



A Novel Optimization Model for Pricing-based Energy Management in a Peer-to-Peer (P2P) Electricity Market

Malihe Masoumi¹ | Amir Saman Kheirkhah^{2*}

1. PhD student, Department of Industrial Engineering, Faculty of Engineering, Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran. Email: M.Masoumi@eng.basu.ac.ir

2. Corresponding Author, Department of Industrial Engineering, Faculty of Engineering, Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran. Email: Kheirkhah@basu.ac.ir

ARTICLE INFO

Article type:
Research Paper

Article History:
Received 23 July 2023
Revised 23 September 2023
Accepted 23 October 2023
Published Online 08 August 2024

Keywords:

*Demand Response Programs (DRPs),
Peer-to-Peer (P2P) Electricity Market,
Elasticity,
MINLP,
Retailer.*

ABSTRACT

In this paper, a bi-objective mixed-integer non-linear programming (MINLP) model is proposed to design a P2P electricity market for price-based energy management incorporating incentives and time-based demand response programs (DRPs), considering the active involvement of retailers. The proposed mathematical model was investigated for a hypothetical smart microgrid connected to the upstream grid, based on real data from Tehran, Iran. The results indicated that due to the Iranian government's policies on renewable energy, in all scenarios, a significant portion of the retail income comes from selling electricity to the wholesale market, and a considerable part of prosumers' costs is attributed to the deployment of energy generation systems to supply energy to the MG. However, it can be argued that participating in the P2P market plays a significant role in reducing prosumers' costs. Furthermore, investigating the impacts of DRPs revealed that their implementation and price elasticity of demand increased retail and overall MG profit by up to 10.3% and 39.98%, respectively. Additionally, implementing DRPs benefits consumers (without DERs) in the MG.

Cite this article: Masoumi, M. & Kheirkhah, A. S. (2024). A Novel Optimization Model for Pricing-based Energy Management in a Peer-to-Peer (P2P) Electricity Market. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 3 (1), 1-22. DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2024.374651.1062>



© Malihe Masoumi, Amir Saman Kheirkhah. **Publisher:** University of Tehran Press.
DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2024.374651.1062>

Introduction

Recently, DERs have gained attention as effective alternatives to traditional electricity generation located at the distribution network and demand side, offering numerous technical and environmental advantages. Continuous cost reductions in renewable energy technologies, such as photovoltaic panels and battery energy storage systems (BESS), have further boosted their appeal. However, the high penetration of DERs presents significant challenges in controlling, operating, planning, and protecting modern power systems. P2P energy trading has emerged as a promising solution to enhance the efficiency of renewable energy resources and address some of these challenges. Yet, integrating P2P markets with upstream networks remains complex, as consumers must navigate both P2P and centralized markets. Retailers facilitate equilibrium in some P2P market schemes by designing suitable pricing mechanisms. These pricing schemes must consider Distribution Use of System (DUoS) and Local Use of System (LUoS) charges, which affect consumer costs and investment incentives. DRPs

can mitigate these effects, but choosing appropriate pricing schemes based on DRPs remains challenging.

Research Method

The proposed P2P electricity trading market comprises three primary entities: Prosumers, Consumers, and a Retailer. Prosumers, users with PV systems, are classified into two groups based on whether they have BESS or not. Consumers, without PV systems, can purchase electricity at reduced prices in the P2P market. Acting as a DSO, the Retailer facilitates P2P transactions and optimizes energy production and distribution to maximize profits while ensuring demand satisfaction and efficient resource use. Consumers and prosumers exchange energy within close geographic proximity. In this model, the MG sources energy from both the Retailer and the P2P market for consumption and battery charging. Surplus prosumer energy is sold to the upstream market. During shortages, the Retailer procures electricity from the wholesale market and supplies it to the MG. The DRP encourages consumers to participate in the P2P market, thereby reducing energy consumption expenses. LUoS and DUoS costs, which align with P2P market characteristics, are accounted for by the Retailer and incorporated into market prices.

Results and discussions

The findings indicate that a significant portion of the retailer's revenue comes from selling electricity to the wholesale market. This is due to the high tariffs set by the Iranian government for purchasing renewable energy. Consumers primarily incur expenses by using distributed generators (DGs) for MG energy. However, participating in the P2P market can significantly reduce consumers' expenses, especially for those without DGs. The implementation of incentive-based DRPs and consideration of demand elasticity substantially increase consumers' expenses due to battery usage during peak hours, but they also encourage consumer participation in the P2P market. The best outcome is achieved by combining time-based and incentive-based DRPs with demand elasticity, resulting in a 10.3% increase in retailer profit and a 39.98% increase in total MG profit. Additionally, DRPs effectively moderate peak-hour loads.



ارائه یک مدل بهینه‌سازی جدید برای مدیریت انرژی مبتنی بر قیمت‌گذاری در یک بازار برق هم‌تا به هم‌تا (P2P)

ملیحه معصومی^۱ | امیرسامان خیرخواه^{۲*}

۱. دانشجوی دکتری، گروه مهندسی صنایع، دانشکده مهندسی، دانشگاه بوعلی سینا، همدان، ایران. رایانامه: M.Masoumi@eng.basu.ac.ir
 ۲. نویسنده مسئول، دانشیار، گروه مهندسی صنایع، دانشکده مهندسی، دانشگاه بوعلی سینا، همدان، ایران. رایانامه: Kheirkhah@basu.ac.ir

اطلاعات مقاله

چکیده

نوع مقاله:

پژوهشی

تاریخ‌های مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۰۱

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۲/۰۷/۰۱

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۸/۰۱

تاریخ انتشار: ۱۴۰۳/۰۵/۱۸

کلیدواژه:

بازار برق هم‌تا به هم‌تا (P2P)،

برنامه پاسخ به تقاضا،

خرده‌فروش،

کشش قیمتی،

MINLP

در سال‌های اخیر تجارت انرژی هم‌تا به هم‌تا (P2P) به عنوان یک مکانسیم مدیریت انرژی با هدف بهبود کارایی منابع انرژی تجدیدپذیر پراکنده، ظهور پیدا کرده است. در این مقاله نوعی مدل بهینه‌سازی MINLP به منظور طراحی بازار برق هم‌تا به هم‌تا (P2P) با هدف مدیریت انرژی مبتنی بر قیمت، در حضور یک برنامه پاسخ به تقاضای زمان‌محور - تشویق‌محور با مشارکت فعال خرده‌فروش پیشنهاد شده است. مدل ریاضی پیشنهادی در ۲ سناریوی تک‌هدفه و یک سناریوی دوهدفه در بهینه‌سازی سود خرده‌فروش و هزینه‌های پرسوومرها، برای یک ریزشبکه هوشمند فرضی متصل به شبکه بالادست، براساس داده‌های واقعی تهران - ایران مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد به دلیل سیاست‌های دولت ایران در استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، در تمامی سناریوها سهم قابل توجه درآمد خرده‌فروش، از فروش برق به بازار عمده‌فروشی است، و بخش بزرگی از هزینه‌های پرسوومرها حاصل به کارگیری سیستم‌های تولید انرژی به منظور تأمین انرژی ریزشبکه است. با این حال، می‌توان ادعا کرد که شرکت در بازار P2P نقش مهمی در کاهش هزینه‌های پرسوومرها ایفا می‌کند. همچنین بررسی تأثیرات اجرای برنامه‌های پاسخ به تقاضا نشان داد اجرای این برنامه‌ها همراه با کشش قیمتی منجر به افزایش سود خرده‌فروش و سود کلی ریزشبکه به ترتیب تا ۱۰/۳ و ۳۹/۹۸ درصد می‌شود. علاوه بر این، با اجرای برنامه‌های پاسخ به تقاضا، اعضای عادی ریزشبکه (بدون سیستم‌های تولید انرژی) نیز به سود می‌رسند.

استناد: معصومی، ملیحه و خیرخواه، امیرسامان. (۱۴۰۲). ارائه یک مدل بهینه‌سازی جدید برای مدیریت انرژی مبتنی بر قیمت‌گذاری در یک بازار برق هم‌تا به هم‌تا (P2P). فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار، ۳ (۱) ۱-۲۲. DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2024.374651.1062>

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.

© ملیحه معصومی، امیرسامان خیرخواه.

DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2024.374651.1062>



۱. مقدمه

در اکثر کشورهای در حال توسعه، سهم قابل توجهی از تقاضای رو به رشد انرژی الکتریکی از طریق تولیدات نیروگاه‌های حرارتی مبتنی بر زغال سنگ و یا گاز طبیعی، پاسخ داده می‌شود که اثرات نامطلوب زیادی دارد. منابع انرژی تجدیدپذیر این پتانسیل را دارند که به طور به صرفه بخش بزرگی از نیازهای برق جهان را برآورده کنند، از محیط زیست حفاظت کنند و در عین حال وابستگی به سوخت‌های فسیلی را کاهش دهند [۱]. در سال‌های اخیر، منابع انرژی پراکنده^۱ (DERs) تجدیدپذیر به عنوان جایگزین‌های مؤثر تولید برق مورد توجه قرار گرفته‌اند [۲]. مزایای فراوان DERs، همراه با کاهش مستمر هزینه‌های مرتبط با فناوری‌های انرژی تجدیدپذیر، مانند پنل‌های فتوولتائیک (PV)^۲، باتری‌های ذخیره‌ساز انرژی (BESS)^۳ و غیره، به نفوذ فزاینده این سیستم‌های انرژی منجر شده است که مشکلات و چالش‌های مهمی در کنترل، بهره‌برداری، برنامه‌ریزی و حفاظت سیستم‌های نوین برق و قدرت ایجاد می‌کند [۱].

تجارت انرژی هم‌تا به هم‌تا (P2P)^۴ به عنوان نوعی راه حل نویدبخش برای رفع برخی از این چالش‌ها و همچنین، به عنوان یک مکانسیم مدیریت انرژی با هدف بهبود کارایی منابع انرژی پراکنده تجدیدپذیر ظهور پیدا کرده است، که امکان استفاده از انعطاف‌پذیری ذاتی سمت تقاضا را فراهم می‌کند [۳]. در تجارت انرژی P2P کاربران مجهز به DERs، که هم‌قادر به تولید و هم مصرف انرژی هستند و به اصطلاح به آن‌ها پرسومر^۵ می‌گویند، می‌توانند به طور مستقیم به مبادله و تسهیم انرژی با دیگران بپردازند [۴]. هسته تجارت انرژی P2P مکانسیم‌های معاملاتی بازار است [۵]. در برخی از بازارهای P2P که به عنوان بازارهای «متمرکز»^۶ و یا «بازارهای مبتنی بر جامعه»^۷ شناخته می‌شوند، یک نهاد سوم با هماهنگی و کنترل معاملات انرژی و در عین حال تعیین قیمت‌ها، نقش فعالی را ایفا می‌کند. در این‌گونه بازارها معمولاً هیچ ارتباط مستقیمی بین نقاط تولید و مصرف وجود ندارد و تضمین می‌شود که خریداران و فروشندگان ناشناس باقی بمانند. ساتر و همکاران [۶] از طریق توسعه یک مدل برنامه‌ریزی خطی (LP)، ارزیابی کردند که ویژگی‌های بازار متمرکز برق P2P منجر به صرفه‌جویی بالقوه در کاهش هزینه‌های برق در محدوده ۶/۸ تا ۱۱ درصد می‌شود. الکازاز و همکاران [۷] روش سلسله‌مراتبی جدیدی را توسعه دادند که به طور مؤثر هزینه‌های انرژی خانوار را کاهش می‌دهد. در چارچوب پیشنهادی هوانگ و همکاران [۸] اپراتور ریزشبه که به عنوان هماهنگ‌کننده، سفارش‌ها را بر اساس چگونگی دستیابی به حداقل مصرف انرژی کل در ریزشبه اعتبارسنجی کرده و قیمت معاملات و زمان واقعی معاملات انرژی P2P را تعیین می‌کند. با این حال، مشارکت فعال کاربران نهایی در بازار، با حضور ریزشبه‌های هوشمند میسر می‌شود. ریزشبه‌ها بیشتر در حالت متصل به شبکه بالادست وجود دارند، چراکه بدون اتصال به شبکه، زمانی که مصرف‌کنندگان نتوانند حداقل مقدار انرژی لازم را از تولیدات پراکنده یا بازار P2P دریافت کنند، در ریزشبه تعادل تقاضا و عرضه برقرار نخواهد شد [۹]. در اکثر تحقیقات موجود در ادبیات فرض شده است که همتایان ابتدا با یکدیگر به تبادل انرژی می‌پردازند و سپس، به منظور سازگاری با عدم تعادل انرژی، به صورت انفرادی یا جمعی با بازارهای بالادستی مبادله می‌کنند. برای مثال، گریم و همکاران [۱۰] برای تعیین تعامل بهینه بین طراحی تعرفه‌های خرده‌فروش و تصمیمات پرسومرها در استفاده از سیستم‌های ذخیره‌ساز، مصرف انرژی، و خرید برق از شبکه و فروش به آن، یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط (MINLP) پیشنهاد کردند. آقامحمدلو و همکاران [۱۱] یک مدل بهینه‌سازی با محدودیت‌های تعادلی را با هدف حداکثرسازی سود خرده‌فروش و حداقل‌سازی هزینه پرسومرهای مجهز به هاب انرژی ارائه کردند. در برخی از این بازارها، خرده‌فروش علاوه بر اینکه به عنوان نقطه اتصال شبکه بالادست با کاربران نهایی ایفای نقش می‌کند، می‌تواند به عنوان شخص ثالث، در اشتراک‌گذاری انرژی داخل ریزشبه مشارکت داشته باشد [۹]. در این مطالعات، خرده‌فروش باید قیمت خرید و فروش

1. Distributed Energy Resources (DERs)
2. Photovoltaic (PV) Panels
3. Battery Energy Storage Systems (BESS)
4. Peer to Peer (P2P) energy trading.
5. Prosumer
6. Centralized Market
7. Community-based

برق از/به مشتریان و همچنین، قیمت‌های داخلی بازار P2P را تعیین کند. بنابراین، تعیین طرح‌های قیمت‌گذاری یکی دیگر از چالش‌های طراحی بازارهای برق P2P است [۱۲]. شرکت‌کنندگان در بازارهای برق P2P به یک مکانیسم منصفانه نیاز دارند که اهداف اساسی انرژی، یعنی صرفه‌جویی در قبوض مصرف‌کنندگان و سودآوری پرسیومرها را تضمین کند [۱۳]. گودرزی و همکاران [۱۴] نشان دادند اجرای موفقیت‌آمیز برنامه‌های پاسخ به تقاضا (DRP) همراه با مکانیسم‌های قیمت‌گذاری مناسب نه تنها قیمت انرژی در بازارهای برق را کاهش می‌دهد، بلکه قابلیت اطمینان شبکه و کارایی کلی سیستم را نیز بهبود می‌بخشد. با این حال، مطالعات حوزه تجارت P2P عموماً هزینه‌های تولید برق را مورد هدف قرار داده‌اند، و از هزینه‌های استفاده از سیستم توزیع^۱ (DUoS) به عنوان یکی از اجزای قبوض مشترکین و همچنین، هزینه‌های استفاده از خدمات شبکه^۲ محلی^۳ (LUoS)، غافل می‌شوند [۱۵]. در نظر گرفتن این هزینه‌ها می‌تواند در کاهش هزینه‌های مشتریان مؤثر واقع شود [۱۶ و ۱۷]. بنابراین سومین چالش انتخاب طرح‌های مناسب قیمت‌گذاری مبتنی بر DRP به منظور یکپارچه‌سازی بازارهای محلی، خرده‌فروشی و عمده‌فروشی است. پاسخ به تقاضا، به تغییراتی در مصرف انرژی الکتریکی مصرف‌کنندگان اشاره دارد که در پاسخ به تغییرات قیمت برق یا به دلیل انگیزه‌هایی در دوره اوج مصرف یا در بهبود قابلیت اطمینان انجام می‌شود. DRP به دو دسته زمان محور (زمان استفاده (TOU)^۴، زمان واقعی (RTP)^۵، اوج بحرانی (CPP)^۶) و تشویق محور تقسیم می‌شود [۱۸]. مطالعات مختلفی در ادبیات تجارت برق P2P به اثرات DRP در مکانیسم‌های قیمت‌گذاری روی منافع شرکت‌کنندگان پرداخته‌اند. برای مثال، مطالعه شیدایی و احمري‌نژاد [۱۹] نشان داد سود نیروگاه‌های مجازی با در نظر گرفتن تعرفه‌های TOU در مقایسه با مکانیسم‌های قیمت‌گذاری RTP و CPP بیشتر است. آقامحمدلو و همکاران [۱۱] فرمول‌بندی رقابت در بازار انرژی خرده‌فروشی را در حضور یک DRP یکپارچه برای کاهش هزینه‌های پرسیومرها و افزایش سود خرده‌فروشان ارائه کردند. یانگ و همکاران [۲۰] با یک مدل استراتژی تجارت P2P دومرحله‌ای نشان دادند قیمت‌گذاری ToU به مزایای معاملاتی P2P در هر دو مرحله منجر می‌شود. نویس و همکاران [۲۱] با ارائه یک الگوریتم حداقل‌سازی هزینه برای پرسیومرها و مصرف‌کنندگان تحت یک بازار منعطف، قیمت‌گذاری ToU را برای بازار P2P پیشنهاد کردند. نیانی و همکاران [۲۲] یک مدل MINLP دومرحله‌ای ادغام‌شده با DRP تشویق محور را برای تجارت برق P2P پیشنهاد کردند. نتایج پژوهش یادشده نشان داد سودآوری مشتریان و پرسیومرها با اجرای DRP هوشمند و پیش‌بینی دقیق متغیرهای غیرقطعی مرتبط است. موضوع چالش برانگیز دیگر این است که فواصل طولانی بین شرکت‌کنندگان در بازار P2P، می‌تواند تلفات خطوط را افزایش و اثربخشی معاملات را کاهش دهد. این تلفات تابعی از فاصله هستند [۲۳]، بنابراین کاربران باید بر اساس پارامترهای فاصله اولویت‌بندی شوند و کاربرانی که همسایگی قرار دارند بتوانند با یکدیگر به مبادله انرژی بپردازند [۲۵]. دوآن و همکاران [۹] از طریق نوعی مدل ریاضی LP، به ازای هر واحد فاصله جغرافیایی (فاصله اقلیدسی) بین همتایان، هزینه‌های تراکنش در نظر گرفتند. شیدایی و احمري‌نژاد [۱۹] یک مدل MILP دومرحله‌ای ارائه کردند که در مرحله اول ناحیه خدمت‌دهی پرسیومرها، با در نظر گرفتن برخی محدودیت‌های فنی شبکه مشخص شد. گوئرو و همکاران [۲۶] از طریق یک مدل MILP ترجیحات مصرف‌کننده را در توسعه مسئله بهینه‌سازی در نظر گرفته‌اند. اقبال و همکاران [۲۴] از طریق نوعی مدل برنامه‌ریزی غیرخطی (NLP) یک سیستم ریزشبکه با منابع پراکنده و اشتراک‌گذاری P2P مدل‌سازی کردند و یک رویکرد کاهش تلفات سیستم را بر اساس بهینه‌سازی فاصله غیرخطی در نظر گرفتند.

با توجه به چالش‌های یادشده، می‌توان دریافت مدیریت انرژی در بازارهای متمرکز، ادغام بازارهای P2P با بازارهای بالادستی، فاصله بین همتایان و مکانیسم‌های قیمت‌گذاری مبتنی بر کشش تقاضا، عواملی هستند که در اجرای موفقیت‌آمیز تجارت برق P2P تأثیر قابل توجهی دارند. با این حال، مقایسه مطالعات صورت‌گرفته در این حوزه (جدول ۱) نشان می‌دهد با وجود اینکه تمامی این عوامل از یکدیگر تأثیر می‌پذیرند، هیچ مدل جامعی که تمامی آن‌ها را به صورت هم‌زمان در نظر بگیرد

1. Local use of network service (LUoS)
2. Distribution Use of System (DUoS)
3. Time Of Use (TOU)
4. Real Time Pricing (RTP)
5. Critical Peak Pricing (CPP)

وجود ندارد. از این رو، هدف از تحقیق حاضر مدل‌سازی تجارت انرژی P2P از نظر بازار در حضور DRP زمان‌محور- تشویق‌محور با مشارکت فعال خرده‌فروش است.

جدول ۱. مقایسات مطالعات ادبیات حوزه تجارت P2P بر اساس عناصر اصلی مطالعه حاضر

مطالعه موردی	ملاحظات فاصله هم‌تایان	ملاحظات قیمت‌گذاری					مدیریت انرژی			مدل	مرجع	
		DUOS	LUOS	کشش قیمتی	DRP تشویق‌محور	DRP زمان‌محور	خرده فروش	پرسیومر	چندهدفه			تک‌هدفه
نروژ	-	✓	✓	-	-	✓	-	✓	-	✓	LP	[۶]
انگلیس	✓	-	-	-	-	✓	-	✓	-	✓	MILP	[۷]
-	-	-	-	-	-	✓	-	✓	-	✓	MILP	[۸]
-	✓	-	-	-	-	-	-	✓	-	✓	LP	[۹]
آلمان	-	-	-	-	✓	✓	✓	✓	-	✓	MILP	[۱۰]
-	-	-	-	-	-	-	✓	✓	-	✓	M/EPEC	[۱۱]
کره جنوبی	-	-	-	-	-	✓	-	✓	-	✓	LP	[۱۶]
-	✓	-	-	-	-	✓	-	✓	-	✓	MILP	[۱۹]
چین	-	-	-	-	-	✓	-	✓	-	✓	NLP	[۲۰]
پرتقال	-	-	-	-	-	✓	-	✓	-	✓	LP	[۲۱]
-	-	-	-	✓	✓	-	-	✓	-	✓	MINLP	[۲۲]
-	✓	-	-	-	-	-	-	✓	-	✓	NLP	[۲۴]
استرالیا	✓	-	-	-	-	✓	✓	✓	-	✓	MILP	[۲۶]
ایران	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	MINLP	مطالعه حاضر

۲. مواد و روش‌ها

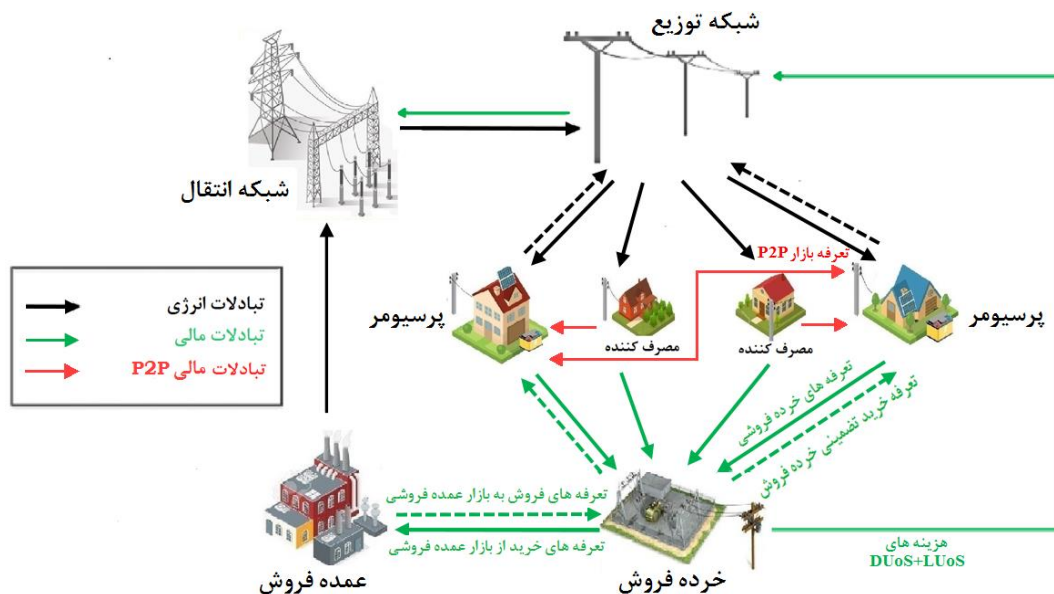
شکل ۱ مدل مفهومی در نظر گرفته شده در این مطالعه برای بازار معاملات P2P برق را نشان می‌دهد. نهادهای اصلی عبارت‌اند از:

(۱) پرسپیومرها: کاربرانی با PV که هم مصرف‌کننده و هم تأمین‌کننده برق هستند و در دو دسته طبقه‌بندی می‌شوند؛ پرسپیومرها با BESS (مجموعه Mh) و پرسپیومرها بدون BESS (مجموعه Ch)؛

(۲) مصرف‌کنندگان: کاربرانی بدون PV که با شرکت در بازار P2P و خرید برق با قیمت سطح پایین‌تر می‌توانند هزینه‌های برق خود را کاهش دهند (مجموعه Dh)؛

(۳) خرده‌فروش: یک نهاد سوم که انرژی برق را از طریق بازار عمده‌فروشی و منابع پراکنده تأمین کرده و به مصرف‌کنندگان می‌فروشد. در این مطالعه خرده‌فروش به عنوان یک عضو منطقی، به طور هم‌زمان نقش اپراتور سیستم کنترل ریزشیکه (MCS)^۱ را نیز ایفا می‌کند و مسئول سازماندهی، هماهنگی و نظارت بر معاملات و تبادلات P2P است. جامعه مجموعه‌ای از خانه‌های مصرف‌کنندگان و پرسپیومرها است که در الگوی مصرف و میزان تولید انرژی برق با یکدیگر متفاوت هستند. هر عضو از جامعه تنها می‌تواند با اعضای که در مجموعه همسایگی آن قرار دارد، تبادل انرژی داشته باشد. به این منظور، هزینه تراکنش مبتنی بر فاصله جغرافیایی بین اعضای جامعه تخصیص داده شده است. تخصیص هزینه تراکنش، پرسپیومرها را تشویق می‌کند تا با همسایگان خود تجارت کنند. با این حال، تمامی اعضا می‌توانند با خرده‌فروش به تبادل انرژی بپردازند. فرض بر این است که زیرساخت‌های اندازه‌گیری هوشمند برای تبادل انرژی و اطلاعات بین خرده‌فروش و اعضای جامعه وجود دارد. در مسئله پیشنهادی، اعضای جامعه می‌توانند انرژی مورد نیاز خود به منظور مصرف و شارژ باتری را از خرده‌فروش و بازار P2P تأمین کنند و به طور مشابه پرسپیومرها می‌توانند انرژی مازادشان را به خرده‌فروش و بازار P2P عرضه کنند. نوع PV و BESS برای تمامی اعضای جامعه یکسان است و تصمیمات مرتبط با انتخاب نوع سیستم‌های انرژی لحاظ نشده است.

1. Microgrid Control system (MCS)



شکل ۱. نمایی از ریزشکته هوشمند برق با در نظر گرفتن منابع پراکنده و تجارت برق P2P

۱.۲ مکانیزم قیمت‌گذاری و برنامه پاسخ به تقاضا

در مسئله پیشنهادی، مکانیزم سیستم به این صورت است که خرده‌فروش برق مازاد پرسومیومرها را با تعرفه‌های خرید تضمینی^۱ (FIT) از پرسومیومرها می‌خرد و سپس، آن را با تعرفه‌های RTP (قیمت فروش خرده‌فروشی) به اعضای جامعه می‌فروشد؛ همچنین اگر در کل ریزشکته مازاد انرژی وجود داشته باشد، این مقدار مازاد را می‌تواند به بازار عمده‌فروشی بفروشد. در مقابل، در صورت کمبود، خرده‌فروش برق را از بازار عمده‌فروشی می‌خرد و به اعضای جامعه می‌فروشد. قابل توجه است که هیچ‌یک از پرسومیومرها مستقیم به بازار عمده‌فروشی انرژی دسترسی ندارند و فقط می‌توانند انرژی خود را از خرده‌فروش خریداری کنند و یا به آن بفروشند. بنابراین اعضای جامعه در ساعاتی که هزینه‌های خرید برق پایین است (ساعات کم‌باری) از خرده‌فروش برای تأمین برق مصرفی و شارژ باتری استفاده می‌کنند و در زمان‌هایی که هزینه‌های خرید برق زیاد است (ساعات اوج بار) می‌توانند از طریق منابع پراکنده و یا بازار P2P تقاضای خود را تأمین کنند. از طرفی، خرده‌فروش با اعمال DRP، مصرف‌کننده را به استفاده از برق تجدیدپذیر و بازار P2P، در بازه‌هایی که قیمت عمده‌فروشی زیاد است، دعوت می‌کند. به این ترتیب، خرده‌فروش بهای کمتری برای خرید انرژی خواهد پرداخت و به سود بیشتری دست می‌یابد. مصرف‌کنندگان برق نیز تمایل دارند تا در DRP مشارکت کنند، چرا که از این طریق می‌توانند هزینه‌های مصرف انرژی برق خود را کاهش دهند. از این رو در این مسئله یک برنامه قیمت‌گذاری زمان واقعی (RTP) و یک برنامه قطع یا کاهش خدمات تقاضا (I/C) به صورت هم‌زمان با در نظر گرفتن کشش ثابت تقاضا، روی میزان انرژی تأمین شده توسط خرده‌فروش، اعمال شده است. از سوی دیگر، هزینه‌های جریان انرژی در یک ریزشکته محلی به جای هزینه‌های رایج DUoS به صورت هزینه‌های LUoS اعمال می‌شود. جریان برق از خرده‌فروش به اعضای جامعه (و به عکس) و جریان برق بین اعضای جامعه به ترتیب متحمل هزینه‌های DUoS و LUoS به صورت درصدی از قیمت‌های پایه برق است. تمامی این هزینه‌ها به عهده خرده‌فروش و برای این خرده‌فروش قیمت‌های بازار عمده‌فروشی از قبل مشخص است.

۲.۲ مدل ریاضی

در این بخش به بررسی مدل ریاضی مسئله مربوطه می‌پردازیم. نمادهای مدل ریاضی پیشنهادی در جدول ۲ آمده است.

1. Feed In Tariff (FIT)

جدول ۲. نمادها و علائم به کار گرفته شده در مدل ریاضی

اندیس‌ها و مجموعه‌ها:	PRB	تعرفه ثابت خرید برق توسط خرده‌فروش ($\$/kWh$)
h, h'	PRH_s	قیمت برق بازار P2P در برهه زمانی s ($\$/kWh$)
s	ERH_{hs}	میزان برق خریداری شده توسط خانه h از خرده‌فروش به منظور استفاده در برهه s (kWh)
H	ERB_{hs}	میزان برق خریداری شده توسط خانه h از خرده‌فروش به منظور شارژ باتری در برهه s
Ch	EHH_{hhrs}	میزان برق خریداری شده توسط خانه h از خانه h' به منظور استفاده در برهه زمانی s (kWh)
Mh	EHB_{hhrs}	میزان برق خریداری شده توسط خانه h از خانه h' به منظور شارژ باتری در برهه زمانی s (kWh)
Dh	EER_s	میزان برق خریداری شده از بازار عمده‌فروشی توسط خرده‌فروش در برهه زمانی s (kWh)
پارامترها:	ERE_s	میزان برق فروخته شده به بازار عمده‌فروشی توسط خرده‌فروش در برهه زمانی s (kWh)
DS_{hs}	EGH_{hs}	میزان انرژی تولیدی توسط خانه h برای مصرف شخصی در برهه زمانی s (kWh)
SZ_{hs}	EGB_{hs}	میزان انرژی تولیدی توسط خانه h برای شارژ باتری در برهه زمانی s (kWh)
O_{hs}	EGR_{hs}	میزان انرژی تولیدی توسط خانه h برای فروش به خرده‌فروش در برهه زمانی s (kWh)
D_{hhr}	EGP_{hhhs}	میزان انرژی تولیدی توسط خانه h برای فروش به خانه h' در برهه زمانی s (kWh)
λ_h	BUH_{hs}	میزان استفاده از باتری خانه h برای مصرف شخصی در برهه زمانی s (kWh)
$BINTI_h$	BUR_{hs}	میزان استفاده از باتری توسط خانه h برای فروش به خرده‌فروش در برهه زمانی s (kWh)
$Cmin_h$	BUP_{hhhs}	میزان استفاده از باتری توسط خانه h برای فروش به خانه h' در برهه زمانی s (kWh)
$Cmax_h$	BI_{hs}	سطح باتری خانه h در ابتدای برهه s (kWh)
μ_h	$Cprofit_h$	سود مصرف‌کننده h برای مشارکت در بازار P2P ($\$$)
ω_h	qp_{hhhs}	متغیر وضعیت مبادله برق از خانه h به خانه h'
C_{LUos}	I_{hs}	متغیر وضعیت شارژ باتری خانه h در برهه زمانی s
C_{DUos}	U_{hs}	متغیر وضعیت دشارژ باتری خانه h در برهه زمانی s
C_{dis}		
PSE		
PRE_s		
PRs_{max}		
α		
Bp		
rew_s		
Pen_s		
M		
متغیرها:		
PRs_s		قیمت برق خرده‌فروش در برهه زمانی s ($\$/kWh$)

۱.۲.۲. تابع هدف

تابع هدف اول مدل ریاضی پیشنهادی، مربوط به سود خرده‌فروش است. برای به دست آوردن تابع سود، ساده‌ترین شکل محاسبه، درآمد خالص منهای هزینه‌ها است. درآمدها و هزینه‌های خرده‌فروش به صورت رابطه ۱ محاسبه می‌شود.

$$TR^r = \sum_{s \in S} PSE_s \cdot ERE_s + \sum_{s \in S} \sum_{h \in CH} PRS_s \cdot ERH_{hs} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in MH} PRS_s \cdot ERB_{hs} \quad (1)$$

عبارت اول در معادله ۱ درآمد حاصل از فروش برق به بازار عمده‌فروشی و عبارت دوم و سوم درآمدهای حاصل از فروش برق به اعضای جامعه است (رابطه ۲).

$$\begin{aligned}
TS^r = & \sum_{s \in S} PRE_s . EER_s + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Ch \cup Mh} PRB . EGR_{hs} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Mh} PRB . BUR_{hs} \\
& + C_{DUoS} \cdot \left(\sum_{s \in S} \sum_{h \in H} ERH_{hs} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Mh} ERB_{hs} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Ch \cup Mh} EGR_{hs} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Mh} BUR_{hs} \right) \\
& + C_{LUoS} \cdot \left(\sum_{s \in S} \sum_{h \in Ch \cup Mh} \sum_{h' \in H} EGP_{hh's} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Mh} \sum_{h' \in Ch \cup Mh} EHB_{hh's} \right)
\end{aligned} \quad (2)$$

عبارت اول معادله ۲ هزینه‌های خرید برق از بازار عمده‌فروشی، عبارت دوم و سوم هزینه‌های خرید برق از پرسیومرها و در نهایت هزینه‌های LUoS و DUoS فرموله شده است. بنابراین تابع هدف سود خرده‌فروش به صورت رابطه ۳ است:

$$Max F1 = TR^r - TS^r \quad (3)$$

تابع هدف دوم مدل ریاضی پیشنهادی، مربوط به هزینه‌های پرسیومرها است. در مدل متمرکز، تمامی پرسیومرها به عنوان یک عامل یکسان عمل می‌کنند و از آنجا که مقداری که یکی از این اعضا برای خرید بپردازد، عضو دیگر به دست می‌آورد، این شرایط از تابع هدف بهینه‌سازی حذف می‌شود (رابطه ۴).

$$\begin{aligned}
TS^{pr} = & \sum_{s \in S} \sum_{h \in Ch \cup Mh} PRS_s . ERH_{hs} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Mh} PRS_s . ERB_{hs} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Ch \cup Mh} \mu_h \cdot \left(EGH_{hs} + EGB_{hs} + EGR_{hs} + \sum_{h' \in H} EGP_{hh's} \right) \\
& + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Mh} \omega_h \cdot \left(BUH_{hs} + BUR_{hs} + \sum_{h' \in H} BUP_{hh's} + \sum_{h' \in Ch \cup Mh} EHB_{hh's} + ERB_{hs} + EGB_{hs} \right) + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Ch \cup Mh} \sum_{h' \in H} C_{dis} . D_{hh'} . qp_{hh's}
\end{aligned} \quad (4)$$

در معادله ۴، عبارت اول و دوم هزینه‌های خرید برق از خرده‌فروش، عبارت سوم هزینه‌های استفاده از سیستم PV، عبارت چهارم هزینه‌های شارژ و دشارژ BESS و در نهایت، عبارت آخر هزینه تراکنش مبتنی بر فاصله جغرافیایی را نشان می‌دهد (رابطه ۵).

$$\begin{aligned}
TR^{pr} = & \sum_{s \in S} PRH_s \cdot \left(\sum_{h \in Ch \cup Mh} \sum_{h' \in N_h \cap Dh} EGP_{hh's} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Mh} \sum_{h' \in N_h \cap Dh} BUP_{hh's} \right) \\
& + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Ch \cup Mh} PRB . EGR_{hs} + \sum_{s \in S} \sum_{h \in Mh} PRB . BUR_{hs}
\end{aligned} \quad (5)$$

که در آن عبارت اول درآمدهای حاصل از فروش برق به اعضای عادی جامعه و عبارت دوم و سوم درآمدهای حاصل از فروش برق به خرده‌فروش را نشان می‌دهد. بنابراین تابع هدف حداقل‌سازی هزینه‌های پرسیومرها به صورت معادله ۶ است:

$$Min F2 = TS^{pr} - TR^{pr} \quad (6)$$

۲.۲.۲. محدودیت‌ها

۲.۲.۲.۱. محدودیت‌های تقاضای اعضای جامعه

محدودیت‌های ۷-۹ بیان‌کننده نحوه تأمین تقاضای گروه‌های مختلف مصرف‌کنندگان، اعم از خانه‌های دارای PV، خانه‌های دارای هر دو سیستم PV و BESS، و خانه‌هایی بدون هیچ منبع پراکنده، است. در مسئله پیشنهادی، چندین منبع تأمین انرژی در نظر گرفته شده است. بنابراین عرضه برای تقاضا می‌تواند توسط منابع متعددی صورت گیرد.

$$DS_{hs} = ERH_{hr} + \sum_{h' \in (Ch \cup Mh)} EHH_{hh's} \quad \forall h \in Dh, s \quad (7)$$

$$DS_{hs} = ERH_{hs} + \sum_{h' \in (Ch \cup Mh)} EHH_{hh's} + EGH_{hs} \quad \forall h \in Ch, s \quad (8)$$

$$DS_{hs} = ERH_{hs} + \sum_{h' \in (Ch \cup Mh)} EHH_{hh's} + EGH_{hs} + BUH_{hs} \quad \forall h \in Mh, s \quad (9)$$

۲.۲.۲.۲. محدودیت‌های توان خروجی PV

محدودیت‌های ۱۰ و ۱۱ تضمین می‌کنند که استفاده از انرژی تولیدشده توسط PV از خروجی آن تجاوز نکند. انرژی خورشیدی در مسئله ما می‌تواند برای بار خانگی، شارژ باتری، فروش به خرده‌فروش و بازار P2P به کار گرفته شود.

$$EGR_{hs} + \sum_{h' \in H} EGP_{hh's} + EGH_{hs} \leq O_{hs} . SZ_{hs} \quad \forall h \in Ch, s \quad (10)$$

$$EGR_{hs} + \sum_{h' \in H} EGP_{hh's} + EGH_{hs} + EGB_{hs} \leq O_{hs} \cdot SZ_{hs} \quad \forall h \in Mh, s \quad (11)$$

۳.۲.۲.۲ محدودیت‌های مربوط به BESS

محدودیت‌های ۱۲ تا ۱۷ برای ثبت پویایی سطح باتری طی برهه‌های زمانی مختلف به کار گرفته شده است. بسته به تصمیمات شارژ و دشارژ در هر برهه زمانی، سطح باتری افزایش یا کاهش یافته و یا ثابت خواهد ماند. این محدودیت‌ها وضعیت باتری و محدودیت‌های تکنولوژیکی را در مورد ظرفیت باتری و عملیات شارژ و دشارژ منعکس می‌کنند. برای هر برهه زمانی باتری یا می‌تواند شارژ شود و یا دشارژ (نه هر دو) همان‌طور که در محدودیت ۱۷ نشان داده شده است.

$$BI_{h(s+1)} = BI_{hs} + ERB_{hs} + \sum_{h' \in (Ch \cup Mh)} EHB_{hh's} + EGB_{hs} - \left(BUH_{hs} + BUR_{hs} + \sum_{h' \in H} BUP_{hh's} \right) \quad \forall h \in Mh, s = 1, \dots, s-1 \quad (12)$$

$$BI_{h1} = BINTI_h \quad \forall h \in Mh \quad (13)$$

$$Cmin_h \leq BI_{hs} \leq Cmax_h \quad \forall h \in Mh, s \quad (14)$$

$$ERB_{hs} + \sum_{h' \in (Ch \cup Mh)} EHB_{hh's} + EGB_{hs} \leq \lambda_{hs} \cdot I_{hs} \quad \forall h \in Mh, s \quad (15)$$

$$BUH_{hs} + BUR_{hs} + \sum_{h' \in H} BUP_{hh's} \leq \lambda_{hs} \cdot U_{hs} \quad \forall h \in Mh, s, t \quad (16)$$

$$I_{hs} + U_{hs} \leq 1 \quad \forall h \in Mh, s \quad (17)$$

۴.۲.۲.۲ محدودیت‌های مربوط به خرید و فروش

محدودیت‌های ۱۸ تا ۲۱ نشان می‌دهند از کدام منبع برای عرضه انرژی به بازار P2P استفاده می‌شود و انرژی خریداری شده از بازار P2P چگونه تخصیص می‌یابد. محدودیت ۲۲ تضمین می‌کند که انتقال انرژی در یک برهه زمانی خاص در بین دو خانه نمی‌تواند دوطرفه باشد. همچنین در نظر گرفته شده است که هر خانه باید حداقل توسط یک پرسیمور خدمت‌دهی شود، این محدودیت توسط معادله ۲۳ بیان شده است.

$$EHH_{hh's} \leq DS_{hs} \cdot qp_{h'hs} \quad \forall h' \in (Ch \cup Mh), h \in H - Mh, s \quad (18)$$

$$EGP_{hh's} \leq (O_{hs} \cdot SZ_{hs}) \cdot qp_{hh's} \quad \forall h \in C_h, h' \in H, s \quad (19)$$

$$EHH_{hh's} + EHB_{hh's} \leq DS_{hs} \cdot qp_{h'hs} \quad \forall h \in Mh', h' \in (Ch \cup Mh), s \quad (20)$$

$$EGP_{hh's} + BUP_{hh's} \leq (Cmax_h + (O_{hs} \cdot SZ_{hs})) \cdot qp_{hh's} \quad \forall h \in Mh, s \quad (21)$$

$$qp_{hh's} + qp_{h'hs} \leq 1 \quad \forall h, s \quad (22)$$

$$\sum_{h \in Mh, h \neq h'} qp_{hh's} \geq 1 \quad \forall s, h' \in H \quad (23)$$

۵.۲.۲.۲ محدودیت‌های تعادلی

محدودیت‌های ۲۴ تا ۲۸ تعادل مقدار معاملات در بازار P2P را نشان می‌دهد و محدودیت ۲۹ تضمین‌کننده تعادل میزان خرید و فروش خرده‌فروشی در هر برهه زمانی است. محدودیت ۳۰ بیان می‌کند که تنها مقدار مازاد انرژی در داخل ریزشبه، می‌تواند به بازار عمده‌فروشی فروخته شود. با توجه به اینکه در کشور ایران تعرفه‌های خرید برق تجدیدپذیر در بازار عمده‌فروشی بیشتر از تعرفه‌های فروش برق است، محدودیت ۳۱ از آربیتراژ خرده‌فروش جلوگیری می‌کند و تضمین می‌کند که تنها از منابع پراکنده برای فروش برق به بازار عمده‌فروشی استفاده می‌شود.

$$\sum_{h' \in (C_h \cup M_h)} \sum_{h \in H} EHH_{hh's} + \sum_{h' \in (C_h \cup M_h)} \sum_{h \in M_h} EHB_{hh's} = \sum_{h \in C_h} \sum_{h' \in H} EGP_{hh's} + \sum_{h \in M_h} \sum_{h' \in H} BUP_{hh's} \quad \forall s \quad (24)$$

$$EGP_{h,h',s} = EHH_{h',h,s} \quad \forall h \in Ch, h' \in \{H - Mh\}, s \quad (25)$$

$$EGP_{h,h',s} + BUP_{h,h',s} = EHH_{h',h,s} \quad \forall h \in Mh, h' \in \{H - Mh\}, s \quad (26)$$

$$EGP_{h,h',s} = EHH_{h',h,s} + EHB_{h',h,s} \quad \forall h \in Ch, h' \in Mh, s \quad (27)$$

$$EGP_{h,h',s} + BUP_{h,h',s} = EHH_{h',h,s} + EHB_{h',h,s} \quad \forall h, h' \in Mh, s \quad (28)$$

$$\sum_{h \in (C_h \cup M_h)} EGR_{hs} + \sum_{h \in M_h} BUR_{hs} + EER_s = \sum_{h \in H} ERH_{hs} + \sum_{h \in M_h} ERB_{hs} + ERE_s \quad \forall s \quad (29)$$

$$EER_s \leq \sum_{h \in (C_h \cup M_h)} O_{hs} \cdot SZ_{hs} - \sum_{h \in H} DS_{hs} \quad \forall \left\{ s \mid \sum_{h \in H} DS_{hs} < \sum_{h \in (C_h \cup M_h)} O_{hs} \cdot SZ_{hs} \right\} \quad (30)$$

$$ERE_s \leq \sum_{h \in M_h} BUR_{hs} + \sum_{h \in (C_h \cup M_h)} EGR_{hs} \quad \forall s \quad (31)$$

۲.۲.۲. محدودیت‌های قیمت‌گذاری

محدودیت‌های ۳۲ و ۳۳ برنامه پاسخ به تقاضا را روی میزان برق مصرفی از خرده‌فروش اعمال می‌کند. محدودیت ۳۴ میزان حداقل و حداکثر مجاز برای نرخ‌های فروش خرده‌فروش را با توجه به حد پایین و بالای به‌دست‌آمده بر اساس قیمت‌های بازار عمده‌فروشی ایجاد می‌کند. معمول است که قیمت‌های خرده‌فروشی باید بالاتر از قیمت‌های عمده‌فروشی مربوطه باشد. همچنین، در بازارها یک قاعده سیاسی و ملاحظاتی برای مشتریان وجود دارد که قیمت‌ها را کمتر از سقف قیمتی تعیین می‌کند. این فواصل را می‌توان بر اساس قیمت‌های تاریخی، استطاعت پرداخت مشتریان و قوانین بازار انتخاب کرد [۲۷]. محدودیت ۳۵ تضمین می‌کند که تعرفه‌های P2P کمتر از قیمت فروش برق خرده‌فروشی و بیشتر از قیمت‌های خرید تضمینی خرده‌فروش باشد تا اعضای جامعه ابتدا تشویق به شرکت در بازار P2P، سپس خرده‌فروشی شوند. معادله ۳۶ میزان سود اعضای جامعه حاصل از شرکت در بازار P2P را به دست می‌آورد که مقدار آن به عنوان یک متغیر مثبت در نظر گرفته شده است تا قیمت‌های بازار P2P به گونه‌ای تعیین شود که اعضای عادی جامعه با مشارکت در معاملات P2P متضرر نشوند.

$$ERH_{hs} \leq Ds_{hs} \cdot \left(1 + \alpha \cdot \frac{PRS_s - Bp + rew_s + pen_s}{Bp} \right) \quad \forall h \in \{H - Mh\}, s \quad (32)$$

$$ERH_{hs} + ERB_{hs} \leq Ds_{hs} \cdot \left(1 + \alpha \cdot \frac{PRS_s - Bp + rew_s + pen_s}{Bp} \right) \quad \forall h \in Mh, s \quad (33)$$

$$PRE_s \leq PRS_s \leq PRS_{max} \quad \forall s \quad (34)$$

$$PRB \leq PRH_s \leq PRS_s \quad \forall s \quad (35)$$

$$\sum_{s \in S} DS_{hs} \cdot PRS_s - \sum_{s \in S} ERH_{hs} \cdot PRS_s - \sum_{s \in S} \sum_{h' \in (Ch \cup Mh) \cap N_h} EHH_{hh',s} \cdot PRH_s = Cprofit_h \quad \forall s, h \in Dh \quad (36)$$

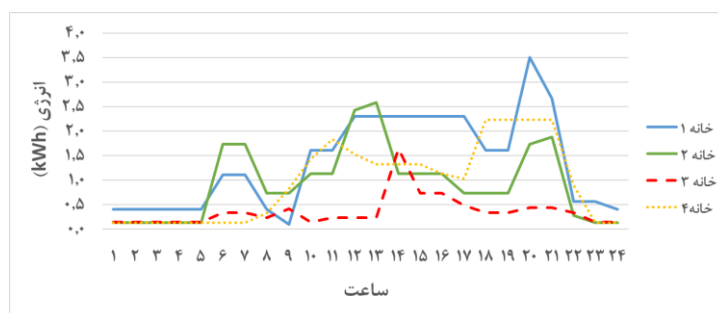
و در نهایت محدودیت ۳۷ علامت متغیرهای تصمیم را بیان می‌کند.

$$\begin{aligned} qp_{hh',s}, I_{hs}, U_{hs} &\in \{0,1\} \\ PRR_r, PRH_s, ERH_{hs}, ERB_{hs}, EHH_{hh',s}, BUP_{hst}, BI_{hst}, EHB_{hh',st}, EGH_{hst}, EGB_{hst}, \\ EGR_{hst}, EGP_{hh',st}, BUH_{hst}, BUR_{hst}, Cprofit_h &\geq 0 \end{aligned} \quad (37)$$

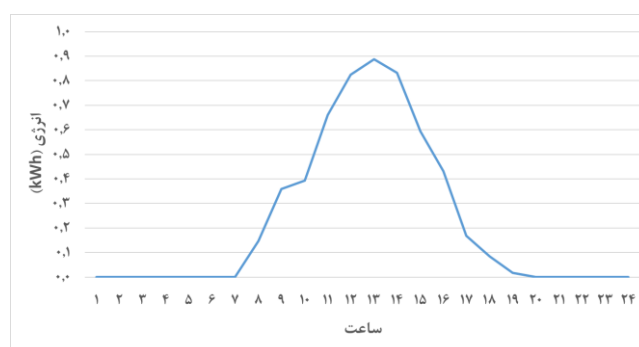
۳. مطالعه موردی

به منظور نمایش تصمیمات بهینه یافت‌شده، یک جامعه با ۱۰۰ خانوار بر اساس داده‌های واقعی کشور ایران شبیه‌سازی شده است. شکل‌های مختلف بار مصرف‌کننده با استفاده از داده‌های مقاله [۲۸] مربوط به مصرف برق روزانه چهار خانوار در شهر تهران- ایران، در یکی از روزهای شهریورماه و هر یک با مجموعه‌ای از لوازم خانگی مختلف، شبیه‌سازی شده است (شکل ۲). برای افزایش تنوع الگوی بار مصرفی، شکل‌های مختلف بار را به طور تصادفی بر اساس میانگین مصرف ۴ خانوار یادشده، برای خانوارهای دیگر، توزیع کردیم. تابش خورشیدی نشان‌دهنده واحد تابش نور خورشید به صورت kW/m^2 است و داده‌های مربوط به آن برای منطقه مورد بررسی در شکل ۳ نشان داده شده است. ریال واحد پول رسمی ایران است. با این حال، در این مطالعه، تمام قیمت‌ها بر حسب سنت آمریکا بیان شده است. با توجه به تورم و نوسانات قیمت دلار در ایران، ترجیح داده‌ایم از متوسط قیمت دلار در شهریور ۱۴۰۲ استفاده کنیم. بنابراین، یک سنت آمریکا معادل ۴۹۴۷ ریال در نظر گرفته شده است [۲۹]. قیمت پایه (اولیه) برق در ایران ثابت و بر حسب میزان مصرف ماهانه مشترکین محاسبه می‌شود، در مطالعه حاضر این قیمت در

شهریورماه و برای شهر تهران، با توجه به متوسط مصرف مشترکین، $۰/۶۷۱$ سنت در نظر گرفته شده است [۳۰]. قیمت فروش به بازار عمده‌فروشی بر اساس میانگین قیمت تابلوی برق سبز $۵/۴۶۵$ (kWh/¢) است [۳۱]. کشش قیمتی تک‌دوره‌ای برای تقاضای برق بخش مسکونی بر اساس منبع [۳۲] است. مقدار پاداش برای مصرف‌کنندگان که توسط خرده‌فروش تعیین می‌شود، در ساعات کم‌باری (۷-۱۲) و ساعات میان‌باری (۸-۱۱، ۱۸-۱۹)، به ترتیب $۰/۱۱۹$ ¢ و $۰/۰۴۶۵$ ¢ در نظر گرفته می‌شود و در ساعات اوج بار (۱۲-۱۷ و ۲۳-۲۰)، جریمه $۰/۲۳۸$ ¢ اعمال می‌شود [۳۰]. سیستم‌های PV و BESS در نظر گرفته شده در شبیه‌سازی، بر اساس سیستم‌های در دسترس در بازار ایران و بر اساس مشخصات یادشده در مرجع [۳۲] انتخاب شده‌اند.



شکل ۲. تقاضای برق هر خانه در ساعات مختلف روز [۲۸]



شکل ۳. تابش نور خورشید در ساعات مختلف [۲۳]

برای PV و BESS، ما LCOE را با استفاده از رویکردهای اتخاذ شده در مراجع [۳۳] و [۳۴] بر اساس داده‌های شهریور ۱۴۰۲ محاسبه کرده‌ایم. مشخصات این باتری‌ها و سیستم PV در جدول ۳ آمده است. در این مطالعه ۳ گروه از خانوارها بر اساس تکنولوژی‌های به کار گرفته شده توسط آن‌ها، دسته‌بندی شده‌اند. در شبیه‌سازی ما، یک موقعیت فرضی تنظیم شده است که در آن ۲۰ درصد خانه‌ها سیستم‌های PV دارند، ۲۰ درصد آن‌ها علاوه بر سیستم‌های PV از باتری‌های ذخیره‌ساز، استفاده می‌کنند و ۶۰ درصد از خانه‌ها بدون هیچ نوع منبع پراکنده انرژی هستند.

جدول ۳. مشخصات سیستم‌های فتوولتائیک و باتری‌های ذخیره‌ساز مورد استفاده در مطالعه [۳۳] و [۳۴]

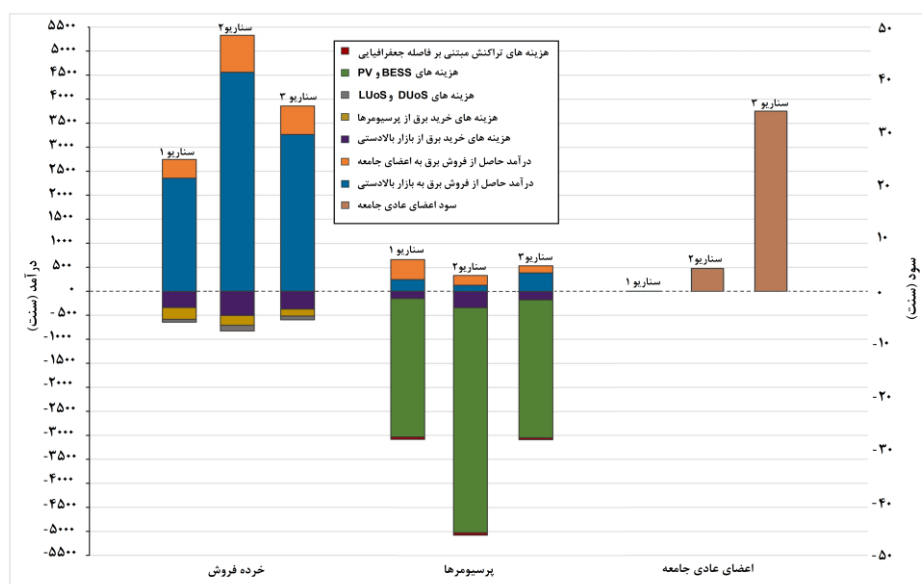
مشخصات	PV	BESS
شرکت سازنده	TABAN	Euronet
LCOE (¢/kWh)	۱,۹	۳,۳۴
تعداد	۳۲-۲۴	۱۶-۱۰
ظرفیت (kWh)	۰,۳۲	۱,۲
نوع	TBM72-320 Polycrystalline	Deep cycle gel
بازده (%)	۱۶,۵	> ۹۰

۴. نتایج محاسباتی

در این بخش نتایج حاصل از مدل بهینه‌سازی پیشنهادی با در نظر گرفتن برنامه پاسخ به تقاضای زمان‌محور (RTP) - تشویق‌محور (I/C) در سه سناریوی زیر مورد بحث قرار گرفته است:

- مدل تک‌هدفه: با هدف حداقل‌سازی هزینه‌های پرسیمورها.
- مدل تک‌هدفه: با هدف حداکثرسازی سود خرده‌فروش.
- مدل دوهدفه: با هدف حداکثرسازی سود خرده‌فروش و حداقل‌سازی هزینه‌های پرسیمورها.

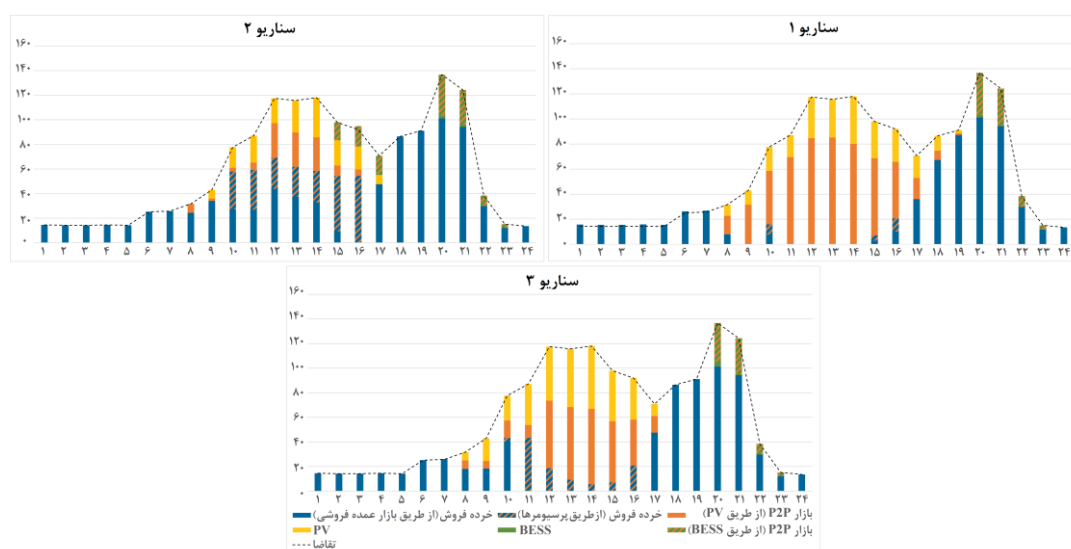
در خور یادآوری است که نتایج با در نظر گرفتن برنامه RTP برای هر دو بازار خرده‌فروشی و P2P لحاظ شده‌اند. مدل MINLP پیشنهادی، در نرم‌افزار گمز^۱ نسخه ۲۵،۱،۵ روی یک لپ‌تاپ با پردازنده 2.53GHz و 8G حافظه، به کمک حل‌کننده DICOPT حل شده است. همچنین حل مدل پیشنهادی در سناریوی ۳، با استفاده از روش LP-metric به کارگرفته‌شده در مرجع [۳۵] صورت گرفته است. با توجه به شکل ۴، کاملاً بدیهی است که پرسیمورها در سناریوهای ۱ و ۲ به ترتیب کمترین (۲۳۵۶/۲۰۱ سنت) و بیشترین هزینه (۴۶۷۱/۶۴۷ سنت) را متحمل شوند، همچنین خرده‌فروش در سناریوی ۲ به بیشترین سود می‌رسد (۴۵۰۴/۲۱۰ سنت) و کمترین سود در سناریوی ۱ اتفاق می‌افتد (۲۱۱۱/۰۳۴ سنت). با این حال هم پرسیمورها و هم خرده‌فروش در سناریوی ۳ به ترتیب با هزینه ۲۵۶۵/۷۵۱ و سود ۳۳۷۲/۴۱ سنت به تعادل می‌رسند. اعضای عادی جامعه (بدون DGs) با مشارکت در بازار P2P در سناریوی ۱ هیچ سودی کسب نمی‌کنند و در سناریوی ۳ به حداکثر سود در بین سایر سناریوها دست می‌یابند. در تمامی سناریوها سهم قابل توجه درآمد خرده‌فروش، از فروش برق به بازار عمده‌فروشی است و این به دلیل تعرفه‌های بسیار بالای دولت ایران برای خرید برق تجدیدپذیر به منظور تشویق سرمایه‌داران در سرمایه‌گذاری روی تجدیدپذیرها است، و بخش بزرگی از هزینه‌های پرسیمورها حاصل از به‌کارگیری تولیدات پراکنده به منظور تأمین انرژی ریزشبکه است. هرچند در این مقاله سعی شده است تا با توجه به نرخ بسیار بالای قیمت دلار، از پنل‌های خورشیدی تولید داخل به منظور کاهش هزینه‌های عملیاتی استفاده شود، با این حال این امر نتوانسته است هزینه‌های بالای تولیدات انرژی تجدیدپذیر را پوشش دهد.



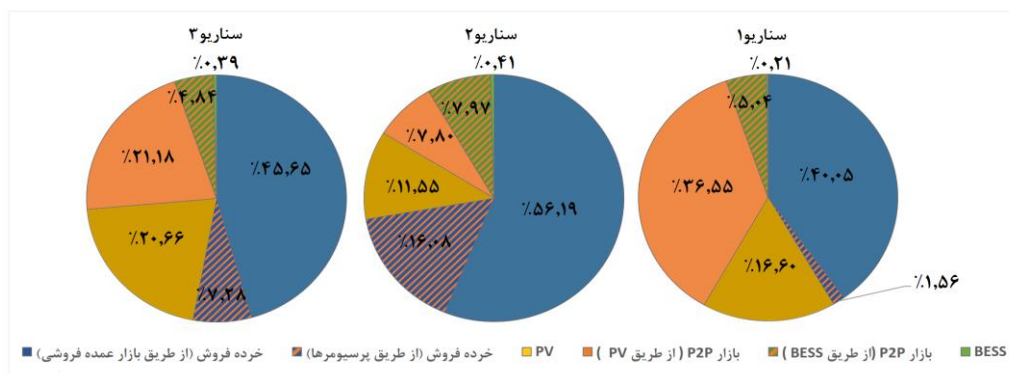
شکل ۴. سهم درآمدها و هزینه‌های خرده‌فروش و پرسیمورها

شکل ۵ نشان‌دهنده الگوهای مصرف انرژی کل جامعه در سناریوهای مختلف است. نمودار دایره‌ای در شکل ۵-ب منابع انرژی مصرف‌شده توسط خانه‌ها را نشان می‌دهد. در این مطالعه، انرژی تولیدی توسط DGها ابتدا داخل ریزشبکه به مصرف می‌رسد و سپس مازاد آن از طریق خرده‌فروش به بازار بالادستی فروخته می‌شود. در سناریوی ۱، حدود ۴۱/۵۹ درصد از انرژی

کل ریزشکته توسط بازار P2P (از طریق PV (۳۶/۵۵ درصد) و BESS (۵/۰۴ درصد)) تأمین می‌شود. این امر به این دلیل است که پرسیمورها با فروش هرچه بیشتر انرژی در بازار P2P سعی دارند هزینه‌های خود را کاهش دهند. به‌عکس در سناریوی ۲ خرده‌فروش سعی دارد با خرید برق از بازار بالادستی و پرسیمورها با قیمت پایین و فروش آن به اعضای جامعه با قیمت بالاتر، سود خود را حداکثر کند. بنابراین در این سناریو نقش بازار P2P و استفاده از PV به منظور مصرف شخصی کم‌رنگ‌تر می‌شود و میزان انرژی تأمین‌شده توسط خرده‌فروش به حداکثر میزان خود در بین سایر سناریوها می‌رسد (۷۲/۲۷ درصد). با این حال در تمامی سناریوها میزان استفاده از باتری‌ها برای مصرف شخصی بسیار کم است. این امر به دلیل محدودیت ظرفیت باتری‌ها است، چرا که با وجود DRP سهم قابل توجهی از ظرفیت آن‌ها برای تأمین انرژی در ساعات پیک ۲۰:۰۰ تا ۲۳:۰۰، که میزان تولید PV به صفر می‌رسد (شکل ۵-الف)، در بازار P2P استفاده می‌شود تا از این طریق بخشی از هزینه‌های عملیاتی بالای آن‌ها نیز پوشش داده شود. منابع انرژی برای هر ساعت در شکل ۵-الف به تفکیک بیان شده است. در تمامی سناریوها بار مصرفی خانه‌ها در ساعات اولیه صبح (ساعات ۱ تا ۹) تنها توسط بازار عمده‌فروشی تأمین می‌شود، چراکه قیمت‌ها بسیار پایین است و حتی خرده‌فروش نیز برای استفاده از آن تعرفه‌های تشویقی در نظر گرفته است. حدود ساعت ۱۰ سیستم‌های PV شروع به تولید برق برای استفاده و عرضه به خرده‌فروش و بازار P2P می‌کنند. از ساعت ۱۰:۰۰-۱۶:۰۰، منابع انرژی پراکنده می‌تواند بیش از ۸۰ درصد نیاز برق در جامعه شبیه‌سازی‌شده را برآورده کند. حوالی ظهر از آنجا که خروجی‌های PV از تقاضای هریک از پرسیمورها فراتر می‌رود، برق مازاد ابتدا به بازار P2P سپس شارژ باتری و در نهایت به خرده‌فروش فروخته می‌شود.

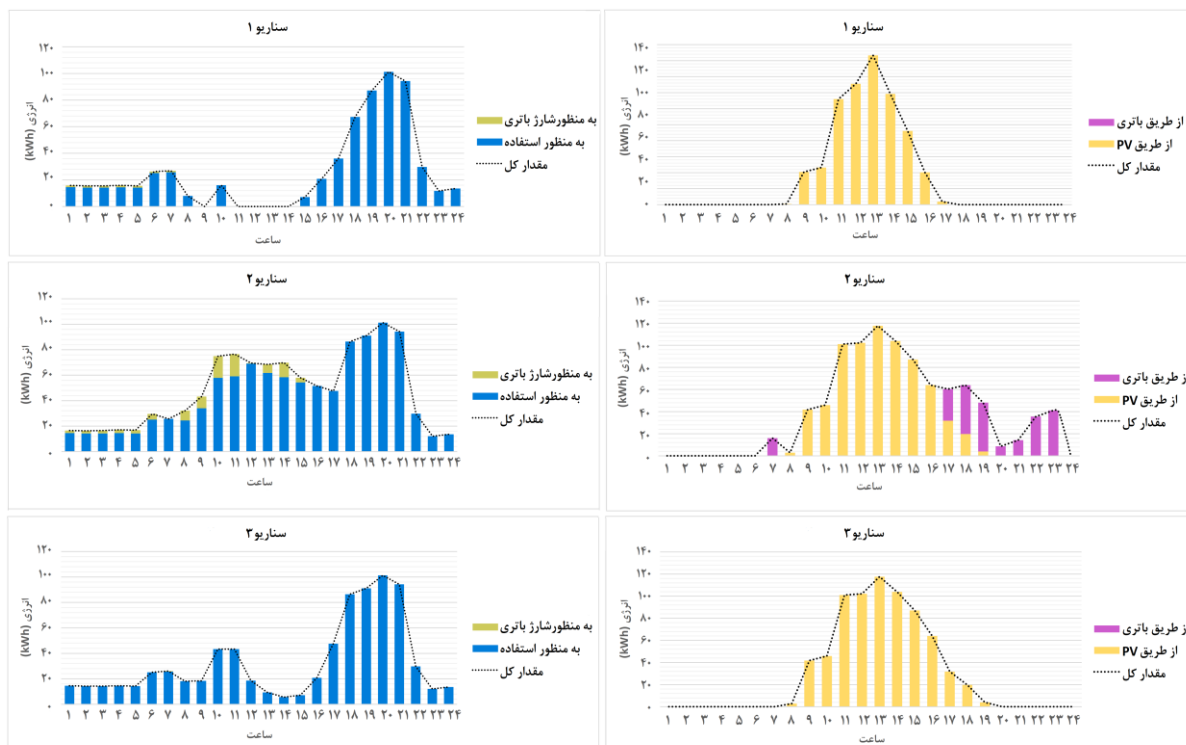


(الف)



(ب)

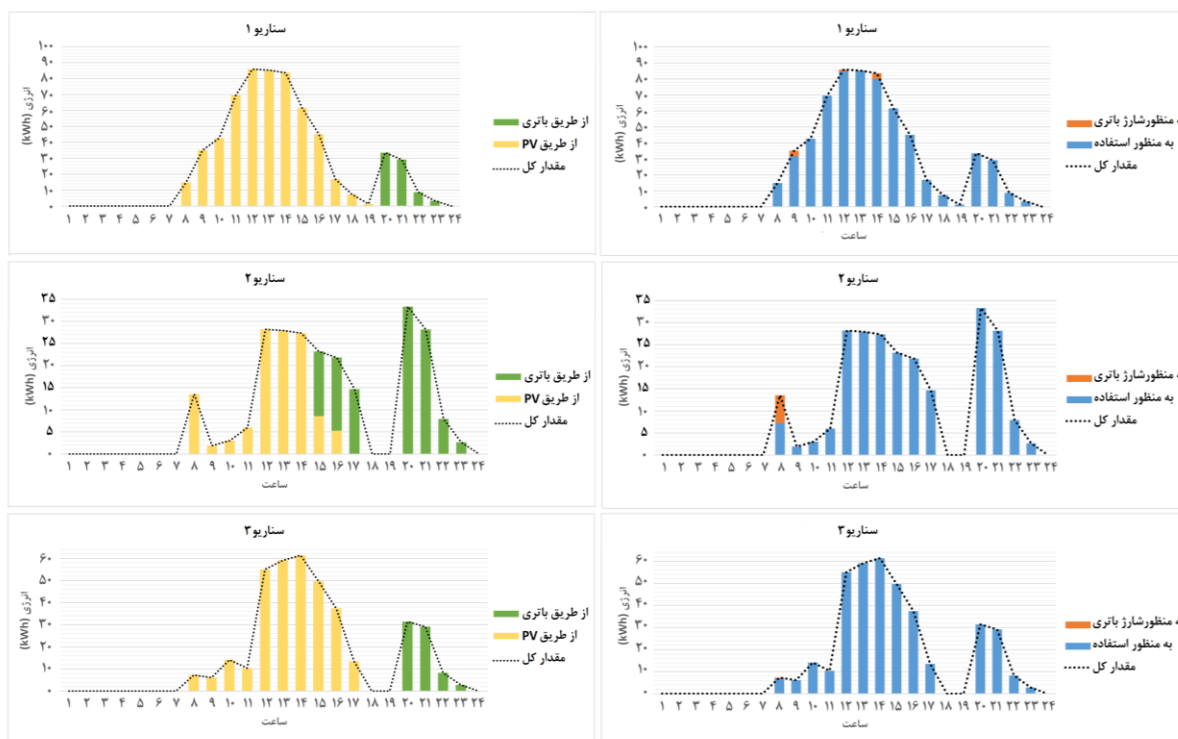
شکل ۵. الگوی مصرف اعضای جامعه: الف. نحوه تأمین ساعتی میزان بار مصرفی ریزشکته؛ ب. سهم هریک از منابع انرژی در تأمین کل تقاضای انرژی ریزشکته



(ب)

(الف)

شکل ۶. سهم منابع انرژی در تبادلات ریزشبکه: الف. سهم منابع انرژی فروخته‌شده به خرده‌فروش؛ ب. سهم مصرف انرژی خریداری‌شده از خرده‌فروش



(ب)

(الف)

شکل ۷. سهم منابع انرژی در تبادلات P2P: الف. سهم منابع انرژی در بازار P2P؛ ب. سهم مصرف انرژی خریداری‌شده از بازار P2P

شکل ۶-الف و ۷-ب به ترتیب نشان می‌دهند خرده‌فروش و بازار P2P از چه منابع انرژی برای تأمین انرژی ریزشکبه استفاده می‌کنند. همان‌طور که مشخص است، در سناریوهای ۱ و ۳ از باتری‌ها به میزان کمتری استفاده شده و این به دلیل هزینه‌های عملیاتی بالای آن‌ها است. شکل ۶-ب و ۷-الف به ترتیب نشان می‌دهند انرژی تأمین‌شده توسط خرده‌فروش و بازار P2P برای چه مصارفی استفاده می‌شوند. با توجه به شکل، در تمامی سناریوها، شارژ باتری، کمترین سهم را در هر دو بازار دارد. این امر به دلیل ظرفیت پایین باتری‌هاست و با توجه به قیمت برق در این دو بازار، ترجیح کاربران این است که از سیستم‌های PV خود برای شارژ باتری استفاده کنند. جزئیات مربوط به عملیات باتری و فعالیت‌های معاملاتی P2P در شکل‌های ۸ و ۹ نشان داده شده است. شکل ۸ به طور دقیق‌تر نشان می‌دهد چگونه خانه‌های عضو مجموعه *Mhi* باتری‌های خود را شارژ و دشارژ می‌کنند. باتری‌های این خانه‌ها طی روز توسط PV شارژ می‌شوند. از طرفی، در ساعات پیک و یا ساعاتی که میزان برق تولید توسط PV به حداقل می‌رسد، به منظور تأمین انرژی مورد نیاز خانه‌ها، به صورت مصرف شخصی و یا از طریق بازار P2P، تخلیه می‌شوند. بیشترین استفاده از باتری‌ها در سناریوی ۲ با هدف حداکثرسازی سود خرده‌فروش، صورت می‌گیرد.

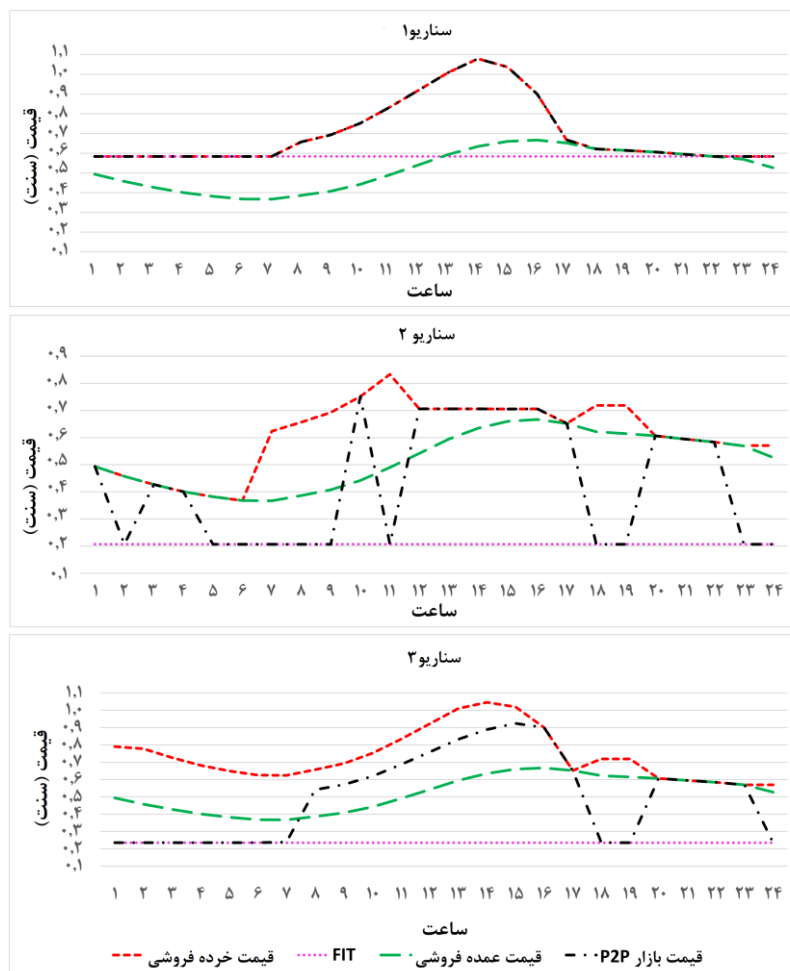


شکل ۸. جزئیات عملیات باتری‌ها

در این سناریو باتری‌ها در ساعاتی که قیمت برق پایین است، علاوه بر PV توسط خرده‌فروش نیز شارژ می‌شوند و در ساعات پیک خرده‌فروش با قیمت‌های پایین آن‌ها را از پرسیومرها خریداری می‌کند و با قیمت‌های بالاتر به اعضای جامعه می‌فروشد. در سناریوی ۳ باتری‌ها تنها توسط PV شارژ شده و فقط برای فروش در بازار P2P دشارژ می‌شوند. شکل ۹ قیمت تعادلی بازار P2P و قیمت‌های خرید/فروش خرده‌فروش را طی روز نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، در تمامی سناریوها قیمت‌های بازار P2P و قیمت‌های خرده‌فروشی در بازه‌هایی که میزان تولیدات منابع پراکنده به اوج خود می‌رسد افزایش دارند. در سناریوی ۱ به منظور حداقل‌سازی هزینه‌های پرسیومرها تعرفه‌های FIT و قیمت بازار P2P به میزان قابل توجهی بالاتر از سناریوهای دیگر است، با این حال قیمت‌های بازار P2P و خرده‌فروشی یکسان هستند و این امر منجر می‌شود که اعضای عادی جامعه با مشارکت در بازار P2P سودی کسب نکنند. شکل ۱۰ نشان‌دهنده میزان خرید و فروش ریزشکبه با شبکه بالادستی است، با توجه به شکل بخشی از انرژی تولیدی توسط منابع پراکنده ابتدا داخل ریزشکبه مصرف و مازاد آن به شبکه بالادستی جهت کاهش هزینه‌ها فروخته می‌شود.

۱.۴. بررسی تأثیرات برنامه پاسخ به تقاضا و کشش قیمتی

در این بخش به منظور ارزیابی بهتر مدل پیشنهادی، تأثیرات DRP و کشش قیمتی، مسئله پیشنهادی در ۷ حالت قیمت‌گذاری با در نظر گرفتن حضور یا عدم حضور تعرفه‌های زمان‌محور، تشویق‌محور و کشش تقاضا مقایسه می‌شود. تمامی این حالات در جدول ۴ نشان داده شده است. در ادبیات موضوعی، حالت‌های ۲، ۴ و ۶ که کشش تقاضا در نظر گرفته شده است، به عنوان مدل‌های پویا و ۴ حالت دیگر به عنوان مدل‌های ایستا معرفی شده‌اند.

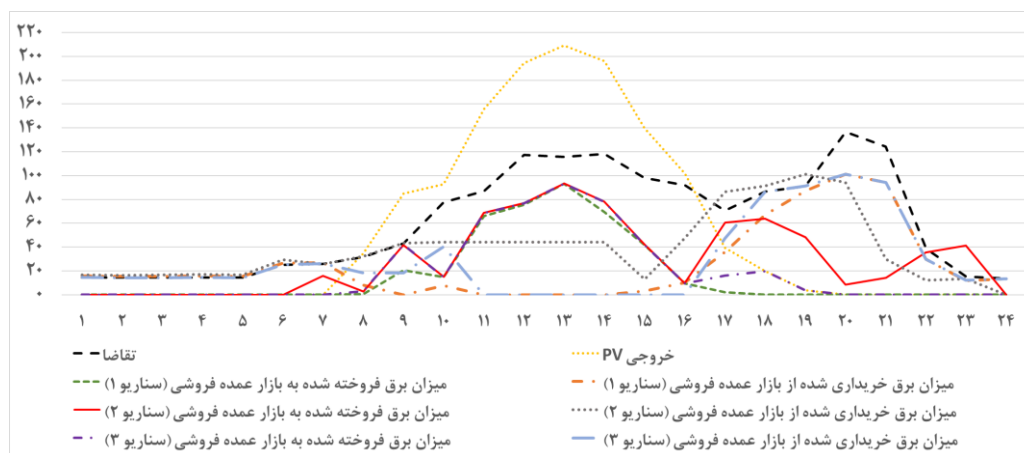


شکل ۹. قیمت تعادلی بازار P2P، قیمت‌های فروش و خرید خرده‌فروش

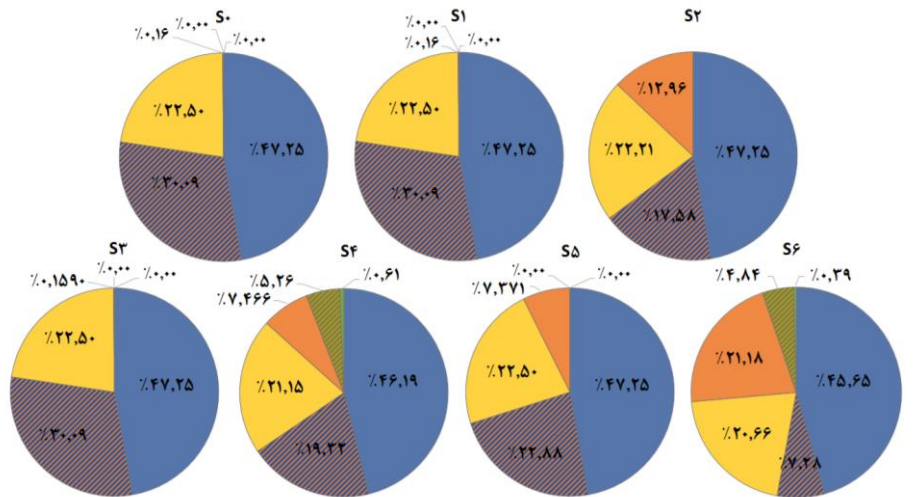
قیمت‌های پرداختی در مدل‌های گروه دوم با ضرب تقاضا در مجموع تعرفه‌های فروش برق با مقادیر پاداش و جریمه، به دست می‌آیند و در مقاله حاضر محدودیت‌های ۳۲ و ۳۳ حذف می‌شوند، در حالی که مدل‌های نوع اول کشش قیمتی تقاضا را در نظر می‌گیرند. ارزیابی تأثیر کشش تقاضا روی میزان مصرف مشترکین، می‌تواند مزایای اجرای DRP را برای نهادهای مختلف بازار شفاف کند و می‌تواند برای ایجاد انگیزه در مصرف‌کنندگان جهت مشارکت بیشتر در این برنامه‌ها بسیار مفید واقع شود. با توجه به جدول ۴، شکل‌های ۱۱ و ۱۲، در حالت‌هایی که DRP تشویق محور همراه با کشش تقاضا اجرا شده است، به دلیل استفاده از باتری‌ها برای تأمین انرژی ریزشکبه در ساعات پیک، هزینه‌های پرسیمورها به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد (حالت‌های ۴ و ۶). حالت ۲ به نفع تمامی اعضای جامعه است، چراکه در این حالت هم هزینه‌های پرسیمورها کمترین مقدار در بین سایر سناریوها را دارد و هم اعضای عادی جامعه به حداکثر سود می‌رسند. این امر به دلیل قیمت‌های بالای بازار P2P نسبت به سایر حالت‌ها و اختلاف زیاد آن با قیمت‌های خرده‌فروشی است (شکل ۱۲). در نظر گرفتن کشش تقاضا می‌تواند به نفع اعضای عادی جامعه باشد و این امر منجر به تشویق آن‌ها در مشارکت در بازار P2P می‌شود. بیشترین میزان سود خرده‌فروش در حالت ۶ اتفاق می‌افتد، با این حال در این حالت پرسیمورها هزینه بالایی را متحمل می‌شوند. با توجه به توضیحات یادشده بسته به میزان اهمیت هریک از اهداف برای تصمیم‌گیران، سناریوهای مختلف می‌توانند به عنوان حالت بهینه انتخاب شوند، اما با در نظر گرفتن سود کل ریزشکبه، می‌توان گفت که بهترین نتیجه زمانی است که DRP زمان‌محور-تشویق محور به طور هم‌زمان همراه با کشش تقاضا در نظر گرفته شود (حالت ۶) که در آن سود خرده‌فروش و سود کلی ریزشکبه به ترتیب به میزان ۱۰/۳ و ۳۹/۹۸ درصد نسبت به حالت پایه افزایش داشته است.

جدول ۴. تأثیرات برنامه پاسخ به تقاضا و کشش قیمتی بر سود کل خرده‌فروش و هزینه‌های کل پرسیمورها (سناریوی ۳)

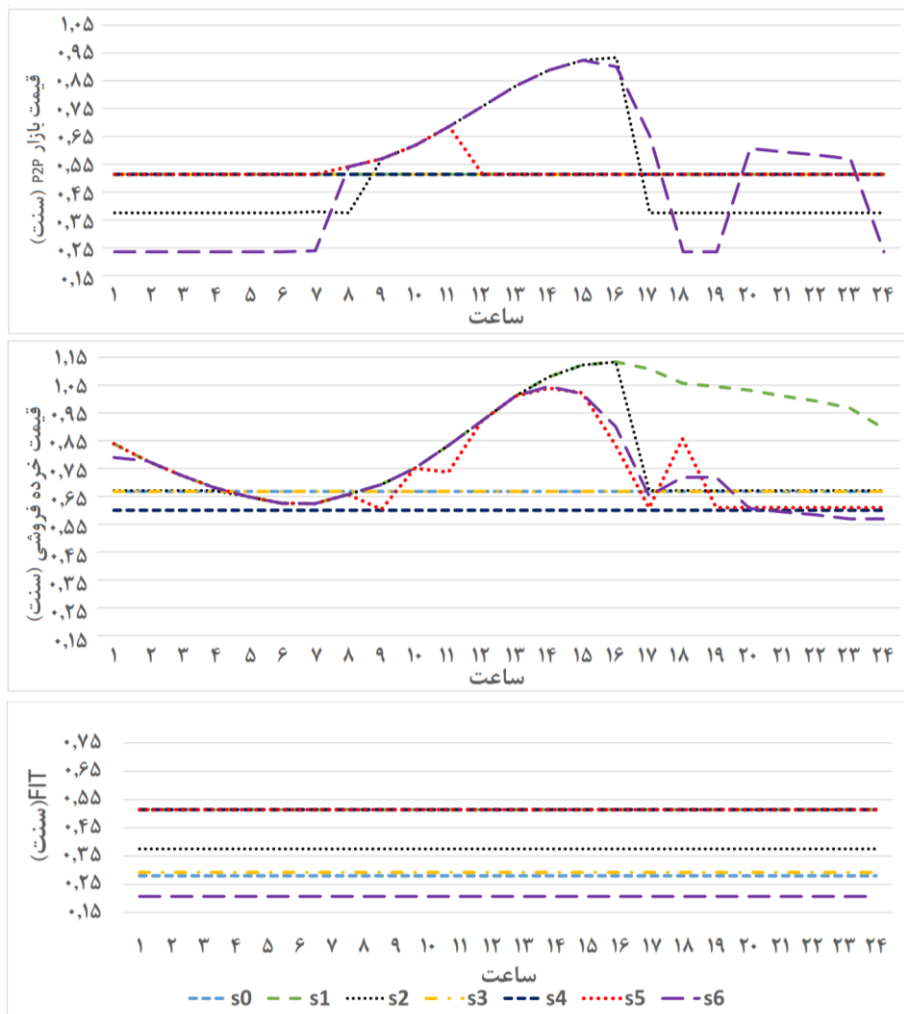
سناریو	برنامه پاسخ به تقاضای زمان محور (RTP)	برنامه پاسخ به تقاضای تشویق محور (I/C)	کشش تقاضا	سود خرده‌فروش (F ₁)	هزینه پرسیمورها (F ₂)	سود اعضای عادی جامعه (Cprofit)
پایه	×	×	×	۳۰۵۷,۲۶۷	۲۴۵۶,۶۵۵	۰
۱	✓	×	×	۳۲۰۳,۲۰۹	۲۴۱۹,۲۶۵	۰
۲	✓	×	✓	۳۰۱۹,۲۸۹	۲۲۷۴,۰۲۸	۳۴,۹۱۹
۳	×	✓	×	۳۲۱۰,۸۹۳	۲۴۷۲,۵۵۸	۰
۴	×	✓	✓	۲۶۷۲,۶۵۷	۲۶۱۴,۴۲۶	۳۳,۱۹
۵	✓	✓	×	۳۰۷۵,۸۹۱	۲۳۳۴,۴۳۵	۳,۰۴۱
۶	✓	✓	✓	۳۳۷۲,۴۱	۲۵۶۵,۷۵۱	۳۴,۱۰۹



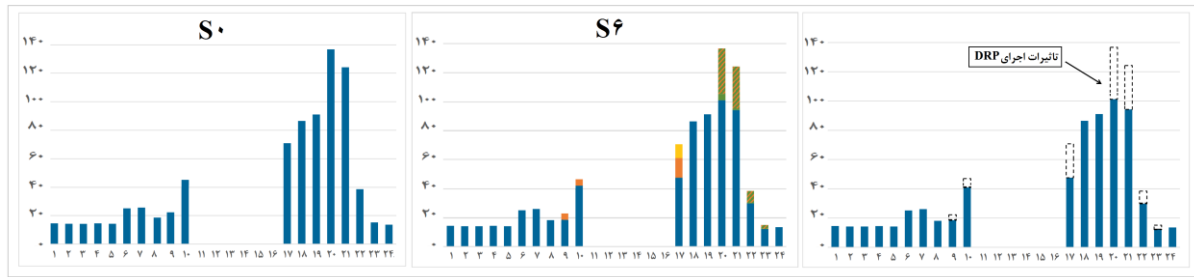
شکل ۱۰. تبادلات ریزشکبه با شبکه بالادستی



شکل ۱۱. تأثیرات اجرای برنامه‌های پاسخ به تقاضا مختلف بر سهم هریک از منابع انرژی در تأمین کل تقاضای انرژی



شکل ۱۲. تأثیرات برنامه‌های پاسخ به تقاضا روی قیمت‌های خردفروش، بازار P2P و FIT



شکل ۱۳. تأثیرات برنامه پاسخ به تقاضای پیشنهادی بر میزان برق خریداری شده از بازار عمده‌فروشی

۵. نتیجه‌گیری

در این مقاله مسئله تجارت انرژی P2P از نظر بازار و در حضور یک برنامه پاسخ به تقاضای یکپارچه زمان‌محور- تشویق‌محور، با در نظر گرفتن کشش تقاضا و نقش خرده‌فروش مدل‌سازی شد. مدل ریاضی پیشنهادی در ۲ سناریوی تک‌هدفه به‌ترتیب با هدف حداکثرسازی سود خرده‌فروش و حداقل‌سازی هزینه‌های پرسیمورها و یک سناریوی دوهدفه، برای یک ریزشبکه هوشمند فرضی متصل به شبکه بالادست، براساس داده‌های واقعی تهران- ایران مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد در تمامی سناریوها سهم قابل توجه درآمد خرده‌فروش، از فروش برق به بازار عمده‌فروشی است و این به دلیل تعرفه‌های بسیار زیاد دولت ایران برای خرید برق تجدیدپذیر به منظور تشویق سرمایه‌داران در سرمایه‌گذاری روی تجدیدپذیرها است و بخش بزرگی از هزینه‌های پرسیمورها حاصل به‌کارگیری تولیدات پراکنده به منظور تأمین انرژی ریزشبکه است. با این حال، می‌توان ادعا کرد شرکت در بازار P2P نقش مهمی در کاهش هزینه‌های پرسیمورها ایفا می‌کند و همچنین، اعضای عادی جامعه (DGs) به حداکثر سود دست می‌یابند. بررسی تأثیرات و مقایسه DRP در حالت‌های مختلف نشان داد اجرای برنامه‌های پاسخ به تقاضای تشویق‌محور همراه با کشش تقاضا، به دلیل استفاده از باتری‌ها برای تأمین انرژی ریزشبکه در ساعات پیک، هزینه‌های پرسیمورها را به میزان قابل توجهی افزایش داده است. با این حال در نظر گرفتن کشش تقاضا می‌تواند به نفع اعضای عادی جامعه باشد و این امر می‌تواند منجر به تشویق آن‌ها در مشارکت در بازار P2P شود. به طور کلی، با در نظر گرفتن سود کل ریزشبکه، می‌توان گفت که بهترین نتیجه زمانی حاصل می‌شود که DRP زمان‌محور- تشویق‌محور به طور هم‌زمان همراه با کشش تقاضا در نظر گرفته شوند. در این حالت سود خرده‌فروش و سود کلی ریزشبکه به‌ترتیب به میزان $10/3$ و $39/98$ درصد نسبت به حالت پایه افزایش داشته است. از طرفی، برنامه‌های پاسخ به تقاضای تأثیر قابل توجهی را تعدیل بار ساعات پیک داشتند، که این امر می‌تواند مزایای بسیار زیادی در مدیریت انرژی در شبکه‌های برق داشته باشد.

منابع

- [1]. Kaur M, Dhundhara S, Verma YP, Chauhan S. Techno-economic analysis of photovoltaic-biomass-based microgrid system for reliable rural electrification. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2020 May; 30(5):e12347.
- [2]. Mohseni M, Moosavian SF, Hajinezhad A. Feasibility evaluation of an off-grid solar-biomass system for remote area electrification considering various economic factors. *Energy Science & Engineering*. 2022 Aug; 10(8):3091-107.
- [3]. Noori A, Tavassoli B, Fereidunian A. Incentivizing Peer-to-Peer Energy Trading in Microgrids. In 2021 29th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE). 2021 May 18 (pp. 323-328).
- [4]. Zhang M, Eliassen F, Taherkordi A, Jacobsen HA, Chung HM, Zhang Y. Energy trading with demand response in a community-based P2P energy market. In 2019 IEEE international conference on communications, control, and computing technologies for smart grids 2019 Oct 21 (pp. 1-6).
- [5]. Liu C, Wang Z, Yu M, Gao H, Wang W. Optimal peer-to-peer energy trading for buildings based on data envelopment analysis. *Energy Reports*. 2023 Dec 1; 9:4604-16.
- [6]. Sæther G, Del Granado PC, Zaferanlouei S. Peer-to-peer electricity trading in an industrial site: Value of buildings flexibility on peak load reduction. *Energy and Buildings*. 2021 Apr 1; 236:110737.
- [7]. Elkazaz M, Sumner M, Thomas D. A hierarchical and decentralized energy management system for peer-to-peer energy trading. *Applied Energy*. 2021 Jun 1; 291:116766.
- [8]. Huang H, Nie S, Lin J, Wang Y, Dong J. Optimization of peer-to-peer power trading in a microgrid with distributed PV and battery energy storage systems. *Sustainability*. 2020 Jan 27; 12(3):923.
- [9]. Doan HT, Nam H, Kim D. Optimal peer-to-peer energy trading under load uncertainty incorporating carbon emission and transaction cost for grid-connected prosumers. 2022 Oct 4; 10:106202-16.
- [10]. Grimm V, Orlinskaya G, Schewe L, Schmidt M, Zöttl G. Optimal design of retailer-prosumer electricity tariffs using bilevel optimization. *Omega*. 2021 Jul 1; 102:102327.
- [11]. Aghamohammadloo H, Talaeizadeh V, Shahanaghi K, Aghaei J, Shayanfar H, Shafie-khah M, Catalão JP. Integrated Demand Response programs and energy hubs retail energy market modelling. *Energy*. 2021 Nov 1; 234:121239.
- [12]. Tushar W, Saha TK, Yuen C, Smith D, Poor HV. Peer-to-peer trading in electricity networks: An overview. *IEEE transactions on smart grid*. 2020 Jan 28; 11(4):3185-200.
- [13]. Khodoomi M, Sahebi H. Robust Optimization and pricing of peer-to-peer energy trading considering battery storage. *Computers & Industrial Engineering*. 2023 May 1; 179:109210.
- [14]. Goudarzi A, Li Y, Fahad S, Xiang J. A game theory-based interactive demand response for handling dynamic prices in security-constrained electricity markets. *Sustainable Cities and Society*. 2021 Sep 1; 72:103073.
- [15]. Moret F, Pinson P. Energy collectives: A community and fairness based approach to future electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018 Feb 23; 34(5):3994-4004.
- [16]. Heo K, Kong J, Oh S, Jung J. Development of operator-oriented peer-to-peer energy trading model for integration into the existing distribution system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021 Feb 1; 125:106488.
- [17]. Shamsini Ghasvand F, Afshar K, Bigdeli N. Bi-level Programming of Retailer and Prosumers' Aggregator to Clear the Energy of the Day Ahead Using the Combined Method of Mixed Integer Linear Programming and Mayfly Optimization in Smart Grid. *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*. 2024 Apr 1; 12(2):163-74.
- [18]. Lee M, Aslam O, Foster B, Kathan D, Kwok J, Medearis L, Palmer R, Sporborg P, Tita M. Assessment of demand response and advanced metering. Federal Energy Regulatory Commission, Tech. Rep. 2013 Oct.
- [19]. Sheidaei F, Ahmarinejad A. Multi-stage stochastic framework for energy management of virtual power plants considering electric vehicles and demand response programs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020 Sep 1; 120:106047.
- [20]. Yang H, Gong Z, Ma Y, Wang L, Dong B. Optimal two-stage dispatch method of household PV-BESS integrated generation system under time-of-use electricity price. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020 Dec 1; 123:106244.
- [21]. Neves D, Scott I, Silva CA. Peer-to-peer energy trading potential: An assessment for the residential sector under different technology and tariff availabilities. *Energy*. 2020 Aug 15; 205:118023.
- [22]. Niaei H, Masoumi A, Jafari AR, Marzband M, Hosseini SH, Mahmoudi A. Smart peer-to-peer and transactive energy sharing architecture considering incentive-based demand response programming under joint uncertainty and line outage c Islam SN, Sivadas A. Optimisation of buyer and seller preferences for peer-to-peer energy trading in a microgrid. *Energies*. 2022 Jun 8; 15(12):4212.

- [23]. Islam SN, Sivadas A. Optimisation of buyer and seller preferences for peer-to-peer energy trading in a microgrid. *Energies*. 2022 Jun 8; 15(12):4212.
- [24]. Iqbal S, Nasir M, Zia MF, Riaz K, Sajjad H, Khan HA, Member IE. A novel approach for system loss minimization in a peer-to-peer energy sharing community DC microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021 Jul 1; 129:106775.
- [25]. Malik S, Duffy M, Thakur S, Hayes B, Breslin J. 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*. 2022 May 1;137:107865
- [26]. Guerrero J, Gebbran D, Mhanna S, Chapman AC, Verbič G. Towards a transactive energy system for integration of distributed energy resources: Home energy management, distributed optimal power flow, and peer-to-peer energy trading. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020 Oct 1; 132:110000.
- [27]. Taherian H, Aghaebrahimi MR, Baringo L, Goldani SR. Optimal dynamic pricing for an electricity retailer in the price-responsive environment of smart grid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021 Sep 1; 130:107004.
- [28]. Shakouri H, Kazemi A. Multi-objective cost-load optimization for demand side management of a residential area in smart grids. *Sustainable cities and society*. 2017 Jul 1; 32:171-80.
- [29]. Central Bank of the Islamic Republic of Iran. Available from: <https://www.cbi.ir/>. Accessed 2023 Jul 1
- [30]. Ministry of Energy of Iran. The Information and Statistics Network of Iran. Available from: <https://tariff.moe.gov.ir/>. Accessed 2023 Jul 1.
- [31]. Iran Electricity Market (IREMA). Statistical report of Iran Electricity Market. Available from: <https://www.irema.ir/>. Accessed 2023 Jul 1.
- [32]. Darbandsari A, Askarzadeh AR. Optimal Energy Management of a Smart Building Considering Rooftop Photovoltaic, Electric Vehicles and Schedulable Loads. In 2022 9th Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG) 2022 Feb 23 (pp. 1-8). IEEE.
- [33]. Bakhshi-Jafarabadi R, Sadeh J, Dehghan M. Economic evaluation of commercial grid-connected photovoltaic systems in the Middle East based on experimental data: A case study in Iran. *Sustainable energy technologies and assessments*. 2020 Feb 1; 37:100581.
- [34]. Nguyen S, Peng W, Sokolowski P, Alahakoon D, Yu X. Optimizing rooftop photovoltaic distributed generation with battery storage for peer-to-peer energy trading. *Applied Energy*. 2018 Oct 15;228:2567
- [35]. Ringuest JL. Lp-metric sensitivity analysis for single and multi-attribute decision analysis. *European Journal of Operational Research*. 1997 May 1; 98(3):563-70.