تحلیل سودبخشی تشکیل ائتلاف نیروگاه مجازی و تجمیع‌کننده بار در شبکه توزیع فعال

مرتضی شعبان‌زاده[1] محمّدکاظم شیخ‌الاسلامی[2] محمودرضا حقی‌فام[3]

۱- دانش‌آموخته دکتری - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه تربیت مدرس - تهران - ایران
m.shabanzadeh@modares.ac.ir
۲- دانشیار - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه تربیت مدرس - تهران - ایران
aleslam@modares.ac.ir
۳- استاد - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه تربیت مدرس - تهران - ایران
haghifam@modares.ac.ir

چکیده: منابع انرژی پراکنده (DER) با محوریت مولدهای تجدیدپذیر نقش مهمی را در شبکه‌های توزیع فعال که مباحث زیست‌محیطی یکی از دغدغه‌های آن محسوب می‌شود، ایفا می‌کنند. کوچک بودن مقیاس این نوع منابع و تولید نایقین واحدهای تجدیدپذیر از مهم‌ترین چالش‌های عدم حضور این واحدها در بازارهای عمده‌فروشی برق می‌باشند. بر اساس مفهوم نیروگاه مجازی (VPP)، امکان یکپارچه‌سازی و تجمیع منابع ناهمگون DER محقق می‌شود ضمن اینکه پوشش ریسک‌های مرتبط با عدم‌قطعیت تولید اعضای ائتلاف VPP ممکن می‌گردد. همچنین، هماهنگی یکپارچه منابع DER تحت نیروگاه مجازی نسبت به حالتی که این منابع به طور مجزا در تعاملات تجاری حضور پیدا می‌کنند، باعث ایجاد سود مازاد می‌گردد. در این مقاله، در ابتدا نحوه مدل‌سازی ریاضی هر یک از اعضای تشکیل‌دهنده ائتلاف VPP و مشارکت مجموعه‌ی آن‌ها در بازار روزفروش برق ارائه می‌گردد. در ادامه، چگونگی تشکیل ائتلافی بزرگتر میان VPP و تجمیع‌کننده بار و مشارکت یکپارچه این دو نهاد تجاری در بازار روزفروش و بازار زمان-حقیقی مورد تحلیل قرار می‌گیرد. در نهایت با ارائه یک مورد مطالعاتی، میزان سودبخشی حاصل از تشکیل چنین ائتلافی در شبکه‌های توزیع فعال نشان داده خواهد شد.

کلمات کلیدی: نیروگاه مجازی، شبکه توزیع فعال، تجمیع‌کننده بار، شرکت ائتلافی، بازار زمان-حقیقی، برنامه‌ریزی تصادفی.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۹/۴
تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۶/۰۲/۱۱
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۸/۱۵
نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر محمّدکاظم شیخ‌الاسلامی
نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – تهران – بزرگراه جلال آل احمد – پل نصر – دانشگاه تربیت مدرس – دانشکده‌ی مهندسی برق و کامپیوتر

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.15- No.3-Fall 2018

۱- مقدمه

در ساختار فعلی سیستم قدرت که همچنان بر اساس کنترل متمرکز واحدهای نیروگاهی و بهره‌برداری منفعل شبکه توزیع مدیریت می‌شود، انتظار می‌رود که در آینده‌ای نزدیک منابع تولید پراکنده (DG) بتوانند جایگزین بخش قابل توجهی از انرژی تولیدی نیروگاه‌های بزرگ مرسوم شوند. با این حال، برای تضمین عملکرد ایمن سیستم قدرت همچنان به واحدهای نیروگاهی بزرگ نیاز است تا بتوانند خدماتی همچون تعقیب بار، تنظیم فرکانس، کنترل ولتاژ و ذخیره بهره‌برداری را ارائه نمایند. در مقابل، باید به این نکته نیز توجه داشت که ارائه این خدمات توسط واحدهای بزرگ به سرمایه‌گذاری قابل توجهی در بخش انتقال و توزیع نیازمند است. بنابراین، برای بهره‌گیری حداکثر از منابع انرژی پراکنده (DER) نیاز است تا یک الگوی جدید برای بهره‌برداری سیستم قدرت ارائه شود که بر مبنای آن با ایجاد هماهنگی میان منابع تولید پراکنده، بارهای منعطف و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی بتوان حداکثر ظرفیت نیروگاه‌های سنتی را با واحدهای مقیاس کوچک جایگزین نمود. این الگوی جدید بایستی شرایطی را برای DERها مهیا کند تا از یک طرف، این منابع با سیستم انتقال در تعامل بوده و از طرف دیگر، این قابلیت را پیدا کنند که هم در بازارهای انرژی حضور پیدا کنند و هم در مدیریت سیستم (خدمات‌جانبی) مشارکت داشته باشند [۱-۳].

از سوی دیگر، انتظار می‌رود که شبکه‌های توزیع آینده شمار زیادی از منابع تولید پراکنده و بارهای منعطف را در خود جای دهند و در نتیجه، دور از ذهن نیست که ارتباط هر واحد تولید پراکنده با بهره‌بردار سیستم به دلیل نیاز به تبادل و تحلیل آنلاین حجم زیادی از اطلاعات، عملا غیرممکن خواهد بود. برای فائق آمدن بر این مشکل و کاهش پیچیدگی کنترل منابع مقیاس کوچک توسط بهره‌بردار سیستم، مدیریت غیرمتمرکز شماری از منابع DER که با یکدیگر تجمیع شده‌اند، راه‌حل مناسبی خواهد بود و این دقیقا زمانی است که مفهوم فناوری نیروگاه مجازی (VPP)[1] رخ‌نمایی می‌کند.

نیروگاه مجازی یک مرکز کنترل هوشمند مبتنی بر فناوری ICT است که در قالب یک ائتلاف تجاری می‌تواند انواع منابع تولید پراکنده، بارهای کنترل‌پذیر و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی را به عنوان اعضای یک ائتلاف به یکدیگر مرتبط و تولید آن‌ها را نسبت به یکدیگر به طور بهینه هماهنگ نماید. این هماهنگی و تجمیع منابع انرژی سبب می‌شود که مجموعه‌ی اعضای این ائتلاف در یک مقیاس بزرگ همانند یک نیروگاه دیسپچ‌پذیر مرسوم عمل نمایند و در نتیجه، این فرصت برای یکایک منابع انرژی مقیاس کوچک مهیا شود تا با تحمل ریسک کمتری امکان حضور در بازار عمده‌فروشی برق را پیدا کنند. بدیهی است با پیاده‌سازی نیروگاه‌های مجازی در شبکه هوشمند قدرت [۴] و به ویژه در سیستم‌های توزیع فعال، خدمات وسیعی برای بهره‌برداران شبکه توزیع و انتقال قابل حصول خواهد بود.

اگرچه از منظر تجمیع انواع منابع DER، به نظر می‌رسد که ریزشبکه نیز مشابه VPP عمل می‌کند اما در واقع از لحاظ ساختاری و منطقی که پشت مفاهیم این دو نوع فناوری نهفته است، ریزشبکه با VPP کاملا متفاوت می‌باشد. مرجع [۵]، تعریف دقیقی از نیروگاه مجازی و ریزشبکه و همچنین تفاوت ساختار فنی و عملکرد تجاری این دو نوع فناوری تجمیع‌کننده ارائه نموده است که به طور کلی عبارتند از:

- ریزشبکه در هر دو حالت اتصال به شبکه و جدا از شبکه (در مناطق دوردست از شبکه اصلی) قابل طراحی و بهره‌برداری است اما VPP همواره در وضعیت متصل به شبکه بهره‌برداری می‌شود.
- در زمان وقوع پیشامد، ریزشبکه می‌تواند خود را از شبکه بالادست ایزوله نموده و خودتامین باشد اما چنین عملکردی برای VPP به دلیل وابستگی آن به بازار عمده‌فروشی برق، مدنظر نمی‌باشد.
- با توجه به اینکه ریزشبکه موظف است در زمان وقوع پیشامد در حالت خودتامین عمل کند لذا وجود منابع ذخیره‌ساز انرژی در آن ضروری است در حالی که در VPP وجود این نوع منابع انرژی کاملا اختیاری می‌باشد.
- ریزشبکه برای عملکرد صحیح خود اصولا به فناوری‌های نوین سخت‌افزاری مانند مبدل‌ها و سوئیچ‌های هوشمند وابسته است در حالی که VPP به ماژول‌های نرم‌افزاری وابسته بوده و تنها مبتنی بر اندازه‌گیری هوشمند و فناوری اطلاعات (IT) عمل می‌کند.
- ریزشبکه در محدوده جغرافیایی تحت پوشش خود تنها دارای تعداد ثابت و مشخصی از منابع DER می‌باشد (ائتلاف استاتیکی) در حالی که VPP می‌تواند تعداد متغیری از منابع DER را در فضای جغرافیایی وسیع‌تری تجمیع کند. به عبارت دیگر، تعداد اعضای ائتلاف VPP می‌تواند در یک بازه زمانی میان‌مدت، کاملا پویا باشد بدین مفهوم که اگر مدیر VPP نتواند انتظارات تجاری (کسب سود بیشینه و ریسک کمینه) اعضای ائتلاف خود را از تعاملاتش در بازار عمده‌فروشی برق برآورده نماید این احتمال وجود دارد که برخی از اعضای آن، از این ائتلاف خارج شده و به ائتلاف دیگری که موفق‌تر در بازار برق عمل کرده، بپیوندند.
- ریزشبکه‌ها به طور معمول در سطح توزیع و بازار خرده‌فروشی حضور پررنگتری دارند در حالی که VPPها اساسا برای مشارکت در بازار عمده‌فروشی برق طراحی شده‌اند.
- پیاده‌سازی ریزشبکه‌ها همچنان با مشکلات قانون‌گذاری روبرو هستند در حالی که VPPها تحت همین ساختار فعلی رگولاتوری و تعیین تعرفه، به راحتی قابل پیاده‌سازی می‌باشند.

در جدول (۱) خلاصه‌ای از انواع مدل‌های تصمیم‌گیری VPP ارائه شده است. مراجع [۶-۹] سودآوری تجمیع انواع منابع انرژی تولید پراکنده شامل مولدهای مقیاس کوچک دیسپچ‌پذیر (مانند موتور-ژنراتورهای گازسوز و سیستم‌های CHP) و واحدهای اتکاناپذیر (مانند توربین‌های کوچک بادی و سیستم‌های فتوولتائیک)، بارهای منعطف (منابع پاسخگوی بار) و همچنین سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی (مانند

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]

انواع باتری‌های الکتروشیمیایی و خودروهای برقی) را در یک بازه زمانی کوتاه‌مدت مورد مطالعه قرار داده‌اند.

این مطالعات نشان می‌دهد که عدم‌قطعیت تولید واحدهای اتکاناپذیر در کنار قابلیت انعطاف منابع پاسخگوی بار به طور چشمگیری پوشش داده می‌شود. از طرف دیگر، انرژی مورد نیاز بارهای منعطف نیز با هزینه کمتری تامین می‌گردد. این نتایج حاکی از سودآوری تجمیع این منابع (در هر دو سمت تولید و مصرف) در زیر چتر VPP است. به عنوان نمونه، در [۱۰]، یک مساله پیشنهاد قیمت برای حضور همزمان VPP در بازار روزفروش برق و بازار میان‌روزی پاسخ بار مدل‌سازی شده است. در این مقاله، نویسندگان نشان داده‌اند که مدیر VPP با خرید خدمات پاسخ بار از نهادهای ارائه‌دهنده آن، می‌تواند جریمه‌های مالی ناشی از نایقینی DERهای تحت پوشش خود را کاهش داده و به سود تجاری بیشتری دست پیدا کند.

از نگاه زیست‌محیطی، در [۱۱]، یک سیستم مدیریت انرژی برای VPPای که اعضای ائتلاف آن را خودروهای برقی تشکیل می‌دهند مدل‌سازی شده است. در این مدل، بهره‌بردار VPP مسئول تصمیمات زمان‌بندی شارژ و دشارژ خودروهای هایبریدی تحت پوشش خود بوده و می‌بایست قیمت‌های سوخت (گاز و بنزین) و برق را نیز در تصمیمات خود لحاظ نماید.

از منظر الگوریتم‌های حل ریاضی، در [۱۲]، با استفاده از روش زیرگرادیان یک روش پخش بار اقتصادی غیرمتمرکز برای زمان‌بندی بهینه تولید DERهای تحت پوشش یک VPP پیشنهاد شده است. علاوه بر آن، نویسندگان این مقاله با استفاده از مدل‌سازی عامل-محور، تاثیر تاخیرهای زمانی خطوط مخابراتی و نویز کانال‌های ارتباطی میان DERها را نیز بررسی نموده‌اند. مشابه با این مقاله، در [۱۳]، به کمک الگوریتم آزادسازی تقویت‌شده‌ی لاگرانژ یک روش کاملا غیرمتمرکز برای پخش بار DERهای یک نیروگاه مجازی پیشنهاد شده است با این فرض که این منابع خود عامل‌های هوشمند بوده و بدون نیاز به کنترل مرکزی و تنها با اتکا به پردازش محلی و ارتباط با DERهای همسایه می‌توانند زمان‌بندی بهینه تولید یا مصرف خود را تعیین نمایند.

مراجع [۱۴-۱۸] نیز در یک بازه زمانی میان‌مدت، به مدل‌سازی عملکرد تجاری VPP پرداخته‌اند. نویسندگان مقاله [۱۴]، یک چارچوب تصمیم‌گیری هفتگی برای مدیر/بهره‌بردار VPP پیشنهاد داده‌اند که بر مبنای آن علاوه بر کنترل بهینه تولید منابع DER و امکان حضور در بازار روزفروش برق، امکان برآورده شدن تعهدات قراردادهای دوجانبه وی نیز محقق می‌شود. در این مقاله، قرارداد دوجانبه‌ی VPP به صورت یک تعهد درون‌زا[۲] مدل شده است بدین معنی که مدیر VPP و تجمیع‌کننده (تجمیع‌کننده) بار[۳] از قبل در خصوص ظرفیت و مبلغ قرارداد به توافق رسیده‌اند و به همین دلیل این دو مورد به عنوان متغیر تصمیم در مسأله تصمیم‌گیری VPP وارد نشده‌اند. همچنین به منظور در تحلیل تاثیر عدم‌قطعیت قیمت بازار برق بر تصمیمات میان‌مدت VPP، از روش تئوری تصمیم شکاف اطلاعات (IGDT)[۴] بهره گرفته شده است.

در مرجع [۱۵]، از روش بهینه‌سازی استوار (مقاوم)[۵] برای بررسی تاثیر نایقینی قیمت‌های بازار روزفروش برق بر تصمیمات کوتاه‌مدت و میان‌مدت مدیر VPP در تعاملات تجاری وی استفاده شده است. این روش نیازی به تعیین تابع چگالی احتمال (PDF) پارامترهای نایقین مسأله نداشته و همچنین، بار محاسبات کامپیوتری کمتری به مسأله تحمیل می‌کند.

در مراجع [۱۶-۱۸]، تعامل و همکاری دوجانبه میان VPPهای همسایه از طریق قراردادهای بین‌منطقه‌ای[۶] مدل‌سازی شده است. این قراردادهای به صورت تعهدات برون‌زا[۷] مدل شده‌اند بدین معنی که قیمت و حجم (ظرفیت) قراردادها به عنوان متغیرهای تصمیم‌گیری VPP لحاظ شده و در طی فرآیند حل مسأله به طور بهینه تعیین می‌شوند. همچنین به منظور مدیریت ریسک تصمیمات مدیر VPP، از قیود چیرگی تصادفی (SDC)[۸] مرتبه اول و دوم به دلیل قابلیت‌های بارز آن بهره گرفته شده است. بر اساس این روش، مدیر VPP در ابتدا میزان سود مطلوب و مورد نظر خود را به عنوان معیار اولیه مشخص می‌کند و بر مبنای آن تصمیمی اتخاذ می‌شود که نتیجه‌ی آن، سودی را در بر خواهد داشت که حتما انتظارات اولیه مدیر VPP را برآورده خواهد کرد.

نویسندگان مقاله [۱۹]، مسأله تشکیل ائتلاف بهینه اعضای VPP را مورد مطالعه و مدل‌سازی قرار داده‌اند. در این مقاله با ارائه تحلیلی جامع، مشخص می‌شود که یک VPP در مقایسه با رقبای خود بایستی از چه تعداد و تنوعی از منابع ناهمگون[۹] DER برخوردار باشد تا در کسب سود حاصل از تعاملات تجاری خود در بازار برق و بورس انرژی موفق‌تر از سایرین عمل نماید.

در [۲۰] نیز تعامل تجاری میان VPPها با بهره‌بردار شبکه توزیع در افق زمانی یک‌ساله مورد بررسی قرار گرفته شده است. طبق فرضیات این مقاله، مدیر نیروگاه مجازی بر اساس قراردادهای دوجانبه میان‌مدت می‌تواند میزان تولید تجمیع شده‌ی منابع تولید پراکنده تحت اختیار خود را به بهره‌بردار شبکه توزیع عرضه کند که بخشی از آن صرف تامین بار شبکه و مابقی در بازار عمده‌فروشی برق به فروش خواهد رسید. نتایج این تعاملات، سیگنال‌های سرمایه‌گذاری مناسبی را در اختیار مالکین منابع تولید پراکنده قرار می‌دهد تا ظرفیت و محل نصب واحد خود را به درستی انتخاب نمایند.

با توجه به اینکه در شبکه‌های توزیع فعال علاوه بر نیروگاه مجازی نهادهای تجاری دیگری همچون تجمیع‌کننده بار، خرده‌فروش برق و ریزشبکه نیز معمولا حضور دارند لذا بررسی و مدل‌سازی فنی و اقتصادی تعاملات دو جانبه‌ی میان آن‌ها به طور حتم از جذابیت‌های تحقیقاتی برخوردار است.

بر این اساس، مطالعه حاضر تلاش دارد به تحلیل سودآوری تشکیل ائتلاف میان نیروگاه مجازی و تجمیع‌کننده بار در یک بازه.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.15- No.3-Fall 2018

جدول (۱): دسته‌بندی مقالات مرور شده در حوزه مدل‌سازی نیروگاه مجازی (VPP)

نوع مساله	شاخص ریسک	روش مواجهه با عدم‌قطعیت	سوداگری	عرصه تجارت	افق زمانی	مدل	اعضای ائتلاف VPP						مراجع
							WPP	PV	CPP	ES	FL	EV	
MINLP	مقدار متوسط / انحراف معیار	روش تخمین نقطه‌ای		DAM	کوتاه‌مدت	برنامه‌ریزی مبتنی بر قیمت	✓	✓	✓		✓		[۶]
MILP	ارزش شرطی در معرض خطر	برنامه‌ریزی تصادفی	✓	DAM+BM	کوتاه‌مدت	تخصیص سود	✓	✓	✓	✓	✓		[۷]
MPEC	ارزش شرطی در معرض خطر	برنامه‌ریزی تصادفی	✓	DAM+BM	کوتاه‌مدت	راهبرد قیمت‌دهی	✓			✓	✓		[۸]
MINLP	توابع مطلوبیت	برنامه‌ریزی فازی مقید به شانس		DAM	کوتاه‌مدت	برنامه‌ریزی مبتنی بر قیمت	✓		✓		✓		[۹]
MILP		برنامه‌ریزی تصادفی		DAM+DRX	کوتاه‌مدت	راهبرد قیمت‌دهی	✓	✓	✓	✓	✓		[۱۰]
MILP					کوتاه‌مدت	مدیریت انرژی	✓	✓		✓		✓	[۱۱]
QCP				DAM	کوتاه‌مدت	پخش بار اقتصادی غیرمتمرکز	✓	✓	✓	✓			[۱۲]
LP				DAM	کوتاه‌مدت	پخش بار اقتصادی غیرمتمرکز	✓		✓	✓	✓		[۱۳]
MINLP	توابع فرصت / استواری	نظریه شکاف اطلاعات	✓	DAM+BC	میان‌مدت	خود-برنامه‌ریزی	✓	✓	✓		✓		[۱۴]
MILP	بازه نایقینی	بهینه‌سازی مقاوم	✓	DAM+BC	کوتاه‌مدت+میان‌مدت	خود-برنامه‌ریزی	✓	✓	✓		✓		[۱۵]
MILP	ارزش شرطی در معرض خطر+ قیود چیرگی مرتبه اول و دوم	برنامه‌ریزی تصادفی	✓	DAM+BC	میان‌مدت	همکاری بین‌منطقه‌ای	✓	✓	✓		✓		[۱۶-۱۸]
MILP	ارزش شرطی در معرض خطر	برنامه‌ریزی تصادفی	✓	DAM+BC+FM	میان‌مدت	تشکیل ائتلاف	✓	✓	✓	✓	✓		[۱۹]
MPEC				DAM	میان‌مدت	سرمایه‌گذاری تولید پراکنده			✓				[۲۰]
MILP	ارزش شرطی در معرض خطر	برنامه‌ریزی تصادفی	✓	DAM+BM	کوتاه‌مدت	تشکیل ائتلاف	✓	✓	✓	✓	✓		مقاله حاضر

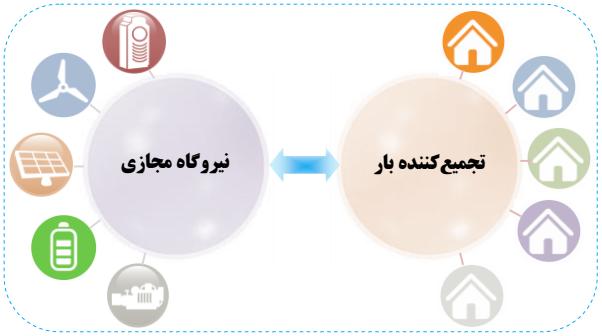
پانویس:

WPP small-scale Wind Power Plants;
PV Photovoltaic units;
CPP Conventional power plants (e.g., small-scale internal combustion gas engines and CHP systems);
ES Energy Storage facilities;
FL Flexible Loads;
EV Electric Vehicles;

DAM Day-ahead Market;
BM Balancing Market;
FM Futures Market;
BC Bilateral Contracting;
DRX Demand Response Exchange;
LP Linear Programming;
QCP Quadratic Constraint Programming;
MILP Mixed Integer Linear Programming;
MINLP Mixed Integer Nonlinear Programming;
MPEC Mathematical Program with Equilibrium Constraints.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]

زمانی کوتاه‌مدت بپردازد. در راستای توسعه مدل پیشنهادی مقاله حاضر، بررسی تعاملات میان تمامی نهادهای تجاری مذکور از دو منظر فنی و اقتصادی و در افق‌های زمانی کوتاه‌مدت و میان‌مدت به عنوان کار پژوهشی آینده پیشنهاد می‌شود.



شکل (۱): همکاری VPP و تجمیع‌کننده بار با هدف تشکیل یک شرکت ائتلافی

۲- مدل‌سازی ریاضی اعضای نیروگاه مجازی

۲-۱- مولدهای دیسپچ‌پذیر مقیاس کوچک

واحدهای تولید پراکنده دیسپچ‌پذیر داخل VPP از منظر اقتصادی، عمدتا با تابع هزینه تولید خود و گاها همراه با هزینه‌های بی‌باری و روشن/خاموش شدن مدل می‌شوند. در حالی که از منظر فنی، محدودیت‌های حداقل/حداکثر تولید و تبدیل انرژی گرمایی به الکتریکی (در مدل CHP) می‌توانند رفتار این نوع مولدها را به طور موثری شبیه‌سازی کنند.

نکته حائز اهمیت در خصوص مولدهای دیسپچ‌پذیر این است که اساسا این نوع مولدها از زمان روشن شدن، می‌توانند در کمتر از یک دقیقه به ۳۰ تا ۱۰۰ درصد ظرفیت نامی خود برسند ضمن اینکه حداقل زمان روشن یا خاموش بودن این واحدها در محدوده ۵ تا ۱۵ دقیقه است [۲۱, ۲۲]. به همین دلیل، خوشبختانه، قیود ساعتی نرخ افزایش/کاهش تولید و حداقل زمان روشن/خاموش ماندن که عمدتا برای واحدهای حرارتی بزرگ مطرح است برای این نوع مولدها به هیچ وجه چالش‌برانگیز نیست. در این مطالعه، تنها برای جلوگیری از تنش‌های مکانیکی حاصل از تعدد on/off این نوع مولدها، محدودیت حداکثر تعداد Start/Stop روزانه در نظر گرفته شده است.

$$PG_i^{\min} \times v_{itw} \le PG_{itw} \le PG_i^{\max} \times v_{itw} \quad \forall i,t,w \qquad (۱)$$

$$EG_{itw} = \frac{PG_{i(t-1)w} + PG_{itw}}{2} \times d_t \quad \forall i,t,w \qquad (۲)$$

$$0 \le C_{itw}^{ST} \ge CST_i \times (v_{itw} - v_{i(t-1)w}) \quad \forall i,t,w \qquad (۳)$$

$$\sum_t (v_{itw} - v_{i(t-1)w}) \le N_i^{\mathrm{ST,max}} \quad \forall i,w \qquad (۴)$$

$$C_{itw}(EG) = a_i EG_{itw}^2 + b_i EG_{itw} + c_i \quad \forall i,t,w \qquad (۵)$$

روابط (۱) تا (۵)، به ترتیب، محدودیت‌های تولید ساعتی، میانگین ساعتی انرژی تولیدی، هزینه راه‌اندازی، حداکثر تعداد Start/Stop مولد و هزینه تولید ساعتی را در ساعات و سناریوهای مختلف نشان می‌دهند.

۲-۲- بارهای منعطف (کنترل‌پذیر)

به طور کلی، مدل ریاضی بارهای منعطف مشابه مدل مولدهای دیسپچ‌پذیر است. هر بار منعطف داخل VPP با یک تابع مطلوبیت[۱۰] که بیانگر منفعت (رفاه و رضایت) مصرف‌کننده از میزان برق مصرفی است، مشخص می‌شود [۲۳].

در ادبیات موضوع، تاکنون مدل‌های غیرخطی مختلفی (نمایی، درجه دو، لگاریتمی) برای توصیف تابع مطلوبیت ارائه شده است [۲۴] اما در نهایت به منظور تسهیل در حل مساله، عمدتا از روش‌های خطی‌سازی برای تبدیل مدل ریاضی غیرخطی به مدل‌های خطی-تکه‌ای[۱۱] استفاده می‌شود [۲۵]. در این مقاله مشابه مرجع [۲۶]، از تابع درجه دو (مقعر) برای توصیف مطلوبیت بار منعطف نیروگاه مجازی استفاده کرده‌ایم؛ با اینحال، استفاده از سایر انواع توابع مرسوم در ماهیت مدل تصمیم‌گیری پیشنهادی مقاله تاثیر ندارد تنها نکته این است که تابع مطلوبیت مورد نظر در بازه انرژی مصرفی بار بایستی دو ویژگی مهم ذکر شده در [۲۷] یعنی (۱) غیرنزولی (مشتق اول مثبت) و (۲) مقعر (مشتق دوم منفی) را دارا باشد.

$$PL_\ell^{\min} \le PL_{\ell tw} \le PL_\ell^{\max} \quad \forall \ell,t,w \qquad (۶)$$

$$EL_{\ell tw} = \frac{PL_{i(t-1)w} + PL_{itw}}{2} \times d_t \quad \forall \ell,t,w \qquad (۷)$$

$$r_\ell^{drop} \times d_t \le PL_{\ell tw} - PL_{\ell(t-1)w} \le r_\ell^{pickup} \times d_t \quad \forall \ell,t,w \qquad (۸)$$

$$\sum_t EL_{\ell tw} \ge E_\ell^{\min} \quad \forall \ell,w \qquad (۹)$$

$$U_{\ell tw}(EL) = a_\ell EG_{\ell tw}^2 + b_\ell EG_{\ell tw} + c_\ell \quad \forall \ell,t,w \qquad (۱۰)$$

روابط (۶) تا (۱۰)، به ترتیب، محدودیت‌های توان مصرفی، میانگین ساعتی انرژی مصرفی، نرخ مجاز تغییرات مصرف، تضمین حداقل انرژی مصرفی روزانه بار منعطف و تابع مطلوبیت را در ساعات و سناریوهای مختلف نشان می‌دهند.

۲-۳- ذخیره‌ساز انرژی

ذخیره‌سازهای انرژی اصولا با استفاده از *معادله انتقال حالت*[۱۲] خود که محتوای مخزن انرژی را در هر ساعت بر حسب میزان توان شارژ و دشارژ بیان می‌کند، مدل‌سازی می‌شوند [۲۸].

$$ES_{etw} = ES_{e(t-1)w} + \eta_e^c \, PS_{etw}^c \, d_t - \frac{PS_{etw}^d}{\eta_e^d} d_t \quad \forall e,t,w \qquad (۱۱)$$

$$0 \le PS_{etw}^c \le PS_e^{c,\max} \quad \forall e,t,w \qquad (۱۲)$$

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.15- No.3-Fall 2018

$$0 \le PS_{etw}^{d} \le PS_{e}^{d,\max} \quad \forall e,t,w \tag{۱۳}$$

$$ES_{e}^{\min} \le ES_{etw} \le ES_{e}^{\max} \quad \forall e,t,w \tag{۱۴}$$

$$C_{etw}(ESS) = C_{e}^{\mathrm{m}} \times (PS_{etw}^{d} + PS_{etw}^{c}).d_t \quad \forall e,t,w \tag{۱۵}$$

روابط (۱۱) تا (۱۵)، به ترتیب، معادله انتقال حالت، محدودیت‌های توان شارژ، دشارژ، انرژی ذخیره شده و هزینه بهره‌برداری و نگهداشت ذخیره‌ساز انرژی را در ساعات و سناریوهای مختلف نشان می‌دهند.

۲-۴- منابع انرژی اتکاناپذیر (بادی و خورشیدی)

در این مقاله، توان خروجی واحدهای تجدیدپذیر داخل VPP به صورت مجموعه‌ای از متغیرهای تصادفی مدل‌سازی می‌شوند. این متغیرها با استفاده از پیشینه داده‌های در دسترس مربوط به تولید منابع بادی و خورشیدی و به کمک روش‌های سناریوسازی قابل تعیین می‌باشند. در این مقاله، $\mathrm{PW}_{jtw}^{\bullet}$ و $\mathrm{PV}_{ktw}^{\bullet}$ به عنوان پارامترهای ورودی مسأله، به ترتیب، توان‌های خروجی محتمل واحدهای بادی و خورشیدی را به مسأله معرفی می‌کنند.

به منظور درک بهتر روابط ریاضی و دسترسی سریع به نمادگذاری آن‌ها، فهرست علائم و اختصارات در پیوست مقاله آمده است.

۳- مدل تصمیم‌گیری تجمیع‌کننده بار و VPP

۳-۱- مدل مشارکت تجمیع‌کننده بار در بازار برق

هدف اصلی تجمیع‌کننده بار در *مدل خود برنامه‌ریزی*[۱۳] بار مشترکین برق، عموما بیشینه نمودن سود تجاری وی در بازار روزفروش برق می‌باشد. تجمیع‌کننده بار با فروش کالای پاسخ بار (DR) به بازار برق و پرداخت سود به مشترکین بابت کاهش مصرف ساعتی خود، کسب درآمد می‌کند. بنابراین، تفاوت بین قیمت‌های DR قراردادهای مشترکین و قیمت‌های ساعتی بازار که مبنای صورتحساب مشترکین است، انگیزه اصلی تجمیع بار می‌باشد. قراردادهای *قطع بار* (LC)[۱۴] شامل قیمت و میزان قطع بار است که به طور توافقی بین تجمیع‌کننده بار و مشترکین واجد شرایط تعیین می‌شوند [۲۹].

$$\text{Max} \quad \sum_{w} \pi_w \sum_{t} \left(\lambda_{tw}^{DA} P_{t}^{DA} - C_{tw}^{LC} \right).d_t \tag{۱۶}$$

Subject to

$$P_{t}^{DA} = P_{tw}^{LC} \quad \forall t,w \quad : \; P_{tw}^{LC} = \sum_{n} Q_{nt}^{LC} u_{ntw} \tag{۱۷}$$

$$C_{tw}^{LC} = \sum_{n} \left(C_{ntw}^{LC,ini} + \lambda_{nt}^{LC} Q_{nt}^{LC} u_{ntw} \right) \quad \forall t,w \tag{۱۸}$$

$$C_{ntw}^{LC,ini} \ge C_{ntw}^{LC,0}.y_{ntw} \quad \forall n,t,w \tag{۱۹}$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+D_n^{\min}-1} u_{n\tau w} \ge D_{n}^{\min}.y_{ntw} \quad \forall n,t,w \tag{۲۰}$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+D_n^{\max}-1} z_{n\tau w} \ge y_{ntw} \quad \forall n,t,w \tag{۲۱}$$

$$\sum_{t} y_{ntw} \le N_{n}^{LC,\max} \quad \forall n,w \tag{۲۲}$$

$$y_{ntw} - z_{ntw} = u_{ntw} - u_{n(t-1)w} \quad \forall n,t,w \tag{۲۳}$$

$$y_{ntw} + z_{ntw} \le 1 \quad \forall n,t,w \tag{۲۴}$$

تابع هدف (۱۶)، سود انتظاری تجمیع‌کننده بار را در تعاملات بازار برق نشان می‌دهد. رابطه (۱۷)، بر این موضوع تاکید دارد که میزان قطع بار در هر ساعت روز بعد بایستی به ازای تمامی سناریوها، مقدار مشخص و ثابتی باشد. در واقع این قید به طور ضمنی بیانگر *محدودیت غیرپیشبینانگی*[۱۵] در مسائل برنامه‌ریزی تصادفی می‌باشد که از نظر ریاضی به صورت زیر نیز قابل بازنویسی است:

$$P_{tw}^{LC} = P_{tw'}^{LC} \quad \forall w,w' \,|\, O_w > O_{w'}.$$

روابط (۱۸) تا (۲۲)، به ترتیب، هزینه نهایی قطع بار، هزینه اولیه عقد قرارداد، حداقل و حداکثر تعداد ساعات قطع بار در طول روز و حداکثر تعداد عملیات قطع بار در طول روز را در سناریوهای مختلف نشان می‌دهند. رابطه (۲۳) زمان شروع و خاتمه عملیات قطع بار هر قرارداد را نشان می‌دهد و رابطه (۲۴) تضمین می‌کند که در یک ساعت مشخص، این اقدامات نمی‌توانند بطور همزمان شروع و خاتمه یابند.

۳-۲- همکاری دوجانبه‌ی VPP و تجمیع‌کننده بار

از آنجایی که هدف اصلی مالکین منابع DER از تشکیل ائتلاف، فراهم نمودن فرصتی برای حضور در بازار عمده‌فروشی برق و کسب سود بیشتر می‌باشد لذا مدیر VPP موظف است تا انرژی تولیدی و مصرفی اعضای ائتلاف خود را به گونه‌ای هماهنگ کند و ریسک عدم‌قطعیت‌های ناشی از تولید منابع تجدیدپذیر و قیمت بازار برق را به نحوی مدیریت نماید تا در نتیجه، به بیشترین سود ممکن از تعاملات تجاری خود دست پیدا کند. در این مطالعه، بازار روزفروش برق و *بازار زمان-حقیقی (یا تعادل‌بخشی)*[۱۶] به عنوان *عرصه تجارت*[۱۷] انرژی VPP مدنظر می‌باشند. همچنین، مسأله تصمیم‌گیری تحت عدم‌قطعیت VPP به صورت *برنامه‌ریزی تصادفی*[۱۸] و مدیریت ریسک تصمیمات آن با استفاده از شاخص CVaR مدل‌سازی شده است [۱۸, ۱۹]. لازم به ذکر است که در مدل حاضر، با توجه به فضای کم مقاله، تابع هدف و قیود مسأله تصمیم‌گیری تجمیع‌کننده بار نیز به مسأله VPP اضافه شده‌اند تا در مجموع، مدل همکاری دوجانبه‌ی این دو نهاد تجاری به دست آید.

$$\text{Max} \quad \text{Profit} = (1-\beta) \times \sum_{w} \pi_w \Upsilon_{w}^{\text{VPP}} + \beta \times CVaR \tag{۲۵}$$

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]

$$\Upsilon_w^{\mathrm{VPP}} = \sum_t \left[\begin{array}{l} \lambda_{tw}^{DA} P_{tw}^{DA} d_t - \sum_i \left(C_{itw}(EG) + C_{itw}^{ST} \right) + \sum_\ell U_{\ell tw}(EL) \\ + \sum_e \left(\lambda_{tw}^{DA} . (PS_{etw}^d - PS_{etw}^c) - C_{etw}(ESS) \right) d_t \\ - C_{tw}^{LC} - C^{Diesel} E_{tw}^{Diesel} \\ + \left(\left(\sigma^+ \lambda_{tw}^{DA} \right) EB_{tw}^+ - \left(\sigma^- \lambda_{tw}^{DA} \right) EB_{tw}^- \right) \times \Theta^{\mathrm{RT}} \end{array} \right] \quad (۲۶)$$

$$CVaR = \zeta - \frac{1}{1-\alpha} \sum_w \pi_w \eta_w \quad (۲۷)$$

Subject to

$$(1)-(15)\ ,\ (18)-(24)$$

$$\sum_i EG_{itw} + \left[\begin{array}{l} \sum_j \left(\mathrm{PW}_{jtw}^{\bullet} - PW_{jtw}^{curt} \right) + \\ \sum_k \left(\mathrm{PV}_{ktw}^{\bullet} - PV_{ktw}^{curt} \right) + \\ \sum_e PS_e^d + P_{tw}^{LC} \end{array} \right] d_t + EB_{tw}^- \times \Theta^{\mathrm{RT}} + EG_{tw}^{Diesel}$$

$$= \left[\sum_\ell EL_{\ell tw} + \sum_e PS_e^c + P_{tw}^{DA} \right] d_t + EB_{tw}^+ \times \Theta^{\mathrm{RT}} \quad \forall t, w \quad (۲۸)$$

$$0 \le EG_{tw}^{Diesel} \le EG^{Diesel,\max} \quad \forall t, w \quad (۲۹)$$

$$0 \le PW_{jtw}^{curt} \le \mathrm{PW}_{jtw}^{\bullet} \quad \forall t, w \quad (۳۰)$$

$$0 \le PV_{jtw}^{curt} \le \mathrm{PV}_{jtw}^{\bullet} \quad \forall t, w \quad (۳۱)$$

$$P_{tw}^{DA} = P_{tw'}^{DA} \quad \forall w, w' \mid O_w > O_{w'} \quad (۳۲)$$

$$\zeta - \Upsilon_w^{\mathrm{VPP}} \le \eta_w \ ,\ \eta_w \ge 0 \quad \forall w \quad (۳۳)$$

تابع هدف (۲۵)، سود انتظاری ائتلاف VPP با تجمیع‌کننده بار را در تعاملات بازار عمده‌فروشی برق (بازار روزفروش و بازار زمان-حقیقی) نشان می‌دهد. این سود طبق رابطه (۲۶)، حاصل کسر مجموع هزینه‌های تولید و بهره‌برداری اعضای ائتلاف از درآمدهای ناشی از مشارکت در بازار روزفروش و زمان-حقیقی می‌باشد.

این ائتلاف در حقیقت به عنوان یک *نهاد یا شرکت ترکیبی*[۱۹] در بازار برق شرکت می‌کند که تابع هدف آن مجهز به شاخص کنترل ریسک CVaR نیز می‌باشد [۳۰]. لازم به ذکر است که به منظور مقابله با وقوع بدترین سناریوهای تولید منابع اتکاناپذیر که به ازای آن‌ها تولید این واحدها بسیار کمتر از میزان پیش‌بینی مدیر شرکت ائتلافی باشد، از یک واحد دیزل ژنراتور نیز در مجموعه ائتلاف بهره گرفته شده است تا در مواقع اضطراری کمبود تولید، وارد مدار شود؛ به همین دلیل، لازم است تا هزینه تولید این دیزل ژنراتور به تابع هدف (۲۶) اضافه گردد [۲۶]. رابطه (۲۷) شاخص ریسک CVaR را معرفی می‌کند. روابط (۲۸) تا (۳۱) نیز به ترتیب، حفظ تعادل انرژی تولید و مصرف شرکت ائتلافی مورد نظر، حداکثر انرژی قابل تولید دیزل ژنراتور در هر ساعت و حداکثر کاهش اجباری تولید واحدهای بادی و خورشیدی را نشان می‌دهند. رابطه (۳۲) بیانگر قید غیرپیشبینانگی است بدین معنی که تضمین می‌کند برای هر ساعت روز بعد، تولید قابل عرضه این شرکت به بازار روزفروش بایستی به ازای تمامی سناریوها، یکسان باشد تا بر مبنای این خودبرنامه‌ریزی تولید، شرکت ائتلافی حاصل از تجمیع نیروگاه مجازی و تجمیع‌کننده بار، بتواند در مرحله بعد، راهبرد پیشنهاددهی قیمت به بازار برق را اتخاذ نماید. در نهایت، رابطه (۳۳)، مدل ریاضی شاخص ریسک (۲۷) را تکمیل می‌کند.

تاثیر حضور LA در کنار سایر اعضای VPP را می‌توان به سادگی در مدل یکپارچه (۲۵) تا (۳۳) مشاهده نمود؛ همان طور که ملاحظه می‌شود بخشی از این تاثیر در تابع هدف ائتلاف به صورت کسر هزینه قراردادهای قطع بار (C_{tw}^{LC}) یا به عبارت دیگر کمینه‌سازی هزینه قطع بار از سوی LA نشان داده شده است و بخشی دیگر در قید تعادل انرژی (۲۸) به صورت میزان انرژی قطع بار (P_{tw}^{LC}) که معادل افزایش توانایی تولید ائتلاف است بیان شده است. همچنین، قیود (۱۸) تا (۲۴) نیز تحقق شرایط فنی عملکرد LA را تضمین می‌کنند.

۴- مطالعه عددی

به منظور تحلیل سودبخشی تشکیل ائتلاف VPP با تجمیع‌کننده بار، فرض شده است که VPP مورد نظر دارای چهار مولد دیسپچ‌پذیر، سه بار منعطف، یک سیستم ذخیره‌ساز انرژی با مشخصات فنی و اقتصادی ارائه شده در جداول (۱) تا (۳) می‌باشد. در این VPP، یک واحد بادی به ظرفیت ۳ مگاوات، یک واحد خورشیدی به ظرفیت ۲ مگاوات و یک دیزل ژنراتور به ظرفیت ۱ مگاوات و با هزینه تولید ۲۰۰ دلار بر مگاوات ساعت، نیز حضور دارند. همچنین، قیمت نایقین بازار روزفروش برق به همراه تولید واحدهای اتکاناپذیر بادی و خورشیدی با ۵ سناریوی محتمل مطابق با شکل‌های (۴) تا (۶) توصیف شده‌اند. قیمت فروش به (و خرید از) بازار زمان-حقیقی نیز برابر با ۰/۸و (۱/۲) قیمت بازار روزفروش در نظر گرفته شده است.

جدول (۱): اطلاعات فنی و اقتصادی مولدهای دیسپچ‌پذیر [۳۱]

واحد	PG_{min}-PG_{max} (MW)	a_j ($/MW^{2}h)	b_i ($/MWh)	c_i ($/h)	CST_i ($)	N_i^{max}
EG1	0 - 1.0	0.005	35	15	50	5
EG2	0 - 0.5	0.003	50	20	25	5
EG3	0 - 4.0	0.004	30	10	30	5
EG4	0 - 1.2	0.002	55	45	50	5

جدول (۲): اطلاعات فنی و اقتصادی بارهای منعطف [۲۶]

بار	PL_{min}-PL_{max} (MW)	a_l ($/MW^{2}h)	b_l ($/MWh)	c_l ($/h)	$r_l^{pickup/drop}$ (MW/h)	E_l^{min} (MWh)
FL1	0.5 - 2.0	-30	150	5	1	19.2
FL2	0.0 - 1.0	-35	160	7	1	9.6
FL3	1.0 - 3.0	-5	55	10	1	26

جدول (۳): اطلاعات فنی و اقتصادی ذخیره‌ساز انرژی [۳۲]

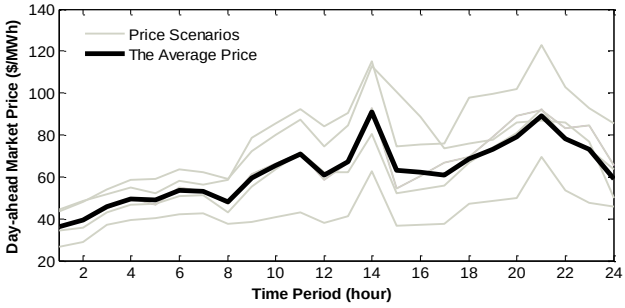
ذخیره‌ساز	ES_{min} - ES_{max} (MWh)	PS_c^{max} - PS_d^{max} (MW)	η_c - η_d	C_e^m ($/MW)
ESS1	0.1 - 0.5	0.4 - 0.4	0.85 - 0.85	0.11

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.15- No.3-Fall 2018

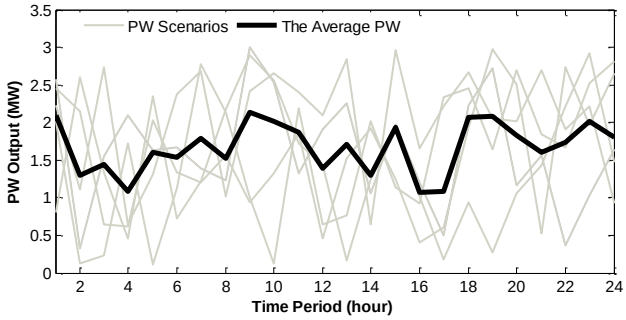
اطلاعات مربوط به قراردادهای قطع بار تجمیع‌کننده بار در جدول (۴) آمده است. در این مطالعه، فرض می‌شود که تصمیمات و سطح ریسک‌پذیری تجمیع‌کننده بار در زمانی که به ائتلاف VPP ملحق می‌شود کاملا به مدیر VPP منتقل می‌شود. به عبارت دیگر، در اینجا ما فرض کرده‌ایم که VPP در مقایسه با انبوه‌سار بار، مقیاس بزرگتری (و در نتیجه سهم یا سهام بیشتری) داشته و لذا تمامی تصمیمات و کنترل تمامی اعضای ائتلاف بر عهده مدیر یا بهره‌بردار VPP است

جدول (۴): مشخصات قراردادهای تجمیع‌کننده بار [۲۹]

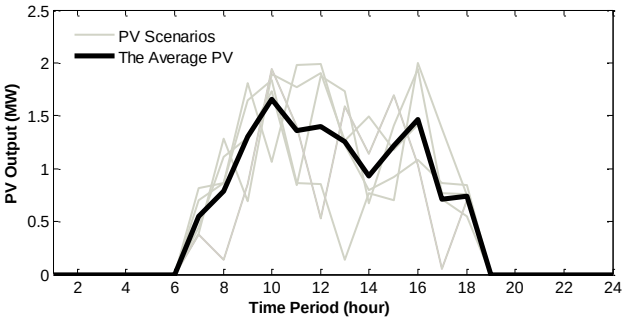
قرارداد	ظرفیت (MW)	قیمت ($/MW)	هزینه اولیه ($)	حداقل/حداکثر قطع بار (MW)	تعداد قطع بار روزانه
1	3	40	10	1 - 2	1
2	3	45	10	1 - 3	2
3	3	50	10	1 - 4	2



شکل (۴): سناریوهای احتمالی قیمت بازار روزفروش برق



شکل (۵): سناریوهای احتمالی توان خروجی واحد بادی (۳ مگاوات)



شکل (۶): سناریوهای احتمالی توان خروجی واحد PV (۲ مگاوات)

و VPP برای تحلیل سودآوری ناشی از تشکیل همکاری دوجانبه تجمیع‌کننده بار، سه مورد مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد:

- مورد (۱): VPP به تنهایی در تعاملات بازار روزفروش برق حضور پیدا کند.
- مورد (۲): تجمیع‌کننده بار به تنهایی در بازار روزفروش برق حضور پیدا کند.
- مورد (۳): حالتی که ائتلاف حاصل از VPP و تجمیع‌کننده بار در قالب یک نهاد یا شرکت ترکیبی (هایبریدی) در تعاملات بازار روزفروش برق حضور پیدا کند.
- مورد (۴): حالتی که ائتلاف حاصل از VPP و تجمیع‌کننده بار، هم در تعاملات بازار روزفروش برق و هم در بازار زمان-حقیقی مشارکت نماید.

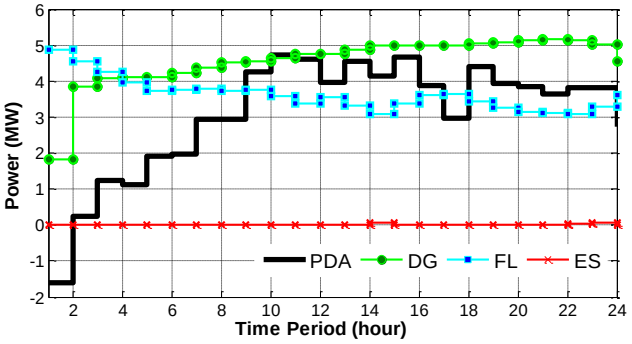
لازم به ذکر است که از نظر ریاضی، مدل اولیه تصمیم‌گیری به دلیل وجود عبارت‌های درجه دو در روابط (۵) و (۱۰)، از نوع برنامه‌ریزی مربعی آمیخته با اعداد صحیح (MIQCP)[۲۰] می‌باشد که البته در این مطالعه با بکارگیری روش خطی‌سازی پیشنهاد شده در [۳۳]، نوع مسأله، به برنامه‌ریزی خطی آمیخته با اعداد صحیح (MILP)[۲۱] تبدیل شده است. این مسأله با استفاده از حل‌کننده CPLEX موجود در نرم‌افزار بهینه‌سازی GAMS ، حل شده است. همچنین، به منظور تحلیل مدیریت ریسک تصمیمات، پارامترهای α و β به ترتیب برابر ۰/۹۵ و ۰/۹ در نظر گرفته شده‌اند (در تصمیمات ریسک-گریز[۲۲]) و در مقابل، در مواقعی که مدیر ائتلاف نسبت به تبعات مالی تصمیمات خود حتی در شرایط وقوع بدترین سناریوها، چندان حساس نیست (تصمیمات ریسک-خنثی[۲۳])، در اینصورت مقدار پارامتر β برابر صفر لحاظ می‌شود.

شایان ذکر است، از آنجایی که مدل ریاضی تصمیم‌گیری در قالب مساله برنامه‌ریزی تصادفی بیان شده است و ریسک تصمیمات نیز با شاخص CVaR اندازه‌گیری می‌شود لذا تاثیر وقوع هر سناریو عملا در نتایج حل مساله دیده خواهد شد چرا که تصمیم‌گیری نهایی بر مبنای امید ریاضی وقوع تمامی سناریوها و ریسک متناظر با آن اتخاذ می‌شود.

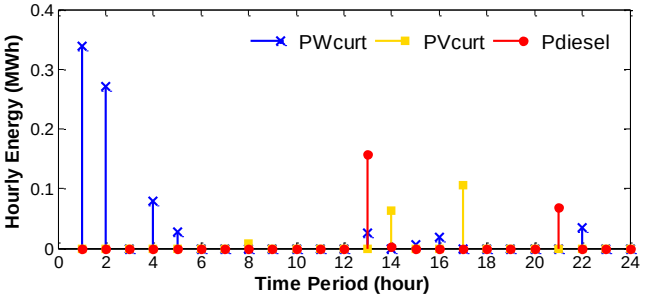
نتایج مورد (۱): با اجرای مدل تصمیم‌گیری کوتاه‌مدت VPP (به ازای $\beta = 0$)، الگوی خودبرنامه‌ریزی این نهاد که بیانگر نحوه مشارکت آن در بازار روزفروش می‌باشد، مطابق شکل (۷) به دست می‌آید. همچنین، در شکل (۸)، میزان انرژی قطع‌شده واحد بادی و خورشیدی به همراه توان تولیدی دیزل ژنراتور نشان داده شده‌اند. همان طور که مشاهده می‌شود، در ساعت ۱ که قیمت متوسط برق در بازار روزفروش، مقدار کمی پیش‌بینی شده است (شکل (۴))، VPP ترجیح می‌دهد که بجای تامین بارهای منعطف خود توسط مولدهای دیسپچ‌پذیر، به خرید برق از بازار روی آورد. علت این امر آن است که هزینه تولید این مولدها بیش از قیمت متوسط بازار در ساعت ۱ (یعنی ۳۶/۲۹ دلار) می‌باشد. به منظور تحلیل مسأله، نتایج ساعت ۱ را دقیق‌تر بررسی می‌کنیم. در ساعت ۱، مقادیر متوسط (انتظاری) انرژی تولیدی مولدها، واحد بادی، واحد خورشیدی، دشارژ ذخیره‌سازها و دیزل ژنراتور به ترتیب برابر با ۱/۸۱۱، ۲/۱، صفر، صفر و صفر مگاوات‌ساعت بوده و متوسط انرژی مصرفی بارهای منعطف، شارژ باتری و مقادیر انرژی

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]

قطع‌شده واحدهای اتکاناپذیر به ترتیب برابر با ۴/۸۶۴، ۰/۳۰۳، ۰/۳۳۹ و صفر مگاوات‌ساعت می‌باشند. بر مبنای مقادیر انتظاری انرژی تولیدی و مصرفی، مدیر VPP ترجیح می‌دهد که کمبود انرژی مورد نیاز خود را که برابر با ۱/۵۹۴ مگاوات‌ساعت می‌باشد در ساعت ۱ از طریق بازار روزفروش برق تامین نماید؛ در شکل (۷) علامت منفی مربوط به حجم تبادلات انرژی با بازار (نمودار PDA) بیانگر خرید از بازار است و علامت مثبت بیانگر فروش انرژی به بازار برق می‌باشد.



شکل (۷): خودبرنامه‌ریزی VPP در مورد مطالعاتی (۱) به ازای $\beta = 0$



شکل (۸): انرژی قطع‌شده واحدهای اتکاناپذیر و دیزل به ازای $\beta = 0$

نکته حائز اهمیت در تحلیل نتایج این مسأله تصمیم‌گیری، توجه به مقادیر خروجی متغیرهای تصمیم‌گیری در هر یک از سناریوها (و نه صرفا مقادیر متوسط آن‌ها) و همچنین مدنظر داشتن این واقعیت که تعاملات انرژی با بازار برق و پیشنهاد ظرفیت قابل عرضه و یا قابل خرید از این بازار، از یک روز قبل بایستی مشخص و به بهره‌بردار بازار اعلام گردد لذا قید غیرپیشبینانگی سبب می‌شود که در برخی سناریوها به دلیل اجبار به ثابت ماندن مقدار P_{tw}^{DA} در تمامی سناریوهای محتمل هر ساعت، مدیر VPP در 'روز بهره‌برداری'، به ناچار مجبور شود که در صورت وقوع برخی سناریوها (عمدتا سناریوهای پیش‌بینی نشده)، بخشی از انرژی تولیدی واحدهای بادی و خورشیدی خود را کاهش دهد و یا دیزل ژنراتور را که هزینه تولیدی بالایی دارد، وارد مدار نماید. به عبارت دیگر، اگر در روز بهره‌برداری (یک روز بعد از اجرای بازار)، در یکی از ساعات روز، سناریویی رخ دهد که به ازای آن، مقادیر توان تولیدی واحدهای اتکاناپذیر به طور همزمان بیش از مقادیر متوسط (انتظاری) پیش‌بینی شده توسط VPP باشند در این صورت به دلیل اینکه توان ابراز شده به بهره‌بردار بازار (بر اساس پله‌های کمیت-قیمت) بایستی در ساعت بهره‌برداری، بدون تغییر باشد[۲۴] لذا مدیر یا بهره‌بردار VPP در صورتی که نتواند اضافه تولید منابع اتکاناپذیر را به کمک کاهش تولید مولدها یا افزایش مصرف بارهای منعطف و یا شارژ ذخیره‌سازهایش، در داخل ائتلافش استفاده کند (به دلیل انعطاف‌پذیری کم DERهایش در جذب این اضافه تولید)، بایستی به ناچار آن را قطع[۲۵] نماید (سناریوی نامطلوب). همچنین اگر در روز بهره‌برداری، سناریویی رخ دهد که به ازای آن مقادیر توان تولیدی واحدهای اتکاناپذیر به طور همزمان بسیار کمتر از مقادیر متوسط پیش‌بینی شده توسط VPP باشند و به دلیل انعطاف‌پذیری کم اعضای ائتلاف (DERها) در پوشش و جبران این کمبود تولید و توجه به این نکته که مدیر VPP در ارائه توانی که در روز قبل به صورت پله (یا بلوک) پیشنهادی در آن ساعت به بازار برق ابراز نموده، متعهد می‌باشد، لذا در این حالت نیز مدیر VPP مجبور می‌شود از دیزل ژنراتور گران‌قیمت برای جبران این کمبود تولید بهره بگیرد (سناریوی نامطلوب). در مورد مطالعاتی (۱)، این اتفاق در ساعات ۱۳، ۱۴ و ۲۱ به ترتیب به ازای سناریوهای ۲، ۳ و ۴ رخ داده است که در قبال آن، مدیر VPP مجبور می‌شود به ترتیب به میزان متوسط ۱۵۷، ۲ و ۶۹ کیلووات‌ساعت از دیزل ژنراتور در جبران کمبود تولید ائتلافش کمک بگیرد (شکل (۸)).

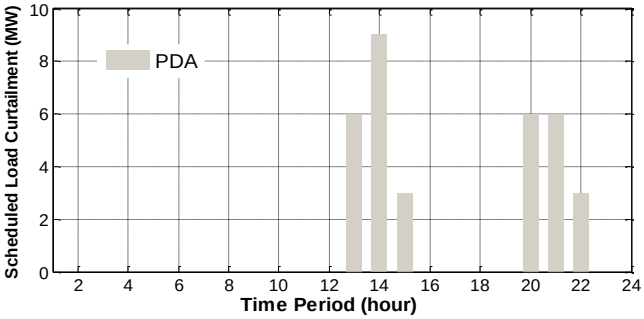
در ساعاتی که پیش‌بینی می‌شود قیمت برق به بیشترین میزان خود خواهد رسید، مدیر VPP سعی می‌کند که با توجه به قابلیت‌ها و انعطاف‌پذیری منابع DER تحت اختیارش و آنچه که از تولید منابع اتکاناپذیرش پیش‌بینی نموده، بیشترین پیشنهاد تولید را در روز اجرای بازار (روز قبل از بهره‌برداری) به بهره‌بردار بازار ابراز نماید. این موضوع با مقایسه شکل‌های (۴) و (۷)، به خوبی قابل استنباط است.

در نهایت، سود انتظاری VPP در حالت ریسک-خنثی، برابر با ۹۴۳۱/۵ دلار و مقدار شاخص CVaR آن برابر ۷۸۳۰/۹۰ دلار محاسبه شده است. چنانچه در مورد (۱)، مدیر VPP به صورت ریسک‌گریز (با $\beta = 0.85$) عمل نماید در این صورت مقدار سود و ریسک تصمیمات وی به ترتیب برابر با ۹۰۰۸/۹۲ و ۸۲۵۶/۵۲ دلار خواهد شد که این مقادیر حاکی از آن است که مدیر VPP حاضر است به ازای تحمل ریسک کمتر، سود انتظاری کمتری به دست آورد.

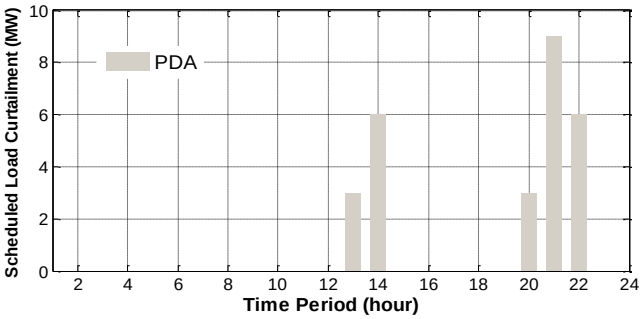
نتایج مورد (۲): با اجرای مدل تصمیم‌گیری کوتاه‌مدت تجمیع‌کننده بار (LA)، در حالت ریسک-خنثی (با $\beta = 0$) برنامه زمان‌بندی بهینه قراردادهای قطع بار (LC) مطابق شکل (۹) پیشنهاد می‌شود. سود انتظاری LA از اتخاذ این راهبرد برابر ۱۰۴۴/۸۰۷ دلار شده و مقدار شاخص CVaR آن برابر ۱۸۹/۶۷ دلار خواهد شد. چنانچه تجمیع‌کننده بار، راهبرد ریسک‌گریزی را با $\beta = 0.85$، انتخاب نماید حجم قراردادهای محدوده ساعت ۱۴ (پیک قیمت عصر) را کاهش داده و در مقابل بر افزایش حجم قراردادهای محدوده ساعت ۲۱ (پیک قیمت شب) مبادرت می‌ورزد (شکل (۱۰)). در نهایت، با انتخاب راهبرد ریسک-گریز، مقادیر سود و شاخص CVaR تصمیمات تجمیع‌کننده بار به ترتیب برابر با ۹۴۵/۱۲۹ دلار و ۲۸۵/۶۷ دلار خواهند شد. این مقادیر حاکی از آن است که مدیر تجمیع‌کننده بار در این شرایط

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.15- No.3-Fall 2018

حاضر است به ازای تحمل ریسک کمتر، سود انتظاری کمتری به دست آورد.



شکل (۹): زمان‌بندی بهینه قطع‌بار تجمیع‌کننده بار به ازای $\beta = 0$



شکل (۱۰): زمان‌بندی بهینه قطع‌بار تجمیع‌کننده بار به ازای $\beta = 0.85$

نتایج مورد (۳): با اجرای مدل تصمیم‌گیری ائتلاف حاصل از VPP و تجمیع‌کننده بار، نکات ارزشمندی قابل استنباط است. همان طور که در نتایج موارد مطالعاتی (۱) و (۲) ملاحظه شد، سود انتظاری VPP و تجمیع‌کننده بار به طور انفرادی و به ازای $\beta = 0$ به ترتیب برابر با ۹۴۳۱/۵۰ و ۱۰۴۴/۸۰ دلار تعیین شد. این در حالی است که در مورد مطالعاتی (۳)، سود انتظاری کل مجموعه‌ی ائتلاف (VPP+LA) در حالت ریسک-خنثی برابر با ۱۰۵۰۹/۱۸ دلار (با مقدار CVaR برابر با ۷۹۸۶/۲۵ دلار) به دست آمد که از آن، مقدار ۹۴۹۸/۰۵ دلار سهم VPP و مقدار ۱۰۱۱/۱۳ دلار سهم تجمیع‌کننده بار می‌باشد. همان طور که ملاحظه می‌شود، سود مجموعه ائتلاف این دو نهاد در مقایسه با مجموع سود انفرادی هر یک از آن‌ها (۱۰۴۷۶/۳۰ دلار)، بیشتر شده است. این میزان افزایش سود (۳۲/۸۷ دلار) را اصطلاحا سود مازاد[1] می‌نامیم که بیانگر ارزش افزوده‌ی تشکیل ائتلاف دو نهاد تجاری VPP و LA می‌باشد.

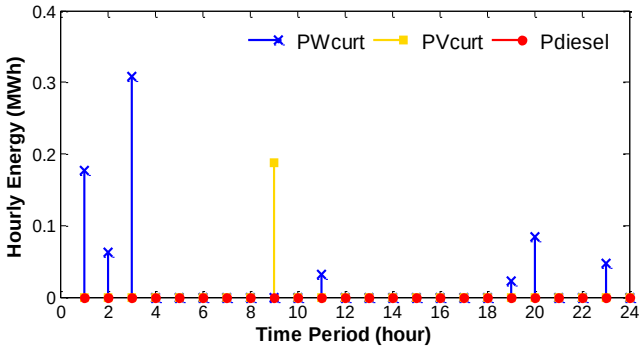
حال به این سوال پاسخ می‌دهیم که اگر مجموعه ائتلاف (VPP+LA) راهبردی ریسک‌گریزتر اتخاذ نماید، سود مازاد مجموعه چگونه تغییر خواهد کرد؟ سود انتظاری VPP و LA به طور انفرادی و به ازای $\beta = 0.85$ به ترتیب برابر با ۹۰۰۸/۹۲ و ۹۴۵/۱۲۹ دلار تعیین شد. این در حالی است که در مورد مطالعاتی (۳)، سود انتظاری کل مجموعه‌ی ائتلاف (VPP+LA) در حالت ریسک-گریز برابر با ۱۰۰۲۶/۰۳۴ دلار (با مقدار CVaR برابر با ۸۵۴۵/۱۱ دلار) به دست آمد که از آن، مقدار ۹۰۸۸/۴۹ دلار سهم VPP و مقدار ۹۳۷/۵۴ دلار سهم تجمیع‌کننده بار می‌باشد.

در جدول (۵) نتایج حاصل از انجام مورد مطالعاتی (۳) با یکدیگر مقایسه شده‌اند. همان طور که ملاحظه می‌شود، تشکیل ائتلاف که به معنی افزایش تعداد اعضا و تنوع‌بخشی فناوری میان آنها است سبب می‌شود که مدیر ائتلاف کنترل بهتری بر زمان‌بندی تولید اعضای خود داشته و از ویژگی مثبت برخی از اعضا برای پوشش ویژگی منفی سایر اعضا به نفع مجموعه ائتلاف خود بهره بگیرد.

جدول (۵): مقایسه سود اعضای ائتلاف در راهبردهای مختلف (دلار)

سطح ریسک‌پذیری	ریسک‌پذیر ($\beta \to 0$)	ریسک‌گریز ($\beta \to 1$)
سود VPP به طور انفرادی	۹۴۳۱/۵۰	۹۰۰۸/۹۲
سود LA به طور انفرادی	۱۰۴۴/۸۰	۹۴۵/۱۲۹
مجموع سود انفرادی VPP و LA پیش از تشکیل ائتلاف	۱۰۴۷۶/۳۰	۹۹۵۴/۰۵
سود کل VPP و LA پس از تشکیل ائتلاف	۱۰۵۰۹/۱۸	۱۰۰۲۶/۰۳۴
سود مازاد	۳۲/۸۷	۷۱/۹۸

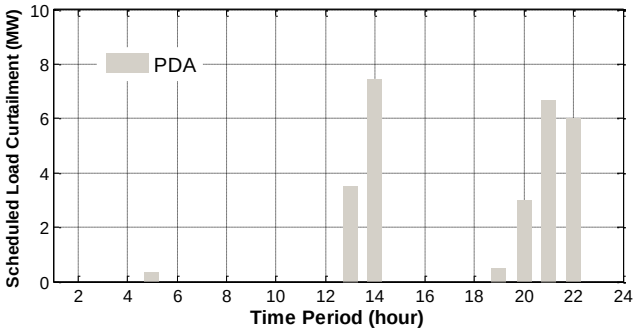
همان طور که ملاحظه می‌شود، سود مجموعه ائتلاف این دو نهاد در مقایسه با مجموع سود انفرادی هر یک از آن‌ها (۹۹۵۴/۰۵ دلار)، به میزان ۷۱/۹۸ دلار بیشتر شده است. نکته قابل توجه در کشف این نکته این است که میزان سود مازاد در حالت ریسک-گریزی بیش از مقداری است که در حالت ریسک-خنثی به دست آمد. دلیل این امر را می‌توان در شکل (۱۱) مشاهده نمود. این شکل حاکی از آن است که انرژی قطع شده مازاد تولید واحدهای اتکاناپذیر کاهش یافته‌اند و دیزل ژنراتور که هزینه تولید بالایی دارد (۲۰۰ دلار بر مگاوات‌ساعت) نیز در طور دوره برنامه‌ریزی، به هیچ وجه روشن نشده است. ضمن اینکه، تعاملات درونی میان اعضای ائتلاف یعنی خرید و فروش میان DERها سبب می‌شود که در یک سازوکار اقتصادی، مجموعه‌ی ائتلاف، سود بیشتری کسب نماید.



شکل (۱۱): انرژی قطع‌شده واحدهای اتکاناپذیر و دیزل در مورد (۳)

[1] Surplus Profit

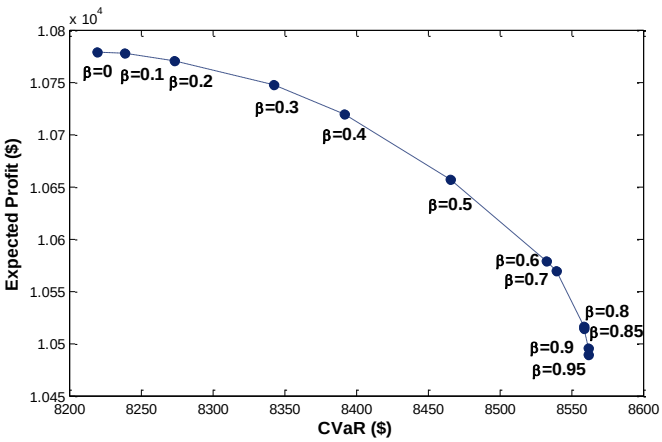
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]



شکل (۱۲): زمان‌بندی بهینه قطع‌بار تجمیع‌کننده بار در مورد (۳)

نتایج مورد (۴): با لحاظ کردن بازار زمان-حقیقی، سود انتظاری کل مجموعه‌ی ائتلاف در حالت ریسک‌گریزی ($\beta = 0.85$) برابر با ۱۰۵۱۳/۶۲ دلار (با مقدار CVaR برابر با ۸۵۵۹/۰۶۶ دلار) می‌شود که از آن، مقدار ۹۴۳۴/۲۸۸ دلار سهم VPP و مقدار ۱۰۷۹/۳۳۱ دلار سهم تجمیع‌کننده بار است. لازم به ذکر است که در این حالت هیچگونه قطع تولید اضافی واحدهای اتکاناپذیر رخ نداده و واحد گران‌قیمت دیزل ژنراتور نیز استفاده نمی‌شود. ضمن اینکه سود انتظاری کل نیز افزایش پیدا نموده است.

در شکل (۱۳)، نمودار مرز کارا که در مسائل برنامه‌ریزی تصادفی مبتنی بر مدیریت ریسک، بیانگر مصالحه‌ی بین میزان سود انتظاری و ریسک مرتبط با آن می‌باشد، نشان داده شده است. این نمودار به سادگی سطوح مختلف ریسک-گریزی فرد تصمیم‌گیر (در اینجا، ائتلاف VPP+LA) و تبعات مالی آن را در اختیار وی قرار می‌دهد تا به کمک آن، تصمیمی را اتخاذ نماید که سود انتظاری و ریسک ناشی از دستیابی به چنین سودی در نهایت برای مجموعه ائتلاف مورد قبول باشد.



شکل (۱۳): نمودار مرز کارا منتج شده از اجرای مورد مطالعاتی (۴)

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، به بحث مدل‌سازی ریاضی اعضای تشکیل‌دهنده نیروگاه مجازی و نحوه مشارکت وی در بازار روزفروش و بازار زمان-حقیقی برق پرداخته شد. همچنین چگونگی تشکیل ائتلافی بزرگتر میان VPP و تجمیع‌کننده بار (LA) و مشارکت یکپارچه این دو نهاد تجاری به طور همزمان در بازار روزفروش و بازار زمان-حقیقی مورد بررسی قرار گرفت. در نهایت، با ارائه یک مدل مطالعاتی، میزان سودبخشی تشکیل چنین ائتلافی (VPP+LA) در شبکه‌های توزیع فعال که امکان رقابت میان نهادهای هوشمند فراهم است، نشان داده شد. در انجام این کار تحقیقاتی نتایج زیر حاصل شده است:

۱) تشکیل ائتلاف میان مالکین خصوصی منابع تولید پراکنده و DER (در قالب VPP) به طور حتم سود مازادی را برای مجموعه آن‌ها به همراه خواهد داشت.

۲) هر چه مدیر VPP ریسک‌گریزتر باشد، سود مازاد به دست آمده بیشتر از زمانی خواهد بود که به طور ریسک-خنثی در تعاملات تجاری عمل نماید.

۳) در صورتی که بازار زمان-حقیقی در کنار بازار روزفروش برق پیاده‌سازی شده باشد در این صورت مشارکت VPP به طور همزمان در این دو بازار مزایای جالب توجهی را به همراه خواهد داشت که عبارتند از:

الف) در شرایطی که فقط بازار روزفروش فعال باشد، سناریوهایی ممکن است وجود داشته باشند که به ازای آن‌ها مدیر VPP به ناگزیر تصمیم بگیرد تا بخشی از مازاد تولید منابع اتکاناپذیر (بادی و خورشیدی) خود را قطع نماید. اما در صورت وجود بازار زمان-حقیقی، نه تنها می‌تواند به راحتی این میزان انرژی را به بازار عرضه نماید بلکه می‌تواند به سود مازاد نیز دست پیدا کند.

ب) در صورت فعال بودن بازار زمان-حقیقی، مدیر VPP هرگز به ازای سناریوهایی که کمبود شدید تولید منابع اتکاناپذیر را به دنبال دارند، واحد دیزل ژنراتور خود را که راندمان پایینی داشته و هزینه تولید بالایی به همراه دارد، روشن نخواهد کرد؛ بلکه میزان کمبود تولید خود را از طریق خرید از بازار زمان-حقیقی به راحتی جبران خواهد نمود و این نیز نسبت به حالت قبل، سود مازادی برای مجموعه ائتلاف VPP به همراه خواهد داشت.

ج) فارغ از مزایای بازار زمان-حقیقی در پوشش اقتصادی عدم‌قطعیت‌های حاصل از تولید واحدهای اتکاناپذیر، این بازار در حقیقت یک منبع رقابتی انرژی است که به مدیر VPP اجازه می‌دهد تا مصرف بارهای منعطف خود و در نتیجه مطلوبیت آن‌ها را افزایش دهد و همچنین تولید مولدهای گازسوز خود و در نتیجه هزینه سوخت آن‌ها را کاهش دهد. در مجموع، اتخاذ این راهبرد، منافع اقتصادی قابل توجهی را برای کل مجموعه ائتلاف VPP و تجمیع‌کننده بار (LA) و در نتیجه یکایک اعضای آن در بر خواهد داشت.

سپاسگزاری

نویسندگان این مقاله از هم‌فکری جناب آقای دکتر محسن پارسامقدم کمال سپاسگزاری را دارند.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.15- No.3-Fall 2018

ضمایم: علائم و اختصارات

الف) مجموعه‌ها

t: شماره دوره‌های زمانی بر حسب ساعت (بین ۱ تا ۲۴)

w: شماره سناریوها

n: شماره قراردادهای قطع بار توافق شده با تجمیع‌کننده بار

i: شماره مولدهای مقیاس کوچک دیسپچ‌پذیر

ℓ: شماره بارهای منعطف

e: شماره سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی

ب) مقادیر ثابت

a_i, b_i, c_i: ضرایب تابع هزینه تولید مولد دیسپچ‌پذیر

a_ℓ, b_ℓ, c_ℓ: ضرایب تابع مطلوبیت بار منعطف

$EG^{Diesel,\max}$: حداکثر انرژی قابل عرضه دیزل ژنراتور در یک ساعت (MWh).

C^{Diesel}: هزینه تولید دیزل ژنراتور (\$/MWh).

σ^+ / σ^-: ضریب افزایش/کاهش قیمت بازار زمان-حقیقی نسبت به قیمت بازار روزفروش برق (به ترتیب کوچکتر/بزرگتر از یک).

Θ^{RT}: یک پارامتر باینری ثابت (مقدار ۱ یعنی حضور در بازار زمان-حقیقی و مقدار صفر یعنی عدم حضور در این بازار)

α: سطح اطمینان در محاسبه شاخص CVaR

β: ضریب وزنی برای ایجاد مصالحه میان تابع سود و شاخص CVaR

پ) پارامترها

d_t: مدت هر دوره زمانی t (۱ ساعت)

π_w: احتمال سناریوی w

λ_{tw}^{DA}: قیمت بازار روزفروش برق در ساعت t و سناریوی w (\$/MWh)

$PW_{jtw}^{\bullet}$: توان پیش‌بینی‌شده واحد بادی در سناریوهای مختلف (MW)

$PV_{jtw}^{\bullet}$: توان پیش‌بینی‌شده واحد PV در سناریوهای مختلف (MW)

O_w: جایگاه ترتیبی سناریوی w

CST_i: هزینه راه‌اندازی مولد دیسپچ‌پذیر (\$)

$N_i^{ST,\max}$: حداکثر تعداد Start/Stop روزانه مولد i

$PG_i^{\max} / PG_i^{\min}$: حداقل/حداکثر توان تولیدی مولد i (MW)

$PL_\ell^{\max} / PL_\ell^{\min}$: حداقل/حداکثر توان مصرفی بار منعطف ℓ (MW)

$r_\ell^{drop} / r_\ell^{pickup}$: نرخ افزایش/کاهش مصرف بار منعطف (MW/h)

$E_\ell^{\min}$: حداقل انرژی مصرفی روزانه بار منعطف (MWh)

$PS_e^{d,\max} / PS_e^{c,\max}$: حداکثر ظرفیت شارژ/دشارژ ذخیره‌ساز (MW)

η_e^d / η_e^c: راندمان شارژ/دشارژ ذخیره‌ساز

$ES_e^{\max} / ES_e^{\min}$: حداقل/حداکثر ظرفیت مخزن ذخیره‌ساز (MWh)

C_e^{m}: هزینه بهره‌برداری ذخیره‌ساز (\$/MWh)

$C_{ntw}^{LC,0}$: هزینه اولیه عقد قرارداد قطع بار تجمیع‌کننده بار (\$)

Q_{nt}^{LC}: ظرفیت قطع بار قرارداد n تجمیع‌کننده بار (MW)

$D_n^{\max} / D_n^{\min}$: حداقل/حداکثر مدت قطع بار در طول روز (h)

$N_n^{LC,\max}$: حداکثر تعداد اعمال قطع بار قرارداد n در یک روز

ت) متغیرهای پیوسته

PG_{itw}: توان تولیدی مولد دیسپچ‌پذیر (MW)

EG_{itw}: انرژی تولیدی مولد دیسپچ‌پذیر در هر ساعت (MWh)

C_{itw}^{ST}: هزینه راه‌اندازی تحمیل شده به مولد دیسپچ‌پذیر (\$)

$C_{itw}(EG)$: تابع هزینه تولید مولد دیسپچ‌پذیر (\$/MWh)

$PL_{\ell tw}$: توان مصرفی بار منعطف (MW)

$EL_{\ell tw}$: انرژی مصرفی بار منعطف در هر ساعت (MWh)

$U_{\ell tw}(EL)$: تابع مطلوبیت بار منعطف (\$)

PS_e^d / PS_e^c: توان شارژ/دشارژ ذخیره‌ساز (MW)

ES_{etw}: انرژی تبادلی ذخیره‌ساز (MWh)

$C_{etw}(ESS)$: هزینه بهره‌برداری تحمیل شده به ذخیره‌ساز (\$)

P_t^{DA}: توان پیشنهادی در هر ساعت (مجموع پله‌های کمیت در راهبرد پیشنهاددهی قیمت) برای مشارکت در بازار روزفروش (MW)

P_{tw}^{LC}: توان پیشنهادی قطع بار توسط تجمیع‌کننده بار به بازار روزفروش برق در هر ساعت و به ازای هر سناریو (MW)

C_{tw}^{LC}: هزینه تحمیل شده قطع بار به تجمیع‌کننده بار (\$)

PW_{jtw}^{curt}: اضافه توان مستهلک شده واحد بادی در هر ساعت (MW)

PV_{ktw}^{curt}: اضافه توان مستهلک شده واحد PV در هر ساعت (MW)

EB_{tw}^- / EB_{tw}^+: انرژی فروخته/خریداری شده به/از بازار زمان-حقیقی (MWh)

EG_{tw}^{Diesel}: انرژی تولیدی دیزل ژنراتور در مواقع اضطراری (MWh)

Υ_w^{VPP}: سود VPP در هر سناریو (\$)

ζ: بیشترین سود در بدترین سناریو - معادل با شاخص VaR (\$)

η_w: متغیر کمکی برای اندازه‌گیری فاصله بین سود در سناریوی w و بیشترین سود در بدترین سناریو (یعنی VaR)، زمانی که مقدار این سود کمتر از VaR باشد.

ث) متغیرهای باینری

v_{itw}: وضعیت on/off مولد دیسپچ‌پذیر (عدد ۱ یعنی on)

u_{ntw}: وضعیت فعال شدن قرارداد قطع بار (عدد ۱ به معنی اجرایی شدن قرارداد مورد نظر است)

y_{ntw}: مشخص‌کننده ساعت شروع قرارداد n (عدد ۱ یعنی شروع)

z_{ntw}: مشخص‌کننده ساعت خاتمه قرارداد n (عدد ۱ یعنی خاتمه)

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]

مراجع

[۱] م. میردار، م.ک. شیخ‌الاسلامی، ح. سیفی، م.ا. لطیفی، "مشارکت هماهنگ نیروگاه مجازی تجاری و فنی برای شرکت در بازارهای انرژی و رزرو چرخان"، مجله انجمن مهندسی برق و الکترونیک ایران، سال سیزدهم، شماره اول، بهار ۱۳۹۵.

[۲] س. سیدمهدوی، م.ح. جاویدی دشت بیاض، س. حسن‌پور، "سوداگری نیروگاه مجازی در بازار برق"، نشریه علمی-پژوهشی کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران، سال دوم، شماره سوم، تابستان ۱۳۹۲.

[۳] ح. نظام‌آبادی، م. ستایش‌نظر، "راهبرد پیشنهاددهی همزمان نیروگاه مجازی در بازار انرژی و خدمات جانبی رزرو چرخان و توان راکتیو"، مجله انجمن مهندسی برق و الکترونیک ایران، سال سیزدهم، شماره سوم، پاییز ۱۳۹۵.

[4] M. Shabanzadeh, and M. Parsa-Moghaddam, "What is the Smart Grid? Definitions, Perspectives, and Ultimate Goals," International Power System Conference (PSC), Niroo Research Institute (NRI), Tehran, November 2013.

[5] Asmus, P., "Microgrids, virtual power plants and our distributed energy future", The Electricity Journal, Vol. 23, pp. 72-82, 2010.

[6] Peik-herfeh, M., Seifi, H., Sheikh-El-Eslami, M.K., "Two-stage approach for optimal dispatch of distributed energy resources in distribution networks considering virtual power plant concept", International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol. 24, pp. 43-63, 2014.

[7] Rahmani Dabbagh, S., Sheikh-El-Eslami, M.K., "Risk-based profit allocation to DERs integrated with a virtual power plant using cooperative game theory", Electric Power Systems Research, Vol. 121, pp. 368-378, 2015.

[8] Kardakos, E.G., Simoglou, C.K., Bakirtzis, A.G., "Optimal offering strategy of a virtual power plant: a stochastic bi-level approach", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 7, pp. 794-806, 2016.

[9] Fan, S., Ai, Q., Piao, L., "Fuzzy day-ahead scheduling of virtual power plant with optimal confidence level", IET Gen., Trans. & Dist., 2016, 10, (1), pp. 205-212.

[10] H. T. Nguyen, and L. B. Le, "Bidding strategy for virtual power plant with intraday demand response exchange market using stochastic programming" IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), November 2016.

[11] O. Arslan, and O. E. Karasan, "Cost and emission impacts of virtual power plant formation in plug-in hybrid electric vehicle penetrated networks," Energy, vol. 60, pp. 116-124, 2013.

[12] C. Cao, J. Xie, D. Yue et al., "Distributed Economic Dispatch of Virtual Power Plant under a Non-Ideal Communication Network," Energies, vol. 10, no. 2, pp. 235, 2017.

[13] G. Chen, and J. Li, "A Fully Distributed ADMM-Based Dispatch Approach for Virtual Power Plant Problems," Applied Mathematical Modelling, Available online 13 June 2017 (In press).

[14] Shabanzadeh, M., Sheikh-El-Eslami, M.-K., Haghifam, M.-R., "Decision making tool for virtual power plants considering midterm bilateral contracts", Iranian Regional CIRED Conference, 2015.

[15] Shabanzadeh, M., Sheikh-El-Eslami, M.-K., Haghifam, M.-R., "The design of a risk-hedging tool for virtual power plants via robust optimization approach", Applied Energy, Vol. 155, pp. 766-777, 2015.

[16] Shabanzadeh, M., Sheikh-El-Eslami, M.-K., Haghifam, M.-R., "Modeling the Cooperation between Neighboring VPPs: Cross-Regional Bilateral Transactions", the 4th Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG2016), Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, March 2016.

[17] M. Shabanzadeh, M.-K. Sheikh-El-Eslami, and M.-R. Haghifam, "Risk-based medium-term trading strategy for a virtual power plant with first-order stochastic dominance constraints," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 2, pp. 520-529, 2017.

[18] M. Shabanzadeh, M.-K. Sheikh-El-Eslami, and M.-R. Haghifam, "An interactive cooperation model for neighboring virtual power plants," Applied Energy, vol. 200, pp. 273-289, 2017.

[19] M. Shabanzadeh, M.-K. Sheikh-El-Eslami, and M.-R. Haghifam, "A medium-term coalition-forming model of heterogeneous DERs for a commercial virtual power plant," Applied Energy, vol. 169, pp. 663-681, 2016.

[20] F. Nazari, A. Zangeneh, and A. Shayegan-Rad, "A Bilevel Scheduling Approach for Modeling Energy Transaction of Virtual Power Plants in Distribution Networks," Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering, vol. 13, no. 1, March 2017.

[21] Papaefthymiou, G., Katharina G., Ken D., "Flexibility options in electricity systems", ECOFYS Report, 2014.

[22] Power System Optimization by Increased Flexibility: Agile gas-based power plants for affordable, reliable and sustainable power, A White Paper by Wärtsilä and Energy Exemplar, 2014.

[23] M. Zugno, J. M. Morales González, P. Pinson et al., "Modeling demand response in electricity retail markets as a stackelberg game." Energy Economics, Vol. 36, pp. 182-197, 2013

[24] P. Khadgi, "Simulation modeling for energy consumption of residential consumers in response to demand side management," PhD thesis, University of Louisville, 2016.

[25] A. J. Conejo, J. M. Morales, and L. Baringo, "Real-time demand response model," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 3, pp. 236-242, 2010.

[26] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen et al., Integrating renewables in electricity markets: operational problems: Springer Science & Business Media, 2013.

[27] P. Samadi, A.-H. Mohsenian-Rad, R. Schober et al., "Optimal real-time pricing algorithm based on utility maximization for smart grid." First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, 2010.

[28] M. Shabanzadeh, and M. Dehbashian, "Robust Decision Making Tool for Optimal RES-ESS Mix of a Smart Grid-Independant Research Center," Smart Grid Conference, Niroo Research Institute (NRI), Tehran, Iran, 2014.

[29] M. Parvania, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Shahidehpour, "Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 4, pp. 1957-1965, 2013.

[30] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, Decision making under uncertainty in electricity markets: Springer, 2010.

[31] A. Algarni, "Operational and planning aspects of distribution systems in deregulated electricity markets,"

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.15- No.3-Fall 2018

Department of Electrical and Computer Engineering, University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada, 2009.

[32] Akhil, A.A., Huff., G., Currier, A.B., Kaun, B.C., Rastler, D.M., Chen, S.B., et al. DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2013.

[33] Carrión, M., Arroyo, J. M., "A computationally effcient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, pp. 1371–1378, 2006.

زیرنویس‌ها

[1] Virtual Power Plant
[2] Endogenous
[3] Load Aggregator (LA)
[4] Information Gap Decision Theory
[5] Robust Optimization
[6] Cross-regional
[7] Exogenous
[8] Stochastic Dominance Constraints
[9] Heterogeneous
[10] Utility Function
[11] Piecewise linear
[12] State-transition equation
[13] Self-scheduling model
[14] Load Curtailment
[15] Non-anticipativity constraint
[16] Real-time Market (or Balancing Market)
[17] Trading floor/arena
[18] Stochastic Programming
[19] Hybrid Company/Entity
[20] Mixed Integer Quadratically Constrained Program
[21] Mixed-Integer Linear Programming Problem
[22] Risk-averse
[23] Risk-neutral
[۲۴] مدیر VPP همانند هر تولیدکننده یا خریدار برق، متعهد است که توان ابراز شده خود به بازار برق را در روز بهره‌برداری (یعنی یک روز بعد از اجرای بازار روزفروش)، برآورده نماید.
[25] Curtail

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-16]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1397.15.3.5.7]