

مدیریت انرژی نیروگاه مجازی با استفاده از روش برنامه‌ریزی تصادفی

سهیل کعبه پهنه‌کلایی^۱، کارشناس ارشد؛ مرتضی رحیمیان^۲، دانشیار

۱- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی شاهرود - شاهرود - ایران - soheilkaabe@gmail.com

۲- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی شاهرود - شاهرود - ایران - morteza.rahimiyan@shahroodut.ac.ir

چکیده: در این مقاله، یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی برای مدیریت انرژی نیروگاه مجازی شامل ایستگاه‌های خورشیدی، سیستم‌های ذخیره‌ساز و متقاضیان انرژی واقع در ریزشبه برق ارائه می‌شود. در مدل برنامه‌ریزی تصادفی، عدم قطعیت در دسترسی پذیرنده‌های ریزشبه به صورت مجموعه‌ای از سناریوها مدل‌سازی می‌شوند. به علاوه، عدم قطعیت در قیمت انرژی و تولید توان خورشیدی مبتنی بر پیش‌بینی نقطه‌ای مدل‌سازی می‌شوند. مدیریت انرژی نیروگاه مجازی در دو مرحله تصمیم‌گیری و توزیع توان در هر دوره زمانی پیاده‌سازی می‌شود. سیستم مدیریت انرژی در مرحله تصمیم‌گیری، میزان توان تبادلی با شبکه اصلی را با در نظر گرفتن پیشامدهای محتمل تعیین می‌کند. سیستم مدیریت انرژی در مرحله توزیع توان، با پایش وضعیت اجزای ریزشبه و به‌روزرسانی اطلاعات مرتبط به‌طور زمان-حقیقی، تصمیمات مناسب برای انرژی مصرفی و تولیدی را اتخاذ می‌کند. قیمت انرژی الکتریکی و تولید توان خورشیدی براساس اطلاعات واقعی جمع‌آوری‌شده از بازار برق نیوانگلند آمریکا پیش‌بینی می‌شوند. نتایج به‌دست آمده از یک مطالعه موردی، عملکرد روش برنامه‌ریزی تصادفی را در مقایسه با مدل‌های بهینه‌سازی مقاوم و قطعی آشکار می‌سازد.

واژه‌های کلیدی: مدیریت انرژی، نیروگاه مجازی، برنامه‌ریزی تصادفی، شبکه هوشمند، پیشامد.

Energy Management of Virtual Power Plant Using Stochastic Programming Approach

S. Kaabe PahneKolaei¹, MSc; M. Rahimiyan², Associate Professor

1- Faculty of Electrical Engineering, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran, Email: soheilkaabe@gmail.com

2- Faculty of Electrical Engineering, Shahrood University of Technology, Shahrood, Iran, Email: morteza.rahimiyan@shahroodut.ac.ir

Abstract: In this paper, a stochastic programming model is proposed for energy management of a Virtual Power Plant (VPP) including solar power stations, energy storage facilities and demands interconnected within a microgrid. In the stochastic programming model, uncertainty in availability of microgrid components is modeled as a scenario set. Additionally, uncertainty in energy prices and solar power productions is modeled as single-point prediction. Energy management of the VPP is implemented in two stages of decision-making and power-dispatch in each time period. An energy management system (EMS) determines the power traded with main grid in decision-making stage considering probable contingency scenarios. In power-dispatch stage, the EMS makes appropriate decisions on energy consumption and production, while monitoring conditions of microgrid components and updating available information in real-time. The energy price and solar energy production are forecasted based on real-world historical data collected from the New England electricity market, US. Results obtained by a case study indicate performance of the stochastic programming model compared to robust optimization and deterministic models.

Keywords: Energy management, virtual power plant, stochastic programming, smart grid, contingency.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۱۱/۱۰

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۲/۲۷ و ۱۳۹۶/۰۶/۰۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۰۸/۰۱

نام نویسنده مسئول: مرتضی رحیمیان

نشانی نویسنده مسئول: ایران - شاهرود - دانشگاه صنعتی شاهرود.

۱- مقدمه

به کارگیری فناوری‌های پیشرفته مانند مدیریت فعال منابع تولید پراکنده، سیستم‌های ذخیره‌ساز با قابلیت پاسخگویی پویا، و ترکیب پاسخگویی بار و کنترل مصرف، عملکرد ایمن شبکه هوشمند را با وجود ضریب نفوذ بالای منابع تجدیدپذیر ممکن می‌سازد [۱]. یک نیروگاه مجازی که مجموعه‌ای متشکل از منابع تولید پراکنده، بارهای پاسخگو و سیستم ذخیره‌ساز انرژی است، با استفاده مناسب از ظرفیت‌های شبکه هوشمند می‌تواند جایگزین نیروگاه‌های مرسوم فسیلی شود [۲]. مدیریت انرژی نیروگاه مجازی با چالش‌های اساسی مواجه است که موجب پیچیده شدن این موضوع می‌شوند. از جمله این چالش‌ها می‌توان به وجود عدم قطعیت در میزان تولید، مصرف، قیمت انرژی و دسترس‌پذیری اجزای شبکه اشاره کرد. شبکه هوشمند با پایش و اندازه‌گیری پیوسته وضعیت بهره‌برداری شبکه، اطلاعات لحظه‌ای ارزشمندی از وضعیت شبکه مانند میزان تولید، مصرف، توان خطوط و دسترس‌پذیری مؤلفه‌های شبکه در اختیار بهره‌برداران قرار می‌دهد. همچنین شبکه هوشمند با ایجاد ارتباط دوسویه میان سیستم مدیریت انرژی و سایر کاربران مانند تولیدکنندگان و متقاضیان انرژی، بستری مناسب را جهت غلبه بر این چالش‌ها و بهره‌برداری کارا تر از نیروگاه مجازی فراهم می‌آورد [۳، ۴].

مسئله مدیریت انرژی نیروگاه مجازی در مراجع [۵، ۶] و تأثیر استفاده از شبکه هوشمند بر آن در مراجع [۷، ۸] مطرح شده است. با توجه به نفوذ منابع تولید پراکنده، به‌ویژه منابع انرژی تجدیدپذیر، استفاده از سیستم‌های ذخیره و بارهای پاسخگو به‌منظور مدیریت ماهیت متغیر تولید این منابع، مورد توجه این مراجع قرار گرفته است. مسئله قیمت‌دهی نیروگاه مجازی در بازارهای مختلف روز قبل، تنظیم و زمان-حقیقی به‌صورت برنامه‌ریزی‌های مختلف چندمرحله‌ای و یا چندسطحی در مراجع [۹-۱۲] ارائه شده است. استفاده از بهینه‌سازی مقاوم و برنامه‌ریزی تصادفی جهت افزایش سود نیروگاه مجازی با توجه به عملی بودن تصمیمات اتخاذشده و بهره‌برداری از زیرساخت شبکه هوشمند جهت غلبه بر عدم قطعیت‌ها از ویژگی‌های این مراجع است.

در مراجع بررسی‌شده به موضوع امکان وقوع پیشامد در مدیریت انرژی نیروگاه مجازی پرداخته نشده است. وقوع پیشامدهای مختلف مانند وقوع خرابی‌ها، حوادث طبیعی و غیرطبیعی می‌تواند اجزای شبکه مانند خطوط انتقال و منابع تولید انرژی را از دسترس خارج کند. به علت وجود محدودیت در تعداد خطوط انتقال و منابع تولید در ریزشکه‌ها، همچنین شعاعی بودن نحوه اتصال خطوط در بعضی از آن‌ها، وقوع پیشامد و خروج مؤلفه‌های سیستم از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است [۱۳].

مجموعه روش‌های موجود برای مقابله با وقوع پیشامد به دو نوع بازدارنده مانند در نظر گرفتن ظرفیت رزرو و اقدامات اصلاح‌گرانه مانند قطع یا جابه‌جایی بار تقسیم می‌شوند [۱۴].

مراجع [۱۵، ۱۶] جهت مقابله با پیشامد از برنامه‌ریزی ظرفیت‌های رزرو چرخان و غیرچرخان در روز قبل استفاده می‌کنند اما با توجه به ظرفیت‌های شبکه هوشمند می‌توان از پاسخ سریع منابع تولید پراکنده و پاسخگویی بار به تغییرات توان در جهت مقابله با پیشامدهای رخ داده استفاده کرد [۱۷]. جابه‌جایی و قطع بار به همراه پایش زمان-حقیقی وضعیت ریزشکه از اقدامات مورد استفاده مرجع [۱۸] در جهت مقابله با پیشامد است. در مرجع [۱۸] پیشامد مدل نمی‌شود بلکه توسط ابزارهای پایشی موجود در شبکه هوشمند پایش شده و تصمیمات براساس آن اصلاح می‌گردند. همچنین با طراحی سازوکاری در صورت بروز اختلاف در توان مصرفی با توان تولید و خریداری‌شده بر اثر پیشامد، جبران این اختلاف بر عهده شبکه اصلی قرار داده شده است که با ایجاد عدم تعادل در توان می‌تواند هزینه‌های مقابله با آن را به شبکه اصلی تحمیل نماید.

در این مقاله همانند مرجع [۱۸] یک الگوریتم مدیریت انرژی ارائه می‌شود که دارای چند مرحله تصمیم‌گیری و توزیع توان در افق زمانی یک روز می‌باشد. اما برخلاف مرجع [۱۸] که در هر یک از مراحل تصمیم‌گیری و توزیع از یک مدل بهینه‌سازی مقاوم به‌منظور اتخاذ تصمیمات استفاده می‌شود، در این مقاله از یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی به‌منظور در نظر گرفتن عدم قطعیت دسترس‌پذیری مؤلفه‌های نیروگاه مجازی استفاده می‌گردد. همچنین در این مقاله وقوع پیشامد، با استفاده از پیش‌بینی مبتنی بر سناریو، و عدم قطعیت تولید منابع تولید پراکنده تصادفی و قیمت انرژی با استفاده از پیش‌بینی نقطه‌ای مدل‌سازی می‌شود. توان مبادله‌ای با شبکه اصلی که در مرحله تصمیم‌گیری مشخص می‌شود، تحت هر شرایطی (حتی در صورت بروز پیشامد) بدون تغییر باقی می‌ماند. در این مدل با توجه مدل‌سازی پیشامدها با درخت سناریو در مرحله تصمیم‌گیری و توزیع توان، وجود سیستم‌های ذخیره‌ساز در نیروگاه مجازی، وجود شبکه هوشمند، امکان پاسخگویی و قطع بار می‌تواند از اقدامات بازدارنده و اصلاح‌گرانه در اتخاذ تصمیمات و اقدامات مناسب بهره برد.

نوآوری‌های این مقاله عبارتند از:

الف- ارائه مدل تصادفی به‌منظور مدیریت انرژی نیروگاه مجازی با قابلیت مدل‌سازی و پایش پیشامدهای ریزشکه هوشمند (مانند خروج تکی و یا هم‌زمان خطوط و منابع انرژی)؛
ب- مقایسه عملکرد مدل تصادفی ارائه‌شده با مدل‌های مقاوم و قطعی ارائه‌شده در [۱۸].

بخش‌های بعدی این مقاله بدین شرح است: در بخش ۲، مدل‌سازی ریاضی مسئله مدیریت انرژی ارائه می‌شود. بخش ۳ نحوه مدل‌سازی عدم قطعیت را تشریح می‌کند. در بخش ۴، الگوریتم مدیریت انرژی ارائه‌شده بیان می‌گردد. بخش ۵ به ارائه یک مطالعه موردی و نتایج آن می‌پردازد. در نهایت، در بخش ۶ نتیجه‌گیری مقاله ارائه می‌شود.

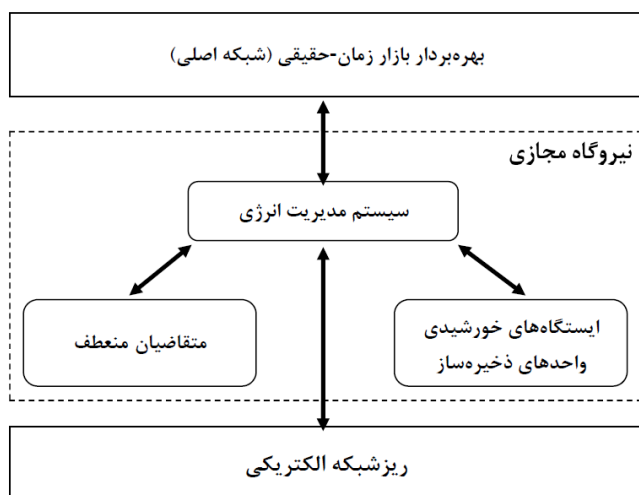
۲- مدل سازی ریاضی مسئله مدیریت انرژی

۲-۱- تشریح مسئله

انرژی دریافت می کند (به عنوان مثال ۱۰ دقیقه [۸]). به طور هم زمان، متقاضیان مطابق با تابع مطلوبیت^۱ اطلاعات مربوط به مصرف در ساعات پیش رو (شامل میزان مصرف و سطح مطلوبیت) را برای سیستم مدیریت انرژی ارسال می کنند.

سیستم مدیریت انرژی مجهز به ابزار پیش بینی قیمت انرژی و توان در دسترس منابع تولید پراکنده در دوره های زمانی پیش رو می باشد. همچنین سیستم مدیریت انرژی دسترس پذیری مؤلفه های شبکه را با سناریوهایی با احتمال مشخص مدل می کند. بر پایه این اطلاعات، سیستم مدیریت انرژی میزان بهینه تبادل انرژی با شبکه اصلی را برای هر دوره زمانی t و دوره های پس از آن تعیین می کند و تصمیمات اتخاذ شده را چند دقیقه قبل از موعد تحویل انرژی برای متقاضیان و تأمین کنندگان انرژی ارسال می کند (به عنوان مثال ۵ دقیقه [۸]). این تصمیمات به گونه ای اتخاذ می شوند که رفاه اجتماعی نیروگاه مجازی (شامل تفاضل هزینه تأمین انرژی از درآمد متقاضیان) حداکثر شود. دقت شود که تنها تصمیمات اتخاذ شده برای دوره زمانی t ، اجرایی می شوند و تصمیمات دوره های بعدی تنها یک دید مناسب نسبت به آینده برای عملکرد بهتر در دوره زمانی t به سیستم مدیریت انرژی می دهد.

در مرحله توزیع توان، اطلاعات زمان حقیقی مربوط به وضعیت دسترس پذیری مؤلفه های شبکه شامل منابع تولید و خطوط انتقال مطابق با دوره زمانی برنامه ریزی در اختیار سیستم مدیریت انرژی قرار داده می شود. اطلاعات جدید موجب کاهش سناریوهای محتمل برای وضعیت نیروگاه مجازی می شود. سیستم مدیریت انرژی با استفاده از مدلی مشابه با مدل مرحله تصمیم گیری و بر پایه انرژی تبادل تعیین شده در آن مرحله، میزان بهینه تولید، مصرف و ذخیره را جهت توزیع توان مشخص می کند.



شکل ۱: روندنمای کلی مدیریت انرژی نیروگاه مجازی

۲-۲- نمادها و علائم

فهرست علائم و اختصارات استفاده شده در این مقاله به صورت زیر می باشد:

نیروگاه مجازی شامل مجموعه ای از منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو می باشد که در یک ریز شبکه مجهز به فناوری شبکه هوشمند واقع شده اند. مسئولیت تأمین انرژی متقاضیان بر عهده سیستم مدیریت انرژی می باشد. سیستم مدیریت انرژی طی دو مرحله تصمیم گیری و مرحله توزیع توان تصمیمات لازم را جهت مدیریت بهینه انرژی نیروگاه مجازی اتخاذ و اجرایی می کند. نیروگاه مجازی به نمایندگی از متقاضیان، طرف قرارداد با بهره بردار بازار زمان حقیقی می باشد که باید میزان انرژی تبدالی خود با شبکه اصلی را در دوره های زمانی مشخص قبل از موعد تحویل انرژی (مرحله تصمیم گیری) به بهره بردار بازار اعلام کند تا در موعد تحویل انرژی (مرحله توزیع توان)، بر اساس میزان قرارداد شده، تبادل انرژی با شبکه اصلی انجام شود. مطلوب است یک نیروگاه مجازی با کمترین میزان انحراف از انرژی تبدالی قرارداد شده در مرحله تصمیم گیری، در بازارهای برق شرکت کند. بنابراین فرض می شود سیستم مدیریت انرژی می تواند با بهره برداری از انعطاف پذیری نیروگاه مجازی و بستر ارتباط لحظه ای، میزان انرژی تبدالی قرارداد شده را در مرحله توزیع توان محقق سازد [۹-۷]. ابتدا در مرحله تصمیم گیری انرژی تبدالی با شبکه اصلی تعیین می شود، سپس در مرحله توزیع توان بر مبنای این انرژی تبدالی، میزان بهینه تولید، مصرف و ذخیره را جهت توزیع توان مشخص می کند. فرض می شود نیروگاه مجازی در تعیین قیمت بازار نقشی ندارد و به عبارتی، پذیرنده قیمت انرژی لحاظ می شود. قیمت انرژی اعلام شده توسط شبکه اصلی به عنوان قیمت بازار در نظر گرفته می شود.

سیستم مدیریت انرژی، انرژی مورد نیاز متقاضیان را از طریق شبکه اصلی و ایستگاه های خورشیدی به عنوان منبع تولید پراکنده تصادفی تأمین نماید. از آنجایی که نیروگاه مجازی مالک ایستگاه های خورشیدی می باشد، برای دریافت انرژی خورشیدی هزینه ای پرداخت نمی شود. وجود سیستم ذخیره انرژی در کنار هریک از ایستگاه های خورشیدی سیستم مدیریت انرژی را قادر می سازد در مواقع مناسب، انرژی را ذخیره یا تولید کند. نیروگاه مجازی با استفاده از قابلیت های بارهای پاسخگو، منابع تولید پراکنده و سیستم های ذخیره، قابلیت خرید انرژی از شبکه اصلی در ساعات ارزان قیمت انرژی و فروش به آن در ساعات گران را دارا می باشند. با توجه به توضیحات ارائه شده، روندنمای مدیریت انرژی نیروگاه مجازی در شکل ۱ نشان داده شده است.

با استفاده از فناوری شبکه هوشمند، ارتباط دوسویه زمان حقیقی میان سیستم مدیریت انرژی و کاربران در ریز شبکه (مانند متقاضیان و منابع تأمین انرژی) وجود دارد. در مرحله تصمیم گیری، سیستم مدیریت انرژی اطلاعات مربوط به تأمین کنندگان انرژی (شامل قیمت انرژی و میزان توان در دسترس) را چندین دقیقه پیش از موعد تحویل

پارامترها:	η_i^{out}	بازده تبدیل انرژی خروجی از واحد ذخیره ساز i
	η_i^{in}	بازده تبدیل انرژی ورودی به واحد ذخیره ساز i
	N_D	تعداد متقاضیان در ارتباط با سیستم مدیریت انرژی
	N_{SO}	تعداد ایستگاه‌های خورشیدی
	N_t	تعداد دوره‌های زمانی در روز برنامه‌ریزی (۲۴، ۴۸، ۹۶ و ۲۸۸ به ترتیب برای دوره زمانی ۶۰، ۳۰، ۱۵ و ۵ دقیقه)
	B_k	سوسپتانس خط k
	$U_{j,h}^D$	تابع مطلوبیت متقاضی j در دوره زمانی h
	$E_j^{D,min}$	حداقل انرژی مصرفی مورد نیاز روزانه متقاضی j
	α	ضریب زمان برحسب ساعت (۱، ۰/۵، ۰/۲۵ و ۰/۱۲۵ به ترتیب برای دوره زمانی ۶۰، ۳۰، ۱۵ و ۵ دقیقه)
	R_j^U	حد بالای افزایش توان مصرفی متقاضی j
	R_j^D	حد بالای کاهش توان مصرفی متقاضی j
	$o(k)$	باسی که خط k از آن خارج می‌شود
	$d(k)$	باسی که خط k به آن وارد می‌شود
	$P_n^{MG,max}$	محدودیت تبادل توان با شبکه اصلی در باس n
	$P_k^{L,max}$	ظرفیت خط k
	$p_j^{D,min}$	حداقل توان مصرفی متقاضی j
	$p_j^{D,max}$	حداکثر توان مصرفی متقاضی j
	$E_i^{ST,min}$	حداقل انرژی قابل ذخیره در واحد ذخیره i
	$E_i^{ST,max}$	حداکثر انرژی قابل ذخیره در واحد ذخیره i
	F^{shed}	ضریب جریمه کاهش حداقل انرژی مصرفی روزانه و کاهش حداقل توان مصرفی

پارامترهای غیرقطعی:

C_h^{MG}	قیمت انرژی شبکه اصلی در دوره زمانی h
$P_{i,h}^{SO}$	توان در دسترس ایستگاه خورشیدی i در دوره زمانی h
τ_h	پیکره‌بندی ریزشگاه در ساعت h

متغیرها:

$p_{i,h}^{SO}$	توان تولیدی ایستگاه خورشیدی i در دوره زمانی h
$p_{j,h}^D$	توان مصرفی بار j در دوره زمانی h
$p_{i,h}^{ST,out}$	توان تأمین شده توسط واحد ذخیره ساز i در دوره زمانی h
$p_{i,h}^{ST,in}$	توان ذخیره شده توسط واحد ذخیره ساز i در دوره زمانی h
p_h^{MG}	توان فروخته شده به (منفی)/خریده شده از (مثبت) شبکه اصلی در دوره زمانی h
$p_{n,h}^{MG}$	توان فروخته شده به (منفی)/خریده شده از (مثبت) شبکه اصلی در دوره زمانی h در باس n
$p_{k,h}^L$	توان انتقالی از خط k در دوره زمانی h
$e_{i,h}^{ST}$	انرژی خالص ذخیره شده در واحد ذخیره ساز i در دوره زمانی h
$\delta_{d(k),h}$	زاویه ولتاژ باسی که در دوره زمانی h ، خط k به آن وارد می‌شود.
$\delta_{o(k),h}$	زاویه ولتاژ باسی که در دوره زمانی h ، خط k از آن

خارج می‌شود.

$\delta_{n,h}$	زاویه ولتاژ باس n در دوره زمانی h
$e_j^{D,shed}$	میزان انرژی کاهش یافته از حداقل انرژی مصرفی روزانه متقاضی j
$l_{j,h}^{shed}$	میزان توان کاهش یافته از حداقل توان مصرفی متقاضی j در دوره زمانی h

مجموعه‌ها:

Ω^B	مجموعه باس‌ها
Ω^{MG}	مجموعه باس‌های متصل به شبکه اصلی
Ω^{SS}	مجموعه باس‌های دارای ایستگاه‌های خورشیدی و واحدهای ذخیره ساز
Θ_n^{SS}	مجموعه واحدهای دارای تولید توان خورشیدی و واحد ذخیره ساز واقع شده در باس n
Θ_n^D	مجموعه متقاضیان واقع شده در باس n
ψ^D	مجموعه متغیرهای استفاده شده در مدل قطعی:
$\{p_{j,h}^D, e_j^{D,shed}, l_{j,h}^{shed} \forall j, h; p_{n,h}^{MG}, p_h^{MG} \forall n \in \Omega^{MG}, h; p_{i,h}^{SO}, p_{i,h}^{ST,in}, p_{i,h}^{ST,out}, e_{i,h}^{ST} \forall i, h; p_{k,h}^L \forall k, h; \delta_{n,h} \forall n, h; \}$	
ψ^S	مجموعه متغیرهای استفاده شده در مدل تصادفی:
$\psi^D(\omega) \forall \omega \cup \{\gamma(\omega) \forall \omega; \rho\}$	

وجود علامت‌های $\sim$ و $\{ \}$ بر روی پارامترها و متغیرها به ترتیب نشان‌دهنده مقدار واقعی و مقدار پیش‌بینی روش نقطه‌ای می‌باشند. همچنین در فرمول‌بندی، متغیرهای تصمیم‌گیری با حروف کوچک و سایر پارامترها با حروف بزرگ لاتین نشان داده شده‌اند.

۲-۳- مدل قطعی

مسئله مدیریت انرژی نیروگاه مجازی برای تصمیم‌گیری و توزیع توان در دوره t به صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود [۱۸]:

۲-۳-۱- تابع هدف:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\psi^D} f_t = & \sum_{j=1}^{N_D} U_{j,t}^D(p_{j,t}^D, \alpha) - \tilde{C}_t^{MG} p_t^{MG} \alpha - \sum_{j=1}^{N_D} [l_{j,t}^{shed} \alpha] F^{shed} + \\ & \sum_{h=t+1}^{N_t} \left[\sum_{j=1}^{N_D} U_{j,h}^D(p_{j,h}^D, \alpha) - \{C_h^{MG}\} p_h^{MG} \alpha - \sum_{j=1}^{N_D} [l_{j,h}^{shed} \alpha] F^{shed} \right] \\ & - \sum_{j=1}^{N_D} e_j^{D,shed} F^{shed} \end{aligned} \quad (1)$$

هدف سیستم مدیریت انرژی، بیشینه کردن سود نیروگاه مجازی است. بنابراین، تابع هدف (۱) از سه بخش تشکیل شده است که به ترتیب نشان‌دهنده سود متقاضیان در دوره زمانی t (شامل درآمد حاصل از فروش انرژی به شبکه اصلی و درآمد ناشی از مصرف انرژی براساس تابع مطلوبیت و هزینه تأمین انرژی از شبکه اصلی و هزینه کاهش غیرداوطلبانه حداقل توان مصرفی ($l_{j,h}^{shed}$))، سود متقاضیان در دوره $N_t - t$ بعدی و هزینه کاهش غیرداوطلبانه حداقل انرژی مصرفی روزانه متقاضیان ($e_j^{D,shed}$) تعریف شده است. برای کاهش غیرداوطلبانه حداقل انرژی مصرفی روزانه ($e_j^{D,shed}$) و کاهش

داوطلبانه و غیرداوطلبانه هزینه‌ای به متقاضیان پرداخت نمی‌کند. قیدهای (۵) و (۶) به ترتیب محدودیت‌های میزان قطع حداقل انرژی مصرفی روزانه و توان مصرفی در دوره t را اعمال می‌کنند.

۲-۳-۳- قیود مربوط به شبکه:

$$p_{n,h}^{MG} - \sum_{k|o(k)=n} p_{k,h}^L + \sum_{k|d(k)=n} p_{k,h}^L = \sum_{j \in \Theta_n^D} p_{j,h}^D, \forall h \geq t, n \in \Omega^{MG} \quad (7)$$

$$\sum_{i \in \Theta_n^{SS}} (p_{i,h}^{SO} + p_{i,h}^{ST,out}) - \sum_{k|o(k)=n} p_{k,h}^L + \sum_{k|d(k)=n} p_{k,h}^L = \sum_{j \in \Theta_n^D} p_{j,h}^D + \sum_{i \in \Theta_n^{SS}} p_{i,h}^{ST,in}, \forall h \geq t, n \in \Omega^{SS} \quad (8)$$

$$- \sum_{k|o(k)=n} p_{k,h}^L + \sum_{k|d(k)=n} p_{k,h}^L = \sum_{j \in \Theta_n^D} p_{j,h}^D, \quad (9)$$

$$\forall h \geq t, n \in \Omega^B \setminus n \in \Omega^{SS}, \Omega^{MG}$$

$$p_{n,h}^{MG} = \sum_{n \in \Omega^{MG}} p_{n,h}^{MG}, \forall h \geq t \quad (10)$$

$$-P_n^{MG,max} \leq p_{n,h}^{MG} \leq P_n^{MG,max}, \forall h \geq t, n \in \Omega^{MG} \quad (11)$$

$$p_{k,h}^L = \frac{1}{X_{k,h}} (\delta_{o(k),h} - \delta_{d(k),h}), \forall h \geq t \quad (12)$$

$$-P_{k,h}^{L,max} \leq p_{k,h}^L \leq P_{k,h}^{L,max}, \forall h \geq t \quad (13)$$

$$-\pi \leq \delta_{n,h} \leq \pi, \forall n \in \Omega^B, h \geq t \quad (14)$$

$$\delta_{n,h} = 0, \forall h \geq t, n: refrencebus \quad (15)$$

قیود (۷)، (۸) و (۹) تعادل توان را به ترتیب در باس‌های متصل به شبکه اصلی، باس‌های دارای ایستگاه خورشیدی و واحد ذخیره و سایر باس‌ها برقرار می‌سازند. در معادله (۱۰) کل توان فروخته‌شده به و یا خریده‌شده از شبکه اصلی به دست می‌آید. محدودیت تبادل توان با شبکه اصلی نیز در (۱۱) نشان داده شده است. با استفاده از رابطه (۱۲) توان انتقالی خطوط محاسبه می‌شود. قید (۱۳) محدودیت ظرفیت خطوط را اعمال می‌کند. قید (۱۴) محدودیت زاویه ولتاژ باس‌ها را مشخص می‌کند و معادله (۱۵) زاویه ولتاژ باس مرجع را برابر صفر قرار می‌دهد.

۲-۳-۴- قیود مربوطه به واحدهای ذخیره‌ساز و ایستگاه‌های خورشیدی:

$$e_{i,h}^{ST} = e_{i,h-1}^{ST} + \eta_i^{in} p_{i,h}^{ST,in} \alpha - \frac{p_{i,h}^{ST,out}}{\eta_i^{out}}, \forall h \geq t, i \quad (16)$$

$$E_i^{ST,min} \leq e_{i,h}^{ST} \leq E_i^{ST,max}, \forall h \geq t, i \quad (17)$$

$$p_{i,t}^{SO} \leq \bar{p}_{i,t}^{SO}, \forall i \quad (18)$$

$$p_{i,h}^{SO} \leq \{p_{i,h}^{SO}\}, \forall h > t, i \quad (19)$$

$$p_{j,h}^D, p_{i,h}^{SO}, p_{i,h}^{ST,in}, p_{i,h}^{ST,out} \geq 0, \forall h \geq t, j, i \quad (20)$$

معادله (۱۶) میزان انرژی ذخیره‌شده در واحد ذخیره را نشان می‌دهد. میزان انرژی ذخیره‌شده در دوره فعلی از برآیند انرژی ذخیره‌شده در دوره قبل، انرژی واردشده $(p_{i,h}^{ST,in} \alpha)$ و یا خارج‌شده

غیرداوطلبانه حداقل توان مصرفی $(l_{j,h}^{shed})$ یک ضریب جریمه (F^{shed}) به اندازه کافی بزرگ در نظر گرفته شده است. اعمال ضریب جریمه بزرگ در تابع هدف، صرفاً به طور مجازی انجام می‌شود (درواقع، هیچ متقاضی جریمه نمی‌شود) تا کاهش بار غیرداوطلبانه کمترین میزان ممکن باشد که در راستای تأمین منفعت متقاضیان است. به این ترتیب کاهش بار غیرداوطلبانه، تنها در شرایط خاص مانند وقوع پیشامد و در جهت حفظ تعادل توان و امنیت شبکه انجام می‌گیرد.

۲-۳-۲- قیود مربوط به متقاضیان:

$$\sum_{h=1}^{t-1} \tilde{p}_{j,h}^D \alpha + p_{j,t}^D \alpha + \sum_{h=t+1}^{N_t} p_{j,h}^D \alpha \geq (E_j^{D,min} - e_j^{D,shed}), \forall j \quad (2)$$

$$p_j^{D,min} - l_{j,h}^{shed} \leq p_{j,h}^D \leq p_j^{D,max}, \forall h \geq t, j \quad (3)$$

$$-R_j^D \leq p_{j,h}^D - p_{j,h-1}^D \leq R_j^U, \forall h \geq t, j \quad (4)$$

$$0 \leq e_j^{D,sh} \leq \max \left\{ E_j^{D,min} - \sum_{h=1}^{t-1} \tilde{p}_{j,h}^D \alpha, 0 \right\}, \forall j \quad (5)$$

$$0 \leq l_{j,h}^{shed} \leq p_{j,h}^{D,min}, \forall j \quad (6)$$

انرژی مصرفی روزانه هر متقاضی با توجه به محدودیت‌های فنی و تابع مطلوبیت باید از مقدار معینی بیشتر باشد که قید (۲) این محدودیت را اعمال می‌کند. از طرفی این متقاضی در هر دوره زمانی (به عنوان مثال هر ساعت) مقدار مشخصی توان مصرف می‌کند که بین یک مقدار حداقل و حداکثر قرار می‌گیرد (البته برای متقاضیان غیرمنعطف، این مقدار حداقل و حداکثر یکسان است) که در قید (۳) نشان داده شده است. قید (۴) محدودیت تغییر توان مصرفی متقاضیان در هر دوره را مشخص می‌سازد. همه این قیود توسط متقاضیان منعطف به سیستم مدیریت انرژی اعلام می‌شود و این قابلیت را در اختیار سیستم مدیریت انرژی قرار می‌دهد تا با استفاده از برنامه پاسخگویی بار نیروگاه مجازی را به گونه‌ای مناسب مدیریت کند. سیستم مدیریت انرژی می‌تواند از پاسخگویی بار به دو صورت داوطلبانه (در صورتی که جابه‌جایی یا تغییر بار در بازه مجاز اعلامی توسط متقاضی باشد) و غیرداوطلبانه (در صورتی که نیاز به کاهش حداقل انرژی مصرفی روزانه و حداقل توان مصرفی دوره‌ای متقاضی و یا قطع بار کامل آن باشد) استفاده کند. در شرایط وقوع پیشامد و در صورت نیاز، سیستم مدیریت انرژی فرمان کاهش حداقل انرژی مصرفی روزانه یا حداقل توان مصرفی ساعتی را برای متقاضیان ارسال می‌کند. با توجه به اینکه این عمل به طور غیرداوطلبانه توسط متقاضیان محقق می‌شود، لازم است با حداقل انحراف از مقادیر پیشنهادی متقاضیان انجام شود. بنابراین هزینه کاهش حداقل انرژی مصرفی روزانه یا حداقل توان مصرفی در هر دوره به طور مجازی توسط یک ضریب جریمه بزرگ در تابع هدف در نظر گرفته شده است. از آنجایی که سیستم مدیریت انرژی به نمایندگی از متقاضیانی که یک نهاد واحد را تشکیل داده‌اند، مسئول اتخاذ تصمیماتی است که در نهایت سود کل مجموعه را حداکثر کند، برای اعمال برنامه‌های

امید ریاضی سود $100\%(1 - \zeta)$ سناریوهای دارای کمترین مقدار سود تعریف می‌شود [۲۰]. $\beta \in [0, \infty)$ یک ضریب وزنی می‌باشد که در CVaR ضرب می‌شود تا میان سود مورد انتظار و میزان ریسک تعادل برقرار نماید. با دیدگاه محافظه‌کارانه، هر چه مقدار β بیش‌تر لحاظ شود، تأثیر ریسک نیز افزایش خواهد یافت. زمانی که ریسک لحاظ نشود (موردهای بدون ریسک) مقدار β صفر در نظر گرفته می‌شود. متغیرهای ρ و γ به‌منظور محاسبه CVaR در توزیع سود استفاده می‌شوند.

قید (۲۲) بیانگر آن است که تمامی قیود مسئله قطعی در هر سناریو اعمال می‌شود. قیدهای (۲۳) و (۲۴) مربوط به محاسبه شاخص CVaR در توزیع سود می‌باشد. قیدهای (۲۵) تا (۲۹) مربوط به ضابطه پیش‌بینی‌ناپذیری^۲ است. براساس قید (۲۵) در هر دوره t تنها یک مقدار برای متغیر تصمیم تبادل توان با شبکه اصلی برای همه سناریوها انتخاب می‌شود. به‌علاوه، متغیر تصمیم تبادل توان با شبکه اصلی در هر دوره h ، که $h > t$ ، وابسته به سناریوی پیکربندی شبکه در گذشته یعنی در بازه $[t + 1, h - 1]$ در نظر گرفته می‌شود. متغیرهای توزیع توان شامل مصرف انرژی متقاضیان، تولید توان خورشیدی و تولید یا ذخیره انرژی واحدهای ذخیره‌ساز در هر ساعت h بعد از مشخص شدن وضعیت پیکربندی شبکه تصمیم‌گیری می‌شوند. بنابراین، قیود (۲۶) تا (۲۹) این متغیرها را در دوره زمانی h وابسته به سناریوهای پیشامد در بازه زمانی $[t, h]$ در نظر می‌گیرد. پیش‌بینی‌ناپذیری از مفاهیم برنامه‌ریزی تصادفی خصوصاً در برنامه‌های دارای چند گام می‌باشد. اطلاعات بیشتر در خصوص مفهوم پیش‌بینی‌ناپذیری در مرجع [۱۴] آمده‌است.

۳- مدل‌سازی عدم قطعیت

در این مقاله برای مدل‌سازی عدم قطعیت قیمت انرژی الکتریکی و توان خورشیدی در دسترس از روش پیش‌بینی معرفی شده در مرجع [۲۱] استفاده شده است. در این روش پیش‌بینی، پارامترهای آماری متغیرهای تصادفی قیمت انرژی الکتریکی و توان خورشیدی در دسترس در هر دوره زمانی به دست می‌آیند. برای مدل‌سازی عدم قطعیت در دسترس‌پذیری مؤلفه‌های ریزش‌بکه، از روش تولید سناریو برای وقوع پیشامدها، مبتنی بر برنامه‌ریزی تصادفی استفاده شده است.

احتمال دسترس‌پذیری (P^{up}) هر یک از مؤلفه‌های ریزش‌بکه به‌صورت زیر است [۲۲]:

$$P^{up}(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (30)$$

که در آن فرض می‌شود λ نرخ خرابی و μ نرخ تعمیر آن مؤلفه می‌باشد. براساس ضابطه $n - 1$ در دوره برنامه‌ریزی تنها یک پیشامد رخ می‌دهد. اگر فرض شود با خروج آن مؤلفه از مدار، امکان تعمیر آن تا پایان روز وجود ندارد ($\mu = 0$)، احتمال دسترس‌پذیری هر مؤلفه برابر است با:

$(p_{i,h}^{ST,out} \alpha)$ از واحد ذخیره به‌دست می‌آید. ذخیره و یا تولید انرژی الکتریکی در باتری‌ها توسط فرآیندهای شیمیایی انجام می‌گیرد و پارامترهای η_i^{in} و η_i^{out} بازدهی این فرآیندها را نشان می‌دهند [۱۹]. همچنین واحد ذخیره دارای محدودیت ظرفیت و تولید انرژی الکتریکی است که قید (۱۷) محدودیت‌های این واحد را اعمال می‌نماید. قیود (۱۸) و (۱۹) محدودیت توان خورشیدی در دسترس را برای هر ایستگاه خورشیدی در دوره t و دوره‌های بعدی اعمال می‌کنند. فرض بر این است که مقدار واقعی توان در دسترس ایستگاه خورشیدی در دوره t ($\tilde{P}_{i,t}^{SO}$) مشخص است. ولی توان خورشیدی در دسترس برای $t - N_t$ دوره بعدی دارای عدم قطعیت است. همچنین در صورت عدم توانایی در استفاده از توان مازاد خورشیدی یا ذخیره آن، این قیود امکان قطع تولید توان مازاد را در اختیار سیستم مدیریت انرژی قرار می‌دهد. قید (۲۰) کران پایین متغیرهای نامنفی را اعمال می‌کند.

۲-۴- مدل برنامه‌ریزی تصادفی

با توسعه مدل قطعی مدل تصادفی مسئله مدیریت انرژی نیروگاه مجازی برای تصمیم‌گیری و توزیع توان در دوره t به‌صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود:

$$\text{Max}_{\omega^s} \sum_{\omega} \text{Prob}_{\omega} f_t(\omega) + \beta \left(\rho - \frac{1}{1 - \zeta} \sum_{\omega} \text{Prob}_{\omega} \gamma(\omega) \right) \quad (31)$$

مقید به:

$$\text{Constraints } (2)(\omega) - (20)(\omega), \forall \omega \quad (32)$$

$$-f_t(\omega) + \rho - \gamma(\omega) \leq 0, \forall \omega \quad (33)$$

$$\gamma(\omega) \geq 0, \forall \omega \quad (34)$$

$$p_h^{MG}(\omega) = p_h^{MG}(\omega'), \quad \forall h \geq t, \omega, \omega' : \tau_{h'}(\omega) = \tau_{h'}(\omega'), h' = t, \dots, h - 1 \quad (35)$$

$$p_{j,h}^D(\omega) = p_{j,h}^D(\omega'), \quad \forall h \geq t, j, \omega, \omega' : \tau_{h'}(\omega) = \tau_{h'}(\omega'), h' = t, \dots, h \quad (36)$$

$$p_{i,h}^{SO}(\omega) = p_{i,h}^{SO}(\omega') \quad \forall h \geq t, i, \omega, \omega' : \tau_{h'}(\omega) = \tau_{h'}(\omega'), h' = t, \dots, h \quad (37)$$

$$p_{i,h}^{ST,in}(\omega) = p_{i,h}^{ST,in}(\omega') \quad \forall h \geq t, i, \omega, \omega' : \tau_{h'}(\omega) = \tau_{h'}(\omega'), h' = t, \dots, h \quad (38)$$

$$p_{i,h}^{ST,out}(\omega) = p_{i,h}^{ST,out}(\omega') \quad \forall h \geq t, i, \omega, \omega' : \tau_{h'}(\omega) = \tau_{h'}(\omega'), h' = t, \dots, h \quad (39)$$

هدف سیستم مدیریت انرژی، بیشینه‌کردن امید ریاضی سود نیروگاه مجازی می‌باشد. تابع هدف (۲۱) همانند تابع هدف (۱) در هر سناریو تعریف شده است که در احتمال مربوط به آن سناریو ضرب می‌شود. آخرین عبارت تابع هدف (۲۱) مرتبط با شاخص ریسک (CVaR)^۲ است. در این مدل از شاخص CVaR با سطح اطمینان ζ استفاده شده است که در مسائل بهینه‌سازی خطی به کار می‌رود. اگر هدف بیشینه‌سازی سود با یک توزیع گسسته باشد، CVaR به‌صورت

۲. متقاضیان براساس تابع مطلوبیت خود اطلاعات مربوط به مصرف (شامل میزان مصرف و سطح مطلوبیت) را چندین دقیقه قبل از موعد تحویل انرژی (به عنوان مثال ۱۰ دقیقه [۸]) در دوره t برای سیستم مدیریت انرژی ارسال می کنند.
۳. سناریوهای مربوط به ساختار نیروگاه مجازی و ریزشبهه براساس آخرین اطلاعات در دسترس از فرآیند پایش در اختیار سیستم مدیریت انرژی قرار می گیرد.
۴. سیستم مدیریت انرژی میزان انرژی تبدالی با شبکه اصلی را در دوره t تعیین می کند و مشخص می سازد که چه میزان انرژی به آن فروخته یا از آن خریداری شود (مرحله تصمیم گیری).
۵. تصمیمات اتخاذ شده مربوط به دوره t چند دقیقه قبل از تبادل انرژی (به عنوان مثال ۵ دقیقه [۸]) برای تأمین کنندگان انرژی و متقاضیان ارسال می شود.
۶. وضعیت نیروگاه مجازی و ریزشبهه مانند خروج خطوط انتقال و خروج واحدهای تولیدی توسط سیستم مدیریت انرژی پایش می شود و سناریوهای نامرتبط حذف می شوند.
۷. بر مبنای انرژی تبدالی مشخص شده در گام ۴ و سناریوهای باقی مانده در گام ۶، سیستم مدیریت انرژی میزان انرژی مصرفی هر متقاضی، توان هر ایستگاه خورشیدی و واحد ذخیره در دوره t را تعیین می کند و تصمیمات را برای کاربران نیروگاه مجازی ارسال می کند (مرحله توزیع توان).

الگوریتم مدیریت انرژی ارائه شده دارای دو مرحله اصلی تصمیم گیری و توزیع توان می باشد. در مرحله تصمیم گیری، تصمیمات مربوط به میزان تبادل توان با شبکه اصلی در هر دوره زمانی با استفاده از مدل تصادفی ارائه شده در زیربخش ۲-۴ مشخص می شود.

در مرحله توزیع توان، سیستم مدیریت انرژی با پایش وضعیت اجزای ریزشبهه، مانند وضعیت دسترس پذیری آن ها، بر مبنای تصمیمات اتخاذ شده در مرحله تصمیم گیری، مصرف انرژی متقاضیان، تولید توان خورشیدی و تولید یا ذخیره انرژی واحدهای ذخیره ساز با استفاده از همان مدل تصادفی ارائه شده زیربخش ۲-۴ تعیین می شوند. دقت شود که تفاوت اصلی دو مرحله تصمیم گیری و توزیع توان، در اطلاعات زمان حقیقی است که از وضعیت ریزشبهه در مرحله توزیع توان به سیستم مدیریت انرژی ارسال می شود. این اطلاعات موجب می شود که در هر دوره تعدادی از سناریوهای نامرتبط با وضعیت فعلی ریزشبهه حذف شوند.

این الگوریتم دارای این قابلیت است که با توجه به نیاز و نوع اجرای بازار برقی که در محیط آن به کار گرفته می شود به شکل های گوناگون پیاده سازی شود و به صورت ترکیبی از چند مرحله تصمیم گیری و چند مرحله توزیع توان اجرا شود. برخی از ترکیب های پیشنهادی در شکل ۲ نشان داده شده اند. به عنوان مثال در ساده ترین

$$P^{up}(t) = e^{-\lambda t} \quad (31)$$

احتمال اینکه هیچ پیشامدی در شبکه رخ ندهد (P_0) و ساختار شبکه در طول دوره برنامه ریزی (T) سالم باشد به صورت زیر است:

$$P_0 = \prod_{k=1}^K e^{-\lambda_k T} \quad (32)$$

همچنین احتمال وقوع پیشامد k در بازه T ، به گونه ای که سایر مؤلفه های ریزشبهه در دسترس باشند برابر است با:

$$P(k, \tau) = e^{-\lambda_k \tau} (e^{\lambda_k} - 1) \prod_{\substack{z=1 \\ z \neq k}}^K e^{-\lambda_z T} \quad (33)$$

از آنجایی که این مدل به صورت دوره های زمانی مشخص مورد استفاده قرار می گیرد، طول دوره برنامه ریزی در هر دوره اصلاح و احتمالات جدید برحسب آن به دست می آید.

$$T = N_t - t + 1, \forall t = 1, \dots, N_t \quad (34)$$

با فرض احتمال وقوع تنها یک پیشامد، جمع احتمالات برابر یک نمی شود، چراکه احتمال بروز همه پیشامدها در این جمع، در نظر گرفته نشده است. با تقسیم احتمال وقوع هر پیشامد بر مجموع همه احتمالات، احتمال اصلاح شده به دست می آید.

$$P^{new}(k, \tau) = \frac{P(k, \tau)}{\sum_k P(k, \tau) + P_0} \quad (35)$$

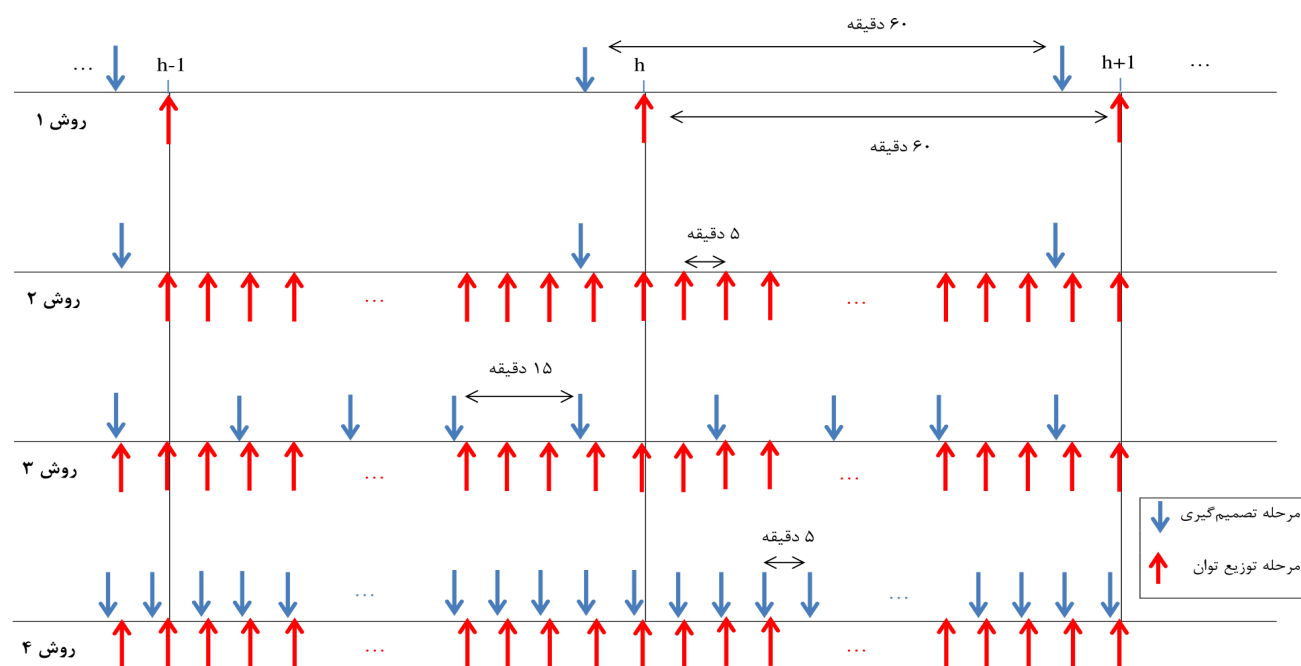
$$P_0^{new} = \frac{P_0}{\sum_k P(k, \tau) + P_0} \quad (36)$$

دقت شود که مدل تصادفی ارائه شده یک فرمول بندی جامع برای در نظر گرفتن تمام پیشامدهای ممکن در شبکه می باشد و فرضیات انجام گرفته در مدل سازی عدم قطعیت دسترس پذیری مؤلفه های ریزشبهه، در تعداد سناریوها مؤثر است و خللی در فرمول بندی مدل تصادفی وارد نمی کند. همچنین با توجه به محدودیت های زمانی (مانند وجود زمان های تسویه بازارهای کوتاه مدت یا شبکه های دارای مؤلفه با تعداد بالا) یک کاربر می تواند در صورت لزوم از برنامه های کاهش سناریو برای رسیدن به سرعت مورد پسند خود استفاده کند.

۴- الگوریتم مدیریت انرژی

الگوریتم مدیریت انرژی برای برنامه ریزی نیروگاه مجازی در افق زمانی روزانه به صورت زیر است:

۱. قیمت انرژی و توان خورشیدی در دسترس در دوره های پیش از t ، برای سیستم مدیریت انرژی معلوم هستند. قیمت انرژی و میزان توان خورشیدی در دسترس در دوره t ، چندین دقیقه قبل از موعد تحویل انرژی توسط شبکه اصلی و ایستگاه های خورشیدی برای سیستم مدیریت انرژی ارسال می گردد (به عنوان مثال ۱۰ دقیقه [۸]). اما این پارامترها برای $N_t - t$ دوره پیش رو دارای عدم قطعیت می باشند. با استفاده از ابزار پیش بینی، قیمت انرژی و میزان تولید منابع تولید پراکنده در ساعات پیش رو تخمین زده می شود.



شکل ۲: شیوه‌های گوناگون ممکن برای پیاده‌سازی الگوریتم مدیریت انرژی ارائه‌شده

حالت این الگوریتم دارای یک مرحله تصمیم‌گیری و یک مرحله توزیع توان به‌صورت دوره ساعتی (۶۰ دقیقه‌ای) است (۲۴) مرحله تصمیم‌گیری و ۲۴ مرحله توزیع توان در افق زمانی یک روز). در نوع دیگر می‌تواند دارای یک مرحله تصمیم‌گیری ساعتی (۶۰ دقیقه‌ای) و چند مرحله توزیع توان ۵ دقیقه‌ای باشد که مشابه این الگوریتم در پروژه شبکه هوشمند اتحادیه اروپا با عنوان اکوگرید استفاده شده است [۲۳]. در آخرین حالت می‌تواند به‌صورت چند مرحله تصمیم‌گیری ۵ دقیقه‌ای و چند مرحله توزیع توان ۵ دقیقه‌ای باشد. همان‌طور که قبلاً اشاره شد، با توجه به محدودیت‌های زمانی در صورت وجود بازه‌های زمانی کوتاه‌مدت تسویه بازار یا در شبکه‌های دارای مؤلفه‌های با تعداد بالا در صورت لزوم می‌توان از برنامه‌های کاهش سناریو برای رسیدن به سرعت رضایت‌بخش استفاده کرد.

۵- مطالعه موردی

نیروگاه مجازی شبیه‌سازی‌شده دارای ۱۰ متقاضی، ۵ ایستگاه خورشیدی و واحد ذخیره انرژی می‌باشد که از طریق یک ریزشبه به یکدیگر متصل می‌باشند. شبکه استاندارد ۹ باس IEEE [۲۴] به‌عنوان ریزشبه نمونه مورد استفاده قرار گرفته است. ساختار نیروگاه مجازی مورد مطالعه در شکل ۳ نشان داده شده است. نیروگاه مجازی از طریق باس ۸ به شبکه اصلی متصل است. ایستگاه‌های خورشیدی به همراه واحدهای ذخیره‌ساز در باس‌های ۲، ۴ و ۹ نصب شده‌اند و باس‌های ۱، ۲ و ۳ به‌ترتیب به‌وسیله خطوط انتقال ۱، ۳ و ۷ به سایر باس‌ها متصل هستند که در صورت بروز پیشامد برای این خطوط، این باس از بدنه اصلی جدا و ریزشبه به حالت جزیره‌ای بهره‌برداری می‌شود.

۵-۱- اطلاعات

اطلاعات واقعی مربوط به قیمت انرژی الکتریکی از بازار زمان حقیقی ناحیه نیوانگلند آمریکا در سال ۲۰۰۹ [۲۵] و اطلاعات واقعی مربوط به تابش و تولید خورشیدی در آن سال از ایستگاه خورشیدی دانشگاه هاروارد [۲۶]، که در همان ناحیه واقع می‌باشد، گرفته شده است. با توجه به اینکه این اطلاعات به‌صورت بازه‌های ۶۰ دقیقه در دسترس هستند و همچنین به‌دلیل مقایسه نتایج با مدل‌های ارائه‌شده در [۱۸]، الگوریتم مدیریت انرژی به‌صورت ۶۰ دقیقه‌ای استفاده می‌شود. توضیحات مربوط به اطلاعات فنی و اقتصادی مربوط به نیروگاه مجازی در [۱۸] موجود می‌باشد. مدل ارائه‌شده با استفاده از حل‌کننده CPLEX، در نرم‌افزار GAMS حل می‌شود.

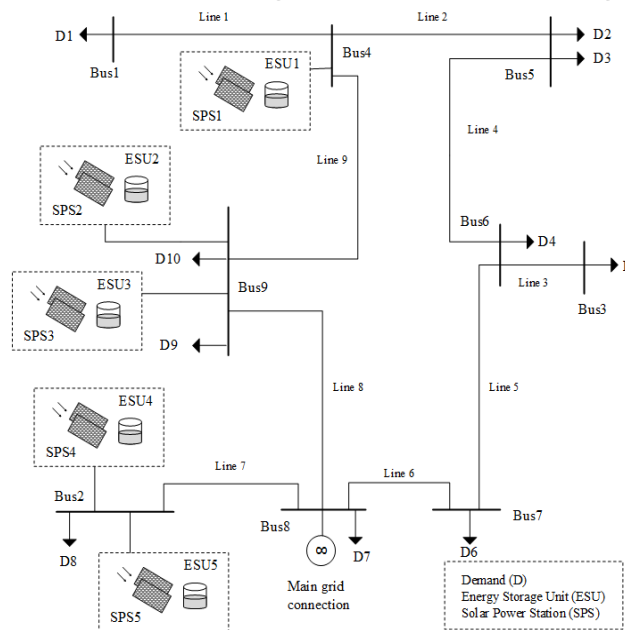
وقوع پیشامدهای گوناگون می‌تواند وضعیت بهره‌برداری و سود نیروگاه مجازی را تحت تأثیر قرار دهد. این پیشامدها می‌توانند شامل خرابی و خروج خطوط انتقال انرژی و منابع تأمین انرژی باشد، با توجه به گزارش آزمایشگاه ملی انرژی تجدیدپذیر آمریکا نرخ خروج اجباری ایستگاه‌های خورشیدی برابر صفر می‌باشد [۲۷]، بنابراین در شبیه‌سازی وقوع پیشامدها، فرض می‌شود که در این ریزشبه تنها امکان خروج یکی از خطوط انتقال انرژی از مدار وجود دارد و عضو خارج‌شده تا پایان روز مطالعه تعمیر نخواهد شد [۲۲].

نمودار مربوط به قیمت واقعی انرژی الکتریکی و تولید نرمال‌شده ایستگاه خورشیدی در روز ۱۰ آگوست سال ۲۰۰۹ و پیش‌بینی نقطه‌ای آن‌ها در شکل‌های ۴ و ۵ نشان داده شده است.

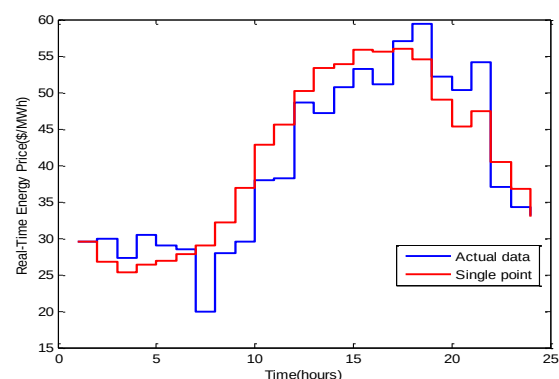
۲-۵- نتایج و بحث

به منظور مشاهده میزان و نحوه اثرگذاری پیشامدها بر سود نیروگاه مجازی، اثر وقوع پیشامدهای مختلف در ساعت ۶ روز مورد مطالعه در شکل ۶ نمایش داده شده است. با توجه به ضابطه وقوع $n-1$ پیشامد، در شبیه سازی ها، امکان وقوع خرابی، تنها برای یکی از خطوط وجود دارد، همچنین از مورد ریسک صرف نظر ($\beta = 0$) و نرخ خرابی برای همه خطوط مقدار $\lambda = \frac{1}{10000 h}$ در نظر گرفته می شود [۲۸].

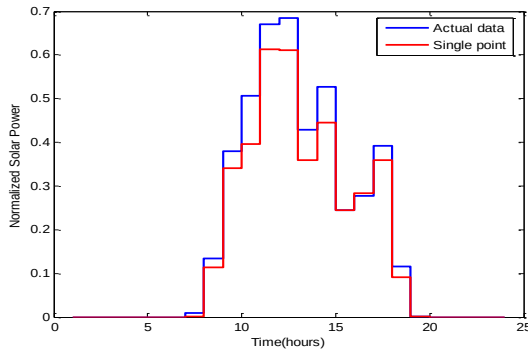
در هر ساعت، دو حالت امکان پذیر است، حالت اول این است که هیچ گونه خطایی رخ ندهد و وضعیت شبکه سالم باشد و حالت دوم دربرگیرنده وضعیت خرابی هریک از خطوط می باشد. با توجه به این که ریزشبه مورد مطالعه دارای ۹ خط انتقال انرژی می باشد، اثر خروج خطهای ۱ تا ۹ (f1 تا f9) در کنار وضعیت سالم ریزشبه (f0) در شکل ۶ نمایش داده شده است. نتایج نشان می دهند که خروج هر یک از خطوط اثر متفاوتی بر سود نیروگاه مجازی می گذارند. درحالی که برخی از پیشامدها سود را به شدت کاهش می دهد (حداکثر تا ۱۶٪)، برخی دیگر منجر به افزایش سود شبکه می شود (حداکثر تا ۵/۵٪).



شکل ۳: ساختار نیروگاه مجازی مورد مطالعه



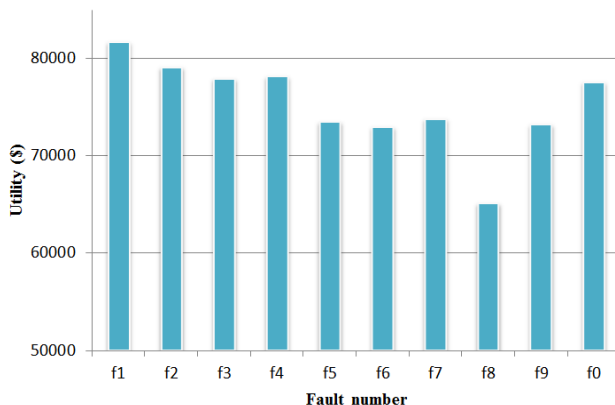
شکل ۴: قیمت انرژی الکتریکی در روز ۱۰ آگوست ۲۰۰۹



شکل ۵: توان نرمال شده ایستگاه خورشیدی در روز ۱۰ آگوست ۲۰۰۹

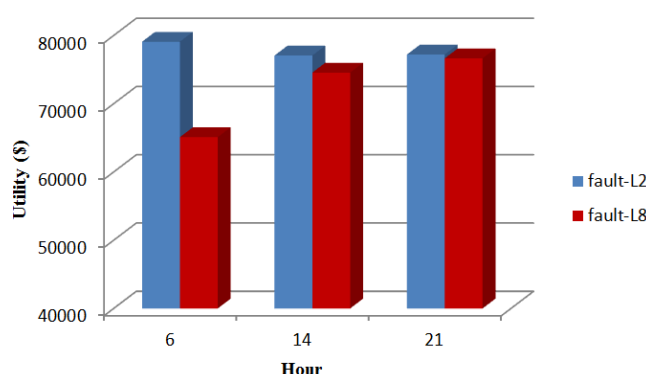
به منظور بررسی اثر وقوع پیشامد بر سود نیروگاه مجازی در مدل برنامه ریزی تصادفی و مقایسه با مدل های بهینه سازی مقاوم و قطعی ارائه شده در مرجع [۱۸]، شبیه سازی برای خروج خطهای ۲ و ۸ در ساعت ۶ و وضعیت سالم ریزشبه انجام می شود. خطهای ۲ و ۸ به ترتیب نماینده خطوطی هستند که خروج آنها سود نیروگاه مجازی را افزایش و کاهش می دهد. سطح اطمینان و درجه مقاومت نسبت به تغییر قیمت انرژی الکتریکی در مدل مقاوم به ترتیب ۰/۸۵ و ۷۵٪ انتخاب شده اند.

در شبیه سازی این ضابطه برقرار است که نیروگاه مجازی در مرحله توزیع توان تحت هیچ شرایطی (حتی در صورت بروز پیشامد) نمی تواند از مقدار توان تبدیلی با شبکه اصلی که در مرحله تصمیم گیری قرارداد شده است، انحراف (چه مثبت و چه منفی) داشته باشد. نتایج در جدول ۱ عملکرد مناسب مدل تصادفی را آشکار می کند. در همه موارد مدل تصادفی توانسته است عملکردی بهتر یا برابر با مدل های قطعی یا مقاوم داشته باشد. این برتری در مواردی که خروج خط موجب کاهش شدید سود نیروگاه مجازی می شود (مانند خروج خط ۸) کاملاً مشهود است به طوری که در این حالت مدل قطعی نتوانسته است با وقوع چنین پیشامدی و شرط عدم انحراف، ریزشبه را مدیریت کرده و مسئله بهینه سازی ناشدنی (infeasible) شده است. همچنین در مقایسه با مدل مقاوم، مدل تصادفی ۷٪ سود بیش تری عاید نیروگاه مجازی می کند.

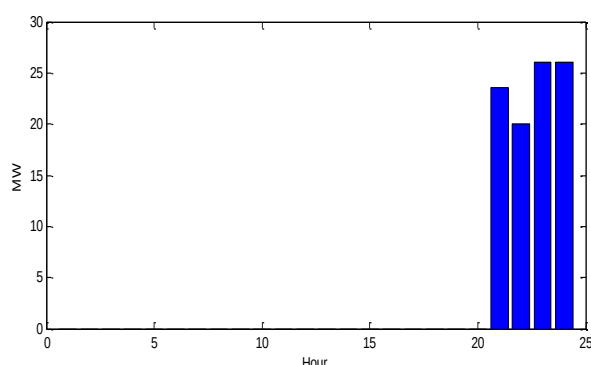


شکل ۶: اثر خروج خطوط ریزشبه در ساعت ۶ بر سود نیروگاه مجازی در روز ۱۰ آگوست ۲۰۰۹

است که مربوط به بارهای ۹ و ۱۰ واقع در باس ۹ هستند. در باقی موارد میزان قطع بار متقاضیان صفر بوده است. شکل ۸ مجموع توان قطع شده در هر ساعت را نشان می‌دهد. همچنین به‌منظور مشاهده عملکرد واحدهای ذخیره‌ساز، میزان توان ذخیره‌شده و تولیدشده این واحدها در ساعت‌های روز مطالعه، با خروج خط ۸ در ساعت ۶ به‌ترتیب در شکل‌های ۹ و ۱۰ نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که این واحدها به‌گونه‌ای مناسب در ساعات ابتدایی روز مطالعه که قیمت انرژی الکتریکی در این ساعت‌ها ارزان است اقدام به ذخیره انرژی الکتریکی کرده و در ساعت‌هایی انتهایی روز که گران‌ترین قیمت انرژی در این ساعت‌ها رخ می‌دهد، اقدام به تولید انرژی الکتریکی می‌نمایند. همچنین به‌دلیل وقوع پیشامد در ساعت ۶، این واحدها در ساعت‌های ۶ و ۷ نیز به‌منظور مقابله با پیشامد انرژی الکتریکی تولید می‌کنند.



شکل ۷: اثر زمان وقوع پیشامد بر سود نیروگاه مجازی



شکل ۸: میزان توان قطع‌شده بر اثر خروج خط ۸ در ساعت ۲۱ در ساعت‌های مختلف

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی برای مدیریت انرژی نیروگاه مجازی ارائه شده است. مدل ارائه‌شده حداقل دارای دو مرحله تصمیم‌گیری و توزیع توان در هر ۶۰ دقیقه می‌باشد که به دوره زمانی اجرای الگوریتم وابسته است. توان تبدیلی با شبکه اصلی که در مرحله تصمیم‌گیری تعیین می‌شود، حتی در صورت وقوع پیشامد از مقدار قرارداده شده منحرف نمی‌گردد. در این مدل وقوع پیشامد به‌صورت سناریو مدل‌سازی می‌شود و نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که مدل

جدول ۱: نتایج مقایسه مدل‌های تصادفی، مقاوم و قطعی با شرط عدم انحراف از قرارداد با شبکه اصلی

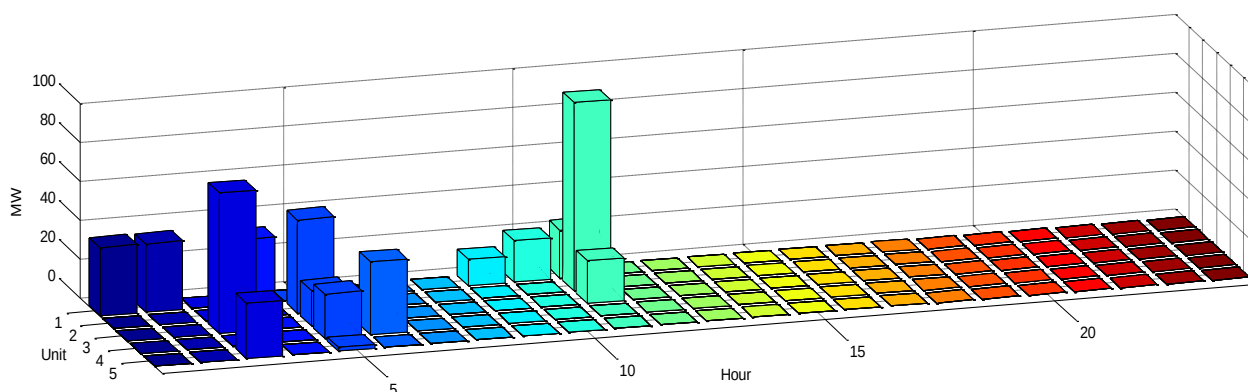
پیشامد	سود مدل قطعی (\$) [۱۸]	سود مدل مقاوم (\$) [۱۸]	سود مدل تصادفی (\$) (تصادفی به مقاوم)	درصد افزایش سود (تصادفی به مقاوم)	درصد افزایش سود (تصادفی به مقاوم)
خروج خط ۲ در ساعت ۶ روز ۱۰ آگوست	۷۹۰۴۱	۷۸۶۶۴	۷۹۰۸۲	۰/۵	۰/۵
خروج خط ۸ در ساعت ۶ روز ۱۰ آگوست	infeasible	۶۰۸۷۹	۶۵۱۰۰	-	۷
وضعیت سالم ریزش‌بکه در ۱۰ آگوست	۷۷۵۴۷	۷۶۹۲۸	۷۷۵۴۷	۰	۰/۸

جدول ۲: عملکرد مدل‌های تصادفی، مقاوم و قطعی در هنگام خروج تکی همه خطوط

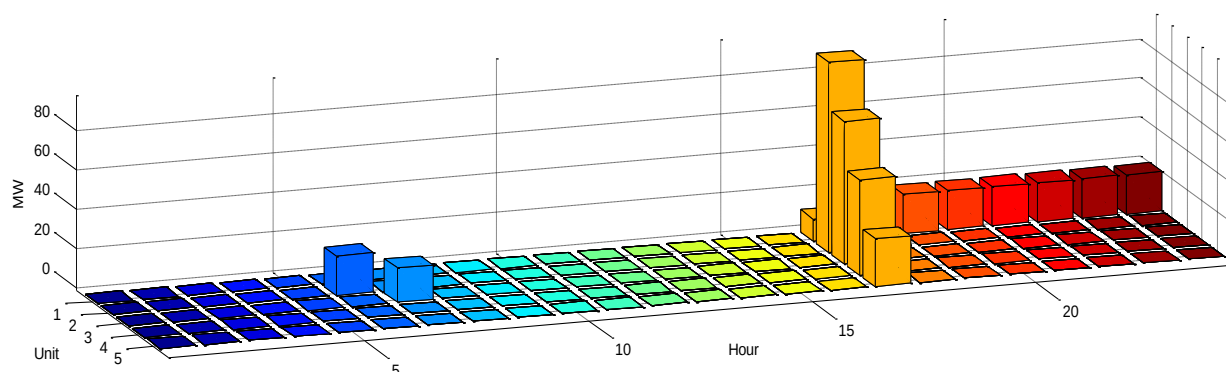
پیشامد	سود مدل قطعی (\$) [۱۸]	سود مدل مقاوم (\$) [۱۸]	سود مدل تصادفی (\$) (تصادفی به مقاوم)	درصد افزایش سود (تصادفی به مقاوم)	درصد افزایش سود (تصادفی به مقاوم)
ساعت ۶ روز ۱۰ آگوست	۷۳۷۰۱	۷۳۷۳۱	۷۵۰۲۷	۱/۸	۱/۸
ساعت ۱۲ روز ۱۰ آگوست	۷۷۶۸۱	۷۷۱۵۲	۷۷۷۰۰	۰/۴	۰/۷

به‌منظور بررسی اثر زمان وقوع پیشامد بر سود نیروگاه مجازی نتایج شبیه‌سازی خروج خط ۲ و ۸ در ساعت‌های ۶، ۱۴ و ۲۱ روز ۱۰ آگوست در شکل ۷ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، اثر زمان وقوع به نوع پیشامد نیز بستگی دارد به‌طور مثال هر چه خروج خط ۸ (که خروج آن سود نیروگاه مجازی را کاهش می‌دهد) دیرتر رخ دهد، نیروگاه مجازی آماده‌گیری بیش‌تری برای مقابله با آن دارد و سود بیش‌تری به‌دست می‌آورد. در مقابل خروج خط ۲ (که خروج آن سود نیروگاه مجازی را افزایش می‌دهد) هر چه زودتر رخ دهد به‌طور کلی نیروگاه مجازی سود بیش‌تری به دست می‌آورد.

با توجه به وجود متقاضیان منعطف و واحدهای ذخیره انرژی، سیستم مدیریت انرژی تنها در پیشامد خروج خط ۸ در ساعت ۲۱ از ابزار قطع بار برای به‌منظور حفظ تعادل توان در ریزش‌بکه استفاده کرده



شکل ۹: میزان توان ذخیره شده در ۵ واحد ذخیره ساز در ساعت های روز مطالعه در صورت خروج خط ۸ در ساعت ۶



شکل ۱۰: میزان توان تولید شده در ۵ واحد ذخیره ساز در ساعت های روز مطالعه در صورت خروج خط ۸ در ساعت ۶

بهینه بهره برداری از منابع انرژی تجدیدپذیر»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۵، شماره ۱، صفحات ۵۳-۶۶، ۱۳۹۴.

- [6] M. López, S. De La Torre, S. Martín, and J. Aguado, "Demand-side management in smart grid operation considering electric vehicles load shifting and vehicle-to-grid support," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 689-698, 2015.
- [7] A. J. Conejo, J. M. Morales, and L. Baringo, "Real-time demand response model," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, pp. 236-242, 2010.
- [8] M. Rahimiyan, L. Baringo, and A. J. Conejo, "Energy management of a cluster of interconnected price-responsive demands," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 645-655, 2014.
- [9] M. Rahimiyan and L. Baringo, "Strategic Bidding for a Virtual Power Plant in the Day-Ahead and Real-Time Markets: A Price-Taker Robust Optimization Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 2676-2687, 2016.
- [10] H. Pandžić, J. M. Morales, A. J. Conejo, and I. Kuzle, "Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming," *Applied Energy*, vol. 105, pp. 282-292, 2013.
- [11] E. G. Kardakos, C. K. Simoglou, and A. G. Bakirtzis, "Optimal Offering Strategy of a Virtual Power Plant: A Stochastic Bi-Level Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 794-806, 2015.
- [12] H. T. Nguyen and L. B. Le, "Bidding strategy for virtual power plant with intraday demand response exchange market using stochastic programming," in *2016 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, 2016, pp. 96-101.
- [13] F. Bouffard and F. D. Galiana, "Stochastic Security for Operations Planning With Significant Wind Power Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 306-316, 2008.

تصادفی ارائه شده در مقایسه با مدل های قطعی و مقاوم، علاوه بر اینکه از قرارداد با شبکه اصلی منحرف نمی شود، در صورت وقوع همه پیشامدها می تواند به صورت میانگین تا ۱/۸٪ سود بیشتری را نیز عاید نیروگاه مجازی کند. توانایی مدل تصادفی در افزایش سود در صورت وقوع خطاهایی که سود نیروگاه مجازی را کاهش می دهند یا در صورت وقوع پیشامد در ساعت های ابتدائی روز، تا ۷٪ بیش از سایر مدل ها است.

مراجع

- [1] A. Chuang, "California Utility Vision and Roadmap for the Smart Grid of 2020: Final Project Report," *California Energy Commission (CEC)*, Sacramento, CA, 2011.
- [2] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, *Integrating renewables in electricity markets: Operational problems*, vol. 205, Springer Science & Business Media, 2013.
- [3] M. L. Tuballa and M. L. Abundo, "A review of the development of Smart Grid technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 710-725, 2016.
- [4] M. Marzband, E. Yousefnejad, A. Sumper, and J. L. Domínguez-García, "Real time experimental implementation of optimum energy management system in standalone microgrid by using multi-layer ant colony optimization," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 75, pp. 265-274, 2016.

[۵] عباس محمدیوسی و علیرضا حاتمی، «ارائه چارچوبی برای مدیریت انرژی خانه هوشمند: برنامه ریزی بهینه تجهیزات خانگی و برنامه ریزی

- [22] S. Kaabe, M. Rahimiyan, and M. A. Latify, "Impact of forecast accuracy on energy management of a virtual power plant," in Smart Grid Conference (SGC), 2014, pp. 1-6.
- [23] F. Bouffard, F. D. Galiana, and A. J. Conejo, "Market-clearing with stochastic security-part I: formulation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, pp. 1818-1826, 2005.
- [24] P. Lund, P. Nyeng, R. Grandal, S. Sørensen, M. Bendtsen, G. le Ray, et al., "EcoGrid EU-A Prototype for European Smart Grids: Deliverable 6.7-Overall evaluation and conclusion," Ecogrid eu project report. [Online]. Available: <http://www.euecogrid.net/>.
- [25] O. Gomez, M. Rios, and G. Anders, "Reliability-based phasor measurement unit placement in power systems considering transmission line outages and channel limits," Generation, Transmission & Distribution, IET, vol. 8, pp. 121-130, 2014.
- [26] ISO New England, US. [Online]. Available: <http://www.iso-ne.com/>, Accessed 10 June 2014.
- [27] Harvard Green Campus Initiative, US. [Online]. Available: <http://www.sunviewer.net/portals/Harvard/>, Accessed 10 June 2014.
- [28] V. Black, "Cost and Performance Data for Power Generation Technologies," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2012.
- [29] F. Bouffard, F. D. Galiana, and A. J. Conejo, "Market-clearing with stochastic security-part II: Case studies," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, pp. 1827-1835, 2005.
- [14] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, *Decision making under uncertainty in electricity markets*, vol. 1, Springer, 2010.
- [15] S. Fan, Q. Ai, and L. Piao, "Fuzzy day-ahead scheduling of virtual power plant with optimal confidence level," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, pp. 205-212, 2016.
- [16] W. Alharbi and K. Raahemifar, "Probabilistic coordination of microgrid energy resources operation considering uncertainties," Electric Power Systems Research, vol. 128, pp. 1-10, 2015.
- [17] Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard, "Review of real-time electricity markets for integrating distributed energy resources and demand response," Applied Energy, vol. 138, pp. 695-706, 2015.
- [۱۸] سهیل کعبه پهنه‌کلانی و مرتضی رحیمیان، «مدیریت انرژی نیروگاه مجازی بر پایه بهینه‌سازی مقاوم با پایش پیشامدهای ریزشکه: مطالعه موردی خروج تکی خط»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۷، شماره ۱، صفحات ۲۴۹-۲۶۱، ۱۳۹۶.
- [19] A. Andrijanovits, H. Hoimoja and D. Vinnikov, "Comparative review of long-term energy storage technologies for renewable energy systems," Elektronika ir Elektrotechnika, vol. 118, pp. 21-26, 2012.
- [20] Q. P. Zheng, J. Wang and A. L. Liu, "Stochastic optimization for unit commitment—a review," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, pp. 1913-1924, 2015.
- [21] J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Pérez-Ruiz, "Short-term trading for a wind power producer," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, pp. 554-564, 2010.

زیر نویس ها

^۱Utility function

^۲Conditional Value at Risk

^۳Nonanticipativity