بهره برداری بهینه و مدیریت ریسک یک ریز شبکه متصل به شبکه

اسماعیل جلال‌آبادی[۱] اشکان رحیمی‌کیان[۲]

۱- آزمایشگاه تحقیقاتی شبکه های هوشمند- دانشکده مهندسی برق وکامپیوتر- دانشگاه تهران- تهران- ایران
e.jalalabadi@alumni.ut.ac.ir
۲- دانشیار- آزمایشگاه تحقیقاتی شبکه های هوشمند- دانشکده مهندسی برق وکامپیوتر- دانشگاه تهران- تهران- ایران
arkian@ut.ac.ir

چکیده: در این مقاله یک مدل ریاضی مناسب جهت برنامه‌ریزی عملکرد و بهره‌برداری ۲۴ ساعته‌ی یک ریزشبکه‌ی هوشمند متصل به شبکه شامل توربین بادی، مولد خورشیدی، میکروتوربین و پیل سوختی با تولید همزمان برق و حرارت و با درنظر گرفتن نایقینی‌های مربوط به پیش‌بینی مصرف بارهای الکتریکی وگرمایی و پیش‌بینی تولید توان خورشیدی و بادی پیشنهاد شده است. علاوه بر این، نایقینی مربوط به هزینه‌ی ریزشبکه در طول روز بصورت ریسک مدل شده است و جهت کاهش ریسک، ظرفیت باطری و تانک ذخیره‌ی گرما به دو بخش استاتیکی و دینامیکی تقسیم شده است که ظرفیت دینامیکی خطای پیش بینی را کاهش می‌دهد و ظرفیت استاتیکی نقش کاهش هزینه ریزشبکه را برعهده دارد. در نهایت یک ماژول مدیریت همزمان ریسک و هزینه جهت ایجاد مصالحه بین ریسک و هزینه با توجه به میزان ریسک‌پذیری بهره‌بردار ریزشبکه پیشنهاد شده است. شبیه سازی این ماژول با استفاده از روش مونت-کارلو در حضور نایقینی‌های مصرف و تولید انجام شده است.

کلمات کلیدی: ریزشبکه‌های هوشمند، مدیریت ریسک، مدلسازی، مدیریت هزینه، شبیه‌سازی مونت-کارلو .

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۱/۰۴/۲۵
تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۲/۰۴/۱۷
نام نویسنده‌ی مسئول : اسماعیل جلال آبادی
نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران – تهران – خیابان کارگر شمالی – پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران – دانشکده‌ی مهندسی برق وکامپیوتر- آزمایشگاه شبکه‌های هوشمند

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

۱- مقدمه

صنعت برق همزمان با هوشمند شدن و روی‌آوردن به تولید پراکنده، بازاری برای رقابت شرکت‌های تولید و توزیع برق و همچنین مصرف-کننده‌ها بوجود آورده است. باتوجه به این موضوع ریزشبکه‌ها می‌توانند در این بازار شرکت کنند و با سرمایه‌گذاری جهت استفاده از تکنولوژی‌های تولید پراکنده، به شبکه‌ی توزیع هوشمند برق بفروشند. به‌عبارت دیگر بهره‌بردار هر ریزشبکه می‌تواند تمام یا بخشی از مصرف خود را تولید کند[۱-۳].

با اصلاح ساختار شبکه‌های برق به سمت شبکه‌های هوشمند الکتریکی، ریزشبکه‌ها نقش غالب را در مصرف برق بعهده خواهند-داشت. همچنین تولید پراکنده انرژی الکتریکی وگرمایی در نزدیکی مصرف‌کننده‌ها توسط ریزشبکه‌ها مزایای زیادی از جمله بازدهی بالاتر، تلفات کمتر و آلایندگی کمتر را به‌همراه خواهد داشت که استفاده از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر ازجمله توربین‌های بادی و مولدهای خورشیدی بصورت پراکنده امکان‌پذیر می‌باشد[۴]. باتوجه به این نکات مدیریت عملکرد منابع تولید مختلف در یک ریزشبکه به دلایل وجود منابع مختلف تولید از جمله منابع تجدیدپذیر و منابع مرسوم تولید، وجود چندین نوع بار ازجمله بارهای گرمایی و الکتریکی، همچنین استفاده از منابع ذخیره انرژی و وجود تعرفه‌های مختلف قیمت برق که بصورت ساعتی تغییر می‌کنند[۵و ۶]، اهمیت فوق‌العاده‌ای دارد. با این دلایل اهمیت مدیریت و برنامه‌ریزی عملکرد منابع موجود در ریزشبکه برای یک افق زمانی مشخص کاملا محسوس و پررنگ می‌باشد.

در مدیریت عملکرد مسأله احتمالات تحت عنوان ریسک و مدیریت ریسک مطرح می شود. ریسک که خود ترکیبی از احتمال اثر و شدت اثر است، می تواند بر شاخصهای عملکردی پروژه شامل زمان و هزینه و کیفیت تأثیر گذار باشد. یکی از کارآمدترین ابزارهایی که در پیش بینیهای احتمالی و آنالیز ریسک ازآن استفاده می شود، آنالیز مونت کارلو است که بر اساس تولید اعداد تصادفی مقدار تک تک اجزاء یک مجموعه را محاسبه و تأثیر آنها را بر کل مجموعه تعیین می کند. این آنالیز با تکرار فرآیند مذکور نتیجه کلی مجموعه را به صورت تابعی احتمالی بیان می کند[۷]. جهت جلب توجه مصرف کننده‌ها بسوی هوشمندسازی مصرف انرژی و استفاده از تجهیزات هوشمند مدیریت تولید و مصرف انرژی یک پارامتر مهم دیگر علاوه بر کاهش هزینه‌های مصرفی وجود دارد که ریسک هزینه می‌باشد. ریسک هزینه بصورت انحراف معیار هزینه‌ی پیش‌بینی‌شده در حضور نایقینی‌ها مانند نایقینی در پیش‌بینی تولید و مصرف انرژی می‌باشد. مطالعات انجام شده تاکنون نشان می دهد هرچه هزینه و ریسک هزینه‌ی پیش‌بینی کمتر باشد سرعت فراگیر شدن ریزشبکه‌های هوشمند در بین مصرف‌کننده-ها بیشتر خواهد بود[۸]. برای مثال در مرجع [۹] کاهش ریسک هزینه‌ی جایابی واحدهای اندازه‌گیری فاز در شبکه‌ی برق مورد بررسی قرار گرفته است. ریسک هزینه معمولا بصورت واریانس هزینه در حضور پارامترهای نایقین تابع هزینه مدل می‌شود و از روش شبیه-سازی مونت کارلو یا روش‌های کاهش نایقینی جهت برآورد آن استفاده می‌گردد[۱۰].

در این مقاله ابتدا با استفاده از اطلاعات مربوط به پیش‌بینی بارهای الکتریکی و گرمایی مصرفی و همچنین پیش‌بینی تولید منابع تجدیدپذیر بادی و خورشیدی، به کمینه‌کردن هزینه‌های تولید و مصرف ریزشبکه برای افق ۲۴ ساعته می‌پردازیم. علاوه بر این، یکی از موضوعات مهم در مدیریت انرژی، مدلسازی و مدیریت ریسک می‌باشد. از آن‌جایی که پیش‌بینی بار مصرفی و تولید منابع بادی و خورشیدی دارای نایقینی می‌باشد، توجه به میزان انحراف معیار هزینه‌ی پیش-بینی شده با توجه به نایقینی‌های مسئله ضروری می‌باشد. در صورتی که بهره‌بردار از میزان ریسک مربوط به برنامه ریزی ۲۴ ساعته‌ی خود و همچنین میانگین سود دریافتی آگاهی داشته باشد، می‌تواند با توجه به میزان ریسک‌پذیری خودش عملکرد بهینه را انتخاب کند که ممکن است لزوما بیشترین سود یا کمترین هزینه را نداشته باشد[۱۱].

در روش‌های مرسوم منبع ریسک هزینه را که همان نایقینی در پیش‌بینی پارامترها می‌باشد، با استفاده از روش‌های پیش‌بینی جدید بهبود می‌دهند[۱۲]. این روش‌ها معمولا برای افق ۲۴ساعته درنظر گرفته می‌شوند که دارای محدودیت می‌باشند و در بهترین شرایط نیز تخمین دارای خطا می‌باشد[۱۳]. مهم‌ترین مزیت این مقاله نسبت به کارهای انجام‌شده تاکنون در حوزه‌ی مدیریت ریسک و هزینه، پیشنهاد روشی جدید و متفاوت به منظور کنترل همزمان ریسک و هزینه می-باشد. در این روش با مدیریت بلادرنگ ریسک هزینه با استفاده از ظرفیت سیستم‌های ذخیره انرژی گرمایی و الکتریکی موجود در ریزشبکه هوشمند انرژی، ریسک (واریانس) هزینه ناشی از نایقینی بارهای گرمایی و الکتریکی می‌تواند حتی صفر گردد.

در ادامه به بیان مساله و مدلسازی روش پیشنهادی برای یک ریزشبکه‌ی نمونه و همچنین نتایج شبیه‌سازی این روش با استفاده از روش مونت کارلو می‌پردازیم.

۲- ساختار ریزشبکه

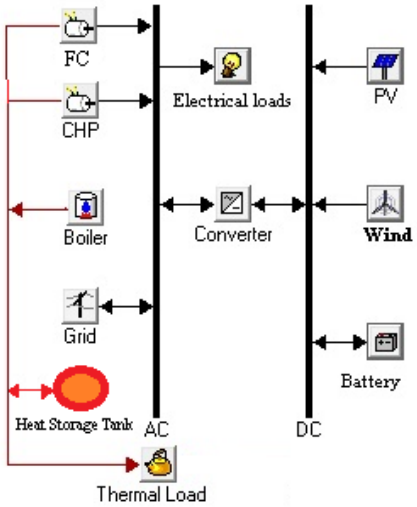
ساختار ریزشبکه‌ای که در این مقاله بررسی شده است دارای دو باس AC و DC می‌باشد و مبدل الکترونیک-قدرت ارتباط بین این دو باس را بصورت دوطرفه ایجاد می‌کند. همانطور که در شکل (۱) نشان داده-شده است، ریزشبکه دارای مولدهای الکتریکی تجدیدپذیر بادی و خورشیدی، مولدهای الکتریکی و گرمایی مرکب و همچنین یک بویلر جهت تامین توان گرمایی مصرفی ریزشبکه می‌باشد. مولدهای تجدیدپذیر در این سیستم در ماکزیمم توان ممکن کار می‌کنند. توان خروجی میکروتوربین و پیل سوختی که بصورت مولدهای تولید

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

همزمان برق وحرارت CHP (Combined Heat and Power) بعنوان متغیرهای کنترلی جهت کمینه کردن هزینه‌ی روزانه‌ی ریزشبکه با توجه به تعرفه‌ی قیمت خرید/ فروش برق از/ به شبکه انتخاب شده است. علاوه بر این، ظرفیت منابع ذخیره انرژی گرمایی و الکتریکی به دو قسمت تقسیم شده است:

ظرفیت استاتیکی مربوط به شارژ شدن باطری در زمانی که قیمت برق ارزان‌تر از میانگین قیمت و دشارژ شدن زمانی‌که قیمت برق گران‌تر از میانگین قیمت شبکه است و همچنین شارژ شدن تانک گرما بمنظور افزایش بازدهی میکروتوربین می‌باشد.

ظرفیت دینامیکی مربوط به کاهش خطای نایقینی پیش‌بینی توان مصرفی بارهای الکتریکی و گرمایی و توان تولیدی مولدهای بادی و خورشیدی می‌باشد.



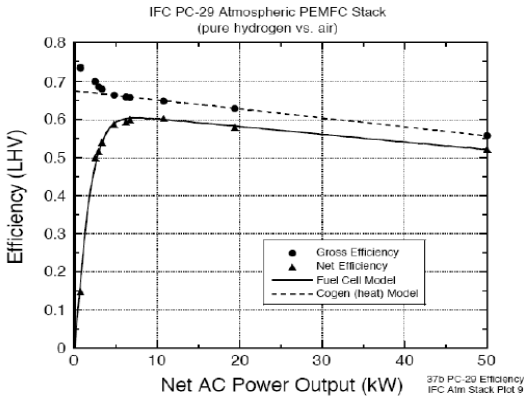
شکل(۱): ساختار ریزشبکه مورد مطالعه

۳- مدل‌سازی ریاضی

مدل‌سازی ریاضی عملکرد یک ریزشبکه‌ی متصل به شبکه توزیع، نیاز به در نظر گرفتن قیود هریک از تجهیزات داخل ریزشبکه دارد و این قیود بایستی تا حد ممکن به گونه‌ای تعریف شوند که مساله‌ی بهینه‌سازی نهایی ساده و کاربردی باشد. در این مقاله، کمینه کردن تابع هزینه‌ی تعریف‌شده برای ریزشبکه‌ی موردنظر منجربه برنامه‌ریزی تولید و مصرف انرژی با درنظرگرفتن تکنولوژی‌های مختلف موجود در ریزشبکه ازجمله توربین بادی، فتوولتاییک، باطری، میکروتوربین و پیل سوختی به صورت ساعت به ساعت شده‌است. تابع هدف به کمینه‌کردن هزینه‌های ناشی از تولید و مصرف انرژی الکتریکی و حرارتی ریزشبکه برای ۲۴ساعت آینده با قابلیت خرید و/ یا فروش برق به شبکه می‌پردازد. بارهای الکتریکی و گرمایی معلوم فرض شده‌اند و برای آنها یک عدم قطعیت درنظرگرفته شده است. در این مدل برای برنامه‌ریزی بهینه‌ی میزان توان تولیدی میکروتوربین و پیل سوختی و میزان خرید از شبکه یا فروش به شبکه باتوجه به تعرفه‌ی تعیین‌شده توسط شبکه، تولید ماژول خورشیدی و توربین بادی و همچنین مصرف بارهای الکتریکی و گرمایی برای ۲۴ساعت معلوم فرض شده‌اند.

۳-۱-۱- پیل سوختی

پیل سوختی استفاده شده در این مطالعه IFC PC-29 می‌باشد که نمودار بازدهی الکتریکی و گرمایی آن در شکل (۲) نشان داده شده‌است[۱۴و ۱۵و ۱۶].



شکل (۲): منحنی بازدهی الکتریکی و گرمایی میکروتوربین مدل IFC PC-29

از آنجایی که کارکرد پیل سوختی برای کمتر از ۲۰٪ توان نامی آن ممکن است باعث ناپایداری آن بشود ناحیه‌ی کاری آن را بین ۲۰٪ تا ۱۰۰٪ توان نامی در نظر می‌گیریم. نکته‌ی جالب توجه اینست که پیل سوختی با افزایش توان خروجی، بازدهی‌اش افت می‌کند و در ناحیه‌ی کاری نمودار آن بصورت خطی می‌باشد. جهت مدلسازی از مشخصه‌ی کاری IFC PC-29 که در شکل (۲) نشان داده شده استفاده شده‌است. با توجه به خطی‌بودن بازدهی الکتریکی پیل سوختی در بازه‌ی عملکرد آن روابط به صورت زیر فرموله می شوند[۱۷]:

$$\eta_{FC} = \frac{P_{th_FC} + P_{el_FC}}{P_{fuel_FC}} \quad (۱)$$

$$P^{h}_{th_FC} = \eta_{th_FC} \times \frac{P^{h}_{el_FC} \times (1-\eta^{h}_{el_FC})}{\eta^{h}_{el_FC}} \quad (۲)$$

$$\eta_{el_FC} = a_{FC} \times P_{el_FC} + b_{FC} \quad (۳)$$

$$0.2 \times P_{el_FC_max} < P_{el_FC} < P_{el_FC_max}$$

$$P^{h}_{fuel_FC} = m^{h}_{fuel_FC} \times LHV^{h}_{fuel} \quad (۴)$$

که در آن

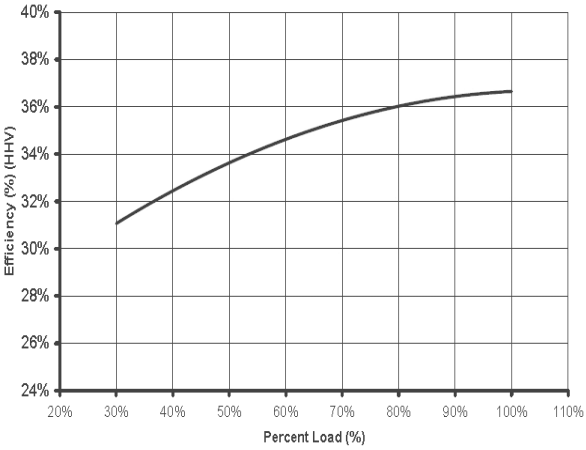
h	*واحد زمانی به ساعت*
P_{el_FC}	*توان الکتریکی خروجی پیل*
P_{th_FC}	*توان گرمایی خروجی پیل*
P_{fuel_FC}	*توان سوخت ورودی به پیل*
η_{FC}	*بازدهی کلی پیل*
η_{el_FC}	*بازده‌ی الکتریکی پیل*

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

η_{th_FC}	*بازده‌ی گرمایی پیل*
a_{FC}	*ضریب مدل پیل*
b_{FC}	*ضریب مدل پیل*
$P_{el_FC_max}$	*توان خروجی الکتریکی بیشینه‌ی پیل*
m_{fuel_FC}	*نرخ سوخت ورودی به پیل*
LHV_{fuel}	*انرژی سوخت ورودی بر مبنای واحد سوخت*

۳-۱-۲- میکروتوربین

مدلسازی سیستم میکروتوربین بر اساس اطلاعات موجود در دیتاشیت میکروتوربینCapstone-C30 و بخصوص منحنی بازده‌ی آن که در شکل (۳) نشان داده شده است صورت گرفته است.



شکل (۳): منحنی بازده ی الکتریکی میکروتوربین Capstone-C30 [۱۸]

تقریبا مشابه پیل سوختی معادلات حاکم بر میکروتوربین بصورت زیر می‌باشند[۱۷]:

$$\eta^{h}_{el_MT} = \frac{a_{MT} \times P^{h}_{el_MT}}{P^{h}_{el_MT} + b_{MT}} \quad (۵)$$

$$P^{h}_{th_MT} = \eta_{th_MT} \times \frac{P^{h}_{el_MT} \times (1-\eta^{h}_{el_MT})}{\eta^{h}_{el_MT}} \quad (۶)$$

$$0.3 \times P_{el_MT_\max} < P^{h}_{el_MT} < P_{el_MT_\max} \quad (۷)$$

که در آن

P_{el_MT}	*توان الکتریکی خروجی میکروتوربین*
P_{th_MT}	*توان گرمایی خروجی میکروتوربین*
η_{MT}	*بازدهی کلی میکروتوربین*
η_{el_MT}	*بازده‌ی الکتریکی میکروتوربین*
η_{th_MT}	*بازده‌ی گرمایی میکروتوربین*
a_{MT}	*ضریب مدل میکروتوربین*
b_{MT}	*ضریب مدل میکروتوربین*
$P_{el_MT_max}$	*توان خروجی الکتریکی بیشینه‌ی میکروتوربین*

ناحیه‌ی کاری میکروتوربین جهت تضمین پایداری عملکرد آن با توجه به کاتالوگ بین ۳۰٪- ۱۰۰٪ توان نامی آن در نظرگرفته شده است.

ضرایب a ,b مربوط به منحنی بازده‌ی الکتریکی با توجه به نمودار بازده الکتریکی در شکل (۳) بدست می‌آیند.

۳-۱-۳- باطری

مدل باطری به صورت زیردر نظر گرفته شده است[۱۸]:

$$soc^{h} = (1-\varepsilon_{Bat})soc^{h-1} - \eta^{h}_{Bat} E^{h}_{Bat} \quad (۸)$$

$$P^{h}_{Bat} = \frac{E^{h}_{Bat}}{\Delta h}$$

$$-0.04 \times soc_{\max} < E^{h}_{Bat} < 0.1 \times soc_{\max}$$

$$soc_{\min} < soc < soc_{\max} \quad (۹)$$

که در آن

soc	*میزان شارژ باطری*
ε_{Bat}	*ضریب میزان اتلاف انرژی باطری در یک ساعت*
η_{Bat}	*میزان بازدهی باطری*
E_{Bat}	*میزان انرژی ورودی به باطری*
P_{Bat}	*توان خروجی باطری*
soc_{max}	*ماکزیمم شارژ باطری*

توان شارژ شوندگی باطری بصورت منفی نشان داده شده است و مقدار آن کمتر از توان دشارژ شوندگی می‌باشد.

۳-۱-۴- تانک ذخیره‌ی آب گرم

مدل تانک ذخیره‌ی آب گرم تقریبا مشابه باطری و بصورت زیر خواهد بود[۲۰].

$$soh^{h} = (1-\varepsilon_{ST})soh^{h-1} - E^{h}_{ST} \quad (۱۰)$$

$$P^{h}_{ST} = \frac{E^{h}_{ST}}{\Delta h}$$

$$-0.1 \times soh_{\max} < E^{h}_{ST} < 0.1 \times soh_{\max}$$

$$soh_{\min} < soh < soh_{\max} \quad (۱۱)$$

که در آن

soh	*میزان شارژ تانک گرما*
ε_{St}	*ضریب میزان اتلاف انرژی تانک گرما در یک ساعت*
η_{ST}	*میزان بازدهی تانک گرما*
E_{ST}	*میزان انرژی ورودی به تانک گرما*
P_{ST}	*توان خروجی تانک گرما*
soh_{max}	*بیشینه شارژ تانک گرما*

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

۳-۲- منابع تحمیل هزینه

۳-۲-۱- هزینه‌ی خرید/فروش برق از/به شبکه

مصرف الکتریکی ریزشبکه منجربه تبادل توان بین ریزشبکه و شبکه اصلی می گردد که با توجه به میزان برق تولیدی و مصرفی میزان این تبادل توان به صورت زیر می باشد:

$$E\left\{P_{trade}^{h}\right\}=\begin{cases}E\left\{P_{load}^{h}-P_{PV}^{h}-P_{WT}^{h}\right\}\\-P_{el_MT}^{h}-P_{el_FC}^{h}-P_{Bat}^{h}\end{cases} \quad (۱۲)$$

که در آن

P_{trade}	*توان الکتریکی مبادله شده با شبکه‌ی بالاسری*
P_{load}	*توان الکتریکی مصرفی ریزشبکه*
P_{PV}	*توان تولیدی مولد خورشیدی*
P_{WT}	*توان تولیدی مولد بادی*
P_{el_FC}	*توان الکتریکی خروجی پیل سوختی*
P_{el_MT}	*توان الکتریکی خروجی میکرو توربین*
P_{Bat_static}	*توان باطری*

از آنجا که از داده‌های پیش بینی جهت مدیریت غیربلادرنگ استفاده می‌شود از توان مبادله‌شده با شبکه یک تخمین خواهیم داشت. در نتیجه هزینه‌ی تحمیلی به ریزشبکه می‌تواند مثبت (خرید از شبکه) یا منفی(فروش به شبکه) باشد که بصورت زیر می‌باشد.

$$E\left\{Cost_{trade}^{h}\right\}=\begin{cases}\rho_{buy}^{h}E\left\{P_{trade}^{h}\right\}S_{trade}^{h}\\+\rho_{sell}^{h}E\left\{P_{trade}^{h}\right\}(1-S_{trade}^{h})\end{cases} \quad (۱۳)$$

که در آن S_{trade} حالت خرید یا فروش برق می‌باشد که در صورت خرید یک و در صورت فروش برق صفر می‌باشد.

۳-۲-۲- هزینه‌ی مصرف سوخت بویلر کمکی، پیل سوختی و میکروتوربین

جهت بدست آوردن هزینه‌ی تحمیل‌شده به ریزشبکه از طریق مصرف سوخت واحدهای تولید برق و گرما می‌بایست مصرف سوخت تک تک واحدها مدل شوند و باتوجه به قیمت سوخت مصرفی بر واحد توان تولیدی هزینه‌ی مصرف سوخت محاسبه خواهد شد.

روابط مربوط به میزان سوخت مصرفی واحدهای تولید برق و گرما به صورت زیر می‌باشد:

$$E\left\{P_{boiler}^{h}\right\}=\begin{cases}E\left\{P_{th_load}^{h}\right\}-P_{th_MT}^{h}\\-P_{th_FC}^{h}-P_{ST}^{h}\end{cases} \quad (۱۴)$$

$$E\left\{P_{fuel_boiler}^{h}\right\}=\frac{E\left\{P_{boiler}^{h}\right\}}{\eta_{boiler}} \quad (۱۵)$$

که در آن

P_{boiler}	*توان گرمایی خروجی بویلر*
P_{th_load}	*توان گرمایی مصرفی ریزشبکه*
η_{boiler}	*بازده‌ی گرمایی بویلر*
P_{fuel_boiler}	*توان سوخت ورودی به بویلر*
P_{ST}	*توان گرمایی تانک گرما*
P_{el_MT}	*توان الکتریکی خروجی میکروتوربین*
P_{th_MT}	*توان گرمایی خروجی میکروتوربین*

میزان سوخت مصرفی نیز بدلیل وجود داده‌های نایقین، دارای نایقینی می باشد. رابطه‌ی زیر مدل کننده‌ی هزینه‌ی سوخت مصرفی برای مجموعه‌ی بویلر کمکی، پیل سوختی و میکروتوربین می باشد:

$$E\left\{Cost_{fuel}^{h}\right\}=\rho_{fuel}^{h}\left(E\left\{P_{fuel_boiler}^{h}\right\}+P_{fuel_FC}^{h}+P_{fuel_MT}^{h}\right) \quad (۱۶)$$

که در آن

$Cost_{fuel}$	*هزینه‌ی سوخت مصرفی مجموعه‌ی واحدها*
ρ_{fuel}	*قیمت سوخت مصرفی واحدها*

۳-۲-۳- هزینه‌ی تعمیر و نگهداری

تعمیر و نگهداری بخش مهمی از هزینه‌های یک ریزشبکه‌ی هوشمند می‌باشد چراکه تجهیزات متناسب با میزان کارکردشان دچار اصطهلاک می‌گردند و جهت کارکرد مناسب نیاز به بررسی و رفع نواقص احتمالی می‌باشد.

در این مطالعه هزینه‌ی تعمیر و نگهداری برای پیل سوختی و میکروتوربین با استفاده از داده‌های موجود در مرجع [۲۱] به صورت زیر در نظرگرفته شده است:

$$K_{OM_FC}=0.00419\$/Kwh$$

$$K_{OM_MT}=0.00587\$/Kwh$$

هزینه‌ی تعمیر و نگهداری برای این واحدها بصورت خطی با میزان تولید توان می‌باشد که این هزینه در نهایت بصورت زیر خواهد بود:

$$Cost_{OM}^{h}=K_{OM_FC}\times P_{el_FC}^{h}+K_{OM_MT}\times P_{el_MT}^{h} \quad (۱۷)$$

۳-۲-۴- هزینه‌ی تولید گازهای آلاینده

در این مطالعه هزینه‌ی خارجی تحمیلی به ریزشبکه بدلیل تولید گازهای آلاینده اصلی شامل SO_2, CO_2, NO_x از مرجع[۲۱] اتخاذ شده است و در جدول ۱ نمایش داده شده است.

جدول (۱): هزینه و مقدار تولید گازهای آلاینده برای واحدهای مختلف

نوع آلاینده	ضریب آلایندگی برای میکروتوربین (lb/MWh)	ضریب آلایندگی برای پیل سوختی (lb/MWh)	هزینه‌ی آلایندگی ($/lb)
NO_x	۰.۴۴	۰.۰۳	۴.۲
SO_2	۰.۰۰۸	۰.۰۰۶	۰.۹۹
CO_2	۱.۵۹۶	۱.۰۷۸	۰.۰۱۴

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

هزینه‌ی تولید آلاینده نیز به صورت خطی با میزان تولید هریک از واحدها بصورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Cost^{h}_{Emission}=\begin{cases}\rho_{NO_x}\times(EF_{NO_x_FC}\times P^{h}_{el_FC}+EF_{NO_x_MT}\times P^{h}_{el_MT})\\+\rho_{SO_2}\times(EF_{SO_2_FC}\times P^{h}_{el_FC}+EF_{SO_2_MT}\times P^{h}_{el_MT})\\+\rho_{CO_2}\times(EF_{CO_2_FC}\times P^{h}_{el_FC}+EF_{CO_2_MT}\times P^{h}_{el_MT})\end{cases} \quad (18)$$

که در آن

ρ_X واحد قیمت جریمه برای تولید آلاینده‌ی نوع X

EF_{X_Y} ضریب تولید آلاینده‌ی نوع X توسط واحد Y

$Cost_{Emission}$ هزینه‌ی کل آلایندگی واحدها

۳-۲-۵- هزینه‌ی راه‌اندازی واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین

هزینه‌ی راه‌اندازی برای واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین دارای دو بخش ثابت و متغیر می‌باشد. بخش ثابت مدل کننده‌ی هزینه‌ی یک بار روشن شدن و بخش متغیر مدل کننده‌ی گرمای از دست رفته در مدت زمان خاموشی واحد نسبت به حالت کاری نرمال می‌باشد. بطور کلی هزینه‌ی راه‌اندازی یک واحد تولید انرژی بصورت زیر مدل می‌شود[۲۱].

$$STC_i=\sigma_i+\delta_i\left[1-\exp(\frac{-T_{off,i}}{\tau_i})\right] \quad (19)$$

که در آن

σ هزینه‌ی ثابت راه اندازی

δ ضریب هزینه‌ی متغیر راه اندازی

τ ثابت زمانی اتلاف گرمای واحد

T_{off} زمان خاموشی واحد

با توجه به اینکه بازه‌ی زمانی شبیه‌سازی مدیریت انرژی در این مقاله یک ساعت در نظرگرفته شده است و به ازای خاموش بودن در یک ساعت واحدها تقریبا تمام گرمای نهان خود را از دست می‌دهند، هزینه‌ی راه‌اندازی فقط به حالت ساعت قبل بستگی پیدا می‌کند و مقدار آن$(\delta+\sigma)$ می‌باشد.

در نهایت هزینه‌ی راه‌اندازی مجموعه‌ی واحدها بصورت زیر خواهد بود:

$$Cost^{h}_{ST}=STC^{h}_{MT}+STC^{h}_{FC} \quad (20)$$

۳-۳- تابع هزینه

در یک شبکه‌ی هوشمند، مشخص کردن مقادیر تولید بهینه در حضور بارهای الکتریکی و گرمایی مهمترین موضوع می‌باشد. از آنجاکه ریزشبکه‌ی هوشمند در معرض تغییرات قیمت برق با تعرفه‌های متفاوت می‌باشد، مقادیر تولیدی واحدها تحت تاثیر این تعرفه‌ها خواهد بود.

مساله‌ی بهینه‌سازی جهت رسیدن به مقادیر بهینه‌ی تولیدی واحدهای پیل سوختی و میکروتوربین و همچنین عملکرد سیستمهای ذخیره‌ی انرژی الکتریکی(باطری) و گرمایی(تانک ذخیره آب گرم) در ۲۴ ساعت در رابطه‌ی (۲۱) آورده شده است.

که در آن تابع هزینه‌ی کلی برای برنامه‌ریزی عملکرد ریزشبکه در حضور نایقینی‌ها در ۲۴ ساعت باتوجه به هزینه‌های تحمیلی معرفی شده در بخش قبل بصورت رابطه‌ی (۲۲) خواهد بود.

که این تابع یک تابع غیرخطی ناپیوسته و مشتق ناپذیر کامل می‌باشد. غیرخطی است چون بعضی از مدل‌های استفاده شده مانند تابع سوخت مصرفی پیل سوختی و میکروتوربین غیرخطی هستند. ناپیوسته و مشتق ناپذیر است چون دارای حالت‌های صفر و یک برای هزینه‌ی مبادله‌ی توان با شبکه و هزینه‌ی راه‌اندازی واحدها می‌باشد.

$$Min\ E\left\{Cost_{Forecasted}\right\}$$

Respect to:

$$P_{el_FC}, P_{el_MT}, P_{Bat}, P_{ST}$$

Subject to:

$$\begin{cases}P_{Bat_\min}<P_{Bat}<P_{Bat_\max}\\soc_{Bat_\min}<soc_{Bat}<soc_{Bat_\max}\\P_{ST_\min}<P_{ST}<P_{ST_\max}\\soh_{ST_\min}<soh_{ST}<soh_{ST_\max}\\P_{el_MT_\min}<P_{el_MT}<P_{el_MT_\max}\\P_{el_FC_\min}<P_{el_FC}<P_{el_FC_\max}\\P_{trade_\min}<P_{trade}<P_{trade_\max}\\0\le P_{boiler}<P_{boiler_\max}\end{cases} \quad (21)$$

$$Cost_{Forecasted}=\sum_{h=1}^{24}\begin{cases}E\left\{Cost^{h}_{trade}\right\}+E\left\{Cost^{h}_{fuel}\right\}\\+Cost^{h}_{OM}+Cost^{h}_{Emission}+Cost^{h}_{ST}\end{cases} \quad (22)$$

۳-۴- مدیریت ریسک

۳-۴-۱- مدلسازی روش پیشنهادی

ظرفیت سیستم‌های ذخیره انرژی بصورت زیر به دو قسمت دینامیکی و استاتیکی تقسیم می‌شود[۲۲]:

$$\begin{cases}\alpha_{H,E}\times100\% & Percent\ of\ static\ capacity\\(1-\alpha_{H,E})\times100\% & Percent\ of\ dynamic\ capacity\end{cases} \quad (23)$$

که در آن α_H و α_E بترتیب تعیین کننده‌ی میزان ظرفیت استاتیکی تانک ذخیره‌ی گرما و باطری می‌باشند که بین صفر و یک می‌توانند باشند. ظرفیت دینامیکی گرمایی در جهت کاهش و یا حذف خطای تخمین بار گرمایی مصرفی در بلادرنگ بصورت زیر محاسبه می‌گردد[۲۲].

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

$$P^{h}_{ST_dynamic} = P^{h}_{th_load} - E\left\{P^{h}_{th_load}\right\}$$

$$S.t\begin{cases}(1-\alpha_H)P_{ST_\min} < P_{ST_dynamic} < (1-\alpha_H)P_{ST_\max}\\ (1-\alpha_H)soh_{\min} < soh_{dynamic} < (1-\alpha_H)soh_{\max}\end{cases} \quad (۲۴)$$

در این رابطه توان خروجی و ورودی و همچنین soh تانک ذخیره گرما به نسبت ظرفیت دینامیکی گرمایی قابل استفاده می‌باشد. برای باطری نیز درست به همین شکل این تقسیم بندی در رابطه‌ی (۲۵) انجام شده است. فقط ظرفیت دینامیکی باطری در جهت کاهش و یا حذف خطای تخمین مجموعه واحدهای الکتریکی (تولیدی و مصرفی) در بلادرنگ عمل می‌کند. معادلات به گونه‌ای تعریف شده‌اند که یا بطور کامل خطای تخمین را جبران می‌کنند و یا بخشی از آن را، که بستگی به میزان خطا و ظرفیت دینامیکی اختصاص داده شده دارد.

$$P^{h}_{Bat_dynamic} = \begin{cases}E\left\{P^{h}_{load} + P^{h}_{PV} + P^{h}_{WT}\right\}\\ -P^{h}_{load} - P^{h}_{PV} - P^{h}_{WT}\end{cases}$$

$$S.t\begin{cases}(1-\alpha_E)P_{Bat_\min} < P_{Bat_dynamic} < (1-\alpha_E)P_{Bat_\max}\\ (1-\alpha_E)soc_{Bat_\min} < soc_{Bat_dynamic} < (1-\alpha_E)soc_{Bat_\max}\end{cases} \quad (۲۵)$$

۳-۴-۲- مدیریت همزمان ریسک و هزینه

از آنجاکه کاهش ظرفیت استاتیکی باعث افزایش هزینه‌ی ریزشبکه می‌گردد و از آن طرف کاهش ظرفیت استاتیکی بمعنی افزایش ظرفیت دینامیکی می‌باشد که منجربه کاهش ریسک هزینه می‌گردد می‌بایست باتوجه به میزان ریسک‌پذیری بهره‌بردار ریزشبکه یک مصالحه بین میزان کاهش ریسک و میزان کاهش هزینه با تنظیم ظرفیت‌های دینامیکی و استاتیکی ایجاد گردد. برای این منظور تابع هزینه‌ی زیر را در نظر می‌گیریم[۲۲]:

$$\Delta Cost = Cost_{\text{Real}} - Cost_{Forecasted} \quad (۲۶)$$

$$J = \zeta E\{\Delta Cost\} + (1-\zeta)Var\{\Delta Cost\} \quad (۲۷)$$

$$0 \le \zeta \le 1$$

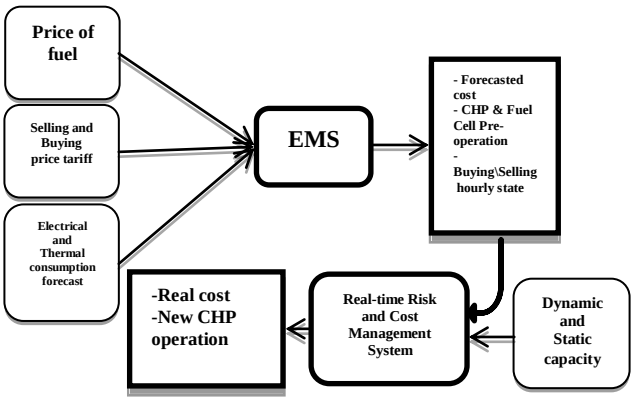
در اینجا ξ بین صفر و یک می‌باشد که هرچه به صفر نزدیکتر شود میزان ریسک پذیری کمتر را نشان می‌دهد.

هزینه‌های تعریف شده در این بخش کمی با بخش‌های قبل تفاوت می‌کند و آن اینست‌که بطور کلی اثر سیستم ذخیره‌ی انرژی برروی هزینه فقط در هزینه‌ی واقعی $Cost_{Real}$ ظاهر می‌شود و هزینه‌ی پیش‌بینی شده $Cost_{Forecasted}$ بدون درنظر گرفتن نقش سیستم ذخیره‌ی انرژی می‌باشد. اختلاف این دو دارای یک واریانس و یک میانگین می‌باشد که میانگین آن با افزایش ظرفیت استاتیکی کاهش می‌یابد و واریانس آن با افزایش ظرفیت دینامیکی کاهش می‌یابد.

در شکل ۴ ماژول سیستم مدیریت همزمان ریسک و هزینه نمایش داده شده است[۲۲]. در این سیستم ابتدا داده‌های پیش‌بینی به سیستم مدیریت انرژی غیربلادرنگ داده می‌شوند و باتوجه به نقطه کار بهینه بدست آمده برای عملکرد میکروتوربین و پیل سوختی، هزینه‌ی پیش‌بینی شده برای ریزشبکه در طول ۲۴ساعت بدست خواهد آمد. پس از آن سیستم مدیریت همزمان و بلادرنگ ریسک و هزینه با توجه به مقادیر تنظیم شده برای ظرفیت استاتیکی و دینامیکی باطری و مخزن آب گرم یک مصالحه بین کاهش ریسک و هزینه برقرار می‌کند. در قسمت شبیه‌سازی خواهیم دید که بازای هر مقدار ریسک‌پذیری (ξ) یک مقدار بهینه برای مقادیر α_H و α_E وجود خواهد داشت.

۳-۵- نتایج شبیه سازی

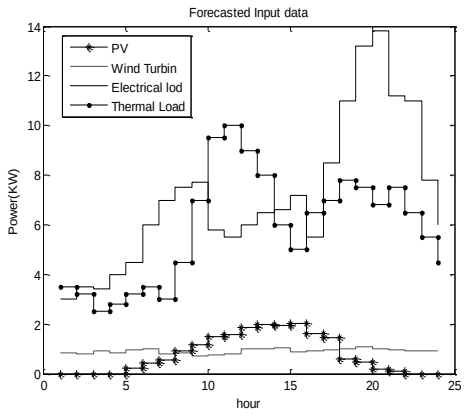
شبیه سازی با استفاده از نرم افزار MATLAB و روش الگوریتم ژنتیک جهت یافتن عملکرد بهینه‌ی واحدها انجام شده است. برای داده‌های پیش بینی از نتایج مربوط به مرجع [۲۳] استفاده شده است شکل (۵)) که با توجه به آن توزیع دقت پیش بینی با انحراف معیار ۵٪



شکل (۴): ماژول مدیریت همزمان ریسک و هزینه

قابل حصول می‌باشد.

همچنین تعرفه‌ی قیمت لحظه‌ای مورد مطالعه قرار گرفته است. داده-های مربوط به قیمت از مرجع [۲۴] گرفته شده‌است که درشکل (۶) نشان داده شده است. در جدول (۱) نیز مقادیر فرض شده برای پارامترهای مدل ریزشبکه در شبیه سازی آورده شده است.



شکل (۵): پیش بینی میزان مصرف و تولید الکتریکی و گرمایی

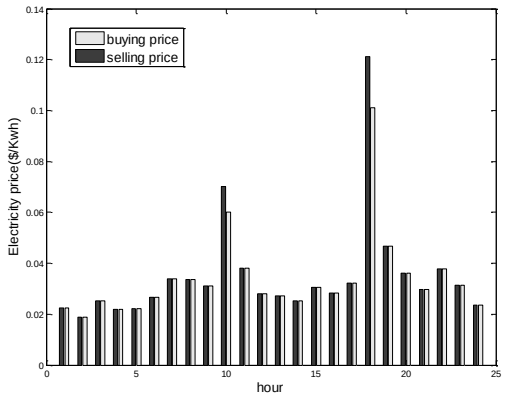
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

جدول ۱. مقادیر فرض شده برای پارامترهای مدل ریزشبکه

پارامتر	مقدار
η_{boiler}	۰.۹
η_{th_FC}	۰.۷
η_{th_MT}	۰.۸۵
$LHV\ (NG)$	۳۵.۲ MJ/Nm^3
ρ_{fuel}	۰.۰۱۵ $/Kwh
ε_{ST}	۰.۹۵
ε_{Bat}	۰.۹۸
soh_{min}	۱ kWh
soc_{min}	۰.۶ kWh
soh_{max}	۱۰ kWh
soc_{max}	6.5 kWh

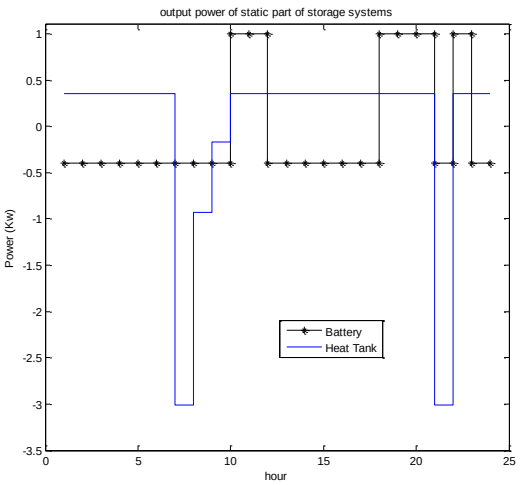
نتایج مربوط به عملکرد بهینه‌ی واحدها با تعرفه‌ی قیمت لحظه‌ای در شکل های (۷) و (۸) آورده شده است.

با توجه به شکل (۷) می‌توان نتیجه گرفت که میکروتوربین در مقایسه با پیل سوختی در تامین همزمان بار الکتریکی و گرمایی دارای هزینه-ی کمتری می‌باشد چراکه سهم بیشتری از تولید ریزشبکه را شامل می‌شود.

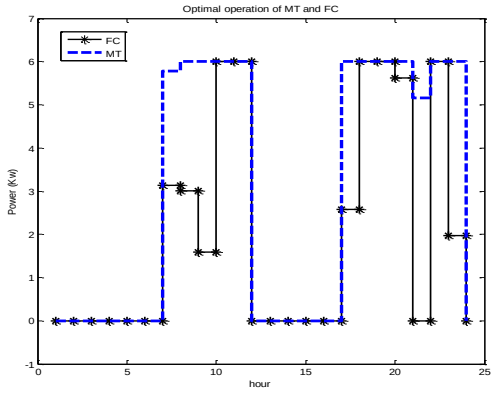


شکل (۶): پیش بینی میزان مصرف و تولید الکتریکی و گرمایی

در شکل (۸) عملکرد پیشبینی شده برای تانک گرما و باطری رسم شده است که تانک گرما در زمان‌های روشن بودن میکروتوربین در جهت افزایش بازدهی عملکرد میکروتوربین شارژ می‌گردد و در سایر زمان‌ها دشارژ می‌گردد. برنامه‌ریزی عملکرد باطری هم براساس تعرفه قیمت برق شکل می‌گیرد که در شکل (۸) نشان داده است.



شکل (۸): عملکرد واحدهای ذخیره انرژی الکتریکی و گرمایی

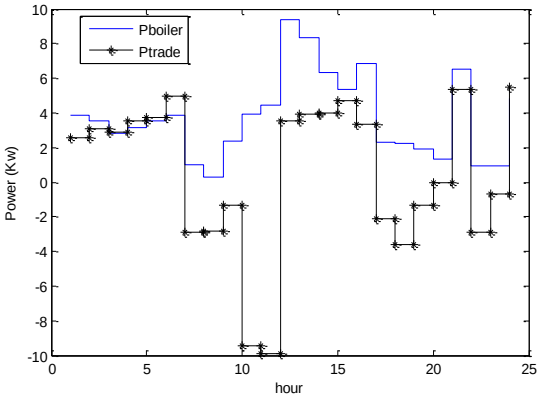


شکل (۷): عملکرد بهینه‌ی واحدهای میکروتوربین و پیل سوختی

در شکل (۹) توان مبادله‌شده با شبکه و توان خروجی بویلر کمکی در حضور عملکرد هوشمند ریزشبکه نشان داده شده است. در ساعات گرانی برق توان مبادله شده با شبکه منفی می‌باشد که بمعنی فروش برق به شبکه از طرف ریزشبکه می‌باشد.

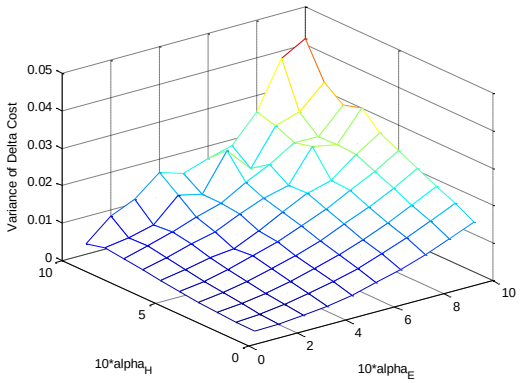
شبیه‌سازی ماژول مدیریت همزمان ریسک و هزینه برای مقادیر مختلف ظرفیت استاتیکی و دینامیکی باطری و تانک گرما در حضور ۵٪ انحراف معیار برای داده‌های پیش بینی مصارف گرمایی و الکتریکی انجام شده است. جهت شبیه سازی از روش مونت کارلو با استفاده از ۱۰۰ بار شبیه سازی استفاده شده است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

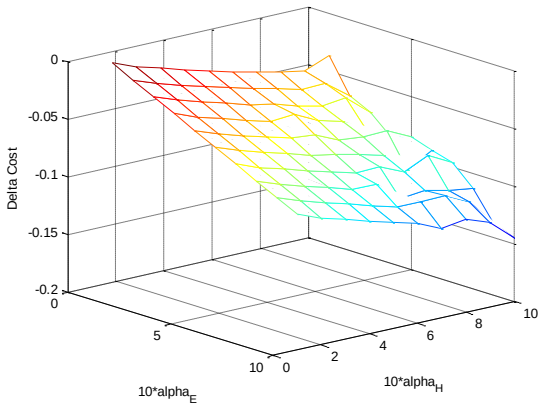


شکل (۹): توان خروجی بویلر و توان مبادله شده با شبکه

با توجه به شکل (۱۰) نمودار ریسک هزینه (واریانس هزینه) با افـزایش ظرفیت دینامیکی کاهش مـی‌یابـد و اثـر افـزایش ظرفیـت دینـامیکی باطری بر روی کاهش ریسک هزینه بیشتر می‌باشد که دلیل آن گرانتر بودن برق از گرما به ازای واحد توان می‌باشد.



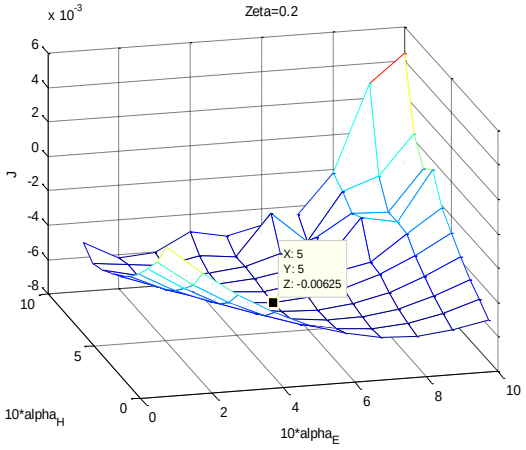
شکل (۱۰): واریانس تغییر هزینه



شکل (۱۱): میانگین تغییر هزینه

در شکل (۱۱) اثر تغییر ظرفیت‌های استاتیکی منابع بـر روی هزینـه‌ی ریزشبکه نشان داده شده است. کـاهش ظرفیـت اسـتاتیکی ریزشـبکه منجربه افزایش هزینه‌ی ریزشبکه می‌گردد.

در شکل (۱۲) نتیجه‌ی حاصل از مـدیریت همزمـان ریسـک و هزینـه بازای مقدار ریسک پذیری ξ=۰.۲ رسم شده است.



شکل (۱۲): نمودار تابع هزینه‌ی مدیریت همزمان ریسک و هزینه

همانطور که مشخص است فقط یک مقـدار بهینـه بـرای تـابع هزینـه وجود دارد که تعیین‌کننده‌ی ظرفیت بهینـه‌ی دینـامیکی و اسـتاتیکی باطری و تانک ذخیره‌ی گرما می‌باشد.

در جدول (۲) مقادیر بهینه‌ی ظرفیت‌هـای دینـامیکی و اسـتاتیکی برای مقادیر مختلف ریسک‌پذیری بهره‌بردار ریزشبکه آورده شده است. برای هر مقدار ریسک‌پذیری یک مقدار بهینه ظرفیت دینامیکی وجـود دارد.

جدول (۲): نتایج شبیه‌سازی برای مقادیر مختلف ریسک‌پذیری

ξ	α^*_H	α^*_E	J^*
۰.۹	۱	۱	-۰.۱۲
۰.۵	۱	۱	-۰.۰۵
۰.۲	۰.۵	۰.۵	-۰.۰۰۶۵
۰.۱	۰.۲	۰.۲	-۰.۰۰۱۴

۴- نتیجه‌گیری

بهره‌برداری اقتصـادی و بهینـه از ریزشـبکه‌هـا جهـت بهبـود بـازدهی عملکرد و کاهش هزینه‌ها یکی از مهمترین نیازهای بهره‌بردار ریزشبکه می‌باشد. بدلیل وجود نایقینی در پیشبینی مصرف و تولید، بهره‌بـرداری اقتصادی ریزشبکه‌ها دارای ریسک هزینه می‌باشد. در ایـن مقالـه یـک مدل مناسب جهت برنامه‌ریزی عملکرد روزانه‌ی ریزشبکه بگونه‌ای بیان شد که در آن با تقسیم ظرفیت سیستم‌های ذخیره انرژی بـه ظرفیـت های استاتیکی و دینامیکی بهره‌بردار ریزشبکه قادر به مدیریت ریسـک هزینه‌ی خود باشد و حتی ریسک ناشی از خطای پیشبینی را بـه صـفر برساند. همچنین با پیشنهاد ماژول مدیریت همزمان ریسـک و هزینـه، بهره‌بردار با توجه به میزان ریسک‌پذیری خودش توانست یک مصـالحه بین کاهش هزینه و کاهش ریسک با تنظیم ظرفیت‌هـای دینـامیکی و استاتیکی برقرار کند.

مراجع

[1] M. Y. Nguyen, Y. T. Yoon, and N. H. Choi, "*Dynamic programming formulation of micro-grid operation with*

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[18] RJ. Yinger, "*Behaviour of capstone and Honeywell microturbine generators during load changes*". California Energy Commission; 2001.
[19] W. Dengjia, L. Yanfeng, "*Study on Heat Storage Tank of Solar Heating System,"* Digital Manufacturing and Automation (ICDMA), 2010 International Conference on , vol.2, no., pp.493,497, 18-20 Dec. 2010
[20] R. Noroozian, H. Vahedi, *"Optimal Management of MicroGrid Using Bacterial Foraging Algorithm",* Proceedings of ICEE 2010, May 11-13, 2010. 978-1-4244-6760-0/10/$26.00 ©2010 IEEE.
[21] F. A. Mohamed, Heikki N. Koivo, *"System modelling and online optimal management of MicroGrid using Mesh Adaptive Direct Search International"*, Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 32, Issue 5, June 2010, Pages 398–407.
[22] E. Jalalabadi, A. Rahimi-Kian. *"Real-Time Risk and Cost Management of a Grid Connected Micro-Grid*" 22nd CIRED Conference, Sweden, Stockholm, June 2013.
[23] W.D. Motamedi, A. Zareipour, H. Rosehart, *"Electricity Price and Demand Forecasting in Smart Grids"*, Smart Grid, IEEE Transactions on, on page(s): 664 - 674 Volume: 3, Issue: 2, June 2012.
[24] Energy Research Centre of the Netherlands (ECN). 2009. [Online]. Available: http://www.energie.nl/

heat and electricity constraints," in Transmission & Distribution Conference & Exposition:Asia and Pacific, Oct. 2009, pp. 1-4.
[2] Kueck, J.D., R.H. Staunton, S.D Labinov, B.J Kirby (2003). *Microgrid Energy Management System*. CERTS report, ORNL/TM-2002/242..
[3] N. Hatziargyriou, H. Asona, R. Iravani, and C. Marnay, "*Microgrids*," IEEE Power Energy Mag., vol. 5, no. 4, pp. 78–94, Jul./Aug. 2007.
[4] J. S. Katz, "*Educating the smart grid*," presented at the IEEE Energy2030 Conf., Atlanta, GA, Nov. 17–18, 2008.
[5] C. Triki and A. Violi, "*Dynamic pricing of electricty in retail markets*," Q. J. Oper. Res., vol. 7, no. 1, pp. 21–36, Mar. 2009.
[6] C. M. Colson and M. H. Nehrir, "*A review of challenges to real-time power management of microgrids*," presented at the 2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., Calgary, AB, Canada, PESGM 2009-001250.
[۷] شهبازنیا، مهدی، و سیدعلی طالقانی، "شبیه سازی زمان و هزینه پروژه با آنالیز مونت کارلو"، ششمین کنگره ملی مهندسی عمران، سمنان، دانشگاه سمنان، ۱۳۹۰.
[8] L.R. Phillips, "*Algorithmic approaches to reducing risk in power system operation*," Systems Conference, 2007 1st Annual IEEE , vol., no., pp.1,7, 9-13 April 2007
[9] A. Aminifar, F. Fotuhi-Firuzabad, M. Safdarian, "*Optimal PMU Placement Based on Probabilistic Cost/Benefit Analysis*," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.28, no.1, pp.566,567, Feb. 2013
[10] N. Popovic, S. Popovic, "*A risk management procedure for supply restoration in distribution networks*," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.19, no.1, pp.221,228, Feb. 2004
[11] A. Zangeneh, S. Jadid, A. Rahimi-Kian, *"Uncertainty based distributed generation expansion planning in electricity markets"*, Elec. Eng., Springer-Verlag 2010, in press.
[12] Singh, Arunesh Kumar, Ibraheem, Khatoon, S. Muazzam, Md. Chaturvedi, D.K., *"Load forecasting techniques and methodologies: A review*," Power, Control and Embedded Systems (ICPCES), 2012 2nd International Conference on , vol., no., pp.1,10, 17-19 Dec. 2012
[13] Moreno-Chaparro, C. Salcedo-Lagos, J. Rivas, E. Canon, A.O., "*State of the art of electricity demand forecasting based on wavelet analisys and a nonlinear autoregressive model NAR*," Engineering Applications (WEA), 2012 Workshop on , vol., no., pp.1,6, 2-4 May 2012
[14] F. Barbir and T. Gomez. "*Efficiency and economics of proton exchange membrane PEM fuel cell"*. Int. Journal of Hydrogen Energy, 21(10):891 – 901, October 1996.
[15] T. Kreutz and J. Ogden, *"Assessment of hydrogen-fueled proton exchange membrane fuel cells for distributed generation and cogeneration*". In Proc. of the 2000 US DOE Hydrogen Program Review, United States Department of Energy, 2000.
[16] J. W. Jung, A. Keyhani, *"Modeling and Control of Fuel Cell Based Distributed Generation Systems in a Standalone AC Power Supply,"* Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, vol. 2, no. 1, 2005.
[17] F.A. Mohamed, H.N Koivo, *"System Modelling and Online Optimal Management of MicroGrid Using Multiobjective Optimization*," Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on , vol., no., pp.148,153, 21-23 May 2007

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]