

مدیریت توان راکتیو در شبکه توزیع با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در حضور تجهیزات جبران کننده توان راکتیو گسسته و پیوسته

محبوبه اعتمادی‌زاده، مریم رضانی و حمید فلقی

چکیده: سرعت افزایش سطح نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه قدرت و ماهیت تصادفی این منابع، نحوه بهره‌برداری و طراحی این شبکه‌ها را دستخوش تغییر کرده که مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع از این دسته هستند. استفاده از این منابع در شبکه‌های توزیع بدون چالش نیست و عدم مدیریت بهینه توان راکتیو ممکن است که بهره‌وری‌های اقتصادی برای شبکه به همراه نداشته باشد. سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی، پتانسیل حل این مشکل را دارند؛ لذا در این مقاله، مدیریت توان راکتیو در یک ریزشبکه متصل به شبکه اصلی با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده (DG)، سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی (BESS) و تجهیزات جبران کننده توان راکتیو گسسته شامل بانک‌های خازنی با در نظر گرفتن عدم قطعیت در بار شبکه و تولید توان نیروگاه بادی و خورشیدی انجام شده است. نهایتاً کارایی روش بیان شده با انجام مطالعات عددی بر روی شبکه‌های توزیع ۳۳ و ۶۹ شینه IEEE و در محیط نرم‌افزار بهینه‌سازی GAMS پیاده‌سازی گردیده است.

کلیدواژه: بانک‌های خازنی، بخش بار احتمالی، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی، عدم قطعیت، مدیریت توان راکتیو، منابع تولید پراکنده.

فهرست اصطلاحات

اندیس‌ها

n_s و s : تعداد سناریوها و شمارنده سناریو
 T و t : تعداد ساعات پیش‌بینی و شمارنده ساعت
 N : تعداد خطوط شبکه
 M : تعداد منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر
 B : تعداد باتری‌ها
 X : شمارنده منابع تولید پراکنده و باتری‌ها
 j و k : شمارنده گره‌ها

پارامترها

v_{co} : سرعت وصل شدن توربین بادی [m/s]
 v_p : سرعت نامی توربین بادی [m/s]
 $P_{v,p}$: توان نامی توربین بادی [kW]

v_{co} : سرعت قطع شدن توربین بادی [m/s]
 P_{sn} : توان نامی نیروگاه خورشیدی [kW]
 G_{std} : میزان تابش محیط در شرایط استاندارد [W/m²]
 R_c : میزان تابش ثابت بر حسب [W/m²]
 μ : میانگین توزیع احتمالاتی بار شبکه
 σ : انحراف معیار توزیع احتمالاتی بار شبکه
 p : تعداد پارامترهای "اتورگرسیو"
 q : تعداد پارامترهای "میانگین حرکتی"
 ϵ_t : خطای داده t ام
 \emptyset : ثابت i ام اتورگرسیو
 θ_j : ثابت j ام میانگین حرکتی
 μ_t : میانگین سرعت باد در زمان t
 σ_t : انحراف معیار سرعت باد در زمان t
 c^{Qgrid} : هزینه توان راکتیو شبکه [SGD/kVARh]
 c_t^{pgrid} : هزینه توان اکتیو شبکه [SGD/kWh]
 c^{PDG} : هزینه پرداختی برای تولید توان اکتیو منابع تولید پراکنده [SGD/kWh]
 I_{max} : حداکثر جریان انتقالی در خطوط توزیع [p.u.]
 π_s : احتمال سناریوی s ام
 S_{max}^{DG} : حداکثر توان ظاهری اینورتر منابع تولید پراکنده
 SOC_{min} : حد پایین نرخ شارژ باتری [%]
 SOC_{max} : حد بالای نرخ شارژ باتری [%]
 P_{min}^{BESS} : حداقل توان شارژ و دشارژ باتری [kW]
 P_{max}^{BESS} : حداکثر توان شارژ و دشارژ باتری [kW]
 S_{max}^{BESS} : حداکثر توان ظاهری اینورتر باتری سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی [kVA]
 η^{CH} و η^{DCH} : بازده شارژ و دشارژ باتری
 E_x^{BESS} : ظرفیت انرژی باتری x ام [kWh]
 Q_{min} : حداقل توان راکتیو منابع تولید پراکنده [kVAR]
 Q_{max} : حداکثر توان راکتیو منابع تولید پراکنده [kVAR]
 Q_{ov} : ماکسیمم توان راکتیو در دسترس منابع تولید پراکنده [kVAR]
 m : هزینه در دسترس بودن منابع تولید پراکنده [\$]
 m_1 : هزینه تلفات اضافی منابع تولید پراکنده [\$/ (MVar)^γ]
 m_p : هزینه فرصت از دست‌رفته منابع تولید پراکنده [\$/ (MVar)^γ]
 Z_1, Z_p, Z_r : متغیرهای باینری تعیین‌کننده ناحیه عملکرد منابع تولید پراکنده
 QPF_X^{DG} : تابع پرداخت توان راکتیو منبع تولید پراکنده x ام

این مقاله در تاریخ ۲۹ شهریور ماه ۱۴۰۱ دریافت و در تاریخ ۲۲ اسفند ماه ۱۴۰۱ بازنگری شد.

محبوبه اعتمادی‌زاده، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران، (email: m.etemadzadeh@birjand.ac.ir).

مریم رضانی (نویسنده مسئول)، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران، (email: mramezani@birjand.ac.ir).

حمید فلقی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران، (email: falaghi@birjand.ac.ir).

۱- مقدمه

به دلیل نیاز روزافزون به دیماند توان راکتیو در سیستم‌های قدرت و اثر نامطلوب کمبود آن، تأمین و جبران توان راکتیو از اهمیت شایانی برخوردار است. جبران توان راکتیو موجب بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات می‌شود و همچنین روشی برای فراهم‌کردن تنظیم ولتاژ در شبکه قدرت است [۱]. خازن‌ها در شبکه توزیع به‌صورت گسترده‌ای به عنوان روشی ممکن و مقرون‌به‌صرفه در تأمین و جبران توان راکتیو به کار برده می‌شوند [۲]. در سال‌های اخیر استفاده از منابع انرژی توزیع شده (DER) شامل تولیدات پراکنده (DG) و سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی (ESS) جهت جبران توان راکتیو در شبکه‌های توزیع، گسترش روزافزونی یافته است. عرضه برق سازگار با محیط زیست، محدودیت ساخت خطوط انتقال جدید و کاهش استفاده از منابع سوختی از جمله مزایای تولیدات پراکنده می‌باشد [۳]. تا کنون پژوهش‌های زیادی در زمینه بهینه‌سازی توان راکتیو در شبکه‌های توزیع انجام شده است. این پژوهش‌ها را در مورد بهینه‌سازی توان راکتیو در شبکه‌های توزیع می‌توان از دیدگاه‌های متفاوتی بررسی نمود که عبارت هستند از انواع تجهیزات موجود برای جبران‌سازی توان راکتیو [۴] تا [۱۲]، اجزای تابع هدف و هزینه‌های تأمین توان راکتیو [۸] و [۹]، مدل‌سازی عدم قطعیت [۸] و [۱۰] و مالکیت منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی [۱۱] و [۱۲]. در پژوهش‌های مختلف از تجهیزات متفاوتی برای جبران و یا بهینه‌سازی توان راکتیو در شبکه‌های توزیع استفاده گردیده است [۴] تا [۱۲]. پژوهش‌های زیادی در زمینه بهینه‌سازی توان راکتیو در شبکه‌های توزیع با استفاده از تپ‌چنجر قابل تغییر زیر بار، بانک‌های خازنی و منابع تولید پراکنده (DG) انجام شده است [۱۳] تا [۱۵].

در برخی از پژوهش‌های انجام‌شده در زمینه بهینه‌سازی توان راکتیو در شبکه‌های توزیع، از منابع تولید پراکنده و خودروهای الکتریکی به عنوان تجهیزات جبران توان راکتیو استفاده شده است [۱۱] و [۱۶]. همچنین در برخی از پژوهش‌ها از منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره انرژی برای بهینه‌سازی توان راکتیو در شبکه‌های توزیع استفاده گردیده است [۱۷] و [۱۸].

در [۱۰] و [۱۹] از منابع تولید پراکنده برای بهینه‌سازی توان راکتیو در شبکه‌های توزیع استفاده شده است. جبران توان راکتیو در شبکه‌های توزیع با استفاده از بانک‌های خازنی و منابع تولید پراکنده در پژوهش‌های [۱۲] و [۲۰] انجام شده است.

اهداف مختلفی برای مسئله بهینه‌سازی توان راکتیو در پژوهش‌های مختلف با توجه به چارچوب تعریف‌شده برای حل مسئله، شامل حل مسئله در محیط بازار برق، در نظر گرفتن ساختار سنتی، امکان شارش توان راکتیو و راکتیو به شبکه بالادست، مالکیت منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی لحاظ شده است. بدون در نظر گرفتن بازار توان راکتیو، این اهداف عبارت هستند از کاهش تلفات شبکه، بهبود ضریب توان و بهبود پروفیل ولتاژ [۱۹]، [۲۱] و [۲۲]. تابع هدف در نظر گرفته شده در [۹] و [۱۱] شامل کمینه‌سازی تلفات شبکه می‌باشد. کمینه‌سازی هزینه تلفات شبکه و بهبود پروفیل ولتاژ به عنوان پارامترهای تابع هدف در [۱۳] و [۱۴] در نظر گرفته شده است. در محیط بازار برق، هزینه تأمین توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده (DG) و سیستم‌های ذخیره انرژی

V_t : ولتاژ نقطه اتصال شبکه

I_c و V_c : ولتاژ و جریان اینورتر

X_c : راکتانس اینورتر

C_{self} ، C_V و C_R : ثابت‌های تجربی متناسب با منحنی ظرفیت اینورتر

متغیرها

$c_{x,s,t}^{ODG}$: هزینه تولید توان راکتیو توسط منبع تولید پراکنده x ام در سناریوی s و زمان t [SGD/kVArh]

$c_{x,s,t}^{OBESS}$: هزینه تولید توان راکتیو توسط باتری x ام در سناریوی s و زمان t [SGD/kVArh]

G_t : میزان تابش خورشید در زمان t [W/m^2]

$I_{s,jk,t}$: جریان انتقالی در خط اتصال گره j و k در سناریوی s و زمان t [p.u.]

$P(v)$: توان خروجی توربین بادی [kW]

$P_t^{su}(G_t)$: توان تولیدی نیروگاه‌های خورشیدی [kW]

P^D : توان مصرفی ریزشبکه‌ها [kW]

$P_{s,t}^{grid}$: توان اکتیو دریافتی (تزریقی) از (به) شبکه در سناریوی s و زمان t [kW]

$P_{j,s,t}^{load}$: تقاضای توان اکتیو در گره j ام در سناریوی s و زمان t [kW]

$P_{x,s,t}^{DG}$: توان اکتیو تزریق‌شده به شبکه توسط منبع تولید پراکنده x ام در سناریوی s و زمان t [kW]

$P_{jk,s,t}^{loss}$: تلفات توان در خط اتصال گره j و k در سناریوی s و زمان t [kW]

$P_{x,s,t}^{BESS\ or\ B}$: توان شارژ یا دشارژ باتری x ام در سناریوی s و زمان t [kW]

$P_{x,s,t}^{B,invloss}$: تلفات توان اینورتر باتری x ام در سناریوی s و زمان t [kW]

$Q_{s,t}^{grid}$: توان راکتیو دریافتی (تزریقی) از (به) شبکه در سناریوی s و زمان t [kVAr]

$Q_{jk,s,t}^{loss}$: تلفات توان راکتیو در خط اتصال گره j و k در سناریوی s و زمان t [kVAr]

$Q_{j,s,t}^{load}$: تقاضای توان راکتیو در گره j ام در سناریوی s و زمان t [kVAr]

$Q_{x,s,t}^{DG}$: توان راکتیو تزریق‌شده به شبکه توسط منبع تولید پراکنده x ام در سناریوی s و زمان t [kVAr]

$Q_{x,s,t}^{BESS\ or\ B}$: توان راکتیو تزریق‌شده به شبکه توسط باتری x ام در سناریوی s و زمان t [kVAr]

Q_{mnd} : توان راکتیو الزامی منابع تولید پراکنده [kVAr]

$S_{jk,s,t}^{loss}$: تلفات توان ظاهری در خط اتصال گره j و k در سناریوی s و زمان t [kVA]

$SOC_{x,s,t}$: نرخ شارژ باتری x ام در سناریوی s و زمان t

$V_{j,s,t}$: ولتاژ گره j ام در سناریوی s و زمان t [p.u.]

v : سرعت باد [m/s]

Z_t : مقدار سری زمانی آرما در زمان t

$\delta_{x,s,t}^{CH}$: متغیر باینری نشان‌دهنده وضعیت شارژ باتری

$\delta_{x,s,t}^{DCH}$: متغیر باینری نشان‌دهنده وضعیت دشارژ باتری

1. Distributed Energy Resources
2. Distributed Generation
3. Energy Storage System

مرور مختصر ارائه‌شده در مورد مسئله مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع نشان می‌دهد که در بسیاری از مقالات، مسئله مدیریت توان راکتیو بدون مدل‌سازی هزینه توان راکتیو تجهیزات کنترل توان راکتیو پیوسته (شامل تولیدات پراکنده و سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی) انجام شده است. در [۱۷] مسئله مدیریت توان راکتیو در شبکه‌های توزیع بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های موجود در مسئله انجام شده است. همچنین با توجه به مشخصات مسئله که یک مسئله غیرخطی و غیرمحدب است، استفاده از روش‌های خطی‌سازی و تبدیل روابط غیرخطی به روابط خطی و محدب برای رسیدن به جواب بهینه بسیار مطلوب می‌باشد؛ به همین منظور برای پرکردن خلأهای علمی موجود در این مقاله دو ساختار مختلف مطالعه می‌شود. ساختار اول حالتی است که مسئله مدیریت توان راکتیو در حضور نیروگاه بادی و خورشیدی و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و با در نظر گرفتن عدم قطعیت در بار شبکه و تولید توان نیروگاه بادی و خورشیدی و مدل‌سازی هزینه توان راکتیو تجهیزات کنترل توان راکتیو پیوسته انجام شده است. در این ساختار یک تابع هدف عملی برای ایجاد تعادل بین تأمین توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و تلفات شبکه توزیع ارائه شده است. روش پیشنهادی بر اساس برنامه‌ریزی تصادفی است. در مدل پیشنهادی با استفاده از روش آرما سناریوهای مختلفی برای پارامترهای دارای عدم قطعیت سیستم یعنی سرعت باد و میزان تابش خورشید تولید می‌شود. برای مدل‌سازی عدم قطعیت در بار شبکه از تابع توزیع نرمال استفاده شده است. در ساختار دوم، مدیریت توان راکتیو در حضور تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو گسسته شامل بانک‌های خازنی انجام گردیده است. در این ساختار فرض شده است که منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی، قابلیت تولید توان راکتیو را نداشته و فقط بانک‌های خازنی قابل کلیدزنی برای مدیریت توان راکتیو شبکه در دسترس هستند. اهداف اصلی مقاله حاضر را می‌توان به شرح زیر خلاصه کرد:

- ۱) مدیریت توان راکتیو در شبکه توزیع با استفاده از منابع تولید پراکنده (DG) شامل نیروگاه بادی و خورشیدی، سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی (BESS) و خازن‌های قابل کلیدزنی
- ۲) مدل‌سازی عدم قطعیت‌های موجود در مسئله شامل عدم قطعیت در بار شبکه و توان خروجی نیروگاه بادی و خورشیدی با استفاده از روش تولید سناریو
- ۳) فرمول‌بندی هزینه‌های تأمین توان راکتیو منابع تولید پراکنده (DG) و سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی (BESS)، خطی‌سازی روابط ارائه‌شده و پیاده‌سازی مسئله در محیط نرم‌افزار بهینه‌سازی گمز
- ۴) حل مسئله با در نظر گرفتن امکان تزریق توان اکتیو و راکتیو به شبکه بالادست

ابتدا در بخش دوم به مدل‌سازی احتمالاتی بار و توان خروجی منابع تولید پراکنده، مدل‌سازی عدم قطعیت‌های موجود در مسئله و تولید سناریو پرداخته خواهد شد. مدل تابع هدف پیشنهادی، محدودیت‌های شبکه، محدودیت‌های تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو و مدل‌سازی هزینه توان راکتیو این تجهیزات در بخش سوم معرفی خواهد شد. معادلات پخش بار شبکه در بخش چهارم آمده است. بخش پنجم به ارائه روش خطی‌سازی مدل پیشنهادی اختصاص خواهد داشت. در بخش ششم به ارائه نتایج شبیه‌سازی پرداخته خواهد شد و نهایتاً در بخش هفتم جمع‌بندی و نتیجه‌گیری مقاله آمده است.

الکتریکی (BESS) بر اساس منحنی ظرفیت آنها در حالت کلی شامل هزینه تلفات اضافی به دلیل تزریق توان راکتیو، هزینه در دسترس بودن و هزینه فرصت ازدست‌رفته می‌باشد [۸] و [۲۳]. در برخی از پژوهش‌های انجام‌شده، هزینه تلفات اضافی به دلیل تزریق توان راکتیو و هزینه فرصت ازدست‌رفته به عنوان هزینه تأمین توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شده است [۱۷]. برخی از پژوهش‌ها نیز تنها هزینه تلفات اضافی به دلیل تزریق توان راکتیو را به عنوان هزینه تأمین توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده در نظر گرفته‌اند [۲۴].

در [۱۷] و [۲۴] هزینه تأمین توان راکتیو توسط سیستم‌های ذخیره انرژی شامل هزینه تلفات اضافی به دلیل تأمین توان راکتیو توسط این منابع در نظر گرفته شده است. در [۲۵]، کمینه‌سازی تابع پرداخت کلی قابل انتظار اپراتور سیستم توزیع به ژنراتورها شامل هزینه انرژی منابع تولید پراکنده، هزینه توان راکتیو منابع تولید پراکنده شامل هزینه تلفات و هزینه در دسترس بودن، هزینه انرژی و توان راکتیو خریداری‌شده توسط کمپانی توزیع از بازار بالادست و هزینه سود ازدست‌رفته پرداخت‌شده به مالکان منابع تولید پراکنده به عنوان پارامترهای مؤثر در تابع هدف در نظر گرفته شده‌اند. تابع هزینه مورد انتظار توان راکتیو منابع تولید پراکنده با استفاده از منحنی ظرفیت منابع تولید پراکنده به دست می‌آید و قیمت‌های پیشنهادی منابع تولید پراکنده توزیع‌شده و تجدیدپذیر داده شده است. همچنین هزینه سود ازدست‌رفته برابر خواهد بود با سود دریافتی منابع تولید پراکنده از فروش انرژی در بازار جداگانه توان راکتیو و بازار مشترک.

بسیاری از پژوهش‌های انجام‌شده در زمینه بهینه‌سازی توان راکتیو به حل مسئله با توجه به عدم قطعیت پارامترهای نامطمئن پرداخته‌اند [۸]، [۱۰] و [۲۱]. عدم قطعیت در نظر گرفته شده در [۱۰] و [۲۱] شامل عدم قطعیت در توان خروجی منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر می‌باشد. در مدل پیشنهادی [۸] از روش سناریویی درخت به منظور مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مربوط به تابش خورشید، سرعت باد و پاسخگویی بار استفاده گردیده است. در این مقاله همچنین تأثیر نفوذ انرژی خورشیدی و باد بر قیمت‌های محلی توزیع اکتیو و راکتیو در محیط بازار توزیع مورد بررسی قرار گرفته است.

در بسیاری از پژوهش‌های انجام‌شده برای بهینه‌سازی توان راکتیو در شبکه‌های توزیع مالک منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی، خود شبکه توزیع در نظر گرفته شده است [۲۰] تا [۲۲] و [۲۶]. از این رو در این مراجع هیچ هزینه‌ای برای جبران توان راکتیو توسط تجهیزات جبران توان راکتیو در نظر گرفته نشده است. مالک منابع تولید پراکنده در برخی از پژوهش‌های انجام‌شده، شرکت‌های تولیدی در نظر گرفته شده است [۱۶]، [۲۳] و [۲۷]. تابع پرداخت منابع تولید پراکنده در این مراجع شامل هزینه تلفات اضافی ناشی از تزریق توان راکتیو، هزینه در دسترس بودن و هزینه فرصت ازدست‌رفته می‌باشد که بایستی توسط اپراتور سیستم توزیع به مالک منابع تولید پراکنده پرداخت شود. مرجع [۱۷] به تحلیل تأثیر اقتصادی و فنی تأمین توان راکتیو محلی در ریزشبکه‌های متصل به شبکه اصلی در حضور منابع انرژی توزیع‌شده می‌پردازد. تابع هدف در نظر گرفته شده در این مرجع شامل کمینه‌سازی هزینه توان اکتیو شبکه، هزینه توان راکتیو شبکه، هزینه توان اکتیو از PV، هزینه توان راکتیو از PV، هزینه توان راکتیو از باتری و هزینه تخریب باتری و انحراف ولتاژ است. هزینه تأمین توان راکتیو توسط PV شامل هزینه تلفات اضافی ناشی از تزریق توان راکتیو و هزینه فرصت ازدست‌رفته می‌باشد.

احتمالاتی مناسب با رفتار آنها در گذشته نشان داده شود. در مقاله حاضر، برای مدل سازی رفتار احتمالاتی بار شبکه از تابع توزیع نرمال استفاده گردیده است [۲۹]

$$F_L(P^D) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \times \sigma} \exp\left(-\frac{(P^D - \mu)^2}{2 \times \sigma^2}\right) \quad (3)$$

که در رابطه فوق به ازای هر P^D یک عدد برای $F_L(P^D)$ به دست می آید. شایان ذکر است که رابطه فوق میزان بار پیک سالانه شبکه را نشان می دهد.

۲-۴ مدل سازی عدم قطعیت در تولید توان نیروگاه بادی

عموماً سرعت باد دارای میانگین متغیر نیست و از این رو در مقاله حاضر برای مدل سازی سرعت باد از سری های زمانی آرما استفاده گردیده است. مدل های آرما روش های پیش بینی مبتنی بر مدل های سری های زمانی هستند [۳۰]. در این روش، پیش بینی مقادیر در آینده بر پایه مشاهدات قبلی و اطلاعات گذشته متغیر تصادفی صورت می گیرد که عبارت های سری های زمانی به این امر اشاره دارد. مدل آماری سری زمانی ARMA (p,q) که در واقع ترکیبی از اتورگرسیو (AR) و میانگین حرکتی (MA) می باشد برای شناسایی الگو و تخمین داده ها به شکل رابطه زیر است

$$z_t = \sum_{i=1}^p \phi_i z_{t-i} + \varepsilon_t - \sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-j} \quad (4)$$

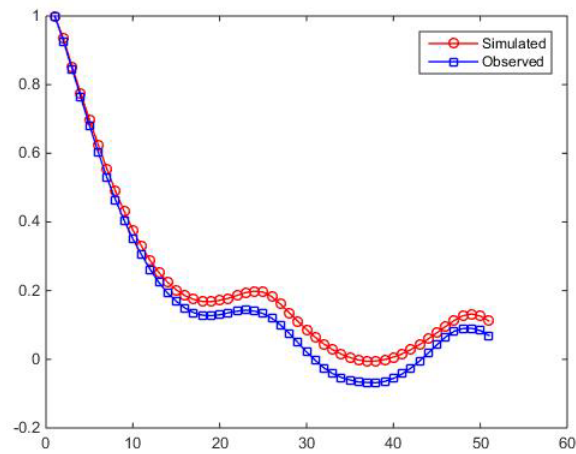
که در رابطه بالا، ε_t مربوط به نویز سفید یا همان خطای پیش بینی بوده و دارای توزیع نرمال با میانگین صفر و انحراف معیار σ می باشد. سرعت باد شبیه سازی شده در ساعت t ام $WS(t)$ به صورت رابطه زیر محاسبه می شود

$$WS(t) = \mu_t + \sigma_t z_t \quad (5)$$

ضرایب الگو و میانگین متحرک با استفاده از ضرایب خودهمبستگی و خودهمبستگی جزئی سرعت باد به دست می آیند تا بر اساس مقادیر گذشته مؤلفه های سناریوها یعنی سرعت باد و ضریب تابش خورشید، سناریوهای جدید برای آینده تولید شوند. شایان توجه است که روش آرما در مقایسه با روش مونت کارلو از توانایی بیشتری برای ایجاد وابستگی بین متغیرها برخوردار است. برای شبیه سازی سرعت باد در این مقاله از اطلاعات سایت واتفورد در منطقه داکوتای شمالی استفاده شده است [۳۱]. میانگین و انحراف معیار داده های تاریخی به ترتیب ۹٫۸۷۷۲ متر بر ثانیه و ۵٫۳۳۴۶ هستند. این اطلاعات برای ایجاد سری زمانی آرما استفاده شده است. اطلاعات تاریخی دربرگیرنده سرعت باد به مدت ۱۰ سال از ماه ژوئن ۲۰۰۱ تا دسامبر ۲۰۰۹ است. با استفاده از ضرایب همبستگی خودی و همبستگی خودی جزئی برای اطلاعات تاریخی سایت واتفورد، سری زمانی ARMA(۳,۲) به عنوان مناسب ترین مدل برای این سایت حاصل شده است. نهایتاً رابطه سری زمانی به صورت زیر مدل می شود

$$z_t = \varepsilon_t + 0.943494 z_{t-1} - 0.305183 z_{t-2} + 0.127875 z_{t-3} + 0.948276 \varepsilon_{t-1} - 0.232758 \varepsilon_{t-2} \quad (6)$$

لازم به ذکر است که واریانس تخمینی برای سری زمانی نیز ۰٫۶۹۱۸ به دست آمده است. در شکل ۱ شاخص خودهمبستگی داده های تاریخی در بازه زمانی پیش بینی شده و شاخص شبیه سازی شده نشان داده شده است. نزدیکی شاخص های واقعی و پیش بینی شده در این شکل قابل مشاهده هستند.



شکل ۱: شاخص خودهمبستگی سرعت باد پیش بینی شده و واقعی سایت واتفورد.

۲-۲ مدل سازی احتمالاتی بار و منابع تجدیدپذیر

افزایش روزافزون استفاده از منابع تولید تجدیدپذیر در شبکه های توزیع از یک طرف و ماهیت تصادفی الگوهای تجدید ساختار از سوی دیگر، باعث افزایش عدم قطعیت در پارامترهای سیستم های قدرت می شود. در این مقاله برای پوشش عدم قطعیت پارامترهای نامشخص سیستم از روش تولید سناریو استفاده شده است.

۱-۲ توان تولیدی نیروگاه بادی

توان خروجی، یک توربین بادی متأثر از سرعت باد بوده و یک رابطه غیرخطی بین این دو پارامتر وجود دارد. این مشخصه در (۱) آمده که در آن v_{ci} سرعت بادی است که توربین بادی در آن شروع به کار می کند. توان تولیدی توربین در سرعت نامی v_r به مقدار نامی $P_{v,r}$ می رسد و در سرعت v_{co} به دلیل حفظ امنیت، توربین بادی متوقف می شود

$$P(v) = \begin{cases} 0 & , 0 \leq v \leq v_{ci} \\ P_{v,r} \left(\frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} \right)^3 & , v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{v,r} & , v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & , v \geq v_{co} \end{cases} \quad (1)$$

۲-۲ توان تولیدی نیروگاه خورشیدی

توان تولیدی نیروگاه های خورشیدی به طور مستقیم به شدت تابش خورشید بستگی دارد. با وجود این، سایر عوامل نظیر دما، شدت وزش باد، موقعیت جغرافیایی و زاویه تابش خورشید نیز سهم زیادی در راندمان سلول های خورشیدی ایفا می کنند. در این مقاله از (۲) جهت محاسبه انرژی خورشیدی استفاده شده است [۲۸]

$$P_t^{su}(G_t) = \begin{cases} P_{sn} \times \frac{(G_t)^2}{G_{std} R_c} & , 0 < G_t < R_c \\ P_{sn} \times \frac{G_t}{G_{std}} & , G_t > R_c \end{cases} \quad (2)$$

که G_{std} میزان تابش محیط در شرایط استاندارد معادل 1000 W/m^2 و R_c میزان تابش ثابت 150 W/m^2 است.

۳-۲ مدل سازی عدم قطعیت بار

در تئوری احتمالات، رفتار تصادفی پارامترها می تواند توسط تابع چگالی

تابع هدف نشان‌دهنده هزینه توان اکتیو و راکتیو شبکه می‌باشد. توان اکتیو و راکتیو مبادله‌شده با شبکه اصلی می‌تواند مثبت یا منفی باشد، به این معنی که در صورت ورود توان به ریزشکبه، علامت مثبت به معنای خرید توان از شبکه بالادست و در صورت تزریق توان از ریزشکبه به شبکه بالادست، علامت منفی به معنای فروش توان لحاظ خواهد شد. مؤلفه پنجم و ششم تابع هدف نشان‌دهنده پرداخت ریزشکبه به مالکان منابع تولید پراکنده بابت توان اکتیو و راکتیو تولیدی توسط این منابع می‌باشد. در نهایت مؤلفه هفتم تابع هدف نشان‌دهنده پرداخت ریزشکبه به مالکان سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی بابت توان راکتیو تولیدی توسط این منابع می‌باشد

$$Cost = \sum_{s=1}^{n_s} \pi_s \left(\sum_{t=1}^T c_t^{pgrid} \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N P_{jk,s,t}^{loss} + c_t^{pgrid} \sum_{x=1}^B P_{x,s,t}^{BESS} + c_t^{pgrid} P_{s,t}^{pgrid} + c_t^{Qgrid} Q_{s,t}^{grid} + c_t^{PDG} \sum_{x=1}^M P_{x,s,t}^{PDG} + \sum_{x=1}^M c_{x,s,t}^{QDG} Q_{x,s,t}^{DG} + \sum_{x=1}^B c_{x,s,t}^{QBESS} Q_{x,s,t}^{BESS} \right) \quad (8)$$

۲-۳ تابع هدف در نظر گرفته شده در حالت دوم

تابع هدف در نظر گرفته شده در حالت مدیریت توان راکتیو با استفاده از خازن‌های قابل کلیدزنی شامل کاهش هزینه تلفات شبکه، هزینه توان اکتیو و راکتیو شبکه، هزینه توان اکتیو منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر، هزینه شارژ باتری و هزینه خازن‌ها با در نظر گرفتن قیود سیستم است [۱۷].

۳-۳ محدودیت‌های سیستم قدرت

محدودیت‌های سیستم قدرت عبارتند از

$$P_{s,t}^{grid} - \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N P_{jk,s,t}^{loss} - \sum_{j=1}^N P_{j,s,t}^{load} + \sum_{x=1}^M P_{x,s,t}^{PV} + \sum_{x=1}^M P_{x,s,t}^{wt} - \sum_{x=1}^B P_{x,s,t}^{BESS} = 0 \quad (9)$$

$$Q_{s,t}^{grid} - \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N Q_{jk,s,t}^{loss} - \sum_{j=1}^N Q_{j,s,t}^{load} + \sum_{x=1}^M Q_{x,s,t}^{PV} + \sum_{x=1}^M Q_{x,s,t}^{wt} + \sum_{x=1}^B Q_{x,s,t}^{BESS} = 0 \quad (10)$$

$$S_{jk,s,t}^{loss} = \sqrt{P_{jk,s,t}^{loss}{}^2 + Q_{jk,s,t}^{loss}{}^2} = (V_{j,s,t} - V_{k,s,t}) I_{jk,s,t}^* \quad (11)$$

$$I_{jk,s,t} \leq I_{max} \quad (12)$$

$$V_{min} \leq |V_{j,s,t}| \leq V_{max} \quad (13)$$

رابطه (۹) محدودیت تعادل توان اکتیو در شبکه را نشان می‌دهد. در این رابطه، مقادیر مثبت $P_{x,s,t}^{BESS}$ نشان‌دهنده وضعیت شارژ باتری می‌باشد و در این صورت باتری به‌عنوان یک بار برای شبکه در نظر گرفته می‌شود. محدودیت تعادل توان راکتیو شبکه در (۱۰) بیان شده که در این رابطه مقادیر مثبت $Q_{x,s,t}^{DG}$ و $Q_{x,s,t}^{BESS}$ نشان‌دهنده تزریق توان راکتیو به شبکه توسط این منابع می‌باشد. تلفات خطوط به وسیله (۱۱) محاسبه می‌شود. روابط (۱۲) و (۱۳) به ترتیب بیانگر محدودیت شارش جریان خطوط و محدودیت ولتاژ شین‌ها در شبکه می‌باشند.

۴-۳ محدودیت‌های منابع تولید پراکنده

محدودیت توان راکتیو منابع تولید پراکنده عبارت است از

۵-۲ مدل‌سازی عدم قطعیت در تولید توان نیروگاه خورشیدی

برای مدل‌سازی عدم قطعیت انرژی خورشیدی نیز از اطلاعات سایت وانفورد در منطقه داکوتای شمالی استفاده شده است. اطلاعات تاریخی دربرگیرنده تابش خورشید به مدت ۱۰ سال از ماه ژوئن ۲۰۰۱ تا دسامبر ۲۰۰۹ است. با استفاده از ضرایب همبستگی خودی و همبستگی خودی جزئی برای اطلاعات تاریخی سایت وانفورد، سری زمانی $ARMA(2,1)$ به عنوان مناسب‌ترین مدل برای این سایت حاصل شده است. رابطه زیر عدم قطعیت انرژی خورشیدی را با استفاده از مدل آرما بیان می‌کند

$$z_t = \varepsilon_t + 0.344344z_{t-1} + 0.313456z_{t-2} + 0.426301\varepsilon_{t-1} \quad (7)$$

۶-۲ ترکیب و کاهش سناریو

از آنجایی که تولید توان نیروگاه بادی و خورشیدی و بار شبکه مستقل از هم فرض شده‌اند، باید تمامی ترکیب‌های سناریوهای آنها در نظر گرفته شوند. با افزایش تعداد سناریوهای هر پارامتر تصادفی در مسئله، تعداد سناریوهای ترکیبی بسیار زیاد خواهد شد که در نتیجه زمان حل مسئله بسیار طولانی می‌شود. به منظور فائق آمدن بر این مسئله، با استفاده از روش کاهش سناریو، تعداد سناریوها کاهش می‌یابد؛ در حالی که خصوصیات اصلی مدل سناریو همچنان حفظ می‌شود. در این مقاله از روش فاصله احتمال کانتروویج برای کاهش حجم محاسباتی مسئله و افزایش سرعت اجرای برنامه استفاده شده است. این روش علاوه بر کاهش حجم محاسباتی و بهبود سرعت انجام آن، دقت مورد نیاز مسئله را تضمین می‌کند. اقدام اولیه برای کاهش سناریوها، حذف سناریوهای نزدیک به هم و سناریوهای با احتمال وقوع کم است. برای این منظور از الگوریتم‌های کاهش سناریو استفاده می‌شود. این الگوریتم‌ها یک زیرمجموعه از سناریوهای تولیدشده را مشخص و احتمالات آنها را محاسبه می‌کنند؛ به طوری که احتمال سناریوی حذف‌شده به نزدیک‌ترین سناریوی موجود از نظر فاصله احتمالاتی اضافه شود. در این روش، احتمال تمامی سناریوهای حذف‌شده برابر با صفر در نظر گرفته می‌شوند و احتمال سناریوهای باقیمانده برابر با مجموع احتمالات قبلی و نیز احتمال نزدیک‌ترین سناریوی حذف‌شده است [۳۲].

۳- فرمول‌بندی مسئله

در این بخش، تابع هدف و قیود مسئله مدیریت توان راکتیو در یک ریزشکبه متصل به شبکه اصلی در حضور منابع انرژی توزیع‌شده (DER) و با در نظر گرفتن عدم قطعیت در بار شبکه، تولید توان نیروگاه بادی و خورشیدی ارائه شده است.

۱-۳ تابع هدف در حالت اول

تابع هدف در نظر گرفته شده در این حالت شامل کاهش هزینه تلفات شبکه، هزینه توان اکتیو و راکتیو شبکه، هزینه توان اکتیو منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر، هزینه شارژ باتری و هزینه توان اکتیو سیستم ذخیره‌ساز انرژی با در نظر گرفتن قیود سیستم می‌باشد. رابطه (۸) نشان‌دهنده کل پرداخت ریزشکبه به شبکه اصلی و صاحبان منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی می‌باشد [۱۷]. در این مقاله فرض شده که ریزشکبه قیمت برق را به‌عنوان ورودی دریافت می‌کند و تأثیری بر قیمت برق شبکه ندارد. مؤلفه دوم تابع هدف نشان‌دهنده هزینه شارژ باتری سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی می‌باشد. مؤلفه سوم و چهارم

شارژ باتری توسط (۱۸) به روزرسانی می‌شود. همچنین محدودیت توان راکتیو تولیدی توسط باتری در (۱۹) بیان شده است. در این مقاله بهره‌بردار شبکه توزیع توان اکتیو و راکتیو خروجی باتری را کنترل می‌کند.

۳-۶ هزینه تأمین توان راکتیو

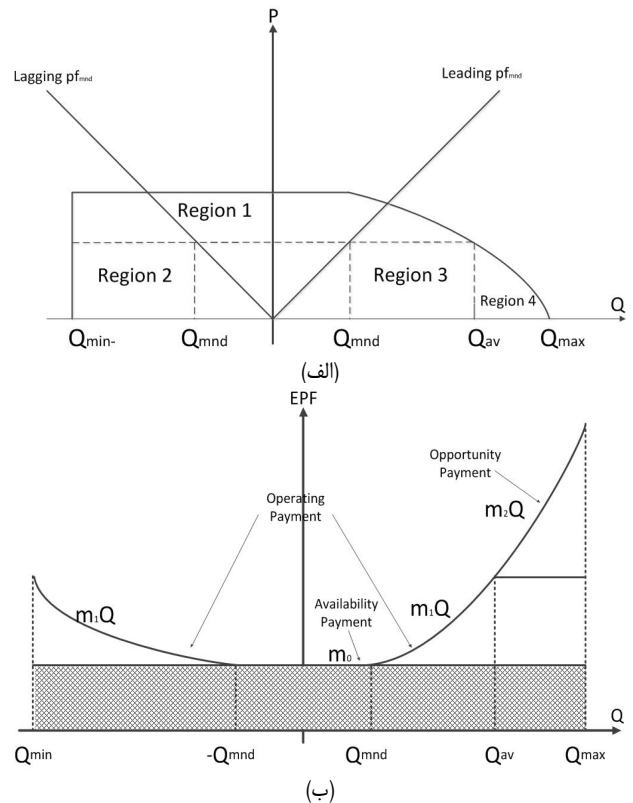
در این مقاله فرض می‌شود اینورترهایی که منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی را به شبکه متصل می‌کنند دارای ظرفیت توان راکتیو هستند. توان راکتیو جذب‌شده یا تزریق‌شده توسط این منابع توسط (۱۴) و (۱۹) محدود شده که در این روابط $S_{max}^{BESS or DG}$ به ترتیب برابر با P_{rated}^{DG} و P_{max}^{BESS} برای منابع تولید پراکنده و باتری در نظر گرفته شده است. بنابراین هیچ سرمایه‌گذاری اضافی برای مدیریت توان راکتیو توسط این منابع لازم نیست. به منظور برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو در ریزشبکه‌ها باید ابتدا هزینه تأمین توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی فرموله شود.

۳-۶-۱ هزینه توان راکتیو منابع تولید پراکنده

هزینه تأمین توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده شامل سه هزینه در دسترس بودن، هزینه تلفات اضافی اینورتر ناشی از تزریق توان راکتیو و هزینه فرصت ازدست‌رفته است. هزینه فرصت ازدست‌رفته زمانی اتفاق می‌افتد که به دیماند توان راکتیو بیشتری نیاز است؛ بنابراین منابع تولید پراکنده باید توان راکتیو بیشتری تولید کنند که این کار باعث کاهش تولید توان اکتیو این منابع می‌شود. بنابراین در این حالت، هزینه‌ای تحت عنوان هزینه فرصت ازدست‌رفته باید به آن اختصاص داده شود. مبتنی بر منحنی ظرفیت منابع تولید پراکنده شامل توربین‌های بادی و خورشیدی که در شکل ۲-الف آمده است، هزینه تزریق توان راکتیو بر حسب میزان تزریق به چهار ناحیه قابل تقسیم است [۳۴]: ناحیه یک $(-Q_{mnd} to Q_{mnd})$ ، ناحیه دو $(Q_{mnd} to Q_{av})$ ، ناحیه سه $(Q_{mnd} to Q_{max})$ ، در ناحیه یک هزینه تزریق توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده فقط شامل هزینه در دسترس بودن واحد است. در ناحیه دو و سه، هزینه تزریق توان راکتیو شامل هزینه در دسترس بودن و هزینه تلفات اضافی به دلیل تزریق توان راکتیو می‌باشد. در ناحیه چهارم تابع پرداخت توان راکتیو منابع تولید پراکنده شامل هر سه هزینه در دسترس بودن، هزینه تلفات اضافی و هزینه فرصت ازدست‌رفته می‌باشد. ماکسیمم توان راکتیو تولیدی توسط منابع تولید پراکنده شامل نیروگاه‌های بادی و خورشیدی در (۲۰) آمده است. رابطه (۲۱) بیانگر منحنی ظرفیت منابع تولید پراکنده می‌باشد. مبتنی بر دسته‌بندی ارائه‌شده برای هزینه تأمین توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده، تابع پرداخت توان راکتیو (QPF) این منابع در این نواحی در (۲۲) نشان داده شده است

$$Q = \sqrt{(V_t I_c)^2 - (P^{w,pv})^2} = \sqrt{\left(\frac{V_t V_c}{X_c}\right)^2 - (P^{w,pv})^2} - \frac{V_t}{X_c} \quad (20)$$

$$QPF = \begin{cases} m_1 & , -Q_{mnd} \leq Q_i^{w,pv} \leq Q_{mnd} \\ \frac{1}{2} m_1 ((Q_i)^2 - (Q_{mnd})^2) & , Q_i \leq Q_i^{w,pv} \leq -Q_{mnd} \\ \frac{1}{2} m_1 ((Q_i)^2 - (Q_{mnd})^2) & , Q_{mnd} \leq Q_i^{w,pv} \leq Q_i \\ \frac{1}{2} m_1 ((Q_{av})^2 - (Q_{mnd})^2) + \frac{1}{2} m_2 ((Q_i)^2 - (Q_{av})^2) & \\ Q_{mnd} \leq Q_i^{w,pv} \leq Q_{av} & , Q_{av} \leq Q_i^{w,pv} \leq Q_i \end{cases} \quad (21)$$



شکل ۲: الف) منحنی ظرفیت منابع تولید پراکنده و ب) ساختار پرداخت توان راکتیو.

$$|Q_{x,s,t}^{DG}| \leq Q_{lim,t}^{DG} = \sqrt{(S_{max}^{DG})^2 - (P_{x,s,t}^{DG})^2} \quad (14)$$

که $Q_{lim,t}^{DG}$ محدودیت تولید توان راکتیو بدون کاهش توان اکتیو خروجی منابع تولید پراکنده را نشان می‌دهد. در این مقاله ۷۰٪ سطح اطمینان برای منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شده تا مالک منابع تولید پراکنده مطمئن باشد که فرصت تولید توان اکتیو را به دلیل ارائه توان راکتیو از دست نمی‌دهد [۳۳]. همچنین در مواردی که به سطح بالاتری از $Q_{x,s,t}^{DG}$ نیاز است، این محدودیت می‌تواند به صورت زیر بیان شود

$$|Q_{x,s,t}^{DG}| \leq \sqrt{(S_{max}^{DG})^2 - (P_{x,s,t}^{DG,invloss})^2} \quad (15)$$

در این موارد، بهره‌بردار شبکه توزیع باید هزینه‌ای تحت عنوان هزینه فرصت ازدست‌رفته را به مالک منابع تولید پراکنده پرداخت کند که در بخش ۳-۶ توضیحات بیشتری در مورد این هزینه بیان خواهد شد.

۳-۵ محدودیت‌های سیستم ذخیره‌ساز انرژی

توان شارژ و دشارژ باتری با حداکثر و حداقل توان شارژ و دشارژ باتری محدود می‌شود. حالت شارژ باتری نیز باید در محدوده مشخصی قرار داشته باشد. حالت شارژ باتری با توجه به معادلات زیر به‌روز می‌شود

$$P_{min}^{BESS} \leq P_{x,s,t}^{BESS} \leq P_{max}^{BESS} \quad (16)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_{x,s,t} \leq SOC_{max} \quad (17)$$

$$SOC_{(x,s,t+1)} = SOC_{(x,s,t)} + [\delta_{(x,s,t)}^{DCH} \eta^{DCH} P_{(x,s,t)}^{BESS} + \delta_{(x,s,t)}^{DCH} (\eta^{DCH})^{(-1)} P_{(x,s,t)}^{BESS}] \frac{H}{(E_x^{BESS})} \quad (18)$$

$$|Q_{x,s,t}^{BESS}| \leq \sqrt{(S_{max}^{BESS})^2 - (P_{x,s,t}^{BESS})^2} \quad (19)$$

رابطه (۱۶) بیانگر محدودیت توان شارژ و دشارژ باتری می‌باشد. محدودیت نرخ شارژ باتری (SOC) در (۱۷) نشان داده شده است. نرخ

که در رابطه بالا، t' نشان‌دهنده طول دوره شروع روز تا دوره t است. در این مقاله به دلیل آن که بهره‌بردار شبکه توزیع توان اکتیو و راکتیو باتری را تعیین می‌کند، هیچ هزینه فرصت از دست‌رفته‌ای برای باتری در نظر گرفته نمی‌شود. در نظر گرفتن هزینه فرصت از دست‌رفته برای باتری به استفاده از باتری بستگی دارد. مثلاً هزینه فرصت از دست‌رفته برای باتری هنگامی که باتری برای تنظیم فرکانس استفاده می‌شود متفاوت خواهد بود با زمانی که باتری برای آربیتراژ انرژی استفاده می‌شود.

۴- محاسبات پخش بار

یکی از مهم‌ترین بخش‌های طراحی سیستم توزیع ارزیابی شبکه از طریق محاسبات پخش بار و به دست‌آوردن ولتاژها شین‌ها، جریان شاخه‌ها و تلفات شبکه می‌باشد. در این مقاله برای مدل‌سازی معادلات پخش بار از مدل تزریق شین استفاده می‌گردد [۳۶]. معادلات پخش بار عموماً به صورت زیر بیان می‌شوند

$$V_i - V_j = z_{ij} I_{ij}, \quad \forall (i, j) \in E \quad (34)$$

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^*, \quad \forall (i, j) \in E \quad (35)$$

$$\sum_{(i,j) \in E} S_{ij} - \sum_{(k,i) \in E} (S_{ki} - z_{ki} |I_{ki}|^2) + y_i^* |V_i|^2 = S_i, \quad \forall i \in N \quad (36)$$

رابطه (۳۴) بیانگر قانون اهم است و شارش توان شاخه‌ها به وسیله (۳۵) محاسبه می‌شود. همچنین (۳۶) بیانگر قید تعادل توان بر تمام شین‌های شبکه است. با حذف زاویه فاز ولتاژها و جریان‌ها از روابط فوق، معادلات پخش بار به صورت زیر به دست می‌آیند

$$PG_i - PD_i = \sum_{(i,j) \in E} P_{ij} - \sum_{(k,i) \in E} (P_{ki} - r_{ki} |I_{ki}|^2) \quad \forall i \in N \quad (37)$$

$$QG_i - QD_i = \sum_{(i,j) \in E} Q_{ij} - \sum_{(k,i) \in E} (Q_{ki} - x_{ki} |I_{ki}|^2) \quad \forall i \in N \quad (38)$$

$$v_j = v_i - r(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) I_{ij}, \quad \forall (i, j) \in E \quad (39)$$

$$l_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i}, \quad \forall (i, j) \in E \quad (40)$$

روابط بالا بیانگر معادلات پخش بار در شبکه توزیع هستند. با در نظر گرفتن قید غیرخطی (۴۰)، مدل پیشنهادی یک مدل غیرمحدب است. برای ساختن یک مدل محدب، قید (۴۰) به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود

$$l_{ij} \geq \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i}, \quad \forall (i, j) \in E \quad (41)$$

با در نظر گرفتن قید (۴۱) به جای قید غیرخطی (۴۰)، مدل محدب برای پخش بار شبکه توزیع به دست می‌آید.

۵- خطی‌سازی مدل پیشنهادی

تابع پرداخت هزینه توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی به دلیل داشتن متغیر درجه دوم، ضرب متغیر باینری در متغیر پیوسته و ضرب دو متغیر پیوسته غیرخطی هستند. برای خطی‌سازی متغیر درجه دوم در توابع پرداخت منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی از روش خطی‌سازی تکه‌ای خطی استفاده می‌شود [۳۷]. روابط (۴۲) تا (۴۶) بیانگر روش پیشنهادی برای خطی‌سازی متغیر درجه دوم Q هستند

$$QPF = Z_m + Z_1 \frac{1}{\gamma} m_1 ((Q_1)^2 - (Q_{mnd})^2) + Z_r \frac{1}{\gamma} m_1 ((Q_r)^2 - (Q_{mnd})^2) + \quad (22)$$

$$Z_r \left[\left(\frac{1}{\gamma} m_1 ((Q_{av})^2 - (Q_{mnd})^2) + \frac{1}{\gamma} m_1 ((Q_r)^2 - (Q_{av})^2) \right) \right]$$

که در رابطه بالا Z_1, Z_r, Z, Z_1, Z_r متغیرهای باینری تعیین‌کننده ناحیه عملکرد منابع تولید پراکنده می‌باشند. اگر واحد در ناحیه یک عمل کند در این صورت $Z_1 = Z_r = Z = 1$ و $Z_1 = Z_r = Z = 0$ در ناحیه دوم و $Z_1 = Z_r = 0$ و $Z = Z_r = 1$ در ناحیه سه و $Z_1 = Z_r = 0$ و $Z = Z_r = 1$ چهار و $Z_1 = 0$ و $Z = Z_r = Z_r = 1$ تابع پرداخت توان راکتیو تولیدشده توسط منابع تولید پراکنده در شکل ۲-ب آمده است.

$$Z_1, Z_r, Z, Z_1, Z_r \in \{0, 1\} \quad (23)$$

$$-Z Q_{mnd}^{w,pv} \leq Q^{w,pv} \leq Z Q_{mnd}^{w,pv} \quad (24)$$

$$Z_1 Q_{mnd}^{w,pv} \leq Q_1^{w,pv} \leq -Z_1 Q_{mnd}^{w,pv} \quad (25)$$

$$Z_r Q_{mnd}^{w,pv} \leq Q_r^{w,pv} \leq Z_r Q_{av}^{w,pv} \quad (26)$$

$$Z_r Q_{av}^{w,pv} \leq Q_r^{w,pv} \leq Z_r Q_{max}^{w,pv} \quad (27)$$

$$Q_{mnd}^{w,pv} = P^{w,pv} \tan(\cos^{-1}(pf_{mnd})) \quad (28)$$

$$Q^{w,pv} = Q^{w,pv} + Q_1^{w,pv} + Q_r^{w,pv} + Q_r^{w,pv} \quad (29)$$

$$Z_1 + Z_r + Z \leq Z \quad (30)$$

۳-۶-۲ هزینه توان راکتیو سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی

هزینه تأمین توان راکتیو توسط سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی شامل هزینه تلفات اضافی ناشی از تزریق توان راکتیو است که باید توسط ریزشکبه به مالک این منابع پرداخت شود.

تلفات اضافی اینورتر باتری به صورت تقریبی عبارت است از [۳۵]

$$P^{invloss} = C_{self} + C_V S + C_R S^2 \quad (31)$$

تلفات اضافی اینورتر به دلیل تزریق توان راکتیو است و بنابراین

$$\Delta P_{s,x,t}^{B,invloss} = \begin{cases} C_V (S_{s,x,t}^B - P_{s,x,t}^B) + C_R ((S_{s,x,t}^B)^2 - (P_{s,x,t}^B)^2), & P_{s,x,t}^B \neq 0 \\ C_{self} + C_V Q_{s,x,t}^B + C_R (Q_{s,x,t}^B)^2, & P_{s,x,t}^B = 0 \end{cases} \quad (32)$$

برای باتری هنگامی که $P_{s,x,t}^B \neq 0$ است، تلفات اضافی ناشی از تزریق توان راکتیو، توان شارژ و دشارژ را کاهش می‌دهد، یعنی $\Delta P_{s,x,t}^{B,invloss}$ توان خریداری شده از شبکه و یا توان فروخته‌شده به شبکه را کاهش می‌دهد و بنابراین $C_{s,x,t}^{QBESS}$ با قیمت برق در یک دوره مرتبط است. همچنین هنگامی که $P_{s,x,t}^B = 0$ است، تلفات اضافی ناشی از تزریق توان راکتیو، نرخ شارژ باتری (SOC) را کاهش می‌دهد. این هزینه مرتبط است با میانگین هزینه قیمت برق خریداری شده برای شارژ باتری. بنابراین هزینه تلفات اضافی ناشی از تزریق توان راکتیو در باتری به صورت زیر است

$$C_{x,s,t}^{QBESS} Q_{x,s,t}^B = \begin{cases} C_t^{Pgrid} \times \Delta P_{x,s,t}^{B,invloss}, & P_{x,s,t}^B \neq 0 \\ \frac{\sum_{t'=1}^t \delta_{x,s,t'}^{CH} P_{x,s,t'}^B \times C_t^{Pgrid}}{\sum_{t'=1}^t \delta_{x,s,t'}^{CH} P_{x,s,t'}^B} \times \Delta P_{x,s,t}^{B,invloss}, & P_{x,s,t}^B = 0 \end{cases} \quad (33)$$

$$w_{x,s,t}^B \geq P_{x,s,t}^B + M(\delta_{x,s,t}^{CH} - 1) \quad (56)$$

در مرحله بعد ضرب ۲ متغیر پیوسته $\sum_{t=1}^T w_{x,s,t}^B \times C_t^{Pgrid}$ و $\Delta P_{x,s,t}^{B,invloss}$ با استفاده از (۵۰) تا (۵۲) خطی شده است.

۶- مطالعات عددی

در این بخش نتایج عددی بر روی دو شبکه استاندارد ۳۳ و ۶۹ شینه IEEE ارائه می‌شود. در ادامه، ابتدا مدیریت توان راکتیو در یک ریزشکبه متصل به شبکه اصلی با حضور تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو پیوسته شامل منابع تولید پراکنده (نیروگاه بادی و خورشیدی) و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و با در نظر گرفتن عدم قطعیت در تولید توان بادی و خورشیدی و بار شبکه و همچنین مدل‌سازی هزینه تأمین توان راکتیو توسط این تجهیزات، انجام شده و سپس مدیریت توان راکتیو توسط این تجهیزات با تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو گسسته شامل بانک‌های خازنی مقایسه گردیده است.

۶-۱ تولید سناریو

به منظور مدل کردن عدم قطعیت برای بار شبکه ابتدا با استفاده از روش تابع توزیع نرمال، ۴۰۰ سناریو تولید شد و سپس با استفاده از روش کاهش سناریو، تعداد سناریوها به ۵ سناریو کاهش یافت. برای مدل‌سازی عدم قطعیت مربوط به انرژی حاصل از باد با استفاده از روش سری زمانی آرما در ابتدا حدود ۴۰۰ سناریو در نظر گرفته شد که پس از اعمال روش کاهش سناریوی کانتروویچ، تعداد سناریوها به ۵ سناریو کاهش یافت. همچنین برای انرژی حاصل از خورشید نیز ۲۰۰ سناریو با استفاده از روش سری زمانی آرما تولید گردید و سپس به تعداد ۲ سناریو کاهش یافت. باید توجه نمود که تعداد کل سناریوها برابر با حاصل ضرب تعداد سناریوهاست. همچنین احتمال هر سناریو برابر با حاصل ضرب احتمال سناریوهای کاهش‌یافته بار در احتمال سناریوهای باد و خورشید است و مجموع آن برابر با یک خواهد بود.

۶-۲ شبکه تست ۳۳ شینه

در این بخش برای نشان‌دادن کارایی و عملکرد روش پیشنهادی از شبکه ۳۳ شینه IEEE برای پیاده‌سازی روش پیشنهادی استفاده گردیده است. مقدار تقاضای توان اکتیو و راکتیو این سیستم در شرایط نامی به ترتیب برابر ۳۷۱۵ کیلووات و ۲۳۰۰ کیلووار می‌باشد. اطلاعات مربوط به خطوط و بارهای این سیستم در [۳۸] آمده است. با اعمال پخش بار روی این شبکه، مجموع تلفات توان اکتیو در حالت اولیه ۲۱۰۹۹۸ کیلووات و مجموع تلفات توان راکتیو ۱۴۳۰۳۲ کیلووار خواهد شد. کمترین ولتاژ در شین ۱۸ مشاهده می‌شود و مقدار آن ۰/۹۰۳۷۷ پیرونیت است. برای انجام مطالعه، فرض بر این است که یک نیروگاه بادی با ظرفیت ۷۷۵ کیلووات در شین ۲۵ و چهار نیروگاه خورشیدی در شین‌های ۱۷، ۲۵، ۲۶ و ۳۲ نصب گردیده که اطلاعات آنها در جدول ۱ آمده است [۳۹]. همچنین دو منبع ذخیره‌ساز انرژی با ظرفیت ۵۰۰ کیلووات در شین‌های ۷ و ۲۳ نصب شده است.

۶-۲-۱ پارامترهای هزینه

قیمت بازار برق عمده‌فروشی سنگاپور در تاریخ ۲۶ فوریه ۲۰۱۵ می‌باشد [۴۰]. c^{Ogrid} هزینه شارژ توان راکتیو در بازار سنگاپور برای مصرف‌کنندگانی با ولتاژ ۲۲ کیلوولت یا ۶/۶ کیلوولت است [۴۱]. هزینه شارژ توان راکتیو برای مصرف‌کنندگانی که مصرف توان راکتیو آنها

جدول ۱: اطلاعات منابع تولید پراکنده مبتنی بر توان خورشیدی.

شماره	توان اکتیو (kW)	گره	توان راکتیو (kVAr)
۱	۴۰۰	۱۷	۲۵۰
۲	۴۵۰	۲۵	۲۵۰
۳	۴۰۰	۲۶	۲۵۰
۴	۴۵۰	۳۲	۲۵۰

$$Q^r = \sum_{l=1}^L (\nu_l - 1) \frac{Q_l^{\max}}{L} \Delta Q_l \quad (42)$$

$$Q = Q^{(+)} - Q^{(-)} \quad (43)$$

$$Q^{(+)} \geq 0 \quad (44)$$

$$Q^{(-)} \leq 0 \quad (45)$$

$$Q^{(+)} + Q^{(-)} = \sum_{l=1}^L \Delta Q_l \quad (46)$$

$$\Delta Q_l \geq \Delta Q_{l+1} \quad (47)$$

برای خطی‌سازی متغیرهای درجه دوم Q_l^r ، Q_l^+ و Q_l^- در (۲۲) و متغیرهای درجه دوم $(P_{x,t}^B)^r$ و $(Q_{x,t}^B)^r$ در (۳۲) از روابط بالا استفاده شده است. در (۴۲)، متغیر درجه دوم (Q^r) با استفاده از تقریب خطی تکه‌ای خطی با در نظر گرفتن L تکه، خطی می‌شود. رابطه (۴۳) بیانگر آن است که متغیر غیرخطی Q به دو متغیر روبه‌جلو و متغیر جریان معکوس تقسیم می‌شود. قابل ذکر است که این متغیرها همان طور که در (۴۴) نشان داده شده است مثبت و غیرصفر هستند.

برای خطی‌سازی ضرب متغیر باینری z در متغیر پیوسته x از تغییر متغیر $w = x \times z$ استفاده گردیده و به سبب آن، محدودیت‌های زیر به مدل اصلی اضافه می‌شود

$$w \leq M \times z \quad (47)$$

$$w \leq x \quad (48)$$

$$w \geq x + M(z - 1) \quad (49)$$

در روابط بالا M عددی بسیار بزرگ است. همچنین برای خطی‌سازی ضرب دو متغیر پیوسته x_1 و x_2 از تغییر متغیر $y = x_1 \times x_2$ استفاده شده است. روابط (۵۰) تا (۵۲) بیانگر روش پیشنهادی برای خطی‌سازی ضرب دو متغیر پیوسته هستند

$$z_1 = \frac{1}{2}(x_1 + x_2) \quad (50)$$

$$z_2 = \frac{1}{2}(x_1 - x_2) \quad (51)$$

$$y = z_1^2 - z_2^2 \quad (52)$$

در (۵۲) برای خطی‌سازی دو متغیر درجه دوم z_1 و z_2 از روش تقریب تکه‌ای خطی توضیح داده شده در بالا استفاده گردیده است. در (۳۳) ضرب متغیر باینری $\delta_{x,s,t}^{CH}$ در متغیر پیوسته $P_{x,s,t}^B$ با استفاده از روابط بالا خطی شده و محدودیت‌های زیر به مدل اصلی اضافه می‌شود

$$\delta_{x,s,t}^{CH} \times P_{x,s,t}^B = w_{x,s,t}^B \quad (53)$$

$$w_{x,s,t}^B \leq M \times \delta_{x,s,t}^{CH} \quad (54)$$

$$w_{x,s,t}^B \leq P_{x,s,t}^B \quad (55)$$

جدول ۲: میانگین ولتاژ و تلفات شبکه در هر ساعت.

میانگین مینیمم ولتاژ	میانگین تلفات شبکه (kW)	میانگین مینیمم ولتاژ	میانگین تلفات شبکه (kW)
۰.۹۱۸۷۶۷۸۶۴	۴۱,۰۹۱۵۸۶۸۱	۱	۱
۰.۹۱۸۱۳۸۲۸۹	۳۳,۹۶۷۳۳۸۹۳	۲	۲
۰.۹۴۷۸۶۵۷۶۸	۱۱,۷۳۷۲۷۹۸	۳	۳
۰.۹۱۵۳۰۵۱۳	۲۹,۹۸۰۵۶۰۶۱	۴	۴
۰.۹۰۳۶۷۹۴۶۷	۳۰,۳۶۳۴۷۲۰۵	۵	۵
۰.۸۸۴۴۴۲۱۲۹	۳۳,۸۱۱۰۹۱۷	۶	۶
۰.۹۰۸۸۱۳۷۹۶	۲۳,۸۷۹۶۴۶۴۱	۷	۷
۰.۹۱۹۲۳۷۱۹۴	۲۰,۳۱۲۵۳۹۱۲	۸	۸
۰.۹۳۲۵۰۲۸۵	۱۵,۷۰۴۶۰۸۷۵	۹	۹
۰.۹۵۲۴۰۸۱۹۳	۱۱,۲۸۳۴۳۳۴۷	۱۰	۱۰
۰.۹۶۳۷۲۳۳۳۳	۱۳,۲۵۳۸۵۳۳۵	۱۱	۱۱
۰.۹۴۷۱۵۰۵۲۱	۱۷,۸۸۵۸۹۳۴	۱۲	۱۲
۰.۹۵۵۶۶۹۳۹۱	۱۹,۹۲۴۲۳۹۶۸	۱۳	۱۳
۰.۹۷۵۹۴۶۴۱۳	۱۱,۹۳۸۳۴۶۶۶	۱۴	۱۴
۰.۹۶۹۹۶۶۱۰۳	۱۳,۹۵۷۸۶۲۸۴	۱۵	۱۵
۰.۹۶۰۹۰۲۱۱۸	۱۳,۹۱۳۳۷۵۱	۱۶	۱۶
۰.۹۲۶۰۴۸۰۷۴	۲۰,۴۲۴۵۹۳۷۶	۱۷	۱۷
۰.۹۴۳۴۳۲۷۲	۱۹,۸۲۸۲۹۴۰۲	۱۸	۱۸
۰.۹۳۵۲۲۶۷۸۹	۲۱,۴۶۸۲۱۹۵۱	۱۹	۱۹
۰.۹۳۶۹۶۰۶۵۸	۲۶,۱۹۲۸۲۷	۲۰	۲۰
۰.۹۳۵۳۴۱۴۱۷	۱۶,۲۶۸۳۲۳۰۲	۲۱	۲۱
۰.۹۱۲۹۶۱۶۸	۲۶,۴۹۳۵۹۸۸۴	۲۲	۲۲
۰.۸۹۷۳۵۷۱۶۴	۲۷,۷۸۹۴۹۳۸۵	۲۳	۲۳
۰.۹۱۸۰۱۰۹۹۳	۲۸,۷۳۵۶۲۸۴۵	۲۴	۲۴
هزینه کل	۴۳۱۵,۳۹۰۰۵۵	هزینه کل	

جدول ۳: میانگین ولتاژ و تلفات شبکه در هر ساعت.

میانگین مینیمم ولتاژ	میانگین تلفات شبکه (kW)	میانگین مینیمم ولتاژ	میانگین تلفات شبکه (kW)
۰.۹۱۴۰۱۲	۴۲,۱۵۴۲۹	۱	۱
۰.۹۱۶۷۷۸	۳۳,۳۱۰۵۷	۲	۲
۰.۹۵۱۵۴	۲۳,۹۸۸۲۶	۳	۳
۰.۹۱۰۹	۳۹,۹۴۳۶۲	۴	۴
۰.۸۹۶۰۲۶	۳۸,۳۹۰۷۲	۵	۵
۰.۸۸۷۶۲۳	۴۱,۸۹۴۵	۶	۶
۰.۹۰۹۴۱۸	۳۲,۷۴۳۴	۷	۷
۰.۹۱۹۷۴۱	۲۹,۸۹۱۲۸	۸	۸
۰.۹۳۳۵۸۱	۲۴,۳۱۲۹۵	۹	۹
۰.۹۵۳۳۸۴	۱۹,۹۸۶۸۴	۱۰	۱۰
۰.۹۶۶۱۴۴	۲۳,۳۵۶۵	۱۱	۱۱
۰.۹۵۳۶۱۷	۲۸,۷۱۳۰۳	۱۲	۱۲
۰.۹۵۴۳۱۹	۲۸,۲۹۲۶	۱۳	۱۳
۰.۹۷۵۵۹۳	۲۱,۸۸۳۲۳	۱۴	۱۴
۰.۹۸۰۵۰۹	۲۴,۸۶۵۳۵	۱۵	۱۵
۰.۹۶۱۶۸۱	۲۳,۸۵۶۶۹	۱۶	۱۶
۰.۹۲۷۱۰۶	۲۹,۴۸۲۴۴	۱۷	۱۷
۰.۹۴۴۵۶۴	۲۹,۶۲۷۸	۱۸	۱۸
۰.۹۳۶۰۴۲	۳۰,۶۷۳۸۹	۱۹	۱۹
۰.۹۳۵۳۲۴	۳۱,۸۳۰۴۳	۲۰	۲۰
۰.۹۳۴۲۱۹	۲۶,۳۹۵۵۳	۲۱	۲۱
۰.۹۱۳۴۶۷	۳۴,۱۵۱۵۹	۲۲	۲۲
۰.۹۰۱۶۲۸	۳۷,۰۱۴۳۴	۲۳	۲۳
۰.۹۱۸۵۳۹	۳۷,۱۰۵۱۷	۲۴	۲۴
هزینه کل	۳۹۵۶,۱۶۲۰۹	هزینه کل بهره‌برداری	

یک از ساعت‌های شبانه‌روز در جدول ۲ نشان داده شده است.

۲-۲-۶ حل مسئله در حالت دوم برای شبکه ۳۳ شینه

در این بخش مدیریت توان راکتیو با استفاده از خازن‌های قابل کلیدزنی انجام شده است. برای انجام مطالعه در این حالت فرض گردیده که ۳ خازن قابل کلیدزنی در شین‌های ۲۵، ۳۰ و ۳۲ نصب شده است. در این مقاله، تعداد پله‌های در نظر گرفته شده برای خازن‌های قابل کلیدزنی ۱۰ پله و ظرفیت هر پله ۱۰۰ kVAR می‌باشد. میانگین ولتاژ و تلفات شبکه در هر ساعت در جدول ۳ نشان داده شده است.

برای مقایسه بهتر نتایج، میانگین تلفات شبکه در هر ساعت در دو حالت جبران توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع‌شده (DER) و خازن‌های قابل کلیدزنی در شکل ۳ ترسیم شده است. همچنین مجموع توان راکتیو تزریقی توسط منابع انرژی توزیع‌شده و خازن‌های قابل کلیدزنی در شکل ۴ آمده است. نتایج ارائه‌شده نشان‌دهنده این موضوع است که جبران توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع‌شده از لحاظ فنی عملکرد بهتری داشته و موجب بهبود عملکرد شبکه و کاهش تلفات بیشتری در مقایسه با خازن‌های قابل کلیدزنی شده است. دلیل این امر آن می‌باشد که مطابق شکل ۵ در حالت جبران توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع‌شده، توان راکتیو تزریقی به شبکه بالادست نسبت به حالت جبران توان راکتیو توسط خازن‌های قابل کلیدزنی مقدار کمتری داشته و در حالت خازن‌ها در تمام ساعت‌ها توان راکتیو به شبکه بالادست تزریق گردیده که این امر باعث افزایش تلفات شبکه در حالت خازن‌ها می‌شود. از لحاظ اقتصادی جبران توان راکتیو توسط خازن‌های قابل کلیدزنی

۶۲ درصد بالاتر از مصرف توان اکتیو است ۰/۶۳ cents SGD/kVArh می‌باشد. c^{PDG} میانگین هزینه توان اکتیو شبکه (c_t^{grid}) در نظر گرفته شده که برابر است با ۰/۹۷ cents SGD/kVArh. برای به‌دست‌آوردن مقادیر C_{self} ، C_V و C_R برای اینورتر باتری ۵۰۰ کیلووات از اطلاعات [۳۵] استفاده شده است. همچنین هزینه بهره‌برداری خازن‌ها برابر با ۰/۳ cents SGD/kVArh در نظر گرفته شده است [۴۲].

در ادامه، ابتدا برای این شبکه، مدیریت توان راکتیو در یک ریزشبکه با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی به‌عنوان تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو پیوسته انجام می‌شود. سپس در حالت بعدی فرض می‌گردد که منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی، قابلیت تولید توان راکتیو را نداشته و از خازن‌های قابل کلیدزنی به‌عنوان تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو گسسته استفاده خواهد شد. در نهایت با انجام تحلیل حساسیت به بررسی تأثیر تغییرات هزینه توان اکتیو شبکه، تغییرات بار شبکه، تغییرات تعداد پله‌های خازن‌های قابل کلیدزنی و تغییرات هزینه توان راکتیو منابع تولید پراکنده بر روی هزینه کل، تلفات و ولتاژ شبکه در هر دو حالت جبران توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع‌شده (DER) و خازن‌های قابل کلیدزنی خواهیم پرداخت.

۲-۲-۶ حل مسئله در حالت اول برای شبکه ۳۳ شینه

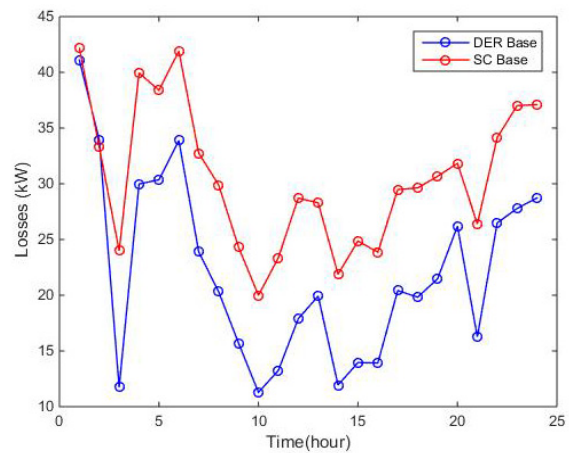
در این حالت مسئله مدیریت توان راکتیو در حضور نیروگاه بادی و خورشیدی و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و با در نظر گرفتن عدم قطعیت در بار شبکه و تولید توان نیروگاه بادی و خورشیدی بر روی شبکه ۳۳ شینه IEEE پیاده‌سازی می‌شود. میانگین تلفات و ولتاژ شبکه در هر

جدول ۴: میانگین ولتاژ و تلفات شبکه در هر ساعت.

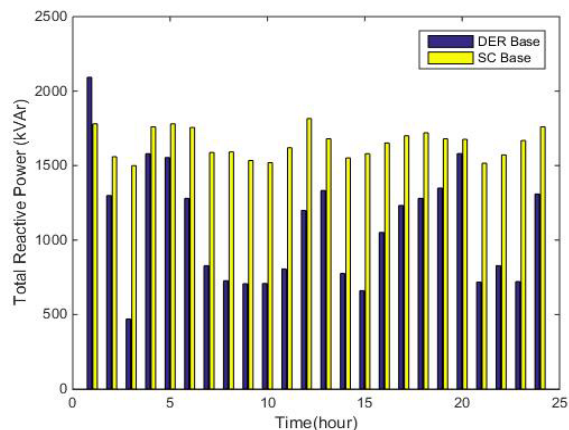
	میانگین تلفات شبکه (kW)	مینیمم ولتاژ
۱	۲۹,۷۲۱۴۳	۰,۹۰۷۶۱۱
۲	۲۶,۲۰۴۷۵	۰,۹۰۷۰۲۷
۳	۱۳,۳۰۹۸۵	۰,۹۵۱۹۹
۴	۲۴,۶۹۰۱۶	۰,۹۱۳۰۷۷
۵	۲۷,۳۷۸۹۴	۰,۸۹۲۹۳۴
۶	۳۱,۳۳۲۷۴	۰,۸۸۴۵۲
۷	۲۳,۹۶۸۲۵	۰,۹۰۳۸۵۹
۸	۲۰,۶۰۲۵۴	۰,۹۱۷۰۰۱
۹	۱۶,۱۶۵۴۸	۰,۹۳۰۸۳۵
۱۰	۱۱,۴۰۶۸۹	۰,۹۴۸۹۷۱
۱۱	۱۳,۲۱۷۹۳	۰,۹۶۱۳۸۸
۱۲	۱۶,۳۱۲۴۱	۰,۹۴۷۸۴۱
۱۳	۱۷,۰۱۷۵۸	۰,۹۵۴۳۹۴
۱۴	۱۲,۰۰۸۴۴	۰,۹۷۲۵۰۴
۱۵	۱۳,۹۵۱۹۲	۰,۹۷۵۷۵۹
۱۶	۱۲,۱۴۷۵۷	۰,۹۵۶۹۴۱
۱۷	۱۸,۵۸۹۰۷	۰,۹۲۲۲۷۲
۱۸	۱۷,۷۲۹۹	۰,۹۳۴۹۴۳
۱۹	۱۷,۴۶۱۱۵	۰,۹۳۱۳۰۶
۲۰	۱۹,۳۳۰۱۳	۰,۹۳۰۹۵۸
۲۱	۱۶,۷۳۹۹۲	۰,۹۳۱۱۲۳
۲۲	۲۶,۴۰۰۰۴	۰,۹۱۰۷۱۹
۲۳	۲۷,۸۳۲۴۹	۰,۸۹۶۸۶۹
۲۴	۲۵,۳۱۴۲۹	۰,۹۱۲۰۳۱
هزینه کل بهره‌برداری	۳۹۸۰,۹۹۴۷۹	

۶-۲-۴ مقایسه حل مسئله در حالت اول با حالت دوم برای شبکه ۳۳ شینه

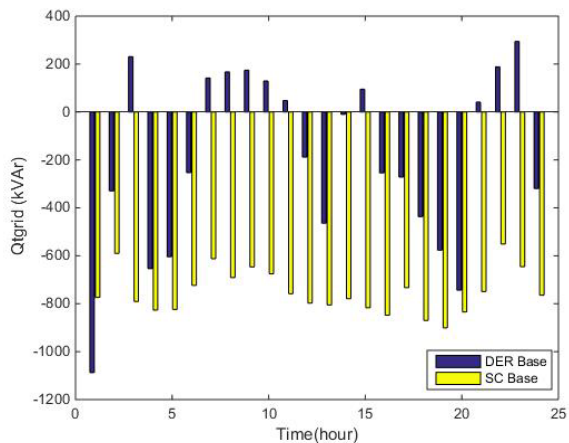
برای مقایسه دقیق‌تر دو حالت در نظر گرفته شده در این مقاله یعنی مدیریت توان راکتیو با استفاده از منابع انرژی توزیع‌شده و مدیریت توان راکتیو با استفاده از خازن‌های قابل کلیدزنی، در این قسمت مجموع توان راکتیو تزریق‌شده توسط منابع انرژی توزیع‌شده در تمام ساعات به‌عنوان حداکثر توان راکتیو خازن‌های قابل کلیدزنی در نظر گرفته شده و سپس مسئله مدیریت توان راکتیو با استفاده از خازن‌های قابل کلیدزنی پیاده‌سازی شده است. مجموع توان راکتیو تزریق‌شده توسط منابع انرژی توزیع‌شده برابر است با ۲۶۰۹۰ کیلووار؛ بنابراین در این قسمت برای مقایسه دقیق‌تر، تعداد ۲۶۱ پله ۱۰۰ کیلوواری برای خازن‌های قابل کلیدزنی در تمام ساعات در نظر گرفته شده است. میانگین ولتاژ و تلفات شبکه در هر ساعت برای این حالت در جدول ۴ نشان داده شده است. نتایج ارائه‌شده در شکل‌های ۶ تا ۸ نشان‌دهنده این موضوع می‌باشد که در این حالت، خازن‌های قابل کلیدزنی توان راکتیو کمتری به شبکه بالادست تزریق کرده و در نتیجه تلفات کمتری نسبت به حالت قبل دارد. در این حالت هزینه فروش توان راکتیو به شبکه بالادست برای هر دو حالت منابع انرژی توزیع‌شده و خازن‌ها یکسان می‌باشد و دلیل کم‌تر بودن هزینه کل بهره‌برداری شبکه در حالت خازن‌ها نسبت به منابع انرژی توزیع‌شده، کم‌تر بودن هزینه توان راکتیو خازن‌ها در مقایسه با هزینه توان راکتیو منابع انرژی توزیع‌شده می‌باشد.



شکل ۳: میانگین تلفات در دو حالت DER و SC.

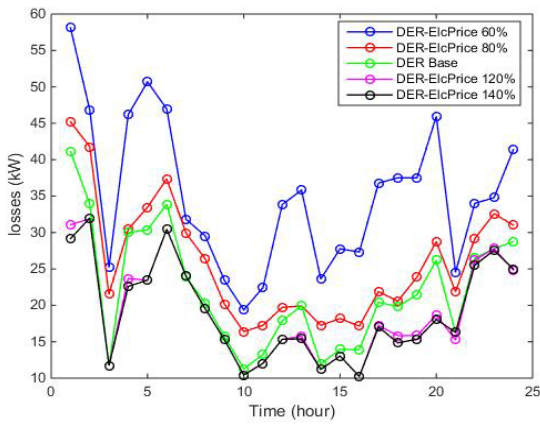


شکل ۴: مجموع توان راکتیو تزریقی در دو حالت DER و SC در هر ساعت.

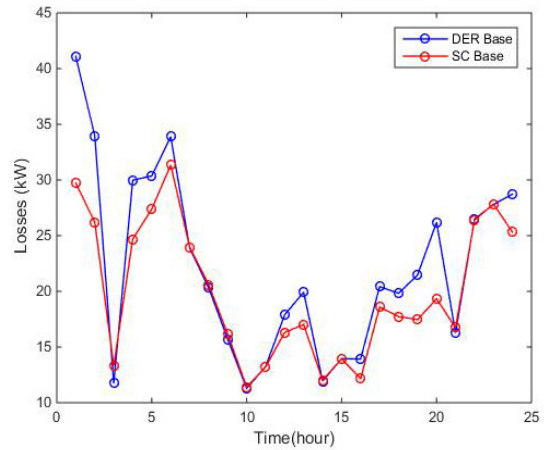


شکل ۵: مجموع توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت.

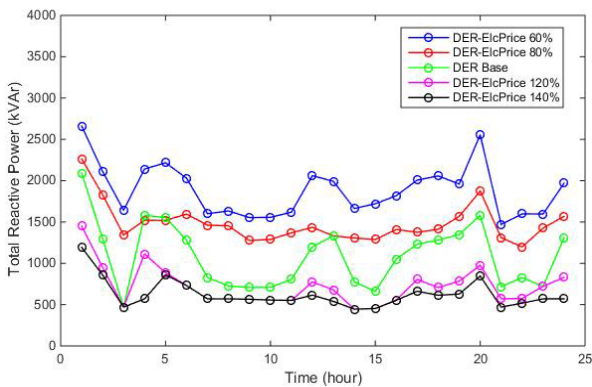
به‌صرفه‌تر است که دلیل این امر کم‌تر بودن هزینه توان راکتیو خازن‌های قابل کلیدزنی می‌باشد. همچنین در حالت خازن‌ها افزایش توان راکتیو تزریقی به شبکه بالادست موجب افزایش هزینه فروش توان راکتیو به شبکه بالادست و در نتیجه کاهش هزینه کل بهره‌برداری شبکه در حالت خازن‌ها می‌شود. همان‌طور که در شکل ۴ آمده است توان راکتیو تزریقی توسط منابع انرژی توزیع‌شده و خازن‌های قابل کلیدزنی در حالت اول در مقایسه با حالت دوم مقادیر کمتری دارد و دلیل آن می‌تواند محدودیت جبران توان راکتیو توسط منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی (محدودیت‌های ۱۴ و ۱۹) باشد و در نتیجه در حالت DER توان راکتیو تزریقی به شبکه بالادست محدود می‌شود.



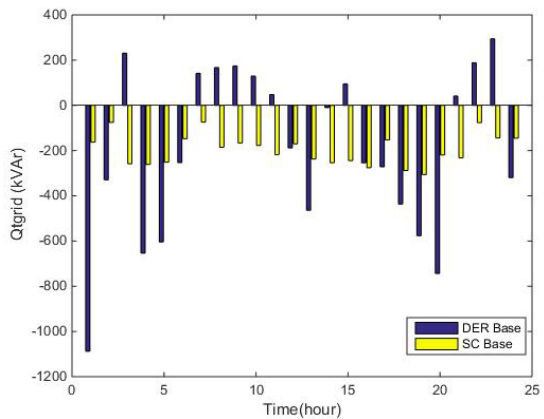
شکل ۹: میانگین تلفات در هر ساعت به ازای تغییرات هزینه توان اکتیو شبکه در حالت DER.



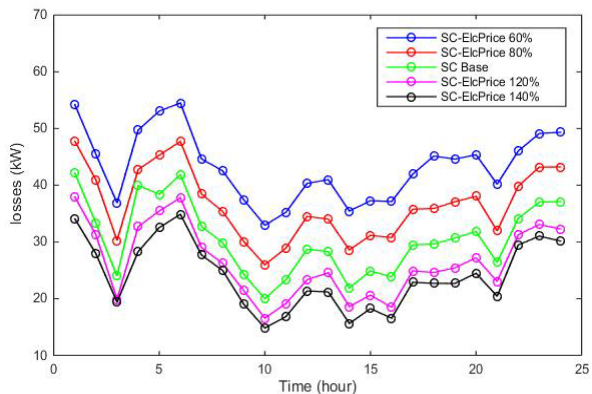
شکل ۶: میانگین تلفات در هر ساعت در دو حالت DER و SC با ماکسیمم توان راکتیو یکسان.



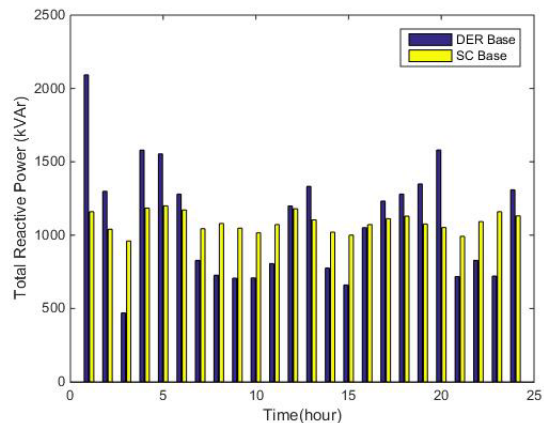
شکل ۱۰: توان راکتیو تزریقی در هر ساعت به ازای تغییرات هزینه توان اکتیو شبکه در حالت DER.



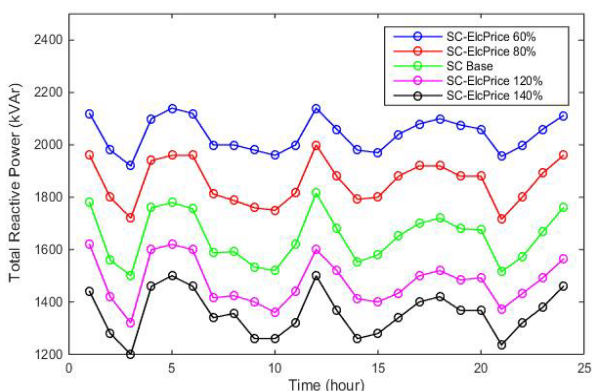
شکل ۷: مجموع توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت با ماکسیمم توان راکتیو یکسان.



شکل ۱۱: میانگین تلفات در هر ساعت به ازای تغییرات هزینه توان اکتیو شبکه در حالت SC.



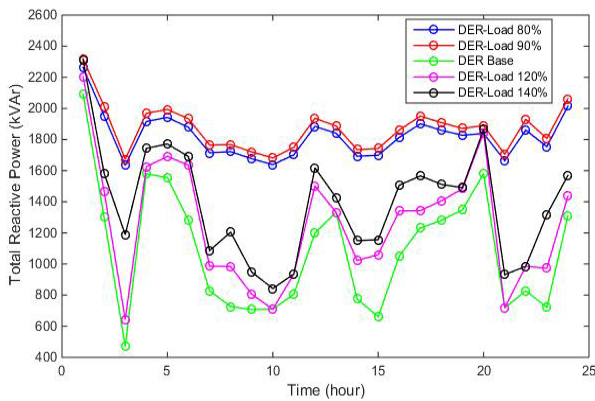
شکل ۸: مجموع توان راکتیو تزریقی در دو حالت DER و SC در هر ساعت با ماکسیمم توان راکتیو یکسان.



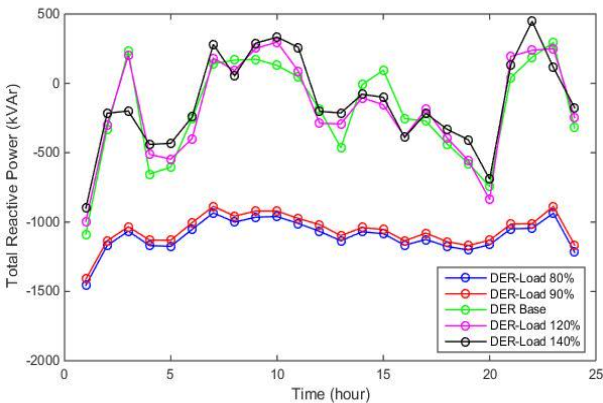
شکل ۱۲: توان راکتیو تزریقی در هر ساعت به ازای تغییرات هزینه توان اکتیو شبکه در حالت SC.

۶-۲-۵ بررسی اثر هزینه توان اکتیو بر مدیریت توان راکتیو برای شبکه ۳۳ شینه

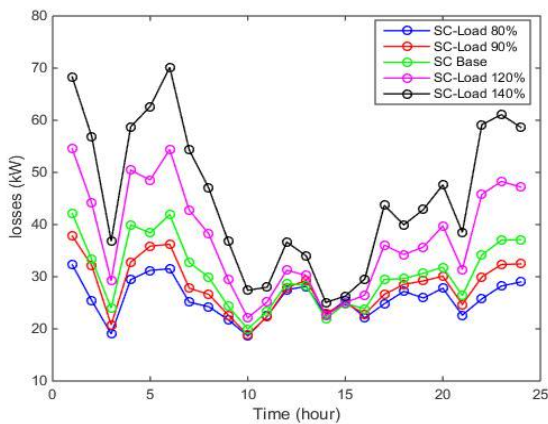
در این بخش به بررسی تغییرات هزینه توان اکتیو شبکه (c_t^{pgrid}) در هر دو حالت مدیریت توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع‌شده و خازن‌های قابل کلیدزنی پرداخته می‌شود. تغییرات میانگین تلفات و توان راکتیو تزریقی توسط منابع انرژی توزیع‌شده در هر ساعت به ازای تغییر هزینه توان اکتیو شبکه به ترتیب در شکل‌های ۹ و ۱۰ نشان داده شده است. همچنین در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ به ترتیب تغییرات میانگین تلفات و توان راکتیو تزریقی توسط خازن‌های قابل کلیدزنی در هر ساعت و به



شکل ۱۶: توان راکتیو تزریقی در هر ساعت به ازای تغییرات بار شبکه در حالت DER.



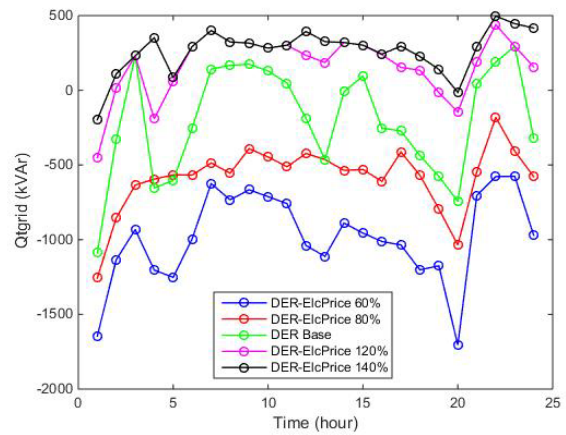
شکل ۱۷: توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت به ازای تغییرات بار شبکه در حالت DER.



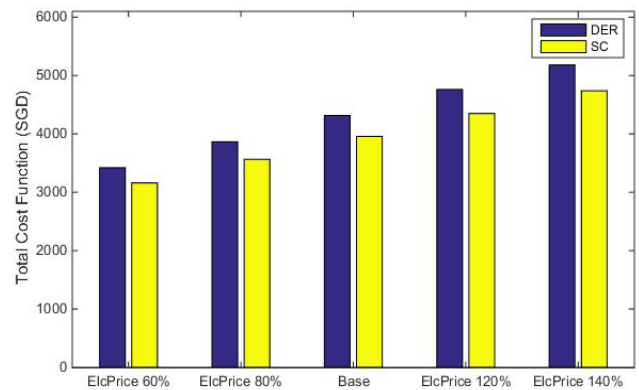
شکل ۱۸: میانگین تلفات در هر ساعت به ازای تغییرات بار شبکه در حالت SC.

۶-۲-۶ بررسی اثر تغییرات بار بر مدیریت توان راکتیو برای شبکه ۳۳ شینه

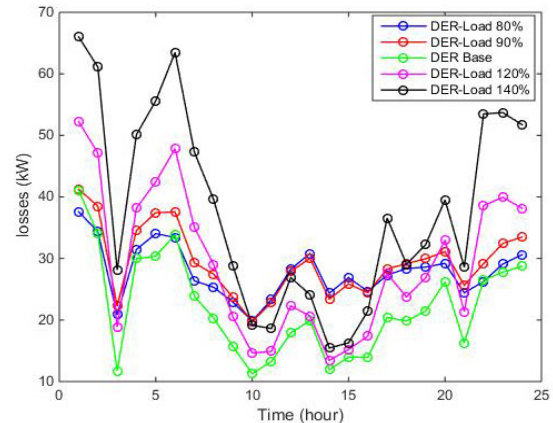
در این بخش با تغییر بار شبکه به بررسی تغییرات تلفات و توان راکتیو تزریقی به ریزشکبه در هر دو حالت جبران توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع شده و خازن‌های قابل کلیدزنی می‌پردازیم. شکل‌های ۱۵ تا ۲۰ به ترتیب نشان‌دهنده میانگین تلفات، توان راکتیو تزریقی توسط منابع انرژی توزیع شده و خازن‌ها به ریزشکبه و توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت به ازای تغییرات بار شبکه در دو حالت منابع انرژی توزیع شده و خازن‌ها هستند. شکل ۲۱ به مقایسه هزینه کل بهره‌برداری شبکه در دو حالت منابع انرژی توزیع شده و خازن‌ها برای هر یک از حالت‌های در نظر گرفته شده برای بار شبکه می‌پردازد. نتایج به‌دست‌آمده نشان‌دهنده این موضوع است که در حالت منابع انرژی



شکل ۱۳: مجموع توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت در حالت DER.

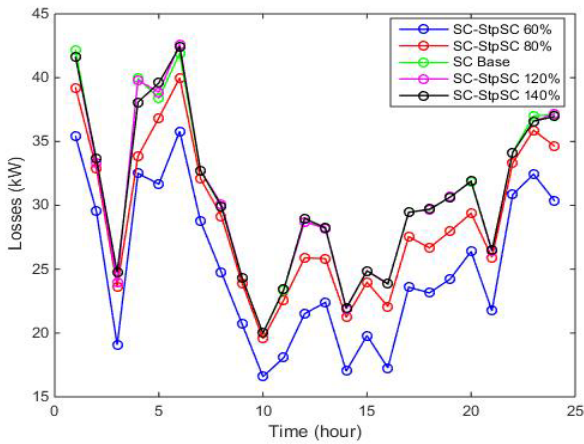


شکل ۱۴: هزینه کل بهره‌برداری شبکه به ازای تغییرات هزینه توان راکتیو شبکه در دو حالت DER و SC.

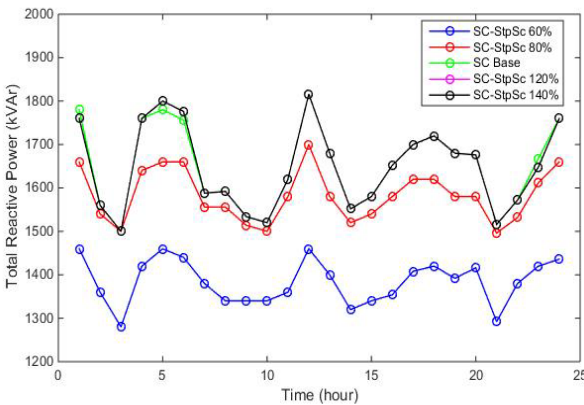


شکل ۱۵: میانگین تلفات در هر ساعت به ازای تغییرات بار شبکه در حالت DER.

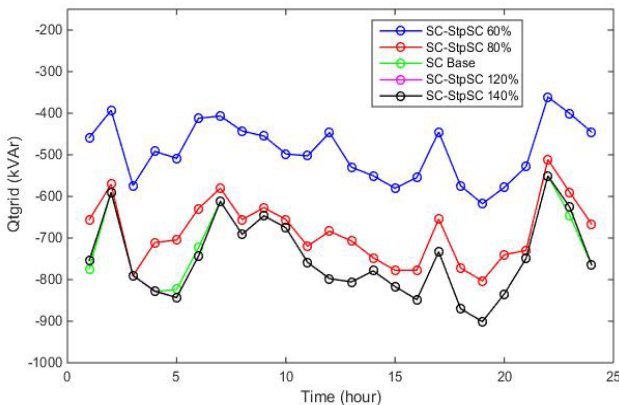
ازای هر یک از سناریوهای بیان شده برای هزینه توان راکتیو شبکه نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل ۱۳ آمده است با افزایش هزینه توان راکتیو شبکه، توان راکتیو تزریقی به شبکه بالادست کاهش یافته که این امر موجب کاهش تلفات و افزایش مینیمم ولتاژ شبکه می‌شود. مطابق (۳۳)، هزینه توان راکتیو تزریقی توسط سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی وابسته به هزینه توان راکتیو شبکه است؛ از این رو در حالت جبران توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع شده با افزایش هزینه توان راکتیو شبکه، کاهش تزریق توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع شده محسوس‌تر است. هزینه کل بهره‌برداری شبکه برای هر یک از سناریوهای در نظر گرفته شده برای هزینه توان راکتیو شبکه در دو حالت منابع انرژی توزیع شده و خازن‌ها در شکل ۱۴ مقایسه گردیده است.



شکل ۲۲: تغییرات میانگین تلفات شبکه در هر ساعت به ازای تغییرات تعداد پله‌های خازن‌های قابل‌کلیدزنی.



شکل ۲۳: توان راکتیو تزریقی توسط خازن‌های قابل‌کلیدزنی در هر ساعت.

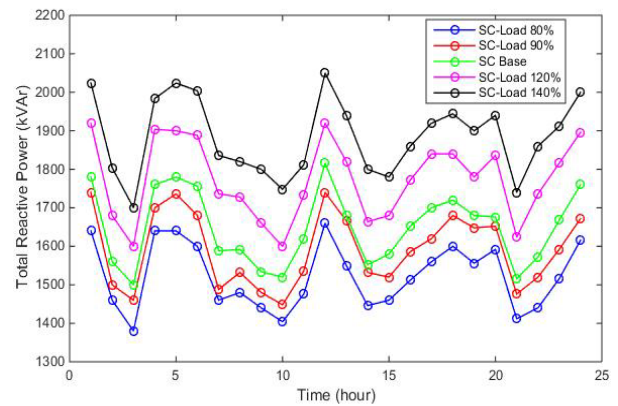


شکل ۲۴: توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه در هر ساعت به ازای تغییرات تعداد پله‌های خازن‌های قابل‌کلیدزنی.

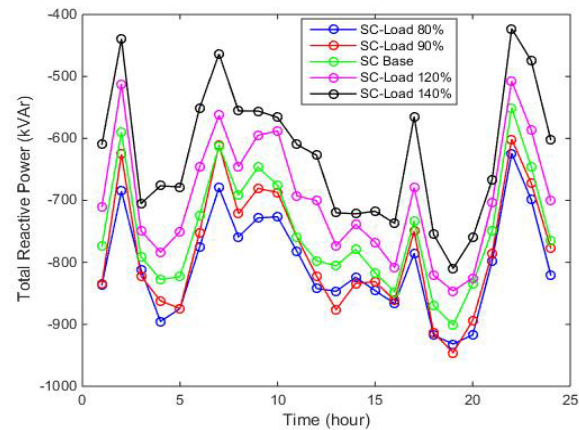
تعداد پله‌های خازن‌های قابل‌کلیدزنی، توان راکتیو تزریقی توسط این تجهیزات افزایش یافته که این امر همان‌طور که در شکل ۲۴ نشان داده شده است موجب افزایش توان راکتیو تزریقی به شبکه بالادست و در نتیجه افزایش تلفات شبکه می‌شود.

۶-۲-۸ بررسی اثر تغییرات هزینه توان راکتیو منابع تولید پراکنده بر مدیریت توان راکتیو برای شبکه ۳۳ شینه

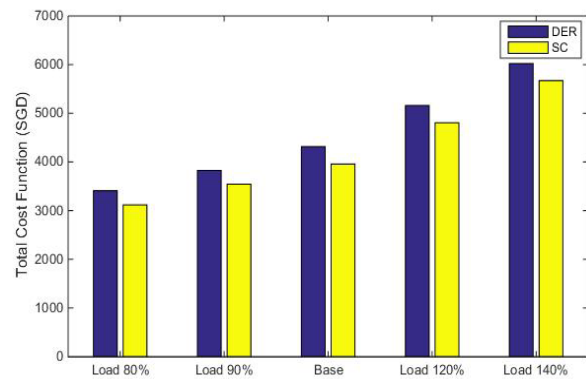
در این حالت، شکل‌های ۲۵ تا ۲۷ به ترتیب نشان‌دهنده میانگین تلفات، توان راکتیو تزریقی به ریزشبهه توسط منابع تولید پراکنده و توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت به ازای تغییرات هزینه توان راکتیو منابع تولید پراکنده است. نیز هزینه کل بهره‌برداری



شکل ۱۹: توان راکتیو تزریقی در هر ساعت به ازای تغییرات بار شبکه در حالت SC.



شکل ۲۰: توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت به ازای تغییرات بار شبکه در حالت SC.

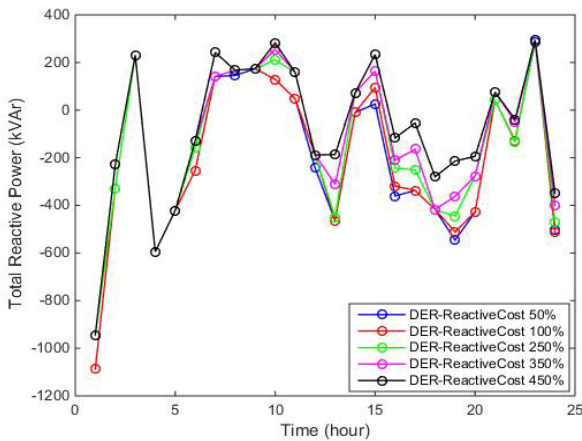


شکل ۲۱: هزینه کل بهره‌برداری شبکه به ازای تغییرات بار شبکه در دو حالت DER و SC.

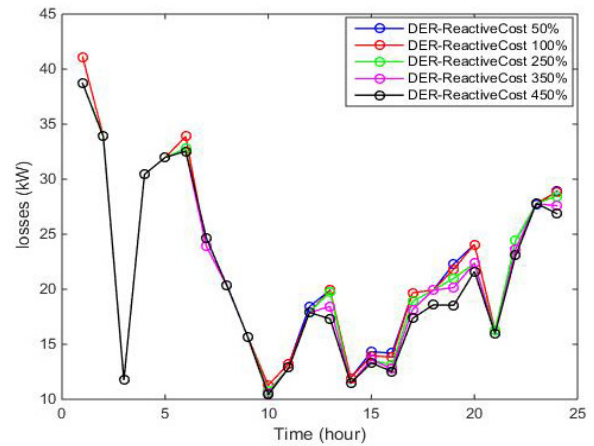
توزیع‌شده در سطوح بار کمتر از حالت مبنای، توان راکتیو تزریقی به ریزشبهه توسط منابع انرژی توزیع‌شده مقادیر بیشتری نسبت به سطوح بالاتر دارند. در نتیجه در این سطوح بار، توان راکتیو تزریقی به شبکه بالادست بیشتر بوده که این امر باعث افزایش تلفات شبکه نسبت به حالت مبنای می‌شود. مطابق شکل‌های ۱۷ و ۲۰ با افزایش بار، توان راکتیو تزریقی به شبکه بالادست کاهش یافته است.

۶-۲-۷ بررسی اثر تعداد پله‌های خازن‌های قابل‌کلیدزنی بر مدیریت توان راکتیو برای شبکه ۳۳ شینه

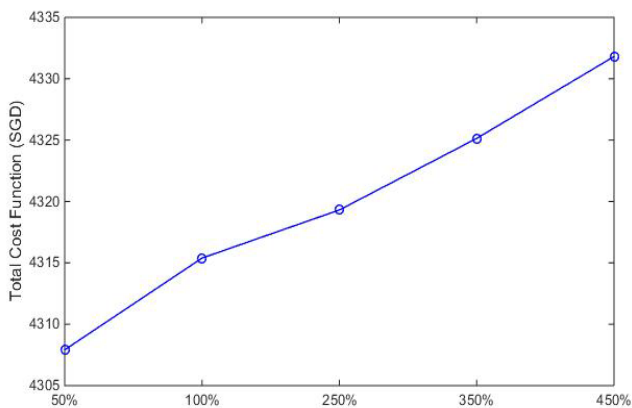
در این حالت نحوه تغییرات ساعتی میانگین تلفات شبکه به ازای تغییرات تعداد پله‌های خازن‌های قابل‌کلیدزنی از ۶ پله تا ۱۴ پله در شکل ۲۲ نشان داده شده است. شکل ۲۳ نشان می‌دهد که به ازای افزایش



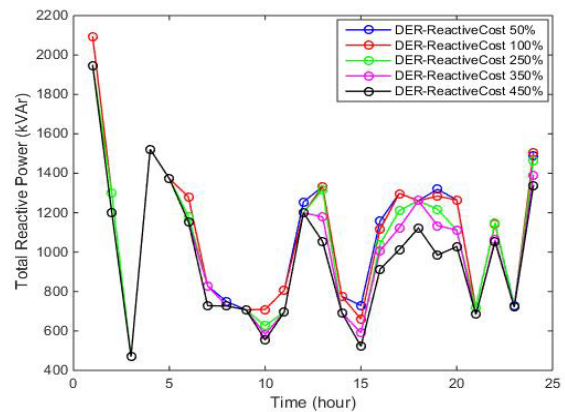
شکل ۲۷: توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت به ازای تغییرات هزینه توان راکتیو تولیدات پراکنده.



شکل ۲۵: میانگین تلفات در هر ساعت به ازای تغییرات هزینه توان راکتیو تولیدات پراکنده.



شکل ۲۸: هزینه کل بهره‌برداری شبکه به ازای تغییرات هزینه توان راکتیو تولیدات پراکنده.



شکل ۲۶: توان راکتیو تزریقی در هر ساعت به ازای تغییرات هزینه توان راکتیو تولیدات پراکنده.

در نظر گرفتن عدم قطعیت در بار شبکه و تولید توان نیروگاه بادی و خورشیدی بر روی شبکه ۶۹ شینه IEEE پیاده‌سازی می‌شود. میانگین تلفات و ولتاژ شبکه در هر یک از ساعت‌های شبانه‌روز در جدول ۵ نشان داده شده است.

شبکه به ازای تغییرات هزینه توان راکتیو منابع تولید پراکنده در شکل ۲۸ نشان داده شده است.

۶-۳-۳ شبکه تست ۶۹ شینه

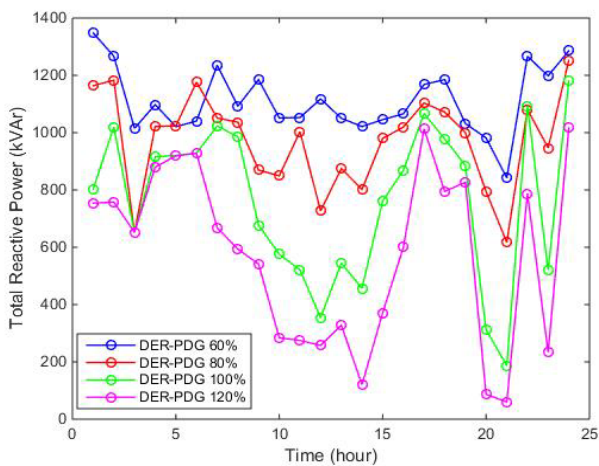
در این بخش مسئله مدیریت توان راکتیو در حضور نیروگاه بادی و خورشیدی و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و با در نظر گرفتن عدم قطعیت در بار شبکه و تولید توان نیروگاه بادی و خورشیدی روی شبکه ۶۹ شینه IEEE پیاده‌سازی می‌شود. مقدار تقاضای توان اکتیو و راکتیو این سیستم در شرایط نامی به ترتیب برابر ۳۸۰۲ کیلووات و ۲۶۹۴ کیلووار می‌باشد. اطلاعات مربوط به خطوط و بارهای این سیستم در [۴۳] آمده است. برای انجام مطالعه، فرض بر این است که یک نیروگاه بادی با ظرفیت ۱۳۳۴ کیلووات در شین ۶۳ و دو نیروگاه خورشیدی با ظرفیت ۵۴۷ و ۳۵۶ کیلووات به ترتیب در شین‌های ۱۱ و ۲۰ نصب شده است [۳۹]. همچنین دو منبع ذخیره‌ساز انرژی با ظرفیت ۵۰۰ کیلووات در شین‌های ۶ و ۶۳ نصب شده است. c_i^{pgrid} قیمت بازار برق عمده‌فروشی سنگاپور در تاریخ ۲۶ فوریه ۲۰۲۲ می‌باشد [۴۰]. c^{PDG} میانگین هزینه توان اکتیو شبکه (c_i^{pgrid}) در نظر گرفته شده که برابر با ۲۷٫۳۷ cents SGD/kVArh است. هزینه‌های مرتبط با اینورتر باتری و هزینه بهره‌برداری خازن‌ها مشابه شبکه ۳۳ شینه در نظر گرفته شده است.

۶-۳-۱ حل مسئله در حالت اول برای شبکه ۶۹ شینه

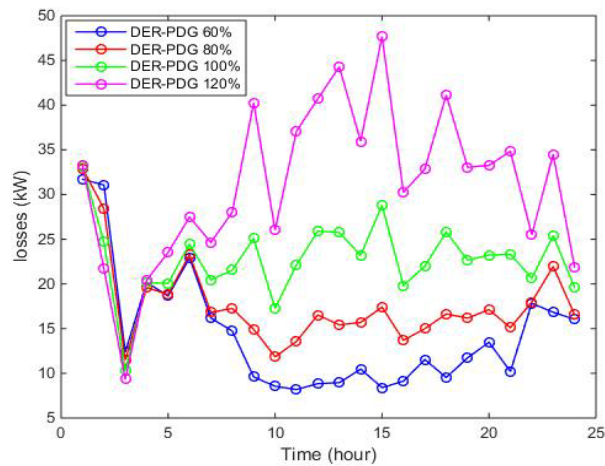
مشابه شبکه ۳۳ شینه، در این حالت مسئله مدیریت توان راکتیو در حضور نیروگاه بادی و خورشیدی و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و با

۶-۳-۳ بررسی اثر ظرفیت منابع تولید پراکنده بر مدیریت توان راکتیو برای شبکه ۶۹ شینه

در این بخش به بررسی تغییرات ظرفیت منابع تولید پراکنده (P_{DG}) در حالت مدیریت توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع‌شده پرداخته می‌شود. در این حالت، تغییرات میانگین تلفات شبکه در شکل ۲۹ نشان داده شده است. مطابق شکل ۳۰ با افزایش ظرفیت منابع تولید پراکنده، توان راکتیو تزریقی توسط این منابع کاهش یافته که این امر همان طور که در شکل ۳۱ نشان داده شده است، موجب کاهش نتیجه توان راکتیو تزریقی به شبکه بالادست می‌شود.



شکل ۳۰: توان راکتیو تزریقی در هر ساعت به ازای تغییرات ظرفیت منابع تولید پراکنده در حالت DER.



شکل ۲۹: میانگین تلفات در هر ساعت به ازای تغییرات ظرفیت منابع تولید پراکنده در حالت DER.

جدول ۶: میانگین ولتاژ و تلفات شبکه در هر ساعت.

میانگین مینیمم ولتاژ	میانگین تلفات شبکه (kW)
۰.۹۰۹۹۱۱	۳۲.۶۸۰۰۵
۰.۹۳۰۵۱۸	۲۲.۵۳۱۶۳
۰.۹۷۳۹۵۶	۱۳.۴۲۹۴۲
۰.۹۱۵۷۷۱	۲۲.۰۲۷۲۶
۰.۹۱۶۴۹	۲۳.۴۸۱۷۶
۰.۸۸۹۰۳۴	۲۶.۶۲۴۵۶
۰.۹۲۶۶۵۸	۲۱.۹۱۸۲۶
۰.۹۱۷۹۸	۲۳.۹۹۰۳۷
۰.۹۷۶۵۵	۲۰.۸۷۶۱
۰.۹۷۱۳۵۳	۱۷.۷۲۳۸۸
۰.۹۸۲۲۸۷	۲۲.۷۸۵۲۹
۰.۹۸۵۱۸۲	۲۰.۴۸۲۲۹
۰.۹۹۰۴۷۲	۲۶.۸۸۳۹۶
۰.۹۴۷۳۸	۲۳.۵۸۴۸۷
۰.۹۹۶۸۵۱	۳۲.۳۵۳۶۲
۰.۹۶۵۰۲۶	۲۳.۳۵۳۸۳
۰.۹۷۷۲۱۱	۲۶.۲۶۴۴۷
۰.۹۸۴۵۷۸	۲۹.۳۰۳۰۶
۰.۹۶۸۱۷۴	۲۶.۵۶۳۸۱
۰.۹۳۳۶۲۵	۲۲.۲۵۳۸۲
۰.۹۶۲۷۲۴	۲۱.۳۷۱۸۱
۰.۹۳۵۰۲۸	۲۱.۵۲۰۳
۰.۹۱۰۱۰۵	۲۳.۵۱۵۵۲
۰.۹۳۵۷۵	۲۱.۰۷۴۸۴

هزینه کل بهره‌برداری: ۹۶۳۸۹۳۶۴۱۲

جدول ۵: میانگین ولتاژ و تلفات شبکه در هر ساعت.

میانگین مینیمم ولتاژ	میانگین تلفات شبکه (kW)
۰.۸۹۷۵۴۹	۳۳.۱۲۲۴۱
۰.۹۱۴۰۲	۲۴.۶۹۰۹۹
۰.۹۵۸۷۰۷	۱۰.۳۰۰۴۳
۰.۹۱۸۲۸	۲۰.۱۴۹۳۸
۰.۹۱۹۸۹۱	۲۰.۰۶۰۹۹
۰.۸۹۳۶۴	۲۴.۴۵۷۰۴
۰.۹۲۵۰۴۹	۲۰.۴۳۹۸۲
۰.۹۲۶۳۱۸	۲۱.۵۵۲۲۹
۰.۹۷۲۷۲۸	۲۵.۰۹۲۶۳
۰.۹۷۹۰۵۶	۱۷.۲۷۶۳۲
۰.۹۷۵۲۱۳	۲۲.۱۱۸۴۴
۰.۹۶۵۲۸۲	۲۵.۹۱۸۰۲
۰.۹۸۷۱۹۵	۲۵.۷۵۱۸۸
۰.۹۲۶۰۱۷	۲۳.۱۸۹۳۳
۰.۹۹۶۸۵۱	۲۸.۸۰۳۰۳
۰.۹۴۳۷۷۱	۱۹.۸۳۳۹
۰.۹۷۶۸۷۵	۲۱.۹۷۷۵۶
۰.۹۸۰۸۰۱	۲۵.۸۱۶۴۲
۰.۹۴۵۳۳۴	۲۲.۶۶۰۱
۰.۹۲۳۷۹۸	۲۳.۲۲۸۲۷
۰.۹۴۶۰۵۸	۲۳.۳۲۴۵۲
۰.۹۴۴۱۲۹	۲۰.۶۴۱۴۳
۰.۹۰۰۶۰۳	۲۵.۴۰۸۶۵
۰.۹۴۴۵۳	۱۹.۶۰۲۷۲

هزینه کل بهره‌برداری: ۱۰۲۱۷۷۶۰

همچنین در این مقاله هزینه تأمین توان راکتیو توسط منابع انرژی توزیع‌شده شامل منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی فرموله و سپس خطی‌سازی شده است. تابع هدف در نظر گرفته شده در این مقاله شامل کمینه‌سازی هم‌زمان تلفات شبکه و هزینه تأمین توان راکتیو منابع انرژی توزیع‌شده می‌باشد. نتایج عددی به‌دست‌آمده از طریق نرم‌افزار GAMS بر روی شبکه استاندارد ۳۳‌شینه IEEE نشان می‌دهد که اگر هدف، فقط تأمین توان راکتیو شبکه با کمترین هزینه باشد جبران توان راکتیو توسط خازن‌های قابل کلیدزنی از لحاظ اقتصادی به‌صرفه‌تر بوده

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله، مدل جامعی برای مدیریت بهینه توان راکتیو در شبکه‌های توزیع با در نظر گرفتن عدم قطعیت در بار شبکه و توان خروجی منابع تولید پراکنده ارائه شده است. لحاظ کردن عدم قطعیت در مسئله مورد مطالعه، نه تنها خطای مدل‌سازی را کاهش می‌دهد بلکه بر روی پاسخ به‌دست‌آمده نیز تأثیرگذار است. بدین منظور از روش تولید سناریو برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های موجود در مسئله استفاده شده است.

[11] Q. Han, G. Xiaojing, G. Yifang, Z. Hongmei, and L. Zhipeng, "Optimization of the active distribution network operation considering the V2G mode of electric vehicles," in *Proc. Int. Conf. on Power System Technology, POWERCON'18*, pp. 4488-4493, Guangzhou, China, 6-8 Nov. 2018.

[12] H. Liu, et al., "Reactive power optimization of power grid with photovoltaic generation based on improved particle swarm optimization," in *Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia*, pp. 1536-1450, Chengdu, China, 21-24 May 2019.

[13] L. Chen, Z. Deng, and X. Xu, "Two-stage dynamic reactive power dispatch strategy in distribution network considering the reactive power regulation of distributed generations," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 34, no. 2, pp. 1021-1032, Mar. 2019.

[14] M. Shaheen, H. Hasanien, and A. Alkhuayli, "A novel hybrid GWO-PSO optimization technique for optimal reactive power dispatch problem solution," *Ain Shams Engineering J.*, vol. 12, no. 1, pp. 621-630, Mar. 2020.

[15] R. Ng Shin Mei, M. Sulaiman, Z. Mustaffa, and H. Daniyal, "Optimal reactive power dispatch solution by loss minimization using moth-flame optimization technique," *Applied Soft Computing*, vol. 59, pp. 210-222, Oct. 2017.

[16] A. Rabiee, H. Feshki Farahani, M. Khalili, and J. Aghaei, "Integration of plug-in electric vehicles into microgrids as energy and reactive power providers in market environment," *IEEE Trans. on Industrial Informatics*, vol. 12, no. 4, pp. 1312-1320, Aug. 2016.

[17] O. Gandhi, C. Rodriguez, W. Zhang, D. Srinivasan, and T. Reindl, "Economic and technical analysis of reactive power provision from distributed energy resources in microgrids," *Applied Energy*, vol. 210, pp. 827-841, Jan. 2018.

[18] M. Doostizadeh, M. Khanabadi, and M. Etehad, "Reactive power provision from distributed energy resources in market environment," in *Proc. 26th Iranian Conf. on Electrical Engineering, ICEE'18*, pp. 1362-1367, Mashhad, Iran, 8-10 May 2018.

[19] Y. Levron, Y. Beck, L. Katzir, and J. Guerrero, "Real-time reactive power distribution in microgrids by dynamic programming," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 2, pp. 530-539, Jan. 2017.

[20] X. Zhang, X. Wang, and X. Qi, "Reactive power optimization for distribution system with distributed generations based on AHSPSO algorithm," in *Proc. China Int. Conf. on Electricity Distribution CIGRE'16*, 4 pp., Xi'an, China, 10-13 Oct. 2016.

[21] M. Jie, D. Chaohua, Z. Xuexia, and W. Zhiyn, "Dynamic operation scenario reactive power optimization assessment with large-scale wind farm integration," *IFAC PapersOnLine*, vol. 51, no. 28, pp. 203-208, 2018.

[22] R. Hebin, G. Hongjun, L. Junyong, and L. Youbo, "A distributionally robust reactive power optimization model for active distribution network considering reactive power support of DG and switch reconfiguration," *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 6358-6365, Feb. 2019.

[23] A. Samimi, M. Nikzad, and P. Siano, "Scenario-based stochastic framework for coupled active and reactive power market in smart distribution systems with demand response programs," *Renewable Energy*, vol. 109, pp. 22-40, Aug. 2017.

[24] O. Gandhi, W. Zhang, C. D. Rodriguez-Gallegos, and M. Bieri, "Analytical approach to reactive power dispatch and energy arbitrage in distribution systems with DERs," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6522-6533, Nov. 2018.

[25] A. Samimi, "Probabilistic day-ahead simultaneous active/reactive power management in active distribution systems," *J. of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 6, pp. 1596-1607, Nov. 2019.

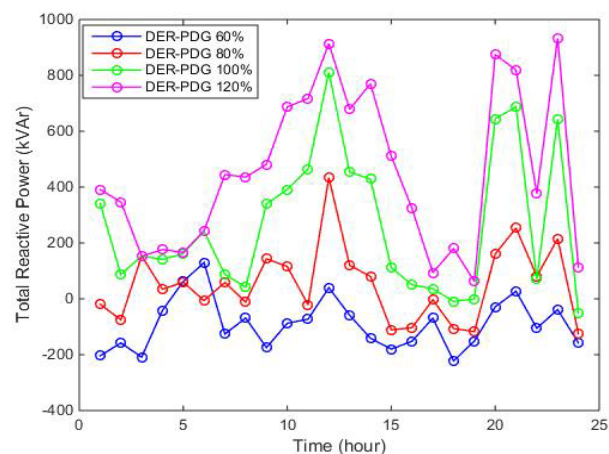
[26] V. Ferno Pires, A. V. Pombo, and J. M. Lourenco, "Multi-objective optimization with post-pareto optimality analysis for the integration of storage systems with reactive-power compensation in distribution networks," *J. of Energy Storage*, vol. 24, Article ID: 100769, Aug. 2019.

[27] A. Khandani and A. Akbari Foroud, "Design of reactive power and reactive power reserve market," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 6, pp. 1443-1452, Apr. 2017.

[28] R. H. Liang and J. H. Liao, "A fuzzy-optimization approach for generation scheduling with wind and solar energy systems," *IEEE-Trans. on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1665-1674, Nov. 2007.

[29] F. Samadi Gazuahani and J. Salehi, "Integrated DR and reconfiguration scheduling for optimal operation of microgrids using hong's point estimate method," *International J. of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 99, pp. 481-492, Apr. 2018.

[30] S. Huang and K. R. Shih, "Short-term load forecasting via ARMA model identification including non-gaussian process considerations,"



شکل ۳۱: توان راکتیو تزریقی (دریافتی) به (از) شبکه بالادست در هر ساعت به ازای تغییرات ظرفیت منابع تولید پراکنده در حالت DER.

اما به دلیل کلیدزنی زیاد در اثر تغییرات بار و خروجی منابع انرژی تجدیدپذیر، احتمال مستهلک شدن سریع آنها وجود دارد و همچنین در این حالت برای کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری شبکه، توان راکتیو بیشتری به شبکه بالادست تزریق می‌شود و در نتیجه این امر باعث افزایش تلفات شبکه می‌گردد. منابع انرژی توزیع شده تغییرات آرام‌تری داشته و توان راکتیو تزریقی توسط این منابع محدود می‌باشد. همچنین نکته دیگری که در مورد این منابع وجود دارد آن است که تولید توان راکتیو توسط این منابع باعث کاهش ظرفیت تولید توان اکتیو این منابع می‌شود و به همین دلیل بهتر است در مواقع ضروری از این منابع برای تأمین توان راکتیو شبکه استفاده شود.

مراجع

[1] S. Bolognani and S. Zampieri, "A distributed control strategy for reactive power compensation in smart microgrids," *IEEE Trans. on Automatic Control*, vol. 58, no. 11, pp. 2818-2833, Nov. 2013.

[2] T. Ding, S. Liu, Z. Wu, and Z. Bie, "A sensitivity-based relaxation and decomposition method to dynamic reactive power optimization considering DGs in active distribution networks," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 1, pp. 37-48, Jan. 2017.

[3] C. Masters, "Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines," *Power Engineering J.*, vol. 16, no. 1, pp. 5-12, Feb. 2002.

[4] G. Liu, Y. Xu, and K. Tomovic, "Bidding strategy for microgrid in day-ahead market based on hybrid stochastic/robust optimization," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 227-237, Jan. 2016.

[5] Y. J. Kim, J. L. Kirtley, and L. K. Norford, "Reactive power ancillary service of synchronous DGs in coordination with voltage control devices," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 515-527, Mar. 2017.

[6] Y. Tian and Z. Li, "Research status analysis of reactive power compensation technology for power grid," in *Proc. Condition Monitoring and Diagnosis, CMD'18*, 7 pp., Perth, Australia, 23-26 Sept. 2018.

[7] O. D. Montoya and W. Gil-Gonzalez, "Dynamic active and reactive power compensation in distribution networks with batteries: a day-ahead economic dispatch approach," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 85, Article ID: 106710, Jul. 2020.

[8] R. H. A. Zubo, G. Mokryani, and R. Abd-Alhameed, "Optimal operation of distribution networks with high penetration of wind and solar power within a joint active and reactive distribution market environment," *Applied Energy*, vol. 220, pp. 713-722, Jun. 2018.

[9] Y. Wang, et al., "Reactive power optimization of wind farm considering reactive power regulation capacity of wind generators," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia*, pp. 4031-4035, Chengdu, China, 21-24 May 2019.

[10] M. Forozan Nasab and J. Olamaei, "Reactive power management in micro grid with considering power generation uncertainty and state estimation," *Signal Processing and Renewable Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 25-35, Jun. 2019.

- [42] S. X. Chen, Y. S. F. Eddy, H. B. Gooi, M. Q. Wang, and S. F. Lu, "A centralized reactive power compensation system for LV distribution networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 274-284, Jan. 2015.
- [43] M. E. Baran and F. F. Wu, "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 2, no. 1, pp. 735-743, Jan. 1989.
- محبوبه اعتمادی زاده** مدرک کارشناسی و کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را به ترتیب در سال‌های ۱۳۹۴ و ۱۳۹۶ از دانشگاه بیرجند دریافت نمود. در سال ۱۳۹۶ به دوره دکترای مهندسی برق قدرت در دانشگاه بیرجند وارد گردید و هم‌اکنون دانشجوی ترم ۶ دکترای می‌باشد. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان عبارتند از: مطالعات طراحی و بهره‌برداری شبکه‌های توزیع و مدیریت و کنترل توان راکتیو در شبکه‌های توزیع.
- مریم رضائی** تحصیلات خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق از دانشگاه فردوسی مشهد و در مقاطع کارشناسی ارشد و دکترای مهندسی برق به ترتیب در سال‌های ۱۳۸۱ و ۱۳۸۷ از دانشگاه تربیت مدرس در تهران به پایان رسانده است. از سال ۱۳۸۷ در دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه بیرجند مشغول به فعالیت گردید و اینک نیز عضو هیأت علمی این دانشکده می‌باشد. زمینه‌های علمی مورد علاقه نامبرده متنوع بوده و شامل موضوعاتی مانند مطالعات طراحی و بهره‌برداری شبکه‌های توزیع و مطالعات احتمالی می‌باشد.
- حمید فلقی** تحصیلات خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق از دانشگاه صنعت آب و برق و در مقاطع کارشناسی ارشد و دکترای مهندسی برق به ترتیب در سال‌های ۱۳۸۱ و ۱۳۸۶ از دانشگاه تربیت مدرس در تهران به پایان رسانده است. از سال ۱۳۸۶ در دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه بیرجند مشغول به فعالیت گردید و اینک نیز عضو هیأت علمی این دانشکده می‌باشد. زمینه‌های علمی مورد علاقه نامبرده متنوع بوده و شامل موضوعاتی مانند مطالعات طراحی و بهره‌برداری شبکه‌های توزیع و مطالعات احتمالی می‌باشد.
- IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 673-679, May 2003.
- [31] North Dakota Agriculture Weather Network. [Online], <http://ndawn.ndsu.nodak.edu/wind-speeds.html>.
- [32] H. Geramifar, M. Shahabi, and T. Barforoshi, "Coordination of energy storage systems and DR resources for optimal scheduling of microgrids under uncertainties," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 2, pp. 378-388, 2017.
- [33] S. Fink, J. Rogers, C. Mudd, M. Buckley, C. Clark, and G. Hinkle, PJM renewable integration study: review of industry practice and experience in the integration of wind and solar generation, Tech Rep. GE Energy, Nov. 2012.
- [34] A. Samimi, A. Kazemi, and P. Siano, "Economic-environmental active and reactive power scheduling of modern distribution systems in presence of wind generations: a distribution market-based approach," *Energy Conver Manage*, vol. 106, pp. 495-509, 2015.
- [35] M. Braun, Provision of Ancillary Services by Distributed Generators, Ph.D Thesis Kassel University, 2008.
- [36] M. R. Dorostkar, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Lehtonen, and A. Safdarian, "Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 1879-888, May 2016.
- [37] S. F. Santos, *et al.*, "Impacts of operational variability and uncertainty on distributed generation investment planning: a comprehensive sensitivity analysis," *IEEE Trans. Sustain Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 855-869, Apr. 2017.
- [38] M. A. Kashem, V. Ganapathy, G. B. Jasmon, and M. I. Buhari, "A novel method for loss minimization in distribution networks," in *Proc. Int. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp. 251-256, London, UK, 4-7 Oct. 2000.
- [39] C. Venkatesan, R. Kannadasan, M. Alsharif, M. K. Kim, and J. Nebhen, "A Novel Multiobjective Hybrid Technique for Siting and Sizing of Distributed Generation and Capacitor Banks in Radial Distribution Systems," *Sustainability* 2021, 13, 3308.
- [40] -, *EMC: Energy Market Company Price Information*, <https://www.emcsg.com/marketdata/priceinformation>
- [41] *EMC: Use of System Charges*, <https://www.mypower.com.sg/documents/tsusc.pdf>, 2016.