدار ۲۴۶ کیلووات را با قیمت ۰/۱۲۷ برای خرید و ۱۰۲۲/۴۷ کیلووات را با قیمت ۰/۱۷۴ برای فروش پیشنهاد داده است. این دو مجتمع (شماره ۱ و ۲) به‌طور همزمان در بازار همتا به همتا به عنوان خریدار و فروشنده مشارکت دارند؛ به این معنا که درصدد خرید انرژی ارزان و فروش انرژی ذخیره‌شده خود با قیمت بالاتر هستند تا سود بیشتری کسب کنند. با این حال، مجتمع شماره ۱ انرژی ذخیره‌شده خود را با قیمتی بالا عرضه کرده است که موجب شده بسته پیشنهادی این مشترک در بازار محلی همتا به همتا با موفقیت تطبیق نیابد. در نبود یک بازار دولایه انرژی، مجتمع مسکونی دارای باتری شماره ۱ ناچار است حدود ۱ مگاوات ساعت انرژی را با نرخ پایین خرید تضمینی به شبکه برق بفروشد. با استفاده از بازار محلی همتا به همتا تک لایه، حدود ۱۶۵ معامله انرژی میان مشترکین انجام می‌شود. شکل شماره ۱۱ قیمت‌های توافقی معاملات انرژی همتا به همتا را در مقایسه با تعرفه زمان مصرف و نرخ خرید تضمینی نمایش می‌دهد.

UNCORRECTED PROOF

همان‌گونه که مشاهده می‌شود، توافق‌های معاملاتی مشترکین در بازه‌ای صورت گرفته که تعرفه زمان مصرف به‌عنوان کران بالا و نرخ خرید تضمینی به‌عنوان کران پایین عمل کرده است.



شکل ۱۱. مقایسه مابین قیمت توافقی مابین مشترکین طی لای اول بازار همتا به همتا و قیمت های خرید و فروش توسط شبکه بالادست.

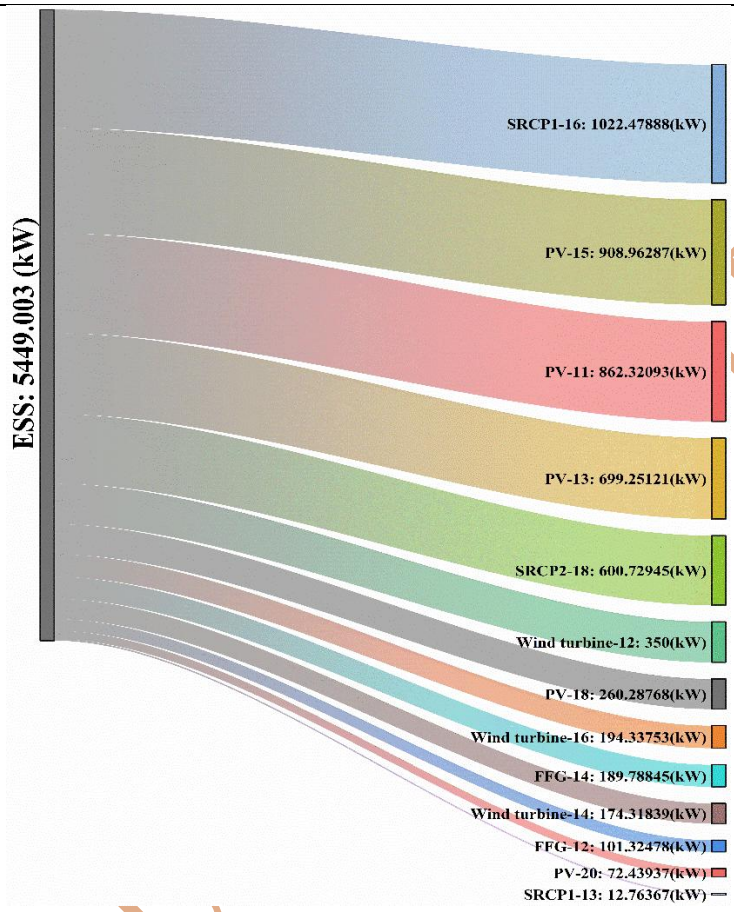
در ساعت شانزدهم معاملات، حدود ۱.۲ مگاوات‌ساعت انرژی مازاد از طریق تعرفه خرید تضمینی به بازار عمده‌فروشی انرژی فروخته می‌شود که به‌طور قابل توجهی کمتر از قیمت‌های تسویه‌شده در بازار محلی همتا به همتا است. این موضوع موجب کاهش منافع تولیدکنندگان و کاهش رفاه اجتماعی کل می‌گردد. برای رفع این مشکل، در این مقاله یک بازار محلی سطح دوم پیشنهاد شده است که از مدیریت ذخیره‌ساز انرژی برای تخصیص این مقادیر مازاد در چارچوب بازار محلی همتا به همتا استفاده می‌کند و از فروش آن به بازار عمده‌فروشی اجتناب می‌شود. در بخش بعدی، عملکرد اجرای بازار همتا به همتای سطح دوم بر هزینه و درآمد مشترکان مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین در این سطح، تنها ذخیره‌ساز انرژی قرارگرفته در گره ۹ به‌عنوان متعادل‌کننده انرژی‌های مازاد به‌کار گرفته می‌شود که بر اساس الگوریتم ارائه‌شده در شکل ۲ عمل می‌کند. فرض بر این است که در صورت وجود انرژی مازاد در ذخیره‌ساز، سطح انرژی آن ثابت نگه داشته می‌شود تا در ساعات بعدی در بازار محلی انرژی مورد استفاده قرار گیرد.

در پایان لایه نخست بازار همتا به همتا انرژی، حدود ۵/۵ مگاوات‌ساعت انرژی مازاد باقی می‌ماند که با شبکه برق مبادله می‌شود. در لایه دوم پیشنهادی این پژوهش برای بازار محلی انرژی، انرژی مازاد از طریق یک چارچوب معاملاتی نشان داده شده در شکل ۲ ذخیره شده و در ساعات بعدی، زمانی که تولید محلی پاسخگوی تقاضا نباشد، مورد استفاده قرار می‌گیرد. شکل ۱۲ مبادلات انرژی بین سامانه ذخیره‌ساز انرژی و سایر تولیدکنندگان را در لایه دوم بازار همتا به همتا نشان می‌دهد که به منظور ذخیره‌سازی انرژی‌های مازاد انجام می‌شود. از ساعت ۱۱ تا

UNCORRECTED

۲۰، سامانه ذخیره‌ساز انرژی حدود ۵/۵ مگاوات‌ساعت انرژی از تولیدکنندگانی که در لایه اول بازار همتا به همتا امکان تطبیق نداشته‌اند، خریداری می‌کند. پیشنهادهای فروش تولیدکنندگان برای این انرژی‌های مازاد در بازه‌ای بین ۰.۰۶۹ تا ۰.۰۸۷۹ در نظر گرفته شده است. به بیان دیگر، حداکثر قیمتی که فروشندگان در لایه دوم بازار همتا به همتا می‌توانند ارائه دهند، ۳۰ درصد بیشتر از نرخ خرید تضمینی برق توسط شبکه بالادست است. فرایند مبادله انرژی در لایه دوم برای مشترکین مشابه لایه نخست بوده (مطابق الگوریتم ۱)، با این تفاوت که در مرحله موازنه انرژی مازاد، سامانه ذخیره‌ساز انرژی تنها خریدار بازار محلی است. در دفتر سفارش‌ها نیز ستون دوم تولیدکنندگان، ستون سوم حجم انرژی معامله‌شده، ستون چهارم قیمت توافقی، و ستون آخر بازه زمانی معامله را نشان می‌دهد.

جدول ۴. جریان مبادلات انرژی و دفتر سفارش‌های مربوطه از طریق مدیریت ذخیره‌ساز انرژی طی لایه دوم بازار همتا به همتا برای خرید.



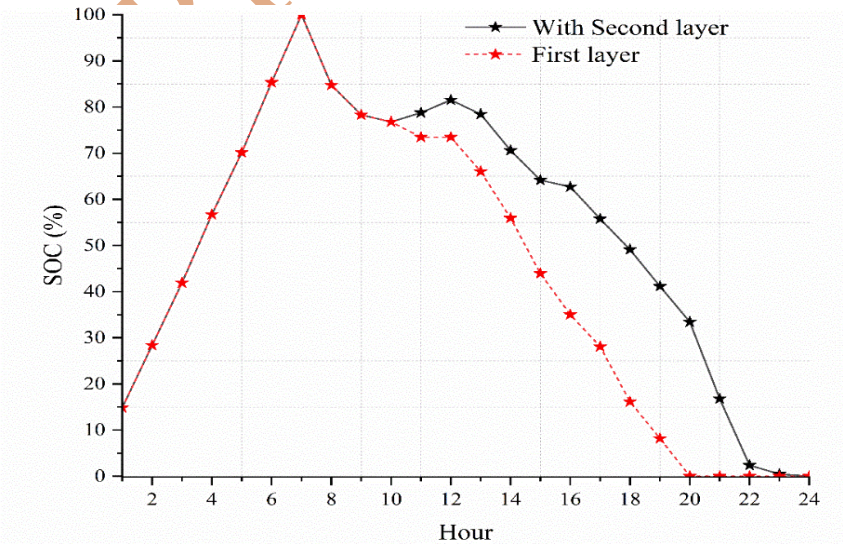
شکل ۱۲. انرژی مبادله شده مابین خریداران و فروشندگان (خرید مازاد انرژی)

لایه دوم: دفتر سفارشات مرتبط با خرید انرژی				
خریدار	فروشنده	انرژی (kWh)	قیمت ($)	ساعت
ESS	PV	۸۶۲.۳۲۰۹	۰.۰۷۷۹	۱۱
ESS	FFG	۱۰۱.۳۲۴۷	۰.۰۷۲۱	۱۲
ESS	Wind turbine	۳۵۰	۰.۰۸۷۳	۱۲
ESS	SRCP1	۱۲.۷۶۳	۰.۰۷۵۲	۱۳
ESS	PV	۶۹۹.۲۵	۰.۰۸۱۵۳	۱۳
ESS	FFG	۱۸۹.۷۸۸	۰.۰۷۴۴	۱۴
ESS	Wind turbine	۱۷۴.۳۱۸	۰.۰۸۲۷۰	۱۴
ESS	PV	۹۰۸.۹۶۲	۰.۰۷۱۹	۱۵
ESS	Wind turbine	۱۹۴.۳۳	۰.۰۶۹۰	۱۶
ESS	SRCP1	۱۰۲۲.۴۷	۰.۰۷۶۳	۱۶
ESS	SRCP2	۶۰۰.۷۲	۰.۰۷۱۱	۱۸
ESS	PV	۲۶۰.۲۸۷۶۸	۰.۰۷۱	۱۸
ESS	PV	۷۲.۴۳۹	۰.۰۸۶۴	۲۰

ED PROOF

با در نظر گرفتن راندمان شارژ و دشارژ سامانه ذخیره‌ساز انرژی مستقل، از مجموع ۵۴۴۵ کیلووات ساعت انرژی خریداری‌شده در ساعات ۱۱ تا ۲۰، حدود ۴۴۱۰ کیلووات ساعت انرژی قابلیت فروش طی ساعات ۲۰ تا ۲۴ را خواهد داشت. همچنین با توجه به قیمت‌های توافقی در مرحله موازنه مازاد، سامانه ذخیره‌ساز انرژی برای این مقدار انرژی خریداری شده حدود ۴۰۸ دلار پرداخت کرده است. در این راستا، قیمت حدی فروش انرژی توسط سامانه ذخیره‌ساز انرژی مستقل برابر با ۰.۰۹۲۴۶ دلار بر کیلووات ساعت باشد. به عبارت دیگر، اگر این سامانه هر کیلووات‌ساعت انرژی ذخیره‌شده را با قیمتی پایین‌تر از این مقدار به فروش برساند، متحمل زیان می‌شود. پس از ساعت ۲۰ کمبود انرژی در بازار محلی همتا به همتا رخ می‌دهد که توسط انرژی ذخیره‌شده در سامانه جبران می‌شود. با توجه به قیمت نهایی سامانه ذخیره‌ساز انرژی، بازه قیمت پیشنهادی و تقاضای خریداران در محدوده ۰.۰۹۲۴۶ تا ۰.۱۲۲ دلار بر کیلووات ساعت تنظیم می‌شود. نمودار سانکی مبادلات انرژی در مرحله موازنه کمبود لایه دوم بازار همتا به همتا و دفتر سفارش‌های مرتبط در جدول ۵ ارائه شده است.

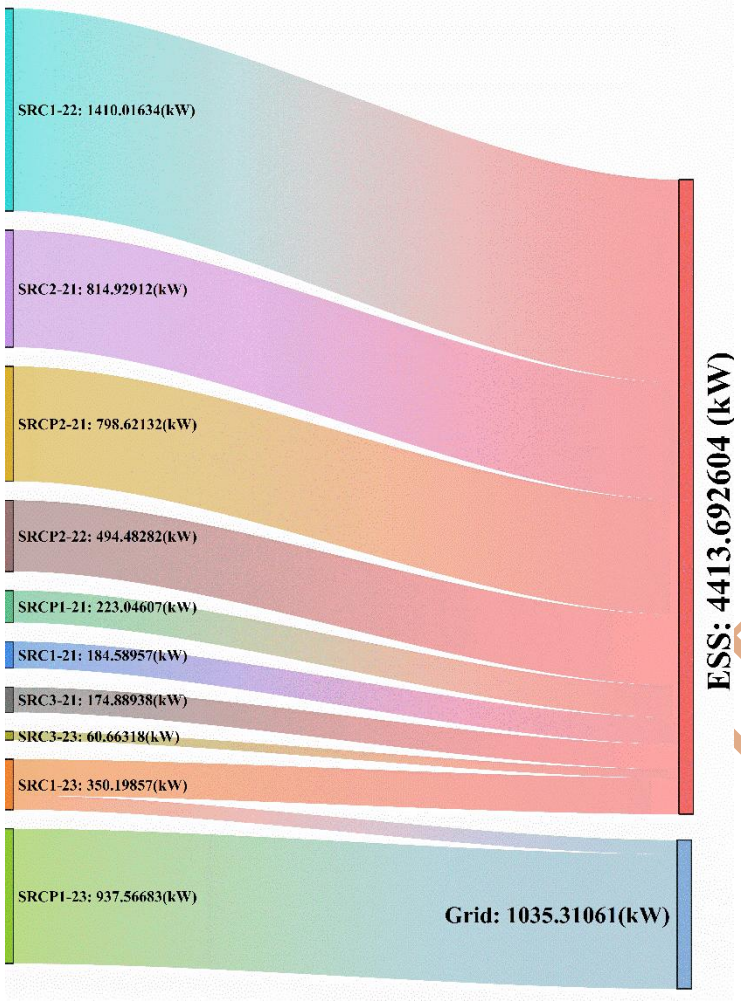
در هر دوره زمانی، خریدارانی که از لایه قبلی دچار کمبود انرژی هستند، پیشنهاد خرید خود را در محدوده‌ای از پیش تعیین‌شده ارسال می‌کنند. فرایند تطبیق نیز مشابه الگوریتم ۱ است، با این تفاوت که در مرحله موازنه کمبود، سامانه ذخیره‌ساز انرژی مستقل تنها فروشنده بازار محسوب می‌شود. در ساعت ۲۳، به دلیل اتمام انرژی ذخیره شده در سامانه ذخیره‌ساز مستقل انرژی، تنها بخشی از تقاضای توان مجتمع مسکونی هوشمند بدون باتری شماره ۱ از طریق لایه دوم بازار همتا به همتا تأمین شده و کمبود باقی‌مانده از بازار عمده‌فروشی انرژی جبران شده است. شکل ۱۴ وضعیت شارژ و دشارژ سامانه ذخیره‌ساز انرژی مستقل را در لایه اول و دوم بازار همتا به همتا مقایسه کرده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، در لایه دوم بازار معامله همتا به همتا، سطح شارژ سامانه ذخیره‌ساز انرژی با خرید انرژی مازاد افزایش یافته و در فاصله ساعات ۲۱ تا ۲۳ با فروش انرژی ذخیره‌شده کاهش می‌یابد. به‌کارگیری سامانه ذخیره‌ساز برای مدیریت انرژی مازاد موجب افزایش ۶۰ دلاری درآمد آن نسبت به لایه اول می‌گردد.



شکل ۱۴. مقایسه مابین سطح انرژی ذخیره ساز انرژی مسقل مابین لایه اول و بعد از اعمال لایه دوم بازار همتا به همتا انرژی.

UNCORRECTED PROOF

جدول ۵. جریان مبادلات انرژی و دفتر سفارش‌های مربوطه از طریق مدیریت ذخیره‌ساز انرژی طی لایه دوم بازار همتا به همتا برای فروش.



شکل ۱۳. انرژی مبادله شده مابین خریداران و فروشندگان (فروش مازاد انرژی)

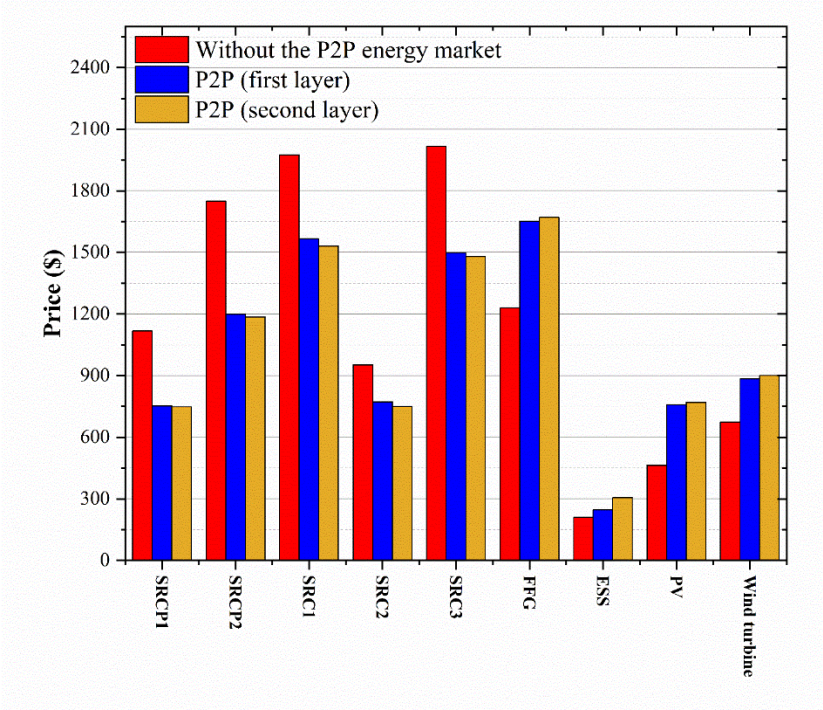
لایه دوم: دفتر سفارش مرتبط با لایه دوم (تامین کمبود انرژی)

ساعت	قیمت ($/kWh)	انرژی (kWh)	فروشنده	خریدار
۲۱	۰.۰۹۲۵۰	۱۷۴.۸۹	ESS	SRC3
۲۱	۰.۱۱۹۴	۱۸۴.۵۶	ESS	SRC1
۲۱	۰.۱۰۸۲۱	۲۲۳	ESS	SRCP1
۲۱	۰.۱۲۰۹۸۰	۸۱۴.۹۲	ESS	SRC2
۲۱	۰.۱۰۰۰۴۳	۷۹۸.۶۲	ESS	SRCP2
۲۲	۰.۱۰۳۰۶۲	۱۴۱۰.۰۱	ESS	SRC1
۲۲	۰.۱۱۴۰۹۴	۴۹۴.۴	ESS	SRCP2
۲۳	۰.۱۱۷۸۰۵	۶۰.۶۶	ESS	SRC3
۲۳	۰.۱۱۶۲۳	۲۵۲.۴	ESS	SRC1
۲۳	۰.۰۶۹	۹۷.۷	Grid	SRC1
۲۳	۰.۰۶۹	۹۳۷.۵	Grid	SRCP1
۲۴	۰.۰۶۹	۱۲۸	Grid	SRC3

شکل ۱۵ هزینه و درآمد مشترکین را در سه حالت مقایسه می‌کند: بدون استفاده از روش پیشنهادی، با به‌کارگیری لایه اول روش پیشنهادی، و در نهایت با افزودن لایه دوم. نتایج نشان می‌دهد که تنها با به‌کارگیری لایه اول بازار محلی معامله همتا به همتا انرژی منجر به کاهش هزینه‌های بهره‌برداری مجتمع‌های مسکونی هوشمند با باتری شماره ۱ و ۲ به ترتیب برابر با ۳۲.۵ و ۳۱.۴ درصد و مجتمع‌های مسکونی هوشمند بدون باتری شماره ۱ الی ۳ به ترتیب برابر با ۲۱، ۱۹ و ۲۶ درصد در مقایسه با تبادل انرژی در بازار عمده‌فروشی می‌شود. همچنین درآمد تولیدکنندگان محلی شامل واحدهای گازی، ذخیره‌ساز انرژی مستقل، نیروگاه خورشیدی و توربین بادی به ترتیب ۳۴.۵، ۱۷.۵، ۶۳.۵، و ۳۱.۵ درصد افزایش می‌یابد. افزودن لایه دوم بازار محلی همتا به همتا برای جبران‌سازی انرژی مازاد، کاهش بیشتری در هزینه‌های بهره‌برداری ایجاد می‌کند؛

UNCORRECTED PROOF

به‌طوری‌که هزینه مجتمع‌های مسکونی هوشمند با باتری شماره ۱ الی ۲ به ترتیب ۱ و ۱ درصد و مجتمع‌های مسکونی هوشمند بدون باتری شماره ۱ الی ۳ به ترتیب ۲.۵، ۳ و ۱.۳ درصد نسبت به حالت لایه اول کاهش می‌یابد. همچنین درآمد تولیدکنندگان محلی شامل واحدهای گازی، ذخیره‌ساز انرژی مستقل، نیروگاه خورشیدی و توربین بادی به ترتیب ۱، ۲۴.۴، ۱.۵ و ۲ درصد در مقایسه با حالت لایه اول افزایش پیدا می‌کند. به‌طور کلی، استفاده از لایه اول بازار پیشنهادی منجر به کاهش ۵۷ درصدی هزینه کل شبکه نسبت به تبادل برق برنامه‌ریزی‌شده توسط BGMU و معامله با بازار عمده‌فروشی می‌شود. همچنین افزودن لایه دوم برای متعادل‌سازی انرژی مازاد/کمبود موجب کاهش ۹ درصدی هزینه کل شبکه در مقایسه با لایه اول بازار محلی انرژی خواهد شد.



شکل ۱۵. مقایسه هزینه و درآمد منابع پراکنده مختلف مابین حالت‌های مختلف بهره‌برداری از شبکه مورد مطالعه.

۳-۳ تحلیل حساسیت نسبت به استفاده از مدل غیر خطی پخش‌بار

برای ارزیابی دقت مدل خطی‌شده‌ی DistFlow در شبکه‌ی توزیع شعاعی مورد استفاده، نتایج بهینه‌ی به‌دست‌آمده از مدل MILP شامل توان خروجی واحد گازسوز، وضعیت شارژ و دشارژ ذخیره‌سازها و مبادلات بازار محلی، در چهار حالت شامل ساعات کم‌باری، میان‌باری، پرباری و یک سناریوی تنش (با افزایش تقاضا و کاهش ضریب توان) مجدداً بررسی شد. در این تحلیل، پروفایل‌های توان اکتیو و راکتیو هر باس در دو مدل (الف): مدل DistFlow خطی‌شده‌ی ارائه‌شده در این مقاله و (ب) مدل پخش بار غیر خطی کامل ارائه شده در [۳۹]، تزریق‌های توان در دو مدل یکسان بوده و قیمت داخلی بازار محلی مطابق روال اصلی مقاله، به‌صورت مقدار ثابت روز-پیش در نظر گرفته شد تا تنها دقت فیزیکی مدل شبکه بررسی شود.

UNCORRECTED PROOF

نتایج مقایسه در جدول ۶ ارائه شده است. شاخص‌های جدول شامل پنج معیار اصلی: الف، **اختلاف ولتاژ باس‌ها** (میانگین و بیشینه بر حسب پریونیت که میزان همخوانی پروفیل ولتاژ بین دو مدل را نشان می‌دهد)؛ ب، **اختلاف بارگذاری خطوط** (بیشینه اختلاف بر حسب درصد ظرفیت نامی که دقت مدل خطی در نمایش توزیع جریان و توان عبوری از شاخه‌ها را می‌سنجد)؛ ج، **اختلاف تلفات کل شبکه** (بیانگر میزان اختلاف بین تلفات محاسبه‌شده در مدل خطی‌شده و مدل پخش بار غیرخطی است که دقت مدل خطی در بازنمایی تراز توان و توزیع انرژی در شبکه را نشان می‌دهد.)؛ د، **تعداد نقض قیود در مدل پخش بار غیرخطی** (نشان می‌دهد که آیا مقادیر بهینه‌ی حاصل از مدل DistFlow خطی‌شده، هنگام ارزیابی در مدل پخش بار غیرخطی، همچنان قیود فیزیکی شبکه شامل حدود ولتاژ مجاز و ظرفیت خطوط را رعایت می‌کنند یا خیر. صفر بودن این مقدار به معنای شدنی‌بودن کامل راه‌حل در مدل دقیق‌تر و تأیید اعتبار فیزیکی نتایج مدل خطی‌شده است)؛ ه، **تغییر نسبی هزینه‌ی کل** (برحسب درصد که تأثیر اختلاف‌های فیزیکی دو مدل بر نتایج اقتصادی را نشان می‌دهد و هرچه مقدار آن کمتر باشد، به معنای سازگاری بیشتر مدل خطی با مدل دقیق‌تر در سطح اقتصادی است).

جدول ۶. اعتبارسنجی مدل *DistFlow* خطی‌شده در برابر پخش‌بار غیرخطی: خطای ولتاژ، بارگذاری خطوط، تلفات و تغییر نسبی هزینه در سناریوهای بهره‌برداری.

حالت مطالعه	خطای ولتاژ (میانگین / بیشینه)(pu)	خطای بارگذاری خطوط (بیشینه، ٪)	خطای تلفات کل(%)	نقض قیود در مدل غیر خطی	تغییر نسبی هزینه کل(%)
کم‌باری	۰.۰۰۲ / ۰.۰۰۶	۲.۱	۱.۸	۰	+۰.۳
میان‌باری	۰.۰۰۳ / ۰.۰۰۸	۲.۹	۲.۴	۰	+۰.۵
پرباری	۰.۰۰۴ / ۰.۰۱۰	۳.۸	۳.۱	۰	+۰.۸
سناریوی تنش) بار +۲۰٪، PF=0.92)	۰.۰۰۶ / ۰.۰۱۳	۵.۲	۴.۷	۰	+۱.۴

نتایج ارائه‌شده در جدول ۶ نشان می‌دهد که مدل پخش بار خطی‌شده‌ی به‌کاررفته در این پژوهش، در محدوده‌ی بررسی‌شده از دقت مهندسی مطلوبی برخوردار است. اختلاف ولتاژ بین دو مدل بسیار ناچیز بوده و بیشینه‌ی آن در هیچ‌یک از حالات از ۰.۰۱ پری‌ونیت فراتر نرفته است. اختلاف در بارگذاری خطوط نیز در حدود چند درصد از ظرفیت نامی باقی مانده و تلفات کل شبکه در مدل خطی‌شده، حداکثر تا پنج درصد با نتایج مدل پخش بار غیرخطی اختلاف داشته است. علاوه بر این، در هیچ‌یک از حالات، نقضی در قیود ولتاژ یا ظرفیت حرارتی خطوط در مدل پخش بار غیرخطی مشاهده نشده که این امر نشان‌دهنده‌ی شدنی‌بودن و اعتبار فیزیکی کامل راه‌حل بهینه‌ی به‌دست‌آمده از مدل خطی است. از نظر اقتصادی نیز، تغییر نسبی هزینه‌ی کل در تمامی سناریوها کمتر از دو درصد بوده و تأثیر معناداری بر شاخص‌های قیمتی یا صرفه‌جویی حاصل از بهینه‌سازی نداشته است. در مجموع، این نتایج تأیید می‌کند که استفاده از مدل پخش بار خطی‌شده برای شبکه‌ی توزیع شعاعی و شرایط بهره‌برداری مورد مطالعه، کاملاً موجه است و جایگزینی آن با مدل پخش بار غیرخطی، تغییری قابل توجه در نتایج فنی یا اقتصادی ایجاد نخواهد کرد.

UNCORRECTED PROOF

۴-۳ تحلیل حساسیت نسبت به عدم قطعیت‌ها

برای ارزیابی پایداری روش پیشنهادی در برابر وجود خطا در پارامترهای پیش‌بینی شده، سناریویی را در نظر می‌گیریم که در آن بار واقعی ۱۰٪ بیش از مقدار روز-پیش و تولید مزرعه بادی ۱۵٪ کمتر از مقدار پیش‌بینی‌شده است (شکل ۴). در حالت پایه با پیش‌بینی‌های دقیق، به‌کارگیری لایه نخست روش پیشنهادی هزینه کل بهره‌برداری را از شبکه مورد مطالعه نسبت به حالت «بدون بازار محلی» حدود ۵۷٪ کاهش می‌دهد و افزودن لایه دوم ۹٪ کاهش اضافی ایجاد می‌کند. پرسش این است که در صورت بروز خطا در پارامترهای ورودی روش پیشنهادی، این صرفه‌جویی‌ها تا چه اندازه حفظ می‌شود.

جدول ۷ هزینه کل بهره‌برداری از شبکه مورد مطالعه را در سناریوی جدید، در مقایسه با حالت ایده‌آل، نشان می‌دهد. هزینه‌ها به‌صورت نرمال‌شده گزارش شده‌اند (هزینه حالت «بدون بازار محلی» در سناریوی پایه برابر ۱۰۰ در نظر گرفته شده است). مطابق انتظار، با افزایش بار و کاهش تولید توربین‌های بادی، هزینه «بدون بازار محلی» حدود ۱۵٪ بیش از حالت پایه شده است. در مقابل، چارچوب پیشنهادی در این مقاله (بازار معامله انرژی دولایه) همچنان به‌مراتب کم‌هزینه‌تر از نبود بازار محلی باقی مانده است: در سناریو دارای عدم‌قطعیت، هزینه کل با بازار دولایه تنها از حدود ۳۹ به حدود ۵۸ افزایش می‌یابد و کاهشی در حدود ۵۰٪ نسبت به حالت «بدون بازار محلی» حاصل می‌شود (در قیاس با ۵۷٪ در حالت ایده‌آل). به بیان دیگر، بخش عمده‌ای از صرفه‌جویی اولیه با وجود خطا در مقادیر سرعت باد و مصرف انرژی الکتریکی حفظ می‌گردد که نشان‌دهنده پایداری مطلوب منافع اقتصادی مدل است.

جدول ۷. هزینه کل بهره‌برداری با و بدون بازار محلی دولایه، برای حالت پایه (پیش‌بینی ایده‌آل) و سناریوی دارای عدم‌قطعیت.

سناریو	هزینه کل — بدون بازار محلی	هزینه کل — بازار محلی دولایه	کاهش نسبت به بدون بازار
پیش‌بینی ایده‌آل (حالت پایه)	۱۰۰	۳۹	۶۱٪
عدم‌قطعیت (+۱۰٪ بار، −۱۵٪ باد)	۱۱۵	۵۸	۵۰٪

در مجموع، با در نظر گرفتن عدم‌قطعیت‌های یادشده، هزینه بهره‌برداری از شبکه مورد مطالعه با استفاده از روش پیشنهادی به‌طور قابل ملاحظه‌ای کمتر از حالتی است که شبکه مورد مطالعه بدون استفاده از این روش مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد. در سناریوی دارای عدم‌قطعیت، کاهش هزینه حدود ۵۰٪ است (در برابر ۵۷٪ در حالت ایده‌آل). این نتایج بیانگر آن است که دستاورد اقتصادی چارچوب پیشنهادی این مقاله در برابر خطاهای متعارف پیش‌بینی نسبتاً پایدار است. هرچند افزودن بهینه‌سازی تصادفی یا مقاوم خارج از حیطه این کار بوده، پیشنهاد می‌شود در پژوهش‌های آتی عدم‌قطعیت بار، تولید و نوسانات قیمتی به‌صورت رسمی در مدل وارد شود تا تاب‌آوری اقتصادی روش بیش از پیش تأیید گردد.

UNCORRECTED PROOF

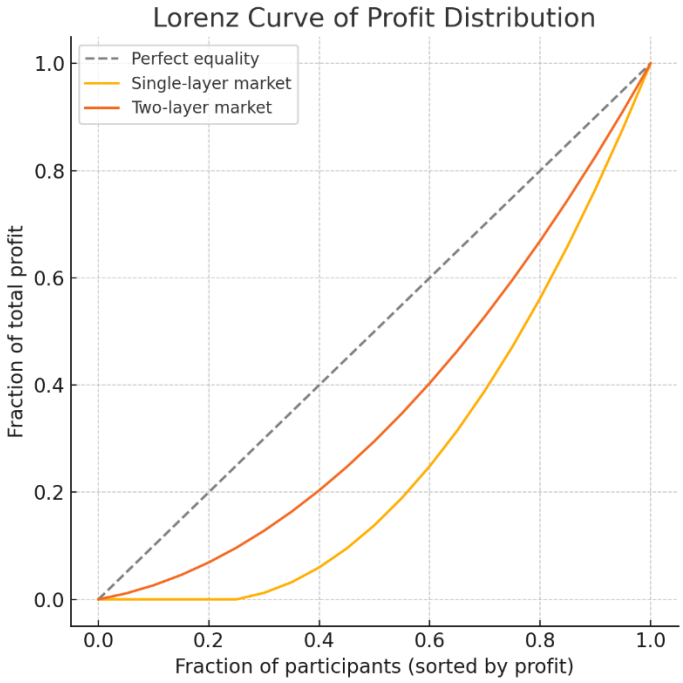
۵-۳ ارزیابی شاخص‌های کمی انصاف در توزیع سود

یکی از ابعاد مهم در ارزیابی کارایی بازار انرژی، میزان انصاف در توزیع سود میان مشترکان است. به منظور ارزیابی شاخص انصاف روش پیشنهادی، در این بخش دو شاخص کمی شناخته‌شده‌ی انصاف - یعنی ضریب جینی[۲۳] و شاخص جین[۲۴] - مورد استفاده قرار گرفته‌اند. این شاخص‌ها میزان برابری یا نابرابری در توزیع منافع میان مشارکت‌کنندگان بازار را به‌صورت عددی سنجش می‌کنند. بدین منظور، سود هر مشترک به‌صورت کاهش هزینه‌ی پرداختی انرژی او در نتیجه‌ی شرکت در بازار محلی همتا به همتا (در مقایسه با حالت عدم مشارکت در بازار) تعریف شده است. سپس شاخص‌های مذکور برای دو ساختار مختلف بازار - ساختار تک‌لایه و ساختار دولایه‌ی پیشنهادی - محاسبه و مقایسه شدند تا میزان عدالت توزیعی در هر یک از دو حالت تعیین گردد.

ضریب جینی معیاری رایج در اقتصاد برای اندازه‌گیری درجه‌ی نابرابری است که مقداری بین ۰ (برابری کامل) تا ۱ (عدم تساوی مطلق) به خود می‌گیرد. هرچه ضریب جینی کوچکتر باشد، توزیع سود میان افراد برابرتر بوده و فاصله‌ی کمتری از حالت ایده‌آل (سهم یکسان همه‌ی مشترکان) دارد. در مقابل، افزایش این ضریب نشان‌دهنده‌ی تمرکز بخش بزرگی از سود در اختیار تعداد محدودی از مشترکان و بی‌بهره ماندن سایرین است. شاخص جین نیز معیاری متداول برای سنجش انصاف در شبکه‌ها و تخصیص منابع است که از ۰ تا ۱ تغییر می‌کند و مقدار ۱ آن بیانگر توزیع کاملاً برابر منافع میان همه‌ی شرکت‌کنندگان می‌باشد. مقدار این شاخص زمانی کاهش می‌یابد که برخی مشترکان بهره‌ی بسیار بیشتری نسبت به دیگران کسب کنند. در محاسبات این بخش، هر دو شاخص فوق بر اساس سود خالص مشترکان (تفاوت هزینه بدون بازار محلی و با بازار محلی برای هر مشترک) به دست آمده‌اند. نتایج محاسبات بیانگر آن است که ساختار دولایه‌ی بازار منافع را منصفانه‌تر بین مشترکان توزیع می‌کند. ضریب جینی در ساختار تک‌لایه‌ی بازار حدود ۰/۴۷ به دست آمد که نشان‌دهنده‌ی نابرابری قابل‌توجهی در توزیع سود است. این مقدار در بازار دولایه‌ی پیشنهادی به حدود ۰/۲۷ کاهش یافت که بیانگر توزیع برابرتر منافع میان مشترکان می‌باشد. به طور مشابه، شاخص جین از حدود ۰/۶۰ در ساختار تک‌لایه به ۰/۸۲ در ساختار دولایه افزایش یافت و به مقدار ایده‌آل ۱ نزدیک‌تر شد. به بیان دیگر، در بازار تک‌لایه برخی مشترکان بخش عمده‌ای از سود حاصل را به خود اختصاص داده‌اند در حالی که عده‌ای سود ناچیزی کسب کرده یا کاملاً بی‌بهره مانده‌اند؛ اما در ساختار دولایه اغلب مشترکان از منافع بازار بهره‌مند شده و شکاف سود میان آن‌ها کمتر شده است. این بهبود محسوس در شاخص‌های کمی انصاف، مؤید آن است که مدل پیشنهادی دولایه علاوه بر کاهش هزینه‌ی بهره‌برداری شبکه، عدالت توزیعی را نیز ارتقا می‌بخشد و منافعی عادلانه‌تر برای تمامی مشارکت‌کنندگان فراهم می‌آورد. این موضوع در شکل ۱۶ نیز به‌صورت گرافیکی به کمک منحنی لورنز نمایش داده شده است که در آن، توزیع تجمعی سود مشترکان در دو ساختار بازار مقایسه شده است.

[23] Gini Coefficient
[24] Jain’s Fairness Index

UNCORRECTED PROOF



شکل ۱۶. منحنی لورنز توزیع سود مشترکان در دو ساختار بازار همتا به همتا. منحنی نارنجی (بازار تک‌لایه) در مقایسه با منحنی قرمز (بازار دولایه) فاصله‌ی بیشتری از خط برابری (خط‌چین خاکستری) دارد که نشانگر نابرابری بیشتر در توزیع منافع است. نزدیک‌تر بودن منحنی بازار دولایه به خط ایده‌آل (۴۵ درجه) بیانگر توزیع عادلانه‌تر سود میان مشترکان در این ساختار می‌باشد.

۶-۳ تحلیل مقیاس‌پذیری و پیچیدگی محاسباتی

جهت ارزیابی کارایی روش پیشنهادی در شبکه‌های توزیع انرژی با مقیاس‌های بزرگ و سیستم‌های واقعی، در این بخش به تحلیل صریح پیچیدگی محاسباتی و مقیاس‌پذیری چارچوب پیشنهادی پرداخته شده است. هدف، ارزیابی میزان افزایش زمان حل و منابع محاسباتی مورد نیاز با افزایش اندازه شبکه توزیع از ۱۵ گره به شبکه‌های استاندارد ۳۳ و ۶۹ گره IEEE است. این تحلیل برای اثبات قابلیت اطمینان روش پیشنهادی این مقاله در کاربردهای واقعی که تعداد گره‌های شبکه زیاد می‌باشد ضروری است. مدل بهینه‌سازی BGMU ارائه‌شده در این مقاله، در دسته مسائل برنامه‌ریزی MILP قرار می‌گیرد. پیچیدگی ذاتی این دسته از مسائل به عوامل متعددی از جمله تعداد متغیرهای تصمیم، تعداد و ساختار قیود، و به‌طور خاص، تعداد گره‌های شبکه، تعداد منابع تولید پراکنده و افق زمانی برنامه‌ریزی وابسته است. انتظار می‌رود با افزایش مقیاس شبکه، زمان حل افزایش پیدا کند. به منظور سنجش عملکرد، مدل پیشنهادی این مقاله بر روی سه پیکربندی مختلف از شبکه توزیع شعاعی شبیه‌سازی گردید که عبارتند از:

- شبکه ۱۵ گره: (مورد مطالعه اصلی مقاله)
- شبکه ۳۳ گره استانداردIEEE
- شبکه ۶۹ گره استاندارد IEEE

UNCORRECTED PROOF

تمامی محاسبات در محیط نرم‌افزار MATLAB R2014 و با استفاده از جعبه‌ابزار YALMIP بر روی یک لپ‌تاپ با پردازنده‌ی ۲/۵ گیگاهرتز و ۱۲ گیگابایت حافظه‌ی اصلی (RAM) اجرا شده است. برای هر شبکه، افق برنامه‌ریزی ۲۴ بازه زمانی یک‌ساعته در نظر گرفته شد تا مقایسه‌پذیری نتایج حفظ شود. پارامترهای شبکه‌های ۳۳ و ۶۹ شینه بر اساس داده‌های استاندارد IEEE تنظیم گردید و منابع تجدیدپذیر و سامانه‌های ذخیره‌ساز انرژی به‌صورت متناسب با اندازه‌ی سیستم مقیاس‌دهی شدند.آرایش مشترکین در هر سه مقیاس به این صورت پیاده‌سازی شد:

- شبکه ۱۵ شینه (مطابق مطالعه پایه) دارای ۱ نیروگاه بادی، ۱ مزرعه خورشیدی، ۱ نیروگاه گازسوز، ۱ سامانه ذخیره‌سازی انرژی مستقل، ۲ مجتمع هوشمند مسکونی دارای باتری (SRCP) و ۳ مجتمع هوشمند مسکونی بدون باتری(SRC) است.
- شبکه ۳۳ شینه دارای ۲ نیروگاه بادی، ۳ مزرعه خورشیدی، ۱ نیروگاه گازسوز، ۲ سامانهٔ ذخیره‌سازی انرژی مستقل، ۴ مجتمع SRCP و ۶ مجتمع SRC است.
- شبکه ۶۹ شینه دارای ۴ نیروگاه بادی، ۶ مزرعه خورشیدی، ۲ نیروگاه گازسوز، ۴ سامانهٔ ذخیره‌سازی انرژی مستقل، ۸ مجتمع SRCP و ۱۲ مجتمع SRC است.

در همه موارد، ظرفیت نامی هر واحد از هر فناوری همسان با سناریوی ۱۵ شینه در نظر گرفته شد تا نسبت نفوذ منابع پراکنده میان سه شبکه قابل مقایسه بماند و تنها تعداد واحدها متناسب با اندازه شبکه افزایش یافته است. جانمایی واحدها بر روی باس‌های دارای بار فعال و با فاصله الکتریکی متفاوت انجام شد تا از ازدحام موضعی جلوگیری شود. میانگین زمان حل مدل BGMU (مرحله برنامه‌ریزی و بازار) و میزان مصرف حافظه در سه شبکهمورد بررسی در جدول ۸ ارائه شده است.

جدول ۸. نتایج ارزیابی مقیاس‌پذیری الگوریتم بر اساس اندازه شبکه.

تعداد گره ها	میانگین زمان حل (ثانیه)	حداکثر مصرف حافظه (مگابایت)	شبکه توزیع
۱۵	۱۸.۵	۴۵۰	گره ۱۵
۳۳	۱۲۷.۳	۱۱۵۰	گره ۳۳
۶۹	۶۸۵.۴	۳۸۵۰	گره ۶۹

همان‌طور که در جدول ۸ مشاهده می‌شود، با افزایش اندازه‌ی شبکه، زمان حل و مصرف حافظه افزایش محسوسی دارد. این رفتار مطابق انتظار تئوریک مسائل MILP است که تعداد متغیرها و قیود آن به‌صورت چندجمله‌ای با اندازه‌ی سیستم رشد می‌کند. در شبیه‌سازی حاضر، افزایش مقیاس شبکه از ۱۵ به ۳۳ گره (افزایش حدود ۱۲۰٪ در اندازه) موجب ۶/۹ برابر شدن زمان حل گردید، در حالی‌که افزایش از ۳۳ به

UNCORRECTED PROOF

۶۹ گره (حدود ۱۰۹٪ رشد در اندازه) منجر به ۵/۴ برابر افزایش زمان محاسباتی شد. این نتایج نشان‌دهنده‌ی روند رشد غیرخطی ولی کنترل‌پذیر پیچیدگی محاسباتی مدل است. در شبکه‌ی ۶۹ گره‌ای، که به‌عنوان نمونه‌ای از شبکه‌های واقعی متوسط‌ابعاد در نظر گرفته می‌شود، زمان حل کل مدل حدود ۱۱/۵ دقیقه اندازه‌گیری شد. این مقدار برای کاربردهای برنامه‌ریزی روز-آینده در ریزشبکه‌ها کاملاً قابل قبول بوده و از نظر بهره‌برداری عملی هیچ محدودیتی ایجاد نمی‌کند. به‌علاوه، مصرف حافظه‌ی محاسبه‌شده برای سه مقیاس مختلف بین ۴۵۰ تا ۳۸۵۰ مگابایت متغیر بود که نشان‌دهنده‌ی افزایش حجم (Branch-and-Bound) و تعداد گره‌های فعال در حلگر MILP است. این الگو با رفتار شناخته‌شده‌ی حلگرهای MILP در پژوهش‌های مشابه همخوانی دارد و بیانگر پایداری مدل پیشنهادی از نظر منابع محاسباتی است.

۴. جمع‌بندی

در این پژوهش یک ساختار دو لایه مبتنی بر بازی چانه‌زنی نش و مزایده‌ی دوگانه‌ی پیوسته (CDA) برای بازار انرژی همتابه‌همتا در ریزشبکه‌ها ارائه شد. مدل پیشنهادی قادر است با در نظر گرفتن قیود عملیاتی شبکه‌ی توزیع، برنامه‌ریزی بهینه‌ی تولید و مصرف واحدهای پراکنده‌ی انرژی را انجام داده و سپس از طریق بازار محلی، انرژی را به‌صورت مستقیم بین مشترکان مبادله کند. ارزیابی عددی مدل روی شبکه‌ی نمونه‌ی ۱۵گره نشان داد که به‌کارگیری سازوکار ارائه شده می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری را به میزان قابل توجهی کاهش دهد. به‌طور مشخص، لایه‌ی اول بازار محلی توانست ۵۷٪ هزینه‌ی بهره‌برداری از شبکه را نسبت به حالت عدم مشارکت در بازار محلی کاهش دهد و افزودن لایه‌ی دوم (استفاده از ذخیره‌ساز به‌عنوان واسط بازار) ۹٪ صرفه‌جویی اضافی به همراه داشت. این نتایج حاکی از آن است که چارچوب پیشنهادی ضمن کاهش چشمگیر هزینه‌ها، منافع اقتصادی را به‌صورت عادلانه‌تری بین مشترکان توزیع می‌کند و رفاه جمعی تمامی مشارکت‌کنندگان را نسبت به ساختار تک‌لایه بهبود می‌بخشد (براساس کاهش ضریب جینی توزیع سود). علاوه بر این، با بهره‌گیری از مدل خطی‌شده‌ی DistFlow ، قیود ولتاژ و جریان شبکه‌ی توزیع در تمامی حالات مطالعه‌شده رعایت گردید و دقت مدل شبکه از طریق مقایسه با حل دقیق پخش بار AC اعتبارسنجی شد؛ بنابراین چارچوب ارائه‌شده از نظر فنی قابل اتکا است.

با وجود عملکرد مطلوب در سناریوی مطالعه‌شده، لازم به ذکر است که این تحقیق به‌صورت قطعی (غیرتصادفی) انجام گرفته و عدم قطعیت‌های عمده (در بار، تولید یا قیمت‌ها) به‌طور مستقیم در مدل لحاظ نشده‌اند. نتایج تحلیل حساسیت نشان داد روش پیشنهادی در برابر خطاهای متعارف پیش‌بینی بار و تولید تا حد زیادی پایدار است (مثلاً در سناریوی افزایش ۱۰٪ بار و کاهش ۱۵٪ تولید بادی، همچنان حدود ۵۰٪ صرفه‌جویی هزینه نسبت به عدم وجود بازار محلی حفظ شد). با این حال، به‌منظور تقویت هرچه بیشتر تاب‌آوری اقتصادی مدل، پژوهش‌های آتی می‌توانند از رویکردهای بهینه‌سازی تصادفی یا مقاوم برای درنظرگرفتن صریح عدم‌قطعیت‌ها بهره بگیرند. به علاوه، آزمایش چارچوب دولایه پیشنهادی در مقیاس‌های بزرگ‌تر و شرایط واقعی حائز اهمیت است. مطالعات تکمیلی در یک شبکه‌ی ۳۳ و ۶۹ شینه نشان دادند که گرچه با افزایش ابعاد مسئله زمان حل تا چند دقیقه افزایش می‌یابد، الگوریتم همچنان همگرا شده و از نظر محاسباتی مقیاس‌پذیر است. با این وجود، توصیه می‌شود در کارهای آینده کارایی مدل در شبکه‌های واقعی و بسیار بزرگ‌تر نیز ارزیابی گردد. همچنین می‌توان برای حفظ حریم خصوصی

UNCORRECTED PROOF

و تسهیل پیاده‌سازی عملی، از فناوری بلاک‌چین در اجرای بازار همتابه‌همتا بهره گرفت. از سوی دیگر، توسعه‌ی الگوریتم‌های یادگیری ماشین چندعامله برای بهبود استراتژی‌های قیمت‌گذاری شرکت‌کنندگان در یک بازار پویای زمان‌واقعی می‌تواند گام بعدی مفیدی باشد. در مجموع، نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که ساختار بازار انرژی دوالایه‌ی پیشنهادی ضمن تحقق بهره‌برداری بهینه و صرفه‌جویی اقتصادی قابل توجه، گامی در جهت افزایش عدالت اجتماعی در بهره‌مندی از منابع انرژی و تسهیل ادغام منابع پاک در شبکه‌ی آینده است.

Index

N_e	شاخص گره شبکه برق
$N_{buyer} N_{ess}$	خریداران و گره‌های ذخیره‌ساز انرژی
N_{pro}	گره‌های تولیدکننده

Parameter

ω^t	t ضریب جبرانی در زمان
V_0	ولتاژ پایه
V^{min}, V^{max}	حد بالایی و پایینی ولتاژ
$x_{i,j}$	(Ω) راکتانس خط
$r_{i,j}$	(Ω) مقاومت خط
X^{max}	حد بالایی شارژ (کیلووات)
ψ_t^{rit}	قیمت خرده‌فروشی انرژی (دلار/کیلووات‌ساعت)
$X_{i,t}^{demand}$	تقاضای پیش‌بینی‌شده توان (کیلووات)
η_{ch}, η_{dch}	راندمان شارژ و دشارژ
$E^{min} E^{max}$	حد بالایی و پایینی وضعیت شارژ (کیلووات‌ساعت)
η_{ffg}	راندمان نیروگاه فسیلی
$X_{ffg}^{min} X_{ffg}^{max}$	حد پایین و بالای توان تولیدی نیروگاه فسیلی (کیلووات)
X_{ramp}^{ffg}	محدودیت نرخ افزایش نیروگاه فسیلی (کیلووات)
BGMU	مدل بازی چانه‌زنی نش
SOC	سطح شارژ
SRC	مجتمع مسکونی هوشمند بدون باتری
SRCP	مجتمع مسکونی هوشمند با باتری
FFG	نیروگاه گازی
ESS	ذخیره‌ساز انرژی مستقل

Variables

$F_{buyer} F_{seller}$	تابع هدف خریداران
$X_{i,t}^{p2p}$	انرژی اشتراک‌گذاری شده محلی (کیلوات ساعت)
ψ_t^{p2p}	قیمت انرژی اشتراک‌گذاری شده (دلار) مرحله اول
$X_{i,t}^{b,grid}$	انرژی تامین شده توسط شبکه بالادست (کیلووات ساعت)
$X_{i,t}^{ch}$	قدرت شارژ ذخیره‌ساز (کیلووات)
$E_{i,t}$	انرژی ذخیره شده در ذخیره‌ساز (کیلووات ساعت)
$b_{i,t}^{dch}$	متغیر باینری مورد استفاده برای شارژ
$X_{i,t}^{s,grid}$	انرژی فروخته شده به شبکه برق (کیلووات ساعت)
$X_{i,t}^{ffg}$	نرخ گاز مصرفی واحد گازی (مترمکعب)
$X_{i,t}^{dch,p} X_{i,t}^{ffg,p} X_{i,t}^{res,p}$	اشتراک‌گذاری انرژی توسط ذخیره‌ساز، نیروگاه فسیلی و تجدیدپذیر ها (کیلووات‌ساعت)
$X_{i,t}^{dch,g} X_{i,t}^{ffg,g} X_{i,t}^{res,g}$	انرژی فروخته‌شده به شبکه توسط ذخیره‌ساز، نیروگاه فسیلی و تجدیدپذیر (کیلووات‌ساعت)
$X_{i,t}^{res}$	انرژی تولیدی توسط تجدیدپذیر ها (کیلووات‌ساعت)
$X_{i,t}^{ffg}$	انرژی تولیدی توسط نیروگاه فسیلی (کیلووات‌ساعت)
$X_t^{pr,tot}$	(کیلووات‌ساعت) t کل انرژی تولیدی در زمان
$X_t^{dem,tot}$	(کیلووات‌ساعت) t کل تقاضای توان در زمان
DSP_t	t نسبت عرضه و تقاضا در زمان
$V_{j,t}$	ولتاژ (P.U.)
$X_{i,t}^{dch}$	انرژی تولیدی توسط ذخیره‌ساز انرژی (کیلووات‌ساعت)
$X_{i,j,t}^{line}$	جریان توان اکتیو در خط (کیلووات)
$Q_{i,j,t}^{line}$	جریان توان راکتیو در خط (kVAr)
$b_{i,t}^{ffg}$	شاخص باینری روشن و خاموش شدن نیروگاه فسیلی
$b_{i,t}^{ch}$	شاخص باینری شارژ
$X_{i,t}^{dch}$	توان دشارژ ذخیره‌ساز انرژی (کیلووات‌ساعت)

UNCORRECTED PROOF

۵. مراجع

[۱] Bampaou M, Panopoulos K. An overview of hydrogen valleys: Current status, challenges and their role in increased renewable energy penetration. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2025;207:114923.

[۲] Liang K, Wang H, Pozo D, Terzija V. Power system restoration with large renewable Penetration: State-of-the-Art and future trends. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2024;155:109494.

[٣] Colak AM, editor Fast-Responding and Flexible Energy Storage Systems for Renewable Integration: Challenges and Opportunities. 2024 13th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA); 2024: IEEE.
[٤] Martsinchyk K, Martsinchyk A, Łazor M, Shuhayeu P, Kupecki J, Niemczyk A, et al. Feasibility study and techno-economic assessment of power-to-gas (P2G) technology based on solid oxide electrolysis (SOE). Journal of Environmental Management. 2024;354:120425.
[٥] Fambri G, Diaz-Londono C, Mazza A, Badami M, Sihvonen T, Weiss R. Techno-economic analysis of Power-to-Gas plants in a gas and electricity distribution network system with high renewable energy penetration. Applied Energy. 2022;312:118743.
[٦] Wang K, Wang C, Yao W, Zhang Z, Liu C, Dong X, et al. Embedding P2P transaction into demand response exchange: A cooperative demand response management framework for IES. Applied Energy. 2024;367:123319.
[٧] Shahbazbegian V, Dehghani F, Shafiyi MA, Shafie-khah M, Laaksonen H, Ameli H. Techno-economic assessment of energy storage systems in multi-energy microgrids utilizing decomposition methodology. Energy. 2023;283:128430.
[٨] Duan J, Yang Y, Liu F. Distributed optimization of integrated electricity-natural gas distribution networks considering wind power uncertainties. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2022;135:107460.
[٩] Pintér G. The development of global power-to-methane potentials between 2000 and 2020: A comparative overview of international projects. Applied Energy. 2024;353:122094.
[١٠] Gao J, Meng Q, Liu J, Wang Z. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering wind-photovoltaic uncertainty, two-stage power-to-gas and ladder-type carbon trading. Renewable Energy. 2024;221:119806.
[١١] Zhou G, Bai M, Li H, Li J, Li Q, Liu J, Yu D. Multi-objective station-network synergy planning for regional integrated energy system considering energy cascade utilization and uncertainty. Energy Conversion and Management. 2024;301:118073.
[١٢] Ge S, Li J, He X, Liu H. Joint energy market design for local integrated energy system service procurement considering demand flexibility. Applied Energy. 2021;297:117060.
[١٣] Li S, Pan Y, Xu P, Zhang N. A decentralized peer-to-peer control scheme for heating and cooling trading in distributed energy systems. Journal of cleaner production. ٢٨٥:١٢٤٨١٧;٢٠٢١ .
[١٤] Jiang X, Sun C, Cao L, Liu J, Law N-F, Loo K. Peer-to-peer energy trading in energy local area network considering decentralized energy routing. Sustainable Energy, Grids and Networks. 2023;34:100994.
[١٥] Yao E, Zhong L, Li R, Zhao C, Wang H, Xi G. 4E analysis and optimization of a novel combined cooling, heating and power system integrating compressed air and chemical energy storage with internal combustion engine. Journal of Energy Storage. 2023;62:106777.
[١٦] Goitia-Zabaleta N ,Milo A, Gaztanaga H, Fernandez E. Two-stage centralised management of Local Energy Market for prosumers integration in a community-based P2P. Applied Energy. 2023;348:121552.
[١٧] Duan P, Zhao B, Zhang X, Fen M. A day-ahead optimal operation strategy for integrated energy systems in multi-public buildings based on cooperative game. Energy. 2023;275:127395.
[١٨] Yan R, Wang J, Huo S, Qin Y, Zhang J, Tang S, et al. Flexibility improvement and stochastic multi-scenario hybrid optimization for an integrated energy system with high-proportion renewable energy. Energy. 2023;263:125779.
[١٩] Ali L, Azim MI, Peters J, Bhandari V, Menon A, Tiwari V, et al. Application of a community battery-integrated microgrid in a blockchain-based local energy market accommodating P2P trading. IEEE Access. 2023;11:29635-49.
[٢٠] Yang C, Wu Z, Li X, Fars A. Risk-constrained stochastic scheduling for energy hub: Integrating renewables, demand response, and electric vehicles. Energy. 2024;288:129680.
[٢١] Raza A, Jingzhao L, Adnan M, Iqbal MS. Transforming smart homes via P2P energy trading using robust forecasting and scheduling framework. Results in Engineering. 2024;23:102766.
[٢٢] Raza A, Jingzhao L, Adnan M, Ahmad I. Optimal load forecasting and scheduling strategies for smart homes peer-to-peer energy networks: A comprehensive survey with critical simulation analysis. Results in Engineering. 2024;22:102188.
[٢٣] Chen K, Lin J, Song Y. Trading strategy optimization for a prosumer in continuous double auction-based peer-to-peer market: A prediction-integration model. Applied energy. 2019;242:1121-33.
[٢٤] Wang B, Xu L, Wang J. A privacy-preserving trading strategy for blockchain-based P2P electricity transactions. Applied Energy. 2023;335:120664.
[٢٥] Li Z, Ma T. Distributed photovoltaics with peer-to-peer electricity trading. Energy and Built Environment. 2022;3(4):424-32.
[٢٦] Li Z, Ma T. Peer-to-peer electricity trading in grid-connected residential communities with household distributed photovoltaic. Applied energy. 2020.٢٧٨:١١٥٦٧٠;

UNCORRECTED PROOF

[٢٧] Guerrero J, Sok B, Chapman AC, Verbič G. Electrical-distance driven peer-to-peer energy trading in a low-voltage network. Applied Energy. 2021;287:116598.
[٢٨] Liaquat S, Hussain T, Celik B, Fourney R, Hansen TM. Day-ahead continuous double auction-based peer-to-peer energy trading platform incorporating trading losses and network utilisation fee. IET Smart Grid. 2023;6(3):312-29.
[٢٩] Zhou W, Wang Y, Peng F, Liu Y, Sun H, Cong Y. Distribution network congestion management considering time sequence of peer-to-peer energy trading. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2022;136:107646.
[٣٠] Xu S, Zhao Y, Li Y, Zhou Y. An iterative uniform-price auction mechanism for peer-to-peer energy trading in a community microgrid .Applied Energy. 2021;298:117088.
[٣١] Kim S, Yoon Y, Jin Y. Price-Guided Peer-To-Peer Trading Scheme and Its Effects on Transaction Costs and Network Losses. Energies. 2022;15(21):8274.
[٣٢] Chen Y, Lei X, Yang J, Zhong H, Huang T. Decentralized P2P power trading mechanism for dynamic multi-energy microgrid groups based on priority matching. Energy Reports. 2022;8:388-97.
[٣٣] Zhou Y, Wu J, Song G, Long C. Framework design and optimal bidding strategy for ancillary service provision from a peer-to-peer energy trading community. Applied Energy. 2020;278:115671.
[٣٤] Li S, Pan Y, Wang Q, Huang Z, editors. A non-cooperative game-based distributed optimization method for chiller plant control. Building Simulation; 2022: Springer.
[٣٥] Liu N, Yu X, Wang C, Li C, Ma L, Lei J. Energy-sharing model with price-based demand response for microgrids of peer-to-peer prosumers. IEEE Transactions on Power Systems. 2017;32(5):3569-83.
[٣٦] Gupta RK, Molzahn DK. Optimizing Phase Allocation in Unbalanced Power Distribution Networks using a Linearized DistFlow Formulation. arXiv preprint arXiv:250106917. 2025.
[٣٧] Das D, Nagi H, Kothari D. Novel method for solving radial distribution networks. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution. 1994;141(4):291-8.
[٣٨] Farrahi G, Tirehdast M, Abad EMK, Parsa S, Motakefpoor M. Failure analysis of a gas turbine compressor. Engineering Failure Analysis. 2011;18(1):474-84.
[٣٩] Li Y, Shaban M, Salih SQ, Almadhor A, Aoudia M, Abdullaeva B, et al. P2P trading and Energy storage technologies for mitigating balancing challenges of RESs integration into multi-energy power systems: A new paradigm for DER integration. Journal of Energy Storage. 2025;124:116848.

UNCORRECTED PROOF