ارائه یک استراتژی جامع مدیریت انرژی در بهره‌برداری از ریزشبکه‌های چندگانه با درنظر گرفتن عدم‌قطعیت‌های ناشی از رخداد خطا

پیمان بیات[1] ، دانشجوی دکتری، حسین افراخته[2]، دانشیار

۱- دانشکده فنی و مهندسی- گروه مهندسی برق- دانشگاه گیلان- رشت- ایران
peymanbayat@phd.guilan.ac.ir
۲- دانشکده فنی و مهندسی- گروه مهندسی برق- دانشگاه گیلان- رشت- ایران
ho_afrakhte@guilan.ac.ir

چکیده: امروزه افزایش استفاده از واحدهای تولید پراکنده در کنار ذخیره‌سازها و همچنین پیشرفت‌های مخابراتی باعث شکل‌گیری ریزشبکه‌ها و در نتیجه همکاری آن‌ها در سطحی وسیع‌تر و تشکیل ریزشبکه‌های چندگانه[1] (MMGs) شده است. در این نوع از شبکه‌ها احتمال رخداد خطا در مکان‌های مختلف شبکه دور از انتظار نیست و می‌توان عنوان کرد که بروز خطا در شبکه، نه تنها باعث افزایش تلفات، کاهش بازدهی و افزایش خاموشی‌ها می‌شود، بلکه بهره‌برداری شبکه را مختل نموده و عملکرد اپراتورهای شبکه را با مشکل مواجه می‌سازد. با توجه به این نقطه نظر و با هدف پوشش خلاءهای تحقیقاتی موجود، در این مقاله، یک استراتژی جامع مدیریت انرژی به منظور بهره‌برداری از شبکه‌های مبتنی بر MMG با در نظر گرفتن احتمال رویداد خطا در مکان‌های مختلف شبکه و مواجهه با شرایط مختلف بهره‌برداری ارائه شده است. در استراتژی مدیریت انرژی جامع پیشنهادی، فرمول‌نویسی نوآورانه مسأله برای ایجاد قابلیت خودترمیمی[2] برای شبکه در شرایط رخداد خطا و حصول سود بهینه بهره‌برداری در شرایط عادی، ارائه شده است؛ همچنین نحوه‌ی ارتباط اپراتورهای موجود در شبکه نیز مدنظر قرار گرفته است. در این راستا، در ابتدا یک روش مناسب برای مدل‌سازی احتمال رویداد خطا در مکان‌های مختلف شبکه ارائه شده و سپس با ایجاد بستری مناسب، به پیاده‌سازی استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی پرداخته خواهد شد. روش پیشنهادی در محیط نرم‌افزار متلب کدنویسی شده و میزان اثربخشی آن بر روی نسخه توسعه یافته یک شبکه مرجعِ قابلیت اطمینان محور در مقایسه با چند روش مرسوم ارزیابی شده است.

واژه‌های کلیدی: بهره‌برداری، ریزشبکه‌های چندگانه (MMGs)، قابلیت اطمینان، مدیریت انرژی، واحدهای تولید پراکنده.

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۸/۰۳/۱۶

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۸/۰۵/۲۲

نام نویسنده‌ی مسئول : حسین افراخته

نشانی نویسنده‌ی مسئول : رشت، بزرگ‌راه خلیج فارس، کیلومتر ۵ جاده قزوین، مجتمع دانشگاه گیلان، دانشکده فنی و مهندسی، گروه مهندسی برق

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

۱- متغیّرها، علائم و اختصارات

(شاخص‌ها و مجموعه‌ها)

t, n_t	شاخص و مجموعه برای دوره‌های زمانی بهره‌برداری
m	شاخص برای تعداد ریزشبکه‌ها
M	یک مجموعه شامل تمامی ریزشبکه‌ها
σ	شاخص برای ضرائب وزنی توابع هدف
i, j, k, n	شاخص و مجموعه برای نقاط بار و واحدهای موجود در شبکه
OF	شاخص برای توابع هدف
N_c	شاخص برای تعداد مشترکین
$\kappa_{BESS/EV}^{ch/dch}$	شاخص برای شارژ و دشارژ ذخیره‌سازها
max/min	شاخص برای بیشترین و کمترین مقدار متغییرها

(متغیّرهای دوتایی و سه‌تایی)

$S_{BESS/EV}$	متغیّر سه‌گانه برای ذخیره‌سازهای باتری و خودروهای برقی، که (۱) نشان‌دهنده حالت شارژ، (۱-) دشارژ و (۰) حالت منفصل
β_{Ex}	متغیّر دوگانه برای خرید و فروش توان ریزشبکه‌ها از شبکه توزیع، که (۱-) نشان‌دهنده خرید و (۱) نشان دهنده فروش
ζ_{Ex}	متغیّر دوگانه برای خرید و فروش توان هر ریزشبکه از سایر ریزشبکه‌ها، که (۱-) نشان‌دهنده خرید و (۱) نشان دهنده فروش
A_{UN}	متغیّر دوگانه برای توانایی شبکه بالادست به منظور مبادله توان با شبکه توزیع، که (۱) بیانگر توانایی و (۰) عدم توانایی
$y^{j,m}$	متغیّر دوگانه برای مشخص نمودن تأمین (۱) و یا عدم تأمین (۰) بار مورد نظر

(پارامترها)

λ	نرخ خطای عناصر شبکه
μ	نرخ تعمیر عناصر شبکه
L_a	توان متوسط هر نقطه بار
U	مدت زمان قطع بار
B	سوسپتانس خطوط (بخش موهومی ادمیتانس)
G	کندوکتانس خطوط (بخش حقیقی ادمیتانس)
$\eta_{BESS/EV}^{ch/dch}$	بازدهی شارژ و دشارژ واحدهای ذخیره‌سازی انرژی باتری و خودروهای برقی
v	اندازه ولتاژِ نقاط بار
$Cr_{\text{up/d}}$	حد بالا و پایینِ نرخ تغییر توان در واحدهای تولید پراکنده
C_{BESS}	قیمت شارژ و دشارژ توان در واحدهای ذخیره‌سازی انرژی باتری
C_{EV}	قیمت شارژ و دشارژ توان در خودروهای برقی
$C_{DG,M}$	هزینه عملیاتی واحدهای تولید پراکنده واقع در ریزشبکه‌ها
C_{Cut}	هزینه بارهای قابل قطع
C_{NID}	قیمت فروش توان به بارهای غیرقابل قطعِ واقع در ریزشبکه‌ها
$C_{CU,D}$	قیمت فروش توان به مشترکین واقع در شبکه توزیع
C_{ID}	قیمت فروش توان به بارهای قابل قطع
C_{Ex}	قیمت تبادل توان بین ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع
$C_{DG,D}$	هزینه عملیاتی واحدهای تولید پراکنده واقع در شبکه توزیع
C_{UN}	قیمت تبادل توان بین شبکه توزیع و شبکه بالادست
$N_{BESS/EV}^{state}$	تعداد مجاز شارژ و دشارژِ واحدهای ذخیره‌سازی انرژی باتری و خودروهای برقی

(متغیّرها)

P_{BESS}	توان واحدهای ذخیره‌سازی انرژی باتری
P_{EV}	توان خودروهای برقی
P_{Cut}	میزان توان بارهای قابل قطع
$P_{DG,M}$	توان اکتیو واحدهای تولید پراکنده واقع در ریزشبکه‌ها
$Q_{DG,M}$	توان راکتیو واحدهای تولید پراکنده واقع در ریزشبکه‌ها
P_{NID}	توان اکتیو بارهای غیر قابل قطع واقع در ریزشبکه‌ها
Q_{NID}	توان راکتیو بارهای غیر قابل قطع واقع در ریزشبکه‌ها
$P_{Cu,D}$	توان اکتیو مشترکین واقع در شبکه توزیع
Q_{ID}	توان راکتیو بارهای غیر قابل قطع واقع در ریزشبکه‌ها
P_{ID}	توان اکتیو بارهای غیر قابل قطع واقع در ریزشبکه‌ها
$P_{Ex,D}$	توان مبادله شده بین ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع
$P_{Ex,M}$	توان مبادله شده بین ریزشبکه‌ها
$P_{DG,D}$	توان واحدهای تولید پراکنده واقع در شبکه توزیع
P_{UN}	توان تبادل شده بین شبکه بالادست و شبکه توزیع
P_{R}	توان اکتیو تولیدی توسط واحدهای تجدیدپذیر
Q_R	توان راکتیو تولیدی توسط واحدهای تجدیدپذیر
$SOC_{BESS/EV}$	وضعیت شارژ واحدهای ذخیره‌سازی انرژی باتری و خودروهای برقی
$Cap_{BESS/EV}$	ظرفیت کلیِ واحدهای ذخیره‌سازی انرژی باتری و خودروهای برقی

۲- مقدمه

امروزه مشکلات مطرح در شبکه‌های برق فعلی سبب ایجاد تحولاتی در محیط اقتصادی و تنظیمی سیستم‌های قدرت شده که به افزایش استفاده از واحدهای تولید پراکنده منتهی شده است. در این راستا، منابع انرژی تجدیدپذیر[۳] (RERs) به بخش اصلی تولید پراکنده تبدیل شده و راه‌حل مناسبی را جهت حل مسائل زیست‌محیطی ناشی از نیروگاه‌های برق سنتی در اختیار می‌گذارد. از طرف دیگر، ظهور تکنولوژی‌های جدید نظیر خودروهای برقی و ذخیره‌سازهای انرژی مناسب، تا حد قابل قبولی مشکلات مطرح در انرژی‌های تجدیدپذیر را مرتفع نموده و بستر مناسب را جهت شکل‌گیری ریزشبکه‌ها[۴] (MGs) با قابلیت بهره‌برداری در حالت منفصل از شبکه، فراهم نموده است [۱]. در همین راستا، ساختار سیستم‌های قدرت به طور قابل توجهی تغییر کرده و سیستم‌های توزیع معمول ممکن است به چندین MG، تبدیل شوند. این MGها می‌توانند توأم با بهره‌برداری مستقل، با سایر MGها و یا شبکه‌ی توزیع[۵] (DN) مجاور نیز تبادل توان داشته باشند و مفهوم ریزشبکه‌های چندگانه (MMG) را به وجود آورند. به بیان دیگر، هر MG ممکن است تولیدات مازاد خود را به شبکه‌ی بالادست و یا سایر MGها عرضه نماید و کمبود توان خود را نیز از آن‌ها دریافت نماید [۲]. به همین ترتیب نگرانی از تولیدات مازاد برای مالکین نیروگاه‌های مبتنی بر تولیدات غیرقابل راهبری از بین خواهد رفت که این موضوع باعث سرمایه‌گذاری بهتر و با اطمینان خاطر بیشتر در این نوع شبکه‌ها خواهد شد.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

با توجه به مزایا و ویژگی‌های مثبت مطرح در شبکه‌های مبتنی بر MMG که می‌توان به بهره‌وری بالاتر انرژی و ظرفیت توان مناسب‌تر اشاره نمود [۳]، موضوع مدیریت انرژی در این نوع از شبکه‌ها به یک موضوع تحقیقاتی مهّم در بین محققینِ سراسر جهان تبدیل شده است. با نگاهی به تحقیقات پیشین در این زمینه، روش‌های موجود را می‌توان به دو دسته کلّیِ متمرکز[۶] و غیرمتمرکز[۷] تقسیم‌بندی کرد.

در روش متمرکز، تمامی MGها توأم با DN به‌وسیله یک کنترل‌کننده مرکزی، راهبری می‌شوند. به عبارت دیگر، یک اپراتور منفرد مسئولیت بهره‌برداری از تمام منابع موجود در شبکه MMG و حفظ تراز تولید و مصرف را بر عهده می‌گیرد. این امر علی‌رغم تسهیل مدیریت انرژی، معایبی را نیز به دنبال خواهد داشت. در حقیقت این مکانیزم حصول نقطه‌ی بهینه سراسری را تضمین خواهد کرد؛ در حالی که، اساساً منافع محلی را از منظر هر عضو شبکه نادیده می‌گیرد، که این موضوع می‌تواند با مفهوم خودمحوری MGها در تضاد باشد و نظر اپراتور ریزشبکه‌ها[۸] (MGOs) را تأمین ننماید [۴]. بعلاوه رخداد یک خطا در سیستم مدیریت انرژی ممکن است تمامی MGها را تحت شعاع قرار دهد. با این حال برخی از محققین معتقدندکه از آنجایی که یک اپراتورِ مرکزی اختیار برنامه‌ریزی منابع را دارا می‌باشد، این روش به منظور مدیریت خاموشی‌ها در هنگام مواجه با خطا، کارآمدتر از روش غیرمتمرکز عمل می‌نماید [۵].

با توجه به معایب ذکر شده در فوق، برخی از محققین معتقدند که روش متمرکز بهترین روش برای کنترل شبکه‌های مبتنی بر MMG نبوده و روش غیرمتمرکز مناسب‌تر است [۶]. در روش غیرمتمرکز در ابتدا هر MG به‌وسیله اپراتور خود و با در نظر گرفتن قواعد، محدودیت‌ها و اهداف اختصاصی، برنامه‌ریزی شده و در نتیجه کمبود و یا مازاد تولید خود را به اپراتور شبکه توزیع[۹] (DNO) گزارش می‌نمایند؛ سپس این اپراتور، برای شبکه مربوط به خود (DN) و بعلاوه برای رفع کمبود MGها، برنامه‌ریزی‌های لازم را انجام می‌دهد [۷]. با این مکانیزمِ تعاملی، علاوه بر حصول نقاط بهینه محلی، نقطه‌ی بهینه سراسری، حاصل خواهد شد. با توجه به مزایای این روش، تعدادی زیادی از مقالات، با تکیه بر این روش، استراتژی‌های مدیریت انرژی مختلفی را برای راهبری شبکه‌های مبتنی بر MMG پیشنهاد داده‌اند [۸-۱۲]. در این میان الگوریتم‌های مبتنی بر اجماع[۱۰] که بر مبنای توافق جمعی است، یکی از روش‌های غیرمتمرکز به حساب می‌آیند. بر اساس این روش، محققینِ مرجع [۸]، با هدف مدیریت شبکه‌های مبتنی بر MMG، یک روش مدیریت انرژی دو مرحله‌ای را برای تعامل MGOها و DNO، پیشنهاد داده و با فرمول‌نویسی مجزای مسئله برای حالت‌های جزیره‌ای و متصل به شبکه، یک سیستم مدیریت انرژی مناسب را توسعه داده‌اند؛ برای این منظور، در هر دوره‌ی زمانی، در ابتدا مسائل مربوط به هر MG حل شده و سپس با حل مسئله در سطح شبکه DN، نقطه‌ی بهینه سراسری، حاصل شده است. با این حال در مرجع یاد شده، احتمال رخداد خطا، هم در سطوح MGها و هم در سطح شبکه DN نادیده گرفته شده است که می‌تواند نتایج حاصل شده را تحت شعاع قرار دهد. در رویه‌ای مشابه، یک استراتژی چندعاملی برای کنترل توان منابع موجود در یک شبکه‌ی MMG، در مرجع [۹] معرفی شده است؛ در انجام این کار، اپراتورهای مختلف شبکه برای راهبری MGها توأم با شبکه DN، به همکاری باهم پرداخته‌اند. در این مرجع نیز بدون درنظر گرفتن شرایط احتمالی خطا برای شبکه، اهداف بهره‌برداری در سطوح MGها و شبکه DN، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری عنوان شده است. در زمینه ساختار غیرمتمرکز، یکی دیگر از روش‌های مورد استفاده، روش‌های مبتنی بر تجزیه[۱۱] است [۱۰،۱۱]. این روش یک مسأله سراسری را به n زیر مسأله محلی، تجزیه می‌کند که به صورت هماهنگ و جدا از هم حل می‌شوند. بر اساس این ساختار، محققین در مرجع [۱۰]، یک روش مدیریت انرژی برای کاهش هزینه‌های بهره‌برداری از یک شبکه‌ی MMG را با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های منابع تجدیدپذیر، ارائه کرده‌اند؛ برای این منظور، اهداف بهره‌برداری به صورت مسئله‌ی در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها[۱۲]، فرمول‌نویسی شده و با یک رویکرد بهینه‌سازیِ دو مرحله‌ای اقدام به حل مسئله نموده‌اند. در این مرجع، اگرچه عدم‌قطعیت‌های ناشی از رخداد خطا درنظر گرفته نشده است ولی نتایج استخراج شده حاکی بر آن است که عدم‌قطعیت‌های ناشی از واحدهای تجدیدپذیر می‌تواند بر روی بهره‌برداری شبکه‌های MMG تأثیر بگذارد. در مراجع [۱۱] نیز با درنظر گرفتن برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و همچنین عدم‌قطعیت‌های بازار خرید انرژی، از روش تجزیه به منظور حل مسئله پخش‌بار بهینه در شبکه‌های مبتنی بر MMG، بهره‌گرفته شده است؛ یکی از موارد اساسی درنظر گرفته نشده در این مرجع نیز احتمال پیش‌آمد خطا و قرار گرفتنِ برخی از MGها در شرایط جزیره‌ای اجباری است، در حالی که این موضوع می‌تواند مشترکین واقع در این MGها را در طول دوره‌ی بهره‌برداری با بی‌باری‌های غیرقابل پیشبینی روبرو سازد.

همان‌طور که قبلاً اشاره شد، در مطالعات فوق مسائلی مانند محدودیت‌های شبکه (محدودیت‌های مربوط به اندازه ولتاژ، پخش بار، محدودیت‌های تولید توان توسط منابع موجود و ...) و یا عدم‌قطعیت‌های مربوط به RERsها و محدودیت‌های بار در نظر گرفته شده است، در حالی که احتمال خرابی عناصر مهّم شبکه و در نتیجه رخداد خطا در مکان‌های مختلف شبکه و زمان مورد نیاز برای رفع آن ها، نادیده گرفته شده است. بعلاوه از تاثیرات طول و نوع خطوط در بهره‌برداری از شبکه‌های MMG چشم‌پوشی شده است. از آنجایی که احتمال رخداد خطا در شبکه یک موضوع اتفاقی به حساب می‌آید، استفاده از روش‌های قطعی در این زمینه کاربرد چندانی نخواهد داشت. به همین دلیل استفاده از روش‌های مبتنی بر شبیه‌سازی مونت‌کارلو[۱۳]، یکی از موارد کاربردی در این زمینه به حساب می‌آید [۵،۱۳]. با استفاده از این روش، در مرجع [۵]، با ایجاد خطاهای اتفاقی در یک شبکه MMG، روشی برای مقابله با این خطاها و کاهش

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

خاموشی‌ها ارائه شده است. روش اتخاذ شده در این مرجع بر مبنای ارتباط اپراتورها به صورت متمرکز عنوان شده که اپراتور شبکه DN در رأس امور بهره‌برداری قرارگرفته و می‌تواند در شرایط رخداد خطا، به صورت خود محور منابع موجود در MGها را کنترل نماید؛ نتایج استخراج شده در این مرجع با چشم‌پوشی از معایب ساختار متمرکز که قبلاً به آن اشاره شد، امیدوارکننده است؛ با این حال، هر MG به صورت یک مجموعه بسته و بدون لحاظ نمودن شبکه‌ی موجود در آن درنظر گرفته شده و از احتمال رخداد خطا در محیط هر یک از آن‌ها، چشم‌پوشی شده است، بعلاوه در این مقاله اندازه ولتاژ و توان راکتیو نیز نادیده گرفته شده است. در رویه‌ای مشابه در مرجع [۱۴]، با هدف افزایش قابلیت اطمینانِ توزیع توان، یک روش سلسله‌مراتبی برای کاهش خاموشی‌های احتمالی موجود در یک شبکه MMG، مطرح شده و ارتباط اپراتورهای موجود در هر MG و DNO در دو مرحله صورت گرفته شده است. در مرحله اول، MGOها با حل مسئله به صورت بهینه‌سازی محلی، کمبود و یا مازاد خود را تعیین و سپس به DNO گزارش نموده‌اند و در مرحله دوم با حل مسئله در سطح DN، نقطه‌ی بهینه سراسری حاصل شده است؛ لازم به ذکر است که مدل بهینه‌سازی در این مرجع به صورت برنامه‌نویسی خطی آمیخته با اعداد صحیح[۱۴]، درنظر گرفته شده است؛ از نقاط ضعف این مرجع می‌توان به ارائه نکردن یک روش مناسب برای مدل‌سازی خطا و در نظر گرفتن خطا در شبکه به صورت موردی، اشاره نمود. همچنین در مرجع [۱۵]، یک استراتژی دو سطحی برای تعامل MGهای مختلف در دو حالت بهره‌برداری عادی و بهره‌برداری خطا، پیشنهاد شده است. برای انجام این کار، کاهش هزینه‌های هر MG برای حالت بهره‌برداری عادی و افزایش بارهای تأمین شده با استفاده‌ی حداکثری از منابع موجود، برای حالت بهره‌برداری خطا، عنوان شده است؛ با این حال نحوه‌ی تعامل MGها با شبکه DN و همچنین وجود خودروهای برقی[۱۵] (EVs) در شبکه نادیده گرفته شده است؛ بعلاوه، در این مرجع روش خاصی برای مدل‌سازی خطا با درنظر گرفتن میزان حساسیت عناصر شبکه و نرخ خطای آن‌ها عنوان نشده و وجود خطا در شبکه صرفاً به صورت موردی درنظر گرفته شده است. در مقاله [۱۶]، یک روش غیرمتمرکز مدیریت انرژی با درنظر گرفتن عدم‌قطعیت‌های ناشی از رخداد خطا ارائه شده است. در این راستا با تشخیص چند خط توان به عنوان خطوط مستعد به رخداد خطا و درنظر گرفتن توانایی بازآرایی شبکه، به بهره‌برداری از یک شبکه MMG پرداخته شده است. در این مطالعات از آنجایی که ممکن است ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه با پیچیدگی مواجه شود، در مقاله [۱۷]، برای افزایش سرعت و دقت مطالعات قابلیت اطمینان در یک شبکه هوشمند، اقدام به مدل‌سازی دقیق بار نموده و برای تعیین وضعیت‌های مختلف بهره‌برداری شبکه با استفاده از تئوری گراف به مفهموم بخش‌بندی شبکه پرداخته است.

با عنایت به مطالعات صورت گرفته در این زمینه، می‌توان عنوان کرد که ارائه یک استراتژی مدیریت انرژی جامع برای مواجه با تمامی شرایط بهره‌برداری از یک شبکه MMG اعم از حالات جزیره‌ای اختیاری، حالات جزیره‌ای اجباری ناشی از خطا و بهره‌برداری متصل به شبکه، جزء خلاءهای تحقیقاتی در این زمینه به حساب می‌آید. به همین منظور، با درنظر گرفتن نکات مثبت و منفی روش‌های موجود در این زمینه و جهت نیل به حالت بهینه بهره‌برداری، در مقاله حاضر، در ابتدا مطالعات قابلیت اطمینان به عنوان یک زیرساخت برای تعیین شرایط شبکه، مورد استفاده قرار گرفته و با بکارگیری از روشی پیشنهادی که بر مبنای یک روش مرجع در مطالعات قابلیت اطمینان است (روش نمونه‌برداری از انتقال حالات [۱۸])، احتمال خرابی عناصر مهّم شبکه در سطوح تولید، توزیع و شبکه بالادست[۱۶] (UN)، مدل‌سازی شده و با توجه به ماهیّت مختلف خطا از نقطه‌نظر مکان و زمان رفع آن، حالت‌های احتمالی شبکه (عادی و خطا)، تعیین شده است؛ سپس، یک استراتژی مدیریت انرژی جامع به منظور ایجاد حالت خودترمیمی برای ریزشبکه‌ها در شرایط بهره‌برداری خطا و همچنین دستیابی به سود بهینه در حالات بهره‌برداری عادی، پیشنهاد شده است؛ در این استراتژی، فرمول‌نویسی نوآورانه مسئله با استفاده از توابع وزنی مطرح شده که در آن اهداف مورد انتظار بهره‌برداران در شرایط مختلف شبکه وابسته به حالات شبکه است؛ در واقع در هر دوره‌ی زمانی از بهره‌برداری، با حل مسئله در چهارچوب زمانی معیّن، متغیّرهای تصمیم موردنظر توسط اپراتورهای چندگانه‌ی شبکه تعیین و بهترین تصمیم از نقطه نظر مدیریت توان بین منابع، اتخاذ می‌گردد. از آن‌جایی که در شبکه‌های مورد آزمونِ معمول نسبت به شرایط بهره‌برداری واقعی، برخی از مسائل درنظر گرفته نمی‌شود (نرخ خرابی[۱۷] و نرخ تعمیر[۱۸] عناصر مهّم شبکه، طول و نوع خطوط و ...)، به منظور سنجشِ میزان تاثیر روش پیشنهادی از یک شبکه‌ی بهبود یافته‌ی قابلیت اطمینان محور بهره گرفته شده است.

به صورت خلاصه، مقاله حاضر در مقایسه با پژوهش‌های موجود در این زمینه، شامل مشخصات کلیدی زیر است:

- ارائه یک روش مناسب برای شبیه‌سازی شرایط خطا در یک شبکه مبتنی بر MMG
- معرفی یک استراتژی مدیریت انرژی جامع برای راهبری منابع موجود در یک شبکه‌ی MMG با در نظر گرفتن شرایط عادی بهره‌برداری توأم با شرایط خطا
- فرمول‌نویسی نوآورانه مسأله‌ی مدیریت انرژی برای شبکه‌های MMG با استفاده از توابع هدف وزنی با وزن‌های متغیّرِ وابسته به شرایط شبکه
- ارائه ساختاری یکپارچه برای مشخص نمودن نحوه و زمان تعامل اپراتورهای شبکه (MGOها و DNO)
- ارائه یک شبکه‌ی قابلیت اطمینان محورِ بهبود یافته برای انجام مطالعات مرتبط با شبکه‌های مبتنی بر MMG و همچنین بررسی میزان عملکرد و اثربخشی روش پیشنهادی

ساختار این مقاله به این شرح است: در بخش سوم، پیکربندی شبکه MMG تحت مطالعه، توصیف شده است. در بخش چهارم به بیان مسأله و نحوه‌ی پیاده‌سازی استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی پرداخته شده است. در بخش پنجم یک روش مناسب برای مدل‌سازی خطا پیشنهاد شده است. فرمول‌نویسی مسأله بهره برداری از شبکه‌های مبتنی بر MMG برای هر زیربخش در بخش ششم ارائه شده است. در

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

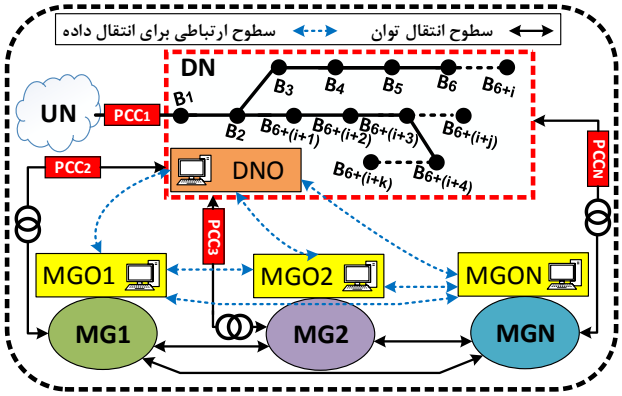
[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

بخش هفتم به تشریح زمان‌بندی مورد نیاز برای تعامل اپراتورهای مختلف شبکه پرداخته شده است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی و مقایسه‌ی تأثیر رویکرد پیشنهادی با سایر روش‌ها بر روی یک شبکه آزمون در بخش هشتم ارائه شده است. انجام مطالعات آنالیز حساسیت در بخش نهم آورده شده است و در نهایت، نتیجه‌گیری مقاله و کارهای آینده در بخش دهم ارائه شده است.

۳- ساختار شبکه MMG تحت مطالعه

این بخش پیکربندی شبکه تحت مطالعه را مطابق شکل (۱) توصیف می‌کند. این شبکه که یک MMG نامیده می‌شود، شامل یک شبکه اصلی توزیع (DN) با قابلیت برقراری تبادل توان با UN و تعدادی MG مجزا از هم است که به صورت پراکنده در شبکه قرار گرفته‌اند. MGها از لحاظ جغرافیایی به هم نزدیک بوده و در یک شرایط آب و هوایی یکسان قرار دارند که این شرایط برای تمام فصل‌های یک سال متفاوت درنظر گرفته خواهد شد. با توجه به مقادیر عددی و محاسبات درنظر گرفته در این مقاله، MGها بسته به منابع محلی خود و با درنظر گرفتن فرامین عملیاتی، قابلیت تامین توان بارهای خود را در برخی از دوره‌های بهره‌برداری داشته و می‌توانند منفصل از شبکه به فعالیت خود ادامه دهند؛ بعلاوه آن‌ها می‌توانند در تمامی شرایط بهره‌برداری با توجه به نظر اپراتور مربوطه و درنظر گرفتن محدودیت‌های شبکه، با DN و یا سایر MGهای در ارتباط با خود، تبادل توان داشته باشند. در این مقاله پیکربندی DN و MGها به صورت شعایی درنظر گرفته شده‌اند. تمامی MGها از یک نقطه و با درنظر گرفتن محدودیت انتقال توان، به شبکه DN متصل هستند که هر کدام شامل منابع محلی خود نظیر منابع تولید پراکنده غیر قابل راهبری (مجموعه‌ای از توربین‌های بادی[۱۹] (WTs) و سلول‌های خورشیدی[۲۰] (PVs))، منابع تولید پراکنده قابل راهبری (مجموعه‌ای از ریزتوربین‌ها[۲۱] (MTs))، سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی باتری[۲۲] (BESSs) و مجموعه‌ای از EVها است. در سمت مصرف نیز از بارهای مختلفی نظیر: کشاورزی، مسکونی، تجاری و صنعتی کوچک با درنظر گرفتن پروفایل‌های مختلف مصرف در تمام فصول سال، استفاده شده است. بعلاوه درصدی از این بارها به صورت بارهای وقفه‌پذیر درنظر گرفته شده است که با توجه به شرایط شبکه و استراتژی‌های مورد نظر اپراتورها، بخشی از مصرف آن‌ها در قبال دریافت هزینه کاهش داده می‌شود.

همانطور که در شکل (۱) نشان داده شده است، برای تعامل اپراتورهای موجود در شبکه از مکانیزم غیرمتمرکز بهره‌گرفته شده است. در یک مدیریت انرژی غیرمتمرکز، فرض بر آن است که تمامی MGهای موجود در سیستم به صورت مستقل از DN مدیریت می‌شوند. لذا، ترکیبی از اپراتورهای مستقل شامل مجموعه‌ای از MGOها در کنار DNO، مدیریت شبکه را بر عهده گرفته و به صورت مستقیم در تمامی دوره‌های بهره‌برداری با هم در ارتباط خواهند بود. با توجه به این مفهوم، MGOها به صورت کاملاً خود محور نسبت به DNO عمل می‌کنند و به همین ترتیب DNO حق دخالت در امور MGها را ندارد. لذا در تمام شرایط بهره‌برداری، در مرحله اول از چهارچوب زمانی معین که بعداً به آن اشاره خواهد شد، MGOها برنامه‌ریزی‌های خود را انجام داده و کمبود و یا مازاد توان خود را به DNO گزارش کرده و DNO در مرحله بعد راهبری DN را برعهده می‌گیرد. با این مکانیزم در کنار نیل به هدف بهره‌برداری بهینه محلی (MGها)، بهره‌برداری بهینه کل سیستم نیز میسر خواهد شد.



شکل (۱): پیکربندی MMG تحت مطالعه

۴- بیان مسأله

با عنایت به مطالعات انجام شده می‌توان عنوان کرد که رخداد خطا در سطوح تولید و توزیع توان در شبکه‌های مبتنی بر MMG اجتناب‌ناپذیر است و وقوع آن در مکان‌های مختلف شبکه با زمان‌های رفع متفاوت، می‌تواند بهره‌برداری شبکه را با چالش‌های زیادی روبرو نماید. به عبارت دیگر، پیچیدگی بهره‌برداری در شبکه‌های MMG در کنار احتمال رخداد خطاهای غیرقابل پیش‌بینی، چندین برابر خواهد شد. در واقع بروز خطا باعث وارد شدن اجباری برخی از نواحی به حالت جزیره‌ای بدون داشتن شرایط آن خواهد شد و ممکن است با توجه به مکان رخداد آن بخشی کوچک و یا وسیعی از شبکه را تحت تاثیر قرار دهد. با در نظر گرفتن این مفاهیم به طور کلّی می‌توان حالت‌های بهره‌برداری را به صورت زیر درنظر گرفت:

- **بهره‌برداری عادی:** در این حالت هیچ خطایی در کل سیستم رخ نمی‌دهد. به همین دلیل هر MG به سایر بخش‌ها متصل بوده و امکان تبادل توان برای آن با توجه به نظر MGO مربوطه وجود دارد. اگر طبق برنامه‌ریزی‌های انجام شده هر MG توان مازاد داشته باشد، میزان آن را برای برنامه‌ریزی به سایر MGOها و DNO گزارش می‌نماید؛ به همین ترتیب، در صورتی که توان تولیدی توسط منابع موجود در MG جوابگوی بار نباشد، کمبود توان را با هدف تأمین توان از سایر بخش‌ها گزارش می‌نماید. همچنین در صورتی که کمبود و یا مازاد توان نداشته باشد می‌تواند در حالت جزیره‌ای اختیاری قرار بگیرد. با در نظر گرفتن این مفاهیم، در هر

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

دوره‌ی زمانی، برنامه‌ریزی بهینه برای تمامی MGها و DN با اهدف مشخص انجام می‌شود و این روند تا زمان رخداد اولین خطا ادامه پیدا خواهد کرد.

- **بهره‌برداری خطا:** در این حالت از بهره‌برداری، با درنظر گرفتن محل رخداد خطا در یک شبکه MMG، می‌توان حالت‌های زیر را درنظر گرفت:

۱- حالت‌های جزیره‌ای جزئی: زمانی که خطا در یک MG رخ می‌دهد، دستگاه‌های حفاظتی از پیش تعیین شده با هدف عدم سرایت زیان به تمامی بخش‌های شبکه، بخش معیوب را از شبکه جدا می‌کنند. در این شرایط بخشی از MG، ممکن است همچنان به DN متصل بوده و با آن تبادل توان داشته باشد، لذا مشترکین واقع در این نواحی با توجه به پتانسیل بالای DN در تأمین توان، خاموشی را احساس نخواهند کرد. از طرف دیگر، بخشی از MG ممکن است از آن جدا شده و امکان تبادل توان با DN و یا سایر MGهای در ارتباط با خود را از دست بدهد. به همین دلیل، از آنجایی که این موضوع خارج از برنامه‌ریزی صورت گرفته است، MGO مربوط به این MG، از طرفی ممکن است فقط بتواند با انجام فرامین عملیاتی و استفاده مؤثر از منابع واقع در بخش جزیره‌ای، بخشی از بار واقع در این محل را تأمین نماید و از طرف دیگر، ممکن است با توجه به تراز بودن میزان تولید و مصرف، استراتژی بهره‌برداری در حالت عادی را برای این شرایط برگزینند.

۲- حالت‌های تمام جزیره‌ای: جداسازی محل خطا ممکن است منجر به قطع ارتباط DN با UN شود و کل سیستم MMG در حالت جزیره‌ای قرار گرفته و یا منجر به قطع ارتباط هر MG با DN شود. در این حالات MGها با توجه به پتانسیل خود و شرایط بهره‌برداری، ممکن است بتوانند تمامی یا بخشی از توان مورد نیاز بارهای خود را تأمین کنند، به عبارتی دیگر هر MGO باید سعی کند در هنگام مواجه با این شرایط، وقفه‌های طولانی را کاهش داده و یا آن‌ها را به کلّی از بین ببرد. درصورتی که خطا در محیط DN اتفاق افتد، در این حالت از آنجا که بخش متأثر از خطا در DN، دیگر پاسخگوی نیاز ریزشبکه‌های محصور در ناحیه خطا نیست، MGها در این نواحی نیز ممکن است در حالت تمام جزیره‌ای قرار گیرند؛ اما با توجه به تمایل MGO، در صورتی که مازاد توان داشته باشند، می‌توانند آن را به DNO گزارش نمایند. بعلاوه DNO نیز برای مدیریت DN با مشکل محدودیت توان روبرو است.

با عنایت به مطالب عنوان شده در فوق می‌توان نتیجه گرفت که رخداد خطا در شبکه‌های مبتنی بر MMG می‌تواند بهره‌برداری شبکه را با چالش‌های زیادی روبرو نماید. در واقع اتخاذ تصمیمات مناسب جهت مقابله با چنین شرایطی وظیفه اپراتورهای شبکه است. در شرایط رویداد خطا، زمانی که قسمتی از شبکه در حالت جزیره‌ای واقع می‌شود، ممکن است که مجموع توان‌های دردسترس (تولید و ذخیره‌سازی شده) پاسخگو و یا عدم پاسخگوی مجموع توان مصرفی باشد، لذا همواره نیاز نیست که توابع هدف تعیین شده برای بهره‌برداری خطا و بهره‌برداری عادی متفاوت با هم تعریف شوند. در واقع اگر در صورت رخداد خطا، با انجام بررسی‌های اولیه توسط اپراتور، تراز تولید و مصرف حفظ نشود، بهره‌برداری حداکثر از منابع موجود و استفاده از فرامین عملیاتی نظیر کنترل بارهای وقفه‌پذیر، با هدف افزایش بارهای تأمین شده و در نتیجه کاهش خاموشی‌ها، امری مهّم و ضروری است. مدیریت جامع این مسائل می‌تواند وقفه‌های بلندمدت را به کوتاه‌مدت تبدیل نماید و یا به طور کلی آن‌ها را از بین ببرد. بعلاوه حفظ شرایط پایداری شبکه نظیر کاهش انحرافات ولتاژ نیز به بهره‌برداری پایدار و مطمئن کمک شایانی خواهد نمود. از طرف دیگر، هم در دوره‌های بهره‌برداری عادی و هم در دوره‌های مواجه با خطا (در صورت تراز تولید و مصرف)، ممکن است مسائل اقتصادی یکی از اولویت‌های بهره‌برداران شبکه به‌حساب آید. اما زمانی که شبکه در شرایط مناسبی قرار دارد، با توجه به پتانسیل بالای UN در جهت تأمین بارهای مازاد شبکه، احتمال خاموشی در سطح پایین‌تری نسبت به شرایط جزیره‌ای قرار می‌گیرد. لذا، در این حالت می‌توان مسائل اقتصادی را در کنار قیود نامساوی و مساوی شبکه در بالاترین سطح خود قرار داد. همچنین در نظر گرفتن این اهداف با همان اولویت برای حالات جزیره‌ای اختیاری ممکن است بهترین راه‌کار را در اختیار اپراتورها قرار ندهد. به همین دلیل مطرح ساختن یک استراتژی مدیریت انرژی همه‌جانبه در شبکه‌های MMG از اهمیّت ویژه‌ای برخوردار است که در اولویت مقاله حاضر قرار گرفته شده است. مطرح ساختن چنین استراتژی مدیریتی، نیازمند مطالعات دقیقی در زمینه‌های مختلفی نظیر: ارائه یک الگوی زمانی مناسب برای تعامل اپراتورها، ارائه روشی مناسب برای شبیه‌سازی احتمال رویداد خطا در شبکه و فرمول‌نویسی جامع مسئله در سطوح MGها و DN است که در ادامه به آن‌ها پرداخته خواهد شد. روندنمای اجرای روش مدیریت انرژی پیشنهادی توأم با انجام مطالعات قابلیت اطمینان در شکل (۲) نشان داده شده است.

۵- روش پیشنهادی برای مدل‌سازی خطا

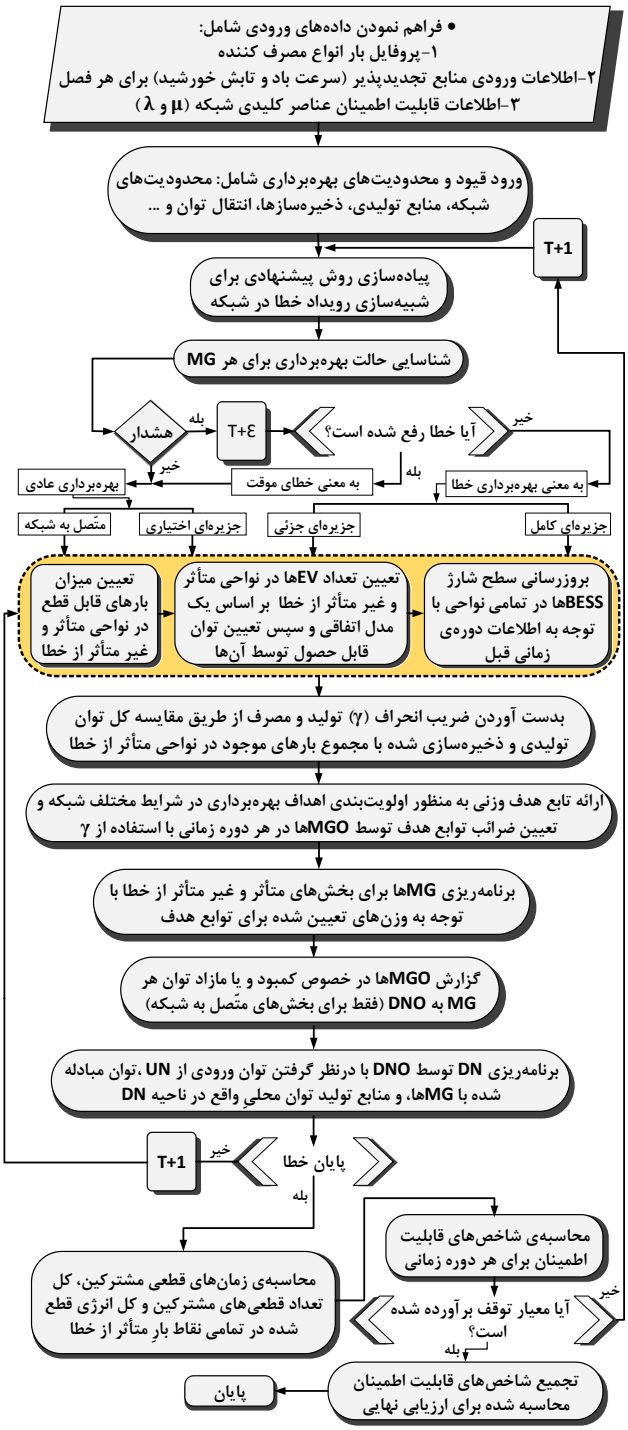
واقعیت آن است که یک MG یا مجموعه‌ای از این شبکه‌ها، اساساً یک شبکه تازه تأسیس نیست و ممکن است با توسعه یک شبکه قدیمی با فرسودگی تجهیزات به وجود آمده باشد که در نتیجه، در معرض ریسک‌های بزرگ قرار گرفته و می‌تواند مدیریت آن را با مشکل مواجه کند. با در نظر گرفتن این مسائل، از مرحله تولید توان تا توزیع آن، همواره چالش‌هایی شبکه را تهدید خواهد کرد.

در واقع حتی در صورتی که قابلیت اطمینان برخی از عناصر شبکه (ذخیره‌سازها، خطوط انتقال داده و ...) را صددرصد در نظر بگیریم، نرخ خرابی (λ) و نرخ تعمیر (μ) خطوطِ توان، ترانسفورماتورهای سطح توزیع و برخی از واحدهای تولید توان، قابل چشم‌پوشی نیست. بعلاوه، ممکن است UN نیز به دلیل وقوع پیش‌آمد در محیط خود، توانایی پشتیبانی از DN را نداشته باشد که در این صورت نیز این شبکه قادر به پشتیبانی از MGها نخواهد بود و ممکن است شبکه با بارهای تأمین نشده خارج از پیش‌بینی و خاموشی‌های پیاپی مواجه شود. لذا، درنظر گرفتن این مسائل در بهره‌برداری یک شبکه قدرت به خصوص

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

شبکه‌های MMG امری مهّم و ضروری به حساب می‌آید و ممکن است مطالعات صورت گرفته در این زمینه را تحت شعاع قرار دهد.



شکل (۲): چهارچوب اجرایی یکپارچه برای پیاده‌سازی استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی توأم با انجام مطالعات قابلیت اطمینان

همان‌طور که قبلاً عنوان شد، از آنجا که وقوع خطا در شبکه‌های قدرت، یک موضوع احتمالی است، روش‌های قطعی برای در نظر گرفتن این مسائل ناتوان هستند، لذا محققین زیادی با در نظر گرفتن روش‌های مبتنی بر احتمالات، به شبیه‌سازی و در نظر گرفتن این مسائل در پژوهش‌های خود پرداخته و با درنظر گرفتن روش‌های پیشنهادی و یا موجود، قابلیت اطمینان شبکه تحت مطالعه خود را ارزیابی کرده‌اند [۱۹-۲۱]. در این راستا روش‌های مبتنی بر جدول احتمال[۲۳] یکی از پرکاربردترین روش‌ها به حساب می‌آید [۱۹]. با این حال برخی از محققین معتقد هستند که استفاده از این روش‌ها در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند نیاز به حجم بالای محاسبات بوده و باعث افزایش بُعد و پیچیدگی محاسبات خواهد شد. به همین دلیل در مرجع [۱۷]، در ابتدا از طریق روشی پیشنهادی اقدام به کاهش سطوح بار و در نتیجه کاهش تعداد حالات موجود نموده و سپس به ارزیابی مناسب‌تر و سریع‌ترِ قابلیت اطمینان شبکه پرداخته‌اند. بعلاوه، روش‌های مبتنی بر نمونه‌گیری‌های تصادفی نظیر روش مونت کارلو[۲۴] [۵،۲۰] و همچنین روش مارکوف[۲۵] [۲۱] نیز از مهمترین روش‌ها برای مدل‌سازی خطا و ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه به شمار می‌آیند. در این روش‌ها بر خلاف مطالعاتِ مربوط به خطا در زمینه حفاظت سیستم‌های قدرت، نوع خطا مطرح نبوده و پیش‌آمد خطا مورد مطالعه قرار می‌گیرد. به عنوان مثال در مطالعاتی از این قبیل، زمانی که خطوط قدرت در شبکه با توجه به نرخ خطای تعیین شده برای آن‌ها، دچار عیب شده و خارج از سرویس قرار می‌گیرند، خطای صورت گرفته برای این خطوط ممکن است از هر نوعی باشد (اتصال یک فاز به زمین، اتصال دو خط به یکدیگر و ...).

در مقاله حاضر پیش‌آمد خطا با هدف ایجاد یک خط مشی برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های موجود در شبکه‌های MMG صورت می‌گیرد که در نتیجه در هر دوره‌زمانی با لحاظ نمودن خطاهای احتمالی، بخش‌های جزیره‌ای جزئی و تمام جزیره‌ای ناشی از خطا شناسایی شده و به عنوان اطلاعات اولیّه مورد نیاز برای اعمال استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی در دسترس اپراتورهای شبکه قرار خواهد گرفت؛ سپس در مرحله نهایی با بدست آوردن اطلاعات مورد نیاز برای هر نقطه‌ی بار، شاخص‌های مربوطه محاسبه و قابلیت اطمینان شبکه‌ی تحت مطالعه ارزیابی خواهد شد.

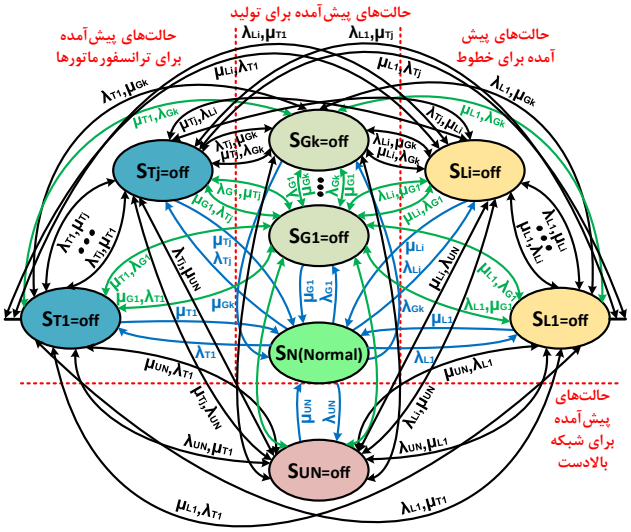
در مدل پیشنهادی، به منظور مدل‌سازی مکان خطا و میزان استقرار در دوره‌های زمانی خطا از مفهوم روش نمونه‌برداری انتقال حالات[۲۶] مشابه آن‌چه در مرجع [۱۸] مطرح شده است، استفاده می‌گردد. در واقع سعی بر آن است که با در دست داشتن اطلاعات مربوط به λ و μ عناصر کلیدی شبکه، بتوان به صورت توزیع شده در کل زمان مطالعه، حالات پیش‌آمده برای سیستم و زمان استقرار در این حالات را با استفاده از روش پیشنهادی در نظر گرفت. در واقع در روش پیشنهادی، مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های ناشی از رخداد خطا مد نظر بوده و نوع خطا و راه‌های از بین بردن خطا مد نظر نیست.

در این راستا برای مدل پیشنهادی، گذر از حالت بهره‌برداری عادی به مجموعه‌ای از حالات ممکن برای خطا و نرخ گذر از هر یک، در شکل (۳) نشان داده شده است. در واقع در این شکل مجموعه‌ای از حالات خطا در سطوح تولید، خطوط توان، ترانسفورماتورهای سطح توزیع و یک حالت ویژه مربوط به توانایی و یا عدم توانایی پشتیبانی شبکه UN از کل سیستم MMG که ناشی از احتمال وقوع خطا در آن است، در

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

نظر گرفته شده است. در این مدل، اولین ساعت شروع بهره‌برداری از شبکه، به صورت حالت نرمال درنظر گرفته شده و با استفاده از اطلاعات λ و μ عناصر شبکه، مسیر گذر به حالت بعدی تعیین خواهد شد و به همین ترتیب گذر این حالات تا انتهای بهره‌برداری ادامه پیدا کرده و شرایط شبکه را تعیین خواهد کرد.



شکل (۳): مجموع حالات ممکن برای گذر حالات ناشی از رخداد خطا در سطوح خطوط، ترانسفورماتورهای توزیع، تولید و شبکه بالادست

در این روش وقوع هر حالت از توزیع نمایی پیروی می‌کند. لذا زمان واقع در هر حالت از تابع چگالی احتمال به صورت رابطه (۱) محاسبه شده و تابع تجمعی احتمال برای هر حالت استخراج می‌گردد، سپس با استفاده از آن، زمان واقع در هر حالت (d(k)) طبق رابطه (۲)، قابل محاسبه خواهد بود؛ بعد از بدست آوردن داده‌های مورد نیاز ذکر شده در مورد شبکه تحت مطالعه، در هر مرحله از بهره‌برداری باید تشخیص داده شود که احتمال گذر از حالت فعلی ناشی از خرابی کدام عنصر است؛ برای این کار با درنظر گرفتن j عنصر واقع در شبکه، با استفاده از رابطه (۳)، محل خرابی عنصر معیوب تعیین شده و تا زمان رفع خطا با توجه به نرخ تعمیر آن در حالت off باقی می‌ماند [۱۸].

با توجه به رابطه (۳)، شکل (۴) روند نمونه‌برداری از حالات سیستم را در رخداد اوّلین خطای احتمالی در هر دوره زمانی، شرح می‌دهد. همان‌طور که در این شکل نشان داده شده است، یک بردار با خانه‌های متناظر با نرخ خطای عناصر شبکه تشکیل شده و سپس با درنظر گرفتن یک عدد تصادفی (U) با توزیع یکنواخت (بین ۰ و ۱)، مکان عنصر معیوب در اولین رخداد خطا با استفاده از رابطه (۳) تعیین می‌شود؛ در این راستا، از آن‌جایی که تابع چگالی احتمال برای حالت عادی بهره‌برداری بسیار بزرگتر از احتمال حالات خطا است، بیشترین دوره بهره‌برداری در این حالت سپری خواهد شد و گذر به حالات خطا در تعدادی نامشخص با توجه به اطلاعات λ هر زیر بخش در طول کل زمان بهره‌برداری (۱ سال)، اتفاق خواهد افتاد.

به منظور افزایش توانایی روش پیشنهادی برای شبیه‌سازی شرایط خطا در شبکه، برخلاف سایر روش‌های موجود، در یک دوره زمانی، احتمال رخداد دو خطای همزمان در شبکه (گذر همزمان به دو حالت off) درنظر گرفته شده است و با توجه به شکل (۳) وقوع خطای ثانویه ممکن است در هر سطحی اتفاق بیافتد؛ در این حالت، وقوع خطای سوم منوط به تعمیر حداقل یکی از دو عنصر معیوب است. لذا در هر دوره‌زمانی دو بار عمل نمونه‌برداری از حالات انجام خواهد شد با این تفاوت که در مرحله دوم بازه‌های مربوط به رخداد خطا (P_1 تا P_j و P_{UN}) در مقدار نرخ گذر حالت خطای اوّلیه ضرب شده و از آنجا که این نرخ متناسب با λ عنصر معیوب اولیه بوده از لحاظ اندازه مقدار کوچکی است و لذا احتمال وقوع دو خطای پیاپی بسیار پایین‌تر از احتمال وقوع یک خطای منفرد در شبکه است. به این ترتیب، شکل (۵) روند نمونه‌برداری از حالات سیستم را برای تعیین مکان رخداد دومین خطا در شبکه (همزمان با خطای اول در یک دوره زمانی)، شرح می‌دهد. با استفاده از رابطه (۳) و با ایجاد تفاوت در بازه‌های موجود در هر حالت (مشابه شکل (۵)) می‌توان مکان رویداد خطای ثانویه‌ی در یک دوره زمانی مشترک با خطای اولیه را درنظر گرفت.

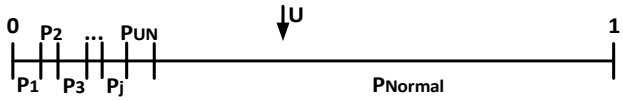
$$f(t)=\sum_{i=1}^{m}\delta_i e^{-\sum\delta_i(t)} \qquad (۱)$$

$$d(k)=\frac{1}{\sum_{i=1}^{m}\delta_i}\ln(U) \qquad U\in[0,1] \qquad (۲)$$

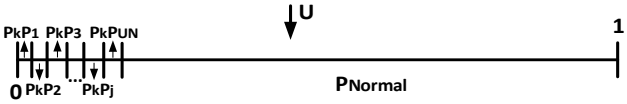
$$P_j=\frac{\delta_j}{\sum_{i=1}^{}\delta_i}\Rightarrow$$

$$\begin{cases} if\ \ 0<rand\le P_1\rightarrow P_1=failure\ component \\ if\ \ P_1<rand\le P_1+P_2\rightarrow P_2=failure\ component \\ \vdots \qquad\qquad \vdots \\ if\ \sum_{i=1}^{j-1}P_i<rand\le\sum_{i=1}^{j}P_i\rightarrow P_j=failure\ component \\ if\ \sum_{i=1}^{j}P_i<rand\le\sum_{i=1}^{j}P_i+P_{UN}\rightarrow UN\ is\ out\ of\ service \\ if\ \sum_{i=1}^{j}P_i+P_{UN}<rand\le 1\rightarrow Normal\ operation \end{cases} \qquad (۳)$$

در این روابط، U یک عدد تصادفی با توزیع یکنواخت (بین ۰ و ۱) است، همچنین نرخ گذر از حالت‌های سالم به حالت‌های ناسالم (off) به صورت $\delta_i=\lambda_{ij}$ و نرخ گذر از حالات ناسالم به حالات سالم به صورت $\delta_i=\mu_{ij}$ در نظر گرفته شده است.



شکل (۴): روند نمونه‌برداری از حالات سیستم در تعیین مکان اولین خطا در هر دوره زمانی (P_{UN}: احتمال خارج از سرویس بودن UN، P_{Normal}: احتمال بهره‌برداری بدون خطا و P1 تا Pj: احتمال خرابی عناصر موجود در شبکه در سطوح تولید و توزیع)



شکل (۵): روند نمونه‌برداری از حالات سیستم در تعیین خطای ثانویه توأم با خطای اولیه (P_k) در یک دوره‌ی زمانی

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

در این نوع مدل‌سازی با توجه به تکرارپذیر بودن آن ممکن است یک عنصر در طول دوره بهره‌برداری چند بار خراب شود و ممکن است که یک عنصر اصلاً خراب نشود؛ بعلاوه تقدم و تأخر در مدل پیشنهادی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است به این ترتیب که در صورت رخداد دو خطا در یک دوره بهره‌برداری، ترتیب رخداد این دو خطا در شبکه مهّم است به طوری که مطابق شکل (۵)، نرخ خطای عنصر معیوب اول به طور مستقیم بر روی بازه‌های بردار نمونه‌برداری برای تعیین عنصر معیوب دوم تأثیر گذار خواهد بود.

به این ترتیب در هر دوره زمانی با گذر به حالات مختلف خطا و بازگشت آن‌ها با توجه به نرخ یا زمان تعمیر عنصر معیوب، احتمال وقوع خطا در مکان‌های مختلف شبکه و زمان مورد نیاز برای رفع آن درنظر گرفته می‌شود؛ سپس، در هر دوره زمانی با تشکیل یک ماتریس حالت ($S_{1\times j}^{t}$) مطابق با رابطه (۴) با درایه‌های واحد برای عناصر سالم و درایه‌های متناظر صفر برای عناصر معیوب شبکه، شرایط مختلف شبکه برای بهره‌برداری از شبکه در n دوره‌ی زمانی (ساعت)، مدل‌سازی شده و سپس بر روی شبکه تحت مطالعه اعمال می‌شود. لازم به ذکر است که در شبکه‌های هوشمند با وجود تعداد بالای عناصر، از آن‌جا که مکان احتمالی عناصر معیوب و در نتیجه تشخیص درایه‌های صفر ماتریس به صورت مستقیم به‌وسیله روابط ذکر شده تعیین می‌شود، مراحل با پیچیدگی مواجه نخواهد شد.

$$\left\{S_{1\times j}^{1},S_{1\times j}^{2},...,S_{1\times j}^{t}\right\},\begin{cases} j=number\ of\ \ main\ components \\ t=1,2,...,n \end{cases} \qquad (۴)$$

در مرحله بعدی، پس از تعیین مکان عنصر معیوب و همچنین محاسبه‌ی زمان مورد نیاز برای رفع خطا، استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی که متعاقباً در بخش بعدی به آن پرداخته خواهد شد، پیاده‌سازی شده و سپس در پایان هر دوره‌ی زمانی، توان قابل دسترس، زمان‌های قطعی مشترکین، کل تعداد قطعی‌های مشترکین و کل انرژی قطع شده در تمامی نقاط بار محاسبه می‌شود. سپس شاخص‌های مربوط به قابلیت اطمینان شبکه طبق روابط (۵-۷) برای تمامی دوره‌های زمانی متأثر از خطا محاسبه شده و در نهایت در پایان زمان بهره‌برداری، قابلیت اطمینان شبکه ارزیابی خواهد شد.

$$SAIDI=\frac{\dfrac{8760}{\Delta t.N_t}\displaystyle\sum_{c=1}^{N_c}\sum_{t=1}^{N_t}U_c(t)N_c}{\displaystyle\sum_{c=1}^{N_c}N_c},\ (Hour/Customer.\Delta t.N_t) \qquad (۵)$$

$$ENS=\frac{8760}{\Delta t.N_t}\sum_{c=1}^{N_c}\sum_{t=1}^{N_t}L_a^c(t)U_c(t),\ (\text{Watt.Hour}/\Delta t.N_t) \qquad (۶)$$

$$AENS=\frac{ENS}{N_c},\ (\text{Watt.Hour/Customer}.\Delta t.N_t) \qquad (۷)$$

در روابط فوق شاخص‌ها عبارتند از: شاخص متوسط مدت قطعی برق سیستم[۲۷] (SAIDI)، شاخص انرژی تامین نشده[۲۸] (ENS) و شاخص متوسط انرژی تامین نشده[۲۹] (AENS) [۲۲].

از آنجایی که در نظر گرفتن چنین مسائلی در انجام مطالعات و طراحی استراتژی‌های مدیریتی مناسب جهت مقابله با خطاهای احتمالی، نیازمند اطلاعات دقیقی از شبکه است، لذا در این مقاله، از یک شبکه مبتنی بر MMG، که نسخه توسعه یافته یک شبکه آزمون مرجع برای انجام مطالعات مرتبط با قابلیت اطمینان است، استفاده خواهد شد [۲۳]. در این شبکه اطلاعات قابلیت اطمینانیِ عناصر کلیدی شبکه در دسترس بوده که متعاقباً در بخش شبیه‌سازی به آن اشاره خواهد شد.

۶- فرمول‌نویسی پیشنهادیِ مسأله

در MGها بخش زیادی از توان تولیدی توسط منابع مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر تأمین می‌شود؛ از طرف دیگر، توان خروجی این منابع به شدت به مسائل آب و هوایی و دوره‌های زمانی مختلف وابسته بوده و جزء منابع غیرقابل‌برنامه‌ریزی به‌حساب می‌آیند؛ بنابراین همان‌طور که قبلاً بیان شد، معمولاً از سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی برای جبران انحراف توان این منابع و قابل استفاده کردن آن‌ها در دوره‌های زمانی مختلف استفاده می‌شود. بعلاوه مشاهده شد که در کنار منابع تجدیدپذیر، منابع دیگر نظیر: خوروهای برقی، DGهای مبتنی بر سوخت فسیلی و سایر منابع نیز برای تأمین توان استفاده می‌شوند. در این میان، MGOها، وظیفه کنترل توان خروجی تمامی منابع ذکر شده در فوق و در نتیجه وظیفه‌ی تأمین توان را بر پایه‌ی اهداف مختلف، بر عهده می‌گیرد. به همین منظور در پژوهش‌های صورت گرفته در زمینه مدیریت توانِ شبکه‌های مبتنی بر MMG، پژوهشگران سعی کرده‌اند که با در نظر گرفتن اهداف شبکه به صورت توابع تک‌هدفه و یا چندهدفه‌ی با وزن ثابت، اقدام به طرح مسائل موجود در شبکه کرده و با حل این توابع هدف، بهترین تصمیم را از نقطه‌نظر بهینه کردن متغیّرهای تصمیم واقع در هر ناحیه اتخاذ نمایند [۹، ۱۲، ۱۶ و ۲۴]. در این راستا در مرجع [۲۴]، با ارائه یک تابع چند هدفه وزنی، سعی شده است که سه مسئله مختلف بهره‌برداری نظیر: هزینه‌های بهره‌برداری، هزینه‌های زیست محیطی و هزینه‌های مربوط به بارهای تامین نشده، به صورت همزمان در حل مسائل مربوط به طراحی شبکه‌های MMG درنظر گرفته شود. به این ترتیب با در نظر گرفتن وزن‌های ثابت برای این سه تابع هدف و تجمیع آن در یک تابع هدف، به حل همزمان این مسائل پرداخته شده است. همچنین با انجام آنالیز حساسیت و تغییر وزن توابع هدف به صفر و یک، تاثیرات حاصل شده در نتایج طراحی شبکه، ارزیابی شده است. برخی از محققین نیز معتقد هستند که طرح مسائل یک MG، برای حالات متصل به شبکه و یا جزیره‌ای متفاوت بوده و باید توابع هدف برای هر کدام به صورت کاملاً جداگانه درنظر گرفته شود [۹]. با این حال در نظر گرفتن یک تابع چندهدفه با وزن متغیّرِ وابسته به شرایط شبکه برای در نظر گرفتن حالات مختلف بهره‌برداری نظیر: جزیره‌ای اختیاری، جزیره‌ای اجباری (جزیره‌ای جزئی یا تمام جزیره‌ای) و حالت متصل به شبکه،

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

جزء خلاءهای تحقیقاتی موجود در این زمینه بوده که هدف این بخش مرتفع کردن آن می‌باشد. در رویکرد پیشنهادی، اولویت‌بندی اهداف بهره‌برداران وابسته به شرایط شبکه مطرح شده است، به نحوی که درجه اهمّیت و میزان تاثیر اهداف مختلف در مسئله بهره‌برداری متفاوت بوده و با یک رویکرد چندبعدی سعی شده است که میزان رضایت مصرف‌کننده‌گان و بهره‌برداران به صورت توأم تأمین شود. لازم به ذکر است که در این رویکرد، اهداف بهره‌برداری در شرایط عادی و شرایط خطا همواره متفاوت نبوده و به تراز تولید و مصرف وابسته است. از آنجایی که استراتژی مدیریت توانِ پیشنهادی بر مبنای معماری غیرمتمرکز است، فرمول‌نویسی مسئله برای MGها و DN متفاوت بوده و به صورت زیر در نظر گرفته شده است.

۶-۱- فرمول‌نویسی مسأله برای MGها

در شبکه‌های مبتنی بر MMG، از طرفی، هر کدام از MGها می‌توانند با توجه به نظر MGO مربوطه در حالت منفصل از شبکه قرار بگیرد (حالت جزیره‌ای اختیاری) و از طرف دیگر، ممکن است هم در شرایط رخداد خطا و هم بهره‌برداری عادی، به شبکه متّصل بوده و با سایر MGها و یا شبکه بالادست خود تبادل توان داشته باشد (حالت متصل به شبکه). با این حال، همان‌طور که قبلاً عنوان شد، برای مکان‌های جزیره‌ای متأثر از خطا، از طرفی در صورت حفظ تراز تولید و مصرف، ممکن است توابع هدف درنظرگرفته شده برای دو حالت قبل کارآمد باشند ولی از طرف دیگر در صورت عدم حفظ تعادل توان، ممکن است استفاده از این توابع هدف، نتایج قابل قبولی را به دنبال نداشته و منجر به خاموشی شود. در این حالت، مسائل اقتصادی اولویت کمتری پیدا خواهند کرد و فقط مسائل مربوط به شبکه مانند کاهش انحراف تولید با مصرف و پایداری شبکه در اولویت هستند. در صورتی که در نواحی که در شرایط عادی بهره‌برداری واقع هستند و یا در نواحی متأثر از خطا که تعادل تولید و مصرف حفظ شده است، مسائل اقتصادی نیز بخشی غیرقابل انکار از توابع هدف بوده و ممکن است اولویت اصلی بهره‌برداران باشد.

در فرمول‌نویسی پیشنهادی مسأله، همان‌طور که قبلاً توضیح داده شد، MGOهای در نظر گرفته شده برای MGهای مختلف شبکه به وسیله یک تابع چندهدفه وزنی که در رابطه (۸) نشان داده شده است، وظیفه کنترل توان عناصر مختلف شبکه را به عهده دارند. در این راستا وزن هدف‌های این تابع چندهدفه در هر دوره‌ی زمانی، به شرایط مختلف بهره‌برداری و وقوع خطا وابسته است. در تابع چندهدفه پیشنهادی، اهداف مورد نظر عبارتند از: ۱- بیشینه‌سازی بارهای تأمین شده در هر MG (رابطه (۹))؛ ۲- کمینه‌سازی انحرافات ولتاژ مربوط به هر شینه با هدف حفظ پایداری ولتاژ در هر ناحیه (رابطه (۱۰)) ۳- بیشینه‌سازی سود عملیاتی هر MG از طریق کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، شامل: هزینه‌های عملیاتی بارهای قابل قطع، هزینه‌های مربوط به شارژ سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی و خودروهای برقی، هزینه‌های مربوط به بهره‌برداری از واحدهای تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی و هزینه‌ی مربوط به خرید توان از شبکه توزیع (رابطه (۱۱))؛

$$\max\{OF_t\} = \sigma_{i1}OF_1 + \sigma_{i2}OF_2 + \sigma_{i3}OF_3,\ \ \sigma_{ij} \in [0 \overset{\downarrow}{\leftrightarrow} 1] \tag{۸}$$

$$OF_1 : \max \sum_{m\in M}\sum_{t=1}^{n_t}\{\sum_{j=1}^{n_{LP}}\delta^{j,m}y^{j,m}P_{NID}^{j,m}(t)+\sum_{j=1}^{n_{ID}}P_{ID}^{j,m}(t)\} \tag{۹}$$

$$OF_2 : Min \sum_{m\in M}\sum_{t=1}^{n_t}\sum_{j=1}^{n_{LP}}\left|1-v^{j,m}(t)\right| = \max\begin{cases}\sum_{m\in M}\sum_{t=1}^{n_t}\sum_{j=1}^{n_{LP}}-(1-v^{j,m}(t)) & v^{j,m}(t)<1\\ \sum_{m\in M}\sum_{t=1}^{n_t}\sum_{j=1}^{n_{LP}}-(v^{j,m}(t)-1) & v^{j,m}(t)>1\end{cases} \tag{۱۰}$$

$$\begin{aligned}OF_3 : Max & \sum_{m\in M}\sum_{t=1}^{n_t}\{(C_{BESS}(t)\sum_{j=1}^{n_{ess}}S_{BESS}^{j,m}(t)P_{BESS}^{j,m}(t))\\ &+(C_{EV}(t)\sum_{j=1}^{n_{ev}}S_{EV}^{j,m}(t)P_{EV}^{j,m}(t))-(C_{DG,M}(t)\sum_{j=1}^{n_{DG}}P_{DG,M}^{j,m}(t))\\ &-(C_{cut}(t)\sum_{j=1}^{n_{ID}}P_{cut}^{j,m}(t))+(C_{Ex}^{m}(t)(\beta_{Ex}^{m}(t)P_{Ex,D}^{m}(t)+\sum_{j=1}^{n_M}\zeta_{Ex}^{j,m}(t)\times\\ &P_{Ex,M}^{j,m}(t)))+C_{NID}(t)\sum_{j=1}^{n_{cu}}(y^{j,m}P_{NID}^{j,m}(t))+C_{ID}(t)\sum_{j=1}^{n_{ID}}P_{ID}^{j,m}(t)\}\end{aligned} \tag{۱۱}$$

در این روابط، σ_{i1}, σ_{i2} و σ_{i3} ضرایب وزنی برای به ترتیب توابع هدف OF_1، OF_2 و OF_3 هستند که با توجه به شرایط شبکه تنظیم می‌شوند. همان‌طور که قبلاً عنوان شد، تنظیم ضرایب وزنی ذکر شده در شرایط خطا، وابسته به ضریب انحراف تولید و مصرف (γ) است، به همین منظور در هر مرحله، برای برنامه‌ریزی برای دوره‌ی زمانی بعدی با استفاده از رابطه (۱۲)، وضعیت توانایی منابع قابل دسترس در نواحی متأثر از خطا برای تأمین توان بارهای موجود در شبکه مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت؛ سپس برای نیل به مناسب‌ترین حالت بهینه ممکن، بر روی تنظیم ضرایب وزنی تصمیم‌گیری خواهد شد.

$$\begin{aligned}\gamma = (&\sum_{j=1}^{n_{bess}}S_{BESS}^{j,m}(t)P_{BESS}^{j,m}(t)+\sum_{j=1}^{n_{ev}}S_{EV}^{j,m}(t)P_{EV}^{j,m}(t)+\\ &\sum_{j=1}^{n_{DG}}P_{DG,M}^{j,m}(t)+\sum_{j=1}^{n_R}P_{\mathrm{R}}^{j,m}(t)-(\sum_{j=1}^{n_{Cu}}P_{NID}^{j,m}(t)+\sum_{j=1}^{n_{ID}}P_{ID}^{j,m}(t))\\ &\forall j,m,t\end{aligned} \tag{۱۲}$$

با عنایت به بحث‌های ارائه شده در فوق، بهینه‌ترین وزن برای توابع هدف در شرایط مختلف بهره‌برداری برای جایگزاری در رابطه (۸) به صورت مقادیر ارائه شده در جدول (۱) تنظیم شده است. برای این کار با توجه به اهمیّت موضوع پایداری ولتاژ و جلوگیری از ورود سیستم به سمت ناپایداری (فروپاشی ولتاژ)، وزن تابع هدف OF_2 که متناسب است با کاهش انحرافات ولتاژ، در تمامی حالات بهره‌برداری اعم از بهره‌برداری خطا و بهره‌برداری عادی، به صورت ثابت و به میزان $\sigma_T = 3/4$ در نظر گرفته شده است و سپس وزن‌های سایر توابع هدف با توجه به شرایط شبکه مطابقِ آنچه که در ادامه به آن پرداخته خواهد شد، تعیین می‌شوند.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

جدول (۱): وزن‌های توابع هدف در شرایط مختلف بهره‌برداری از MGها

شرایط بهره‌برداری ریزشبکه‌ها		σ_{i1}	σ_{i2}	σ_{i3}
جزیره‌ای ناشی از خطا	$\gamma \leq 0$	۰/۲۹	۰/۳۴	۰/۳۷
	$\gamma > 0$	۰/۶۶	۰/۳۴	۰
بهره‌برداری عادی	حالت متصل به شبکه (اختیاری)	۰	۰/۳۴	۰/۶۶
	جزیره‌ای اختیاری	۰/۲۹	۰/۳۴	۰/۳۷

با توجه به وزن‌های تعیین شده برای توابع هدف، در شرایط عادی بهره‌برداری از MGها (در حالات متّصل به شبکه)، از آنجایی که هیچ خطایی رخ نداده است و احتمال خاموشی وجود ندارد، در ابتدا MGOها توابع هدف را با هدف در اولویت قرار دادن مسائل اقتصادی وزن‌دهی کرده و سپس با حل آن، مقادیر تولیدات مازاد و یا کمبود توان در MG مربوط به خود را از طریق ارسال سیگنال، به DNO گزارش می‌نمایند ($\sigma_{i3}=1-0.34$ و $\sigma_{i1}=0$). DNO نیز در چهارچوب زمانی معین که بعداً به آن اشاره خواهد شد، با محوریت اهدف خود، برنامه‌ریزی‌های لازم را انجام داده و علاوه بر تأمین توان مورد نیاز MGها، توزیع توان در قسمت‌های مختلف DN را بر مبنای متغیّرهای تصمیم موجود در ناحیه خود، برای دوره‌ی زمانی بعدی انجام می‌دهد. در حالت جزیره‌ای اختیاری، از آن‌جایی که منابعِ در دسترس MG مربوطه، نسبت به حالت متّصل به شبکه محدود بوده، درنظر گرفتن وزن‌هایی مشابه با آن حالت ممکن است منجر به افزایش خاموشی‌ها شود. به همین منظور برای تأمین همزمان منافع بهره‌برداران و مشترکین، مطابق جدول (۱)، وزن‌ها متفاوت با حالت متّصل به شبکه در نظر گرفته شده است. این مقادیر با هدف پیدا کردن بهترین نقطه‌ی مصالحه بین توابع هدف OF_1 و OF_3، از طریق انجام مطالعات آنالیز حساسیت با در نظر گرفتن ۱۰ وزن برای σ_{i1} و σ_{i3} تعیین شده که متعاقباً در بخش آخر مقاله ارائه خواهد شد.

در هنگام مواجه با خطا، در صورتی که مجموع توان‌های تولید شده و ذخیره‌سازی شده جوابگوی مجموع توان مصرفی بارهای موجود در آن ناحیه باشد ($\gamma \leq 0$)، با این ناحیه همانندِ بخش جزیره‌ای اختیاری برخورد کرده و در صورتی که $\gamma > 0$ باشد، کاهش میزان خاموشی‌ها از طریق افزایش بارهای تأمین شده، در اولویّت‌های اوّل MGOها قرار می‌گیرند ($\sigma_{i3}=0$ و $\sigma_{i1}=1-0.34$). برای نیل به این هدف برای تمامی نقاط بار ضریب اولویت (δ) درنظر گرفته شده است و بارهای غیرقابل قطع به ترتیب با توجه به این ضرایب تأمین می‌شوند. همان‌طور که قبلاً بیان شد، در مقاله حاضر چهار نوع بار (کشاورزی، مسکونی، تجاری و صنعتی کوچک) در MMG مورد مطالعه وجود دارد. در دسته‌بندی ذکر شده فرض بر این است که اماکن حساس مانند مراکز درمانی و بیمارستان‌ها جزء مناطق تجاری به حساب می‌آیند؛ لذا این نوع از بارها در اولویت تأمین توان در شرایط بهره‌برداری خطا قرار گرفته و دارای ضریب اولویت بیشتری نسبت به سایر بارها می‌باشد که به صورت مستقیم در نتایج مستخرج از رابطه (۹) تاثیرگذار خواهد بود. در این راستا با عنایت به مطالعات انجام شده، انواع بار به صورت جدول (۲) در شرایط بهره‌برداری خطا اولویت‌بندی شده‌اند. با توجه به این اولویت‌بندی، بارهایی که در اولویت پایین‌تر قرار دارند، با در نظر گرفتن میزان اختلاف بار و تولید توسط منابع محصور در ناحیه خطا، دچار خاموشی خواهند شد و در هر مرحله تأثیر این خاموشی‌ها بر روی شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه مطالعه خواهد شد. لازم به ذکر است که این ضرایب ممکن است بسته به نظر بهره‌برداران در شبکه‌های مختلف به صورت متفاوت با شیوه درنظر گرفته شده در مقاله حاضر در نظر گرفته شود.

جدول (۲): اولویت‌بندی انواع بار موجود در MMG تحت مطالعه

گروه	مشترکین	ضریب اولویت (δ)
A	تجاری	فوق حساس
B	مسکونی	حساس
C	صنعتی کوچک	نسبتاً حساس
D	کشاورزی	غیر حساس

۶-۱-۱- محدودیت‌های بهره‌برداری در MGها

در بهره‌برداری از MGها به منظور استخراج جواب‌های عملیاتی و صحیح، همراه با حلِ توابع هدف، باید محدودیت‌های زیر در نظر گرفته شود:

- **محدودیت تعادل توان**

تعادل توان (تولید و مصرف) در MGها باید در هر دوره‌ی زمانی از بهره‌برداری رعایت شود. در این راستا توان خریداری شده از DN، مجموع توان‌های تولید شده توسط منابع موجود، میزان شارژ یا دشارژ توان از واحدهای ذخیره‌سازی انرژی (BESSs و EVs) و توان قطع شده از بارهای قابل قطع باید با مجموع توان بارهای مصرفی واقع در محیط هر MG (با در نظر گرفتن δ برای نواحی متأثر از خطا)، در تعادل باشد. در نتیجه برای هر MG در هر دوره‌ی زمانی از بهره‌برداری، تعادل توان به صورت رابطه (۱۳) درنظر گرفته شده است. لازم به ذکر است که در مقاله حاضر فرض شده است که در دوره‌های زمانی خطا، در صورتی که تولیدات بیشتر از مصرف ناحیه‌ی جزیره‌ای باشد، MGOها توانایی تنظیم خروجی توان واحدهای منابع انرژی تجدیدپذیر را برای برنامه‌ریزی در ساعت آینده دارا می‌باشند.

$$\left(\sum_{j=1}^{n_{bess}} S_{BESS}^{j,m}(t) P_{BESS}^{j,m}(t) + \sum_{j=1}^{n_{ev}} S_{EV}^{j,m}(t) P_{EV}^{j,m}(t) + \sum_{j=1}^{n_{DG}^{m}} P_{DG,M}^{j,m}(t) + \sum_{j=1}^{n_R} P_{R}^{j,m}(t) + \beta_{Ex}^{m}(t) P_{Ex,D}^{j,m}(t) + \sum_{j=1}^{n_M} \zeta_{Ex}^{j,m}(t) \times P_{Ex,M}^{j,m}(t)\right) = \left(\sum_{j=1}^{n_{Cu}} y^{j,m} P_{NID}^{j,m}(t) - \sum_{j=1}^{n_{ID}} P_{ID}^{j,m}(t)\right) \quad \forall j,m,t \qquad (۱۳)$$

- **محدودیت جابجایی توان بین MGها و DN**

به منظور در نظر گرفتن شرایط واقعی سیستم‌های قدرت، تبادل توان بین MGها و DN که از طریق نقاط اتصال مشترک[۳۰] (PCC) بین دو شبکه صورت می‌پذیرد، باید دارای محدودیت بوده و از یک محدوده مجاز تجاوز نکند. این محدودیت مطابق با رابطه (۱۴) درنظر گرفته شده است.

$$-P_{Ex,D/M}^{m,\min}(t) \leq P_{Ex,D/M}^{m}(t) \leq P_{Ex,D/M}^{m,\max}(t) \qquad \forall m,t \qquad (۱۴)$$

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

- **محدودیت تولید توان در واحدهای تولید پراکنده**

در هر MG توان‌های تولیدی توسط واحدهای تولید پراکنده قابل راهبری ($P_{DG,M}$) در هر دوره‌ی زمانی از بهره‌برداری، باید با درنظر گرفتن میزان حداکثر و حداقل مجاز برای آن محدودیت زیر را برآورده سازد:

$$P_{DG,M}^{j,m,\min}(t) \le P_{DG,M}^{j,m}(t) \le P_{DG,M}^{j,m,\max}(t) \qquad \forall j,m,t \qquad (۱۵)$$

$$Q_{DG,M}^{j,m,\min}(t) \le Q_{DG,M}^{j,m}(t) \le Q_{DG,M}^{j,m,\max}(t) \qquad \forall j,m,t \qquad (۱۶)$$

- **پاسخگویی رمپ[۳۱] در واحدهای تولید توان قابل راهبری**

نرخ پاسخگویی واحدهای تولید توانِ مبتنی بر MTs به منظور افزایش و کاهش توان خروجی به صورت یک محدودیت مطابق با رابطه‌های (۱۷) و (۱۸) درنظر گرفته شده است ($Cr_{\text{up}} = Cr_{\text{d}} = 250KW$) [۵].

$$P_{DG,M}^{j,m}(t) - P_{DG,M}^{j,m}(t-1) \le Cr_{\text{up}}\Delta t \qquad \forall j,m,t \qquad (۱۷)$$

$$P_{DG,M}^{j,m}(t-1) - P_{DG,M}^{j,m}(t) \le Cr_{\text{d}}\Delta t \qquad \forall j,m,t \qquad (۱۸)$$

- **محدودیت تولید توان واحدهای غیر قابل راهبری**

در هر MG توان تولیدی توسط واحدهای RER در هر دوره‌ی زمانی از بهره‌برداری، باید محدودیت زیر را برآورده سازد:

$$0 \le P_R^{j,m}(t) \le P_R^{j,m,\max}(t) \qquad \forall j,m,t \qquad (۱۹)$$

$$0 \le Q_R^{j,m}(t) \le Q_R^{j,m,\max}(t) \qquad \forall j,m,t \qquad (۲۰)$$

- **محدودیت‌های مربوط به پخش بار**

در مقاله حاضر از پخش‌بار نیوتون رافسون برای انجام مطالعات پخش‌بار بهره گرفته شده است. در واقع با استفاده از این روش در هر دوره زمانی، مطالعات پخش بار انجام شده و شرایط شبکه از نقطه نظر ولتاژ تمامی نقاط بار، مورد مطالعه قرار خواهد گرفت [۲۵]. در این راستا، معادلات اصلی پخش بار به صورت رابطه‌های (۲۱) و (۲۲) درنظر گرفته شده است.

$$\sum_{j=1}^{n} |v_i^m|\,|v_j^m|\,|(G_{ij}^m \sin(\theta_{ij}) - B_{ij}^m \cos(\theta_{ij})) = Q_{DG,M}^{i,m}(t) + Q_{\text{R}}^{i,m}(t) - y^{i,m} Q_{NID}^{i,m}(t) - Q_{ID}^{i,m}(t) \quad \forall i,j,m,t \qquad (۲۱)$$

$$\sum_{j=1}^{n} |v_i^m|\,|v_j^m|\,|(G_{ij}^m \cos(\theta_{ij}) + B_{ij}^m \sin(\theta_{ij})) = S_{EV}^{i,m}(t) P_{EV}^{i,m}(t) + S_{BESS}^{i,m}(t) P_{BESS}^{i,m}(t) + P_{DG,M}^{i,m}(t) + P_{\text{R}}^{i,m}(t) - y^{i,m} P_{NID}^{i,m}(t) - P_{ID}^{i,m}(t) \qquad \forall i,j,m,t \qquad (۲۲)$$

- **محدودیت‌های اندازه ولتاژ**

محدودیت‌های اندازه ولتاژ در دوره‌های زمانی مختلف بهره‌برداری با هدف حفظ پایداری ولتاژ و ضمانت حفظ ولتاژ در یک محدوده‌ی از پیش تعیین شده (۰/۹۵ تا ۱/۰۵)، به صورت رابطه (۲۳) درنظر گرفته شده است.

$$V_i^{\min}(t) \le V_i(t) \le V_i^{\max}(t) \qquad \forall i,t \qquad (۲۳)$$

- **محدودیت ظرفیت باتری در سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی BESSها و EVها)**

در برنامه‌ریزی‌های مربوط به توان سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی باید محدودیت‌های مربوط به فرآیندهای شارژ و دشارژ درنظر گرفته شود، لذا این محدودیت‌ها با درنظر گرفتن میزان و یک شاخص برای مشخص کردن تعداد دفعات شارژ و دشارژ به‌صورت رابطه‌های (۲۴) و (۲۵) درنظر گرفته شده است. بعلاوه حالت شارژ[۳۲] (SOC) که در ارتباط با انرژی ذخیره شده در هر دوره‌ی زمانی است، به صورت رابطه (۲۶) مدل شده است و میزان آن در یک محدوده‌ی مجاز طبق رابطه (۲۷)، محدود شده است. همچنین رابطه (۲۸) تضمین می‌نماید که باتری‌ها به صورت همزمان شارژ و دشارژ نخواهند شد. در کنار این روابط، تعداد دفعات شارژ و دشارژ برای مدل‌سازی طول عمر باتری در شرایط واقعی به صورت رابطه (۲۹)، محدود شده است [۲۶].

$$0 \le P_{BESS/EV}^{j,m,ch}(t) \le \kappa_{BESS/EV}^{j,m,ch}(t) P_{BESS/EV}^{j,m,ch,\max}(t) \qquad \forall j,m,t \qquad (۲۴)$$

$$0 \le P_{BESS/EV}^{j,m,dch}(t) \le \kappa_{BESS/EV}^{j,m,dch}(t) P_{BESS/EV}^{j,m,dch,\max}(t) \qquad \forall j,m,t \qquad (۲۵)$$

$$SOC_{BESS/EV}^{j,m,}(t) = \{SOC_{BESS/EV}^{j,m,}(t-1) + \eta_{BESS/EV}^{ch} \times P_{BESS/EV}^{j,m,ch}(t)\Delta t - \frac{1}{\eta_{BESS/EV}^{dch}} P_{BESS/EV}^{j,m,dch}(t)\Delta t\} / Cap_{BESS/EV}^{j,m}, \quad \forall j,m,t \qquad (۲۶)$$

$$SOC_{BESS/EV}^{j,m,\min}(t) \le SOC_{BESS/EV}^{j,m}(t) \le SOC_{BESS/EV}^{j,m,\max}(t) \quad \forall j,m,t \qquad (۲۷)$$

$$\kappa_{BESS/EV}^{j,m,ch}(t) + \kappa_{BESS/EV}^{j,m,dch}(t) \le 1 \qquad \forall j,m,t \qquad (۲۸)$$

$$\left|\kappa_{BESS/EV}^{j,m,ch}(t) - \kappa_{BESS/EV}^{j,m,ch}(t-1)\right| \le N_{BESS/EV}^{state} \qquad \forall j,m,t \qquad (۲۹)$$

- **محدودیت قطع توانِ بارهای قابل قطع**

برای بارهای قابل قطع، میزان بارهای قطع شده نباید از بیشترین حد مجاز برای این نوع از بارها تجاوز نماید، لذا در این رابطه محدودیتِ زیر برای هر دوره‌ی زمانی درنظر گرفته شده است.

$$0 \le P_{ID}^{j,m}(t) \le P_{ID}^{j,m,\max}(t) \qquad \forall j,m,t \qquad (۳۰)$$

۶-۲- فرمول‌نویسی مسأله برای DN

بعد از برنامه‌ریزی‌های انجام شده برای MGها توسط اپراتورهای خود و گزارش کمبود و یا مازاد توان به DNO، مسائل مربوط به بهره‌برداری از DN در هر مرحله به صورت رابطه (۳۱)، درنظر گرفته شده است. در این رابطه با توجّه به پتانسیل بالای این شبکه برای خرید توان از UN و سایر MGها، تابع هدف به صورت افزایش سود بهره‌برداری درنظر گرفته شده است. در این زمینه هزینه بهره‌برداری از این شبکه می‌تواند شامل مواردی نظیر: هزینه‌ی خرید توان از MGها، هزینه توان خریداری شده از UN، هزینه تولید توان توسط DGهای واقع در محیط شبکه DN، باشد. بعلاوه درآمد این شبکه از طریق فروش توان به تمامی MGها و فروش توان به انواع مصرف‌کننده‌های موجود در شبکه خود درنظر گرفته شده است. لازم به ذکر است که در محیط DN از RERها، ذخیره‌سازها و بارهای قابل قطع استفاده نشده است. ضرایب اولویت‌بندی بار نیز مشابه با MGها درنظر گرفته شده است.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

$$OF: \max\{\sum_{t=1}^{n_t}[(\sum_{k=1}^{n_{MG}} C_{Ex}^{k}(t)\beta_{Ex}^{K}(t)P_{Ex,D}^{K}(t)) - (\sum_{k=1}^{n_{DG}} C_{DG,D}^{k}(t)P_{DG,D}^{k}(t)) - (C_{UN}(t)P_{UN}(t)A_{UN}(t)) + C_{Cu,D}(t)\sum_{k=1}^{n_{Cu}}(\delta^{k} y^{k} P_{Cu,D}^{k}(t))]\} \quad (۳۱)$$

۶-۲-۱- محدودیت‌های بهره‌برداری از DN

به منظور درنظر گرفتن شرایط موجود در شبکه DN و با هدف پیدا کردن جواب‌های ممکن، همزمان با حل مسئله بهره‌برداری باید محدودیت‌های زیر اعمال شود.

- **محدودیت تعادل توان**

در شبکه DN، مجموع توان تولید شده توسط DGهای موجود در DN بعلاوه‌ی توان خریداری شده از شبکه UN و MGها باید در تعادل با مجموع بارهای مصرفی باشد. به همین منظور طبق رابطه (۳۲) باید تعادل انرژی در تمامی دوره‌های زمانی از بهره‌برداری درنظر گرفته شود.

$$\sum_{k=1}^{n_{DG}} P_{DG,D}^{k}(t) + \sum_{k=1}^{n_{MG}} \beta_{Ex,D}^{K}(t)P_{Ex,D}^{k}(t) + P_{UN}(t) = \sum_{k=1}^{n_{Cu}} y^{k} P_{Cu,D}^{k}(t) \quad \forall k,t \quad (۳۲)$$

- **محدودیت توانِ قابل تبادل بین شبکه‌های DN و UN**

در راستای تفهیم محدودیت و شرایط انتقال توان از شبکه UN به شبکه DN، باید محدودیت‌های مطابق با رابطه‌های (۳۳) و (۳۴) درنظر گرفته شود. این محدودیت‌ها به منظور در نظر گرفتن شرایط PCC اتصال دهنده دو شبکه است.

$$-P_{UN}^{\max}(t) \le P_{UN}(t) \le P_{UN}^{\max}(t) \quad \forall t \quad (۳۳)$$

$$-Q_{UN}^{\max}(t) \le Q_{UN}(t) \le Q_{UN}^{\max}(t) \quad \forall t \quad (۳۴)$$

سایر محدودیت‌های شبکه DN مشابه با محدودیت‌های بهره‌برداری از MGها به صورت زیر درنظر گرفته شده است:

- **محدودیت جابجایی توان بین MGها و DN**: مطابق با رابطه (۱۴)
- **محدودیت‌های تولید توان توسط DGهای مبتنی بر سوخت فسیلیِ واقع در DN**: مطابق با رابطه‌های (۱۵ و ۱۶)
- **محدودیت پاسخگویی رمپ در واحدهای تولید توان قابل راهبری (MTs)**: مطابق با رابطه‌های (۱۷ و ۱۸)
- **محدودیت‌های مربوط به پخش بار**: مطابق با رابطه‌های (۲۱ و ۲۲)
- **محدودیت‌های اندازه ولتاژ**: مطابق با رابطه (۲۳)

۷- الگوی زمانی بهره‌برداری

بهره‌برداری یک شبکه MMG از نقطه‌نظر تعامل زمانی با توجه به چند ناحیه‌ای بودن آن از پیچیدگی‌خاصی برخوردار است. در واقع از یک طرف باید برنامه‌ریزی‌های لازم جهت بهره‌برداری MGهای موجود، توسط MGOها انجام شود و کمبود یا مازاد توان هر MG در زمان مناسب به DNO گزارش شود و از طرف دیگر DN بتواند در فاصله زمانی کوتاه برای راهبری شبکه DN تصمیم‌گیری نماید. از آنجا که روش مدیریت انرژی پیشنهادی بر مبنای برنامه‌ریزی توأم خطا و بهره‌برداری عادی است، اساس برنامه‌ریزی شبکه MMG مورد نظر بر مبنای بهره‌برداری ساعت پیش درنظر گرفته شده است ($\Delta T=1$). در این نوع برنامه‌ریزی، مبنای تصمیم‌گیری‌ها برای راهبری ساعت آینده بوده و دستورات لازم توسط اپراتورها برای راهبری شبکه به واحدهای تولیدی، ذخیره‌سازها و بارهای قابل کنترل، صادر می‌شود. در این راستا، در حالت بهره‌برداری عادی، الگوی زمانی در هر دوره برای هر MG نصف زمان‌بندی مفروض ($\Delta T/2$) در نظر گرفته شده است. به همین منظور هر MGO باید بتواند در این بازه زمانی برنامه‌ریزی‌های خود را انجام داده و نتیجه آن را به DN گزارش نماید. سپس DNO در فرصت باقی‌مانده (نیم ساعت) تصمیمات لازم را برای خرید توان از UN به منظور تأمین بارهای موجود در شبکه خود و توان مورد نیاز MGها گرفته و نتیجه را به هر MGO اعلام می‌نماید. در شرایط رخداد خطا، در صورتی که در محیط MGها اتفاق افتد، MGO مربوطه برای بخشِ متّصل به DN مانند الگوی زمانی بهره‌برداری عادی که به آن اشاره شد، تصمیم‌گیری می‌نماید و برای بخش جزیره‌ای متأثر از خطا از آنجایی که ارتباط آن با DN قطع شده دیگر لازم نیست که در بازه زمانی درنظر گرفته شده، برای راهبری این قسمت تصمیم‌گیری نماید و می‌تواند تا زمان رفع خطا به صورت ساعت پیش برای این ناحیه برنامه‌ریزی نماید. در صورتی که رخداد خطا در محیط DN باشد، DNO نیز برای ناحیه متّصل به MGها مانند الگوی زمانی بهره‌برداری عادی عمل می‌کند و در صورتی که به دلیل رخداد خطا هیچکدام از MGها به آن متصل نباشد می‌تواند به صورت ساعت پیش در یک ساعت کامل برای شبکه خود تصمیم‌گیری نماید. این الگوی زمانی با احتمال رخداد خطا در یکی از MGها (MG_i)، در شکل (۶) نشان داده شده است. در این الگوی زمانی، اینطور فرض شده است که هر MGO نسبت به وظیفه خود در بازه زمانی مجاز درنظر گرفته شده برای آن، به تعهدات خود عمل می‌کند، در غیر این صورت اگر MGO در بازه زمانی مجاز خود ($\Delta T/2$) به DNO گزارش ندهد، DNO برای این MG مطابق با الگوی گزارش شده‌ی ساعت پیش تصمیم‌گیری می‌نماید. لازم به ذکر است که از آنجایی که در این الگوی زمانی برای ساعت آینده تصمیم‌گیری انجام می‌شود، تاثیرات خطا بر زمان حال بهره‌برداری برای نواحی جزیره‌ای به صورت بی‌باری درنظر گرفته شده و مستقیم بر شاخص‌های قابلیت اطمینان تأثیرگذار است. این الگوی زمانی برای سایر شبکه‌های MMG با هر تعداد MG قابل تعمیم بوده و می‌توان آن را استفاده نمود.

۸- نتایج شبیه‌سازی

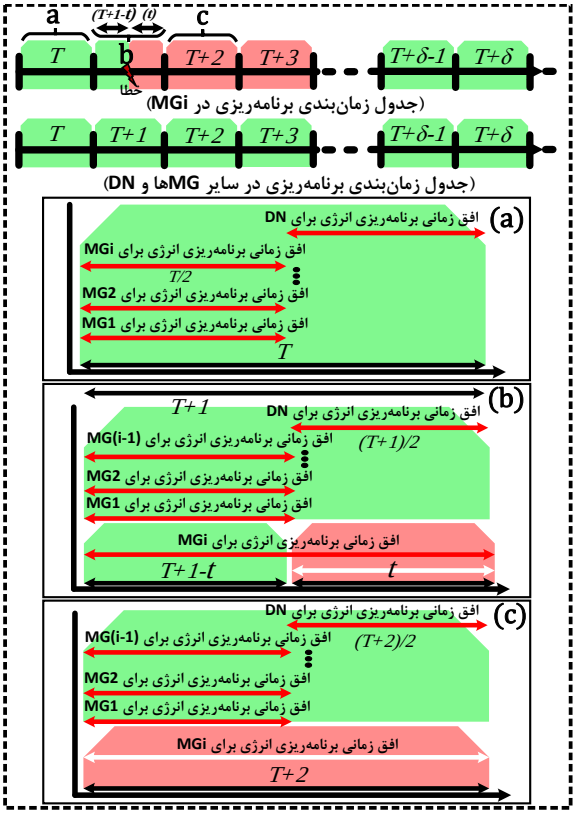
۸-۱- شبکه آزمون

در این بخش با هدف ارزیابی عملکردِ استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی، شبیه‌سازی‌ها بر روی یک شبکه آزمون قابلیت اطمینان محور انجام شده است. در واقع، همان‌طور که در شکل (۷) نشان داده شده است، نسخه‌ی توسعه یافته‌ی شین ششم از شبکه‌ی آزمون روی بیلینتون[۳۳] (RBTS)، به عنوان شبکه آزمون این مقاله درنظر گرفته

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

شده است [۲۳]. مزایای استفاده از شبکه‌های RBTS برای انجام مطالعات موردی، در دسترس بودن اطلاعات قابلیت اطمینانی عناصر موجود در شبکه است که کمک شایانی در انجام بهترِ مطالعات در این زمینه می‌کند. شبکه‌ی توزیع واقع در شین ششمِ RBTS یک شبکه‌ی شهری شامل ۴۰ نقطه‌ی بار و ۲۹۳۸ مصرف کننده است که متشکل از انواع بار شامل: صنعتی کوچک، تجاری، مسکونی و کشاورزی است.



شکل (۶): الگوی زمانی بهره‌برداری برای تعامل MGOها و DNO

نسخه‌ی توسعه یافته‌ی مورد استفاده در مقاله حاضر، شبکه مذکور را در پنج ناحیه‌ی مجزا از هم تجزیه کرده است. این نسخه که یک شبکه‌ی مبتنی بر MMG محسوب می‌شود، شامل چهار MG مجزا از هم با منابع محلی و بارهای جدا از هم است که هر کدام از آن‌ها توسط یک نقطه‌ی اتصال مشترک به یک شبکه‌ی بزرگتر (DN) متصل هستند. بر اساس مطالعات عددیِ منطبق با این مقاله، MGها در شرایط عادیِ بهره‌برداری و با درنظر گرفتنِ بارهای قابل قطع، فقط در برخی از دوره‌های زمانی قادر به قرار گرفتن در شرایط جزیره‌ای اختیاری و تأمین بارهای موجود در ناحیه‌ی خود توسط منابع محلی هستند و لذا در سایرِ دوره‌های بهره‌برداری به توان خریداری شده از DN و یا سایر MGهای متصل به خود وابسته هستند و می‌توانند با توجه به هدف اتخاذ شده به‌وسیله MGO به تبادل توان با DNO بپردازند. اطلاعات تفصیلی مربوط به شبکه‌ی آزمونِ مطرح شده، در جدول (۳) آورده شده است. مقاومت و راکتانس خطوط موجود در MGها و شبکه DN از مرجع [۲۷]، اتخاذ شده است. لازم به ذکر است که در مطالعات پخش بار برای تمام بارهای فوق‌الذکر، ضریب توان به صورت پیش‌فرض ثابت و مقدار آن ۰/۹ در نظر گرفته شده است که در نتیجه میزان توان راکتیوِ مصرفی بارهای موجود در شبکه برای انجام مطالعات پخش بار با توجّه به اطلاعاتِ جدول (۳) و شکل (۱۰) محاسبه خواهد شد.

۸-۲- داده‌های ورودی

به منظور استخراج توانِ واحدهای RER و لحاظ نمودن مقادیر آن در هر دوره‌ی زمانی از بهره‌برداری باید یک الگوی مناسب برای داده‌های ورودی آن‌ها درنظر گرفت. برای این منظور، همان‌طور که در شکل (۸) نمایش داده شده است، با هدف افزایش دقت شبیه‌سازی و در نظر گرفتن نوساناتِ احتمالی، سه نمونه از سرعت ساعتی باد برای هر فصل درنظر گرفته شده است. به عبارت دیگر، در هر روز از هر فصل، یکی از سه نمونه‌ی در نظر گرفته شده، به صورت تصادفی برای برنامه‌ریزی انتخاب خواهد شد. برای این کار داده‌های مربوط به باد از مرجع [۲۸] اتخاذ شده است. همچنین این‌طور فرض شده است که تمام توربین‌های بادی از یک نوع هستند. بعلاوه، برای رسیدن به کارایی محاسباتی بالاتر، دو نوع تابش خورشید در هر فصل مطابق با شکل (۹)، برای MMG مورد مطالعه درنظر گرفته شده است [۲۹]. لازم به ذکر است که تمامی RESها در حالت ردیابی حداکثر نقطه‌ی توان[۳۴] (MPPT) و هزینه‌ی عملیاتی صفر درنظر گرفته شده‌اند. اطلاعات مربوط به نوع و ظرفیت منابع DG قابل کنترل، RERها و BESSهای موجود در هر بخش از شبکه، در جدول (۴) آورده شده است.

جدول (۳): اطلاعات تفصیلی مربوط به شبکه‌ی آزمونِ مورد مطالعه
(C= بارهای تجاری، SI= صنتی کوچک، R= مسکونی و A= کشاورزی)

واحدها	نقاط بار	نوع مشترک	میزان بار به ازای هر نقطه‌ی بار		تعداد مشترکین
			پیک (MW)	متوسط (MW)	
DN	۱۴،۱۷	C	۰/۸۵۰۰	۰/۴۶۹۷	۱۰
	۱۵	SI	۱/۹۶۷۰	۱/۶۳۹۱	۱
	۱۶	SI	۱/۰۸۳۰	۰/۹۰۲۵	۱
	۱۸،۲۳	R	۰/۲۹۶۴	۰/۱۶۵۹	۱۴۷
	۱۹	R	۰/۳۲۲۹	۰/۱۸۰۸	۱۲۶
	۲۰	A	۰/۶۵۱۷	۰/۲۵۰۱	۱
	۲۱	A	۰/۶۸۶۰	۰/۲۶۳۳	۱
	۲۲	R	۰/۳۶۹۸	۰/۲۰۷۰	۱۳۲
	۲۴	A	۰/۷۹۶۵	۰/۳۰۵۷	۱
	۲۵	R	۰/۲۷۷۶	۰/۱۵۵۴	۷۹
	۲۶	A	۰/۷۳۷۵	۰/۲۸۳۱	۱
	۲۷	R	۰/۲۸۳۱	۰/۱۵۸۵	۷۶
MG1	۱ ،۳	R	۰/۳۱۷۱	۰/۱۷۷۵	۱۳۸
	۲،۴	R	۰/۳۲۲۹	۰/۱۸۰۸	۱۲۶
	۵،۶	R	۰/۳۸۶۴	۰/۲۱۶۳	۱۱۸
MG2	۷،۸،۱۰	R	۰/۲۹۶۴	۰/۱۶۵۹	۱۴۷
	۹	R	۰/۳۱۷۱	۰/۱۷۷۵	۱۳۸
	۱۱	R	۰/۳۲۲۹	۰/۱۸۰۸	۱۲۶
	۱۲،۱۳	R	۰/۳۶۹۸	۰/۲۰۷۰	۱۳۲
MG3	۲۸،۳۶	R	۰/۲۷۷۶	۰/۱۵۵۴	۷۹
	۲۹،۳۹	R	۰/۲۸۳۱	۰/۱۵۸۵	۷۶
	۳۰	A	۰/۶۵۱۷	۰/۲۵۰۱	۱
	۳۷	A	۰/۵۰۲۵	۰/۱۹۲۹	۱
	۳۸	A	۰/۷۳۷۵	۰/۲۸۳۱	۱
	۴۰	A	۰/۷۹۶۵	۰/۳۰۵۷	۱
MG4	۳۱	R	۰/۲۷۷۶	۰/۱۵۵۴	۷۹
	۳۲	A	۰/۵۰۲۵	۰/۱۹۲۹	۱
	۳۳	R	۰/۲۸۳۱	۰/۱۵۸۵	۷۶
	۳۴	A	۰/۶۵۱۷	۰/۲۵۰۱	۱
	۳۵	A	۰/۶۸۶۰	۰/۲۶۳۳	۱

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

جدول (۴): ظرفیت نصب شده‌ی منابع در هر MG و DN

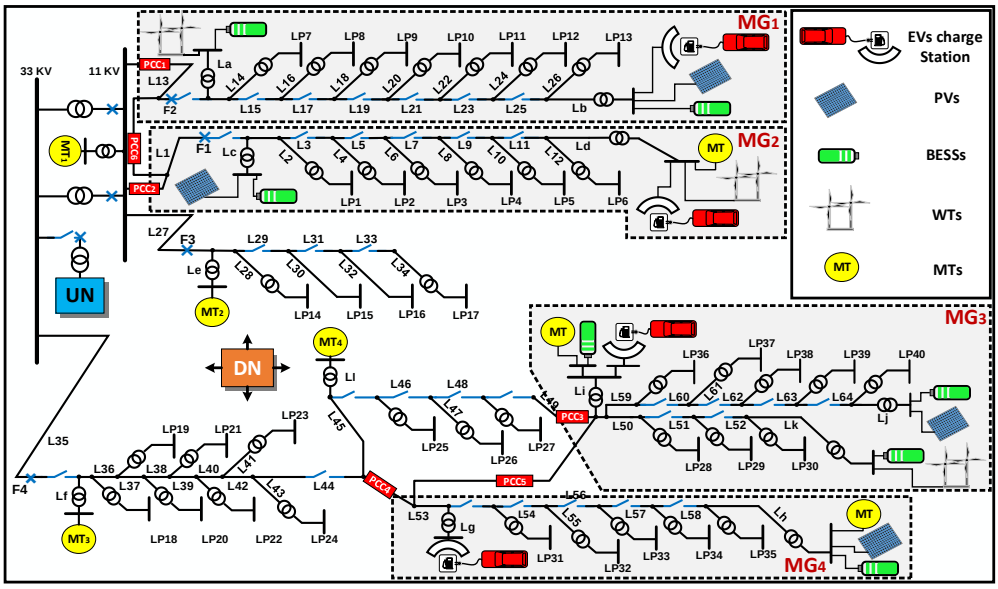
نواحی	نوع	بیشترین ظرفیت (KW)
DN	MT_1	۶۰۰
	MT_2	۸۰۰
	MT_3	۱۲۰۰
	MT_4	۱۱۰۰
MG1	WTs	۱۱۰۰
	PVs	۶۰۰
	Each BESS	۲۵۰
MG2	WTs	۸۵۰
	PVs	۶۰۰
	MTs	۵۰۰
	BESSs	۵۰۰
MG3	MTs	۱۳۰۰
	WTs	۱۱۰۰
	PVs	۷۰۰
	Each BESS	۲۰۰
MG4	PVs	۱۴۰۰
	MTs	۱۳۰۰
	BESSs	۴۰۰

لازم به ذکر است که SOC مربوط به BESSها در تمامی MGها برای اولین دوره بهره‌برداری بصورت ۱۰۰ درصد درنظر گرفته شده است که این مقدار تا انتهای دوره بهره‌برداری با عملکردِ شارژ و دشارژ این واحدها تغییر می‌کند و در واقع SOC مربوط به آخرین دوره بهره‌برداری در روز اول (۲۳:۰۰ تا ۲۴:۰۰) به عنوان SOC اولین دوره‌ی بهره‌برداری (۰۰:۰۰ تا ۰۱:۰۰) برای روز دوم محسوب می‌شود و این روند تا پایان دوره‌ی بهره‌برداری ادامه پیدا خواهد کرد.

EVهای موجود در پارکینگ‌های منصوبه در هر MG، مجهز به ۲۲KWh سیستم ذخیره‌ساز انرژی (باتری) است که این مقدار با توجه به خودروی برقی ایرانی یوشیتا درنظر گرفته شده است [۳۰]. در این خودرو بازدهی باتری و شارژر به ترتیب ۰/۹۶۴ و ۰/۹ است. به منظور سادگی محاسبات، اینطور فرض شده است که تمامی خودروها تحت ولتاژ ۲۳۰v شارژ شده و بیشترین سرعت انتقال توان در هر دوره‌ی زمانی ۷/۲KW/h درنظر گرفته شده است. بعلاوه SOC مربوط به ذخیره‌سازهای موجود در EVها در هر پارکینگ، به‌وسیله مدل تصادفی مرجع [۳۱] و اطلاعات مربوط به مرجع [۳۲]، مطابق با جدول (۵)، در نظر گرفته شده است. بعلاوه، تعداد در دسترس EVها در ایستگاه با انجام یک نمونه‌برداری با توزیع یکنواخت نسبت به بیشترین ظرفیت مجازِ هر ایستگاه درنظر گرفته شده است. بنابراین در هر مرحله، داده‌های مربوط به توان شارژ یا دشارژ شده‌ی مجموعه‌ای از این خودروها، از طریق داده‌های فوق تعیین خواهد شد. همچنین، به منظور حمایت از مالکین EVها میزان SOC_{min} مساوی با ۳۰% درنظر گرفته شده است و این به این معنی است که در ساعات استفاده از توان ذخیره شده در سیستم ذخیره‌سازی این خودروها، EVهایی که SOC آن‌ها زیر این مقدار است از ظرفیت آن‌ها استفاده نخواهد شد.

جدول (۵): اطلاعات اولیه مربوط به EVها در هر MG

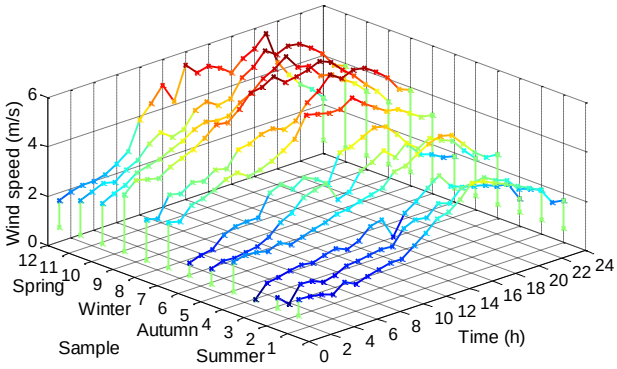
مکان ایستگاه	بیشترین ظرفیت مجاز برای ایستگاه‌ها	دسترس‌پذیری زمانی برای عملکرد دشارژ	میزان اولیه SOC	
MG_1	۸۰	۱۳:۰۰-۶:۰۰ و ۲۳:۰۰-۱۸:۰۰	SOC<۲۰	%۱۰
			۲۰≤SOC<۳۰	%۳۰
			۳۰≤SOC<۴۰	%۳۰
			۴۰≤SOC<۵۰	%۲۰
			SOC≥۵۰	%۱۰
MG_2	۸۰	۱۴:۰۰-۹:۰۰ و ۲۴:۰۰-۱۷:۰۰	SOC<۲۰	%۱۵
			۲۰≤SOC<۳۰	%۲۰
			۳۰≤SOC<۴۰	%۴۰
			۴۰≤SOC<۵۰	%۲۰
			SOC≥۵۰	%۵
MG_3	۶۰	۲۴:۰۰- ۰۶:۰۰	SOC<۲۰	%۱۰
			۲۰≤SOC<۳۰	%۳۰
			۳۰≤SOC<۴۰	%۳۰
			۴۰≤SOC<۵۰	%۲۰
			SOC≥۵۰	%۱۰
MG_4	۴۵	۲۴:۰۰- ۰۶:۰۰	SOC<۲۰	%۱۵
			۲۰≤SOC<۳۰	%۲۰
			۳۰≤SOC<۴۰	%۴۰
			۴۰≤SOC<۵۰	%۲۰
			SOC≥۵۰	%۵



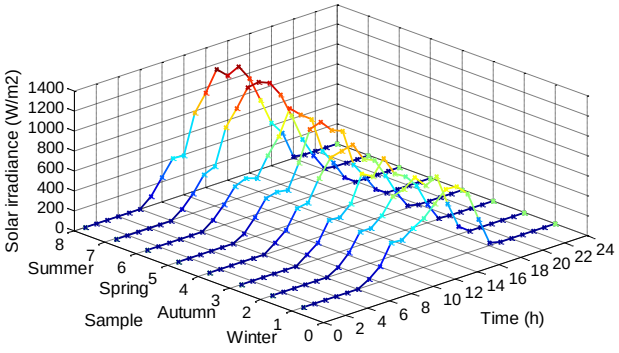
شکل (۷): شبکه‌ی MMG تحت مطالعه

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]



شکل (۸): پروفایل ساعتی سرعت باد (سه نمونه در هر فصل)



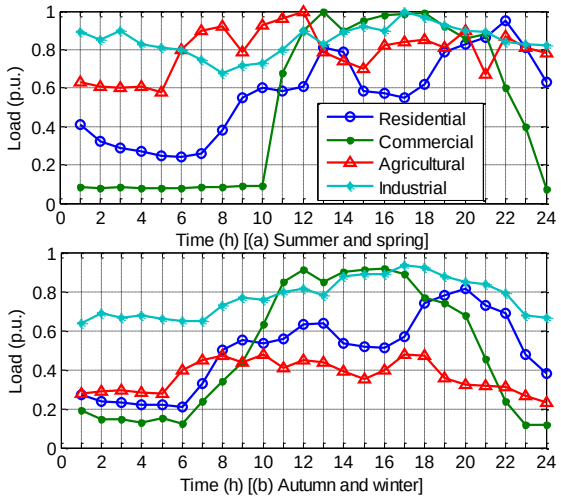
شکل (۹): پروفایل ساعتی تابش خورشید (دو نمونه در هر فصل)

الگوی روزانه مصرفی برای انواع بار موجود در شبکه‌ی آزمونِ مورد مطالعه، در شکل (۱۰) نشان داده شده است [۳۳]. این شکل بیان می‌کند که میزان و زمان نمودار مصرف برای انواع بار متفاوت بوده و می‌تواند به شدّت به فصل‌های سال وابسته باشد. به عنوان مثال، بارهای مربوط به صنعت کشاورزی در فصول بهار و تابستان بیشترین توان مصرفی را نسبت به فصول دیگر دارند. برای تمامی MGها و همچنین شبکه DN، قیمت ساعتی خرید و فروش انرژی و هزینه عملیاتی واحدهای MT در جدول (۶) ارائه شده است [۳۴].

جدول (۶): قیمت ساعتی خرید و فروش توان (C_e) و ضرایب هزینه تولید میکروتوربین‌ها (C_M) ($/KWh)

ساعت	C_e	C_M	ساعت	C_e	C_M
۱	۰/۰۳۳	۰/۱۰۷	۱۳	۰/۲۱۵	۰/۱۱۵
۲	۰/۰۲۷	۰/۱۰۷	۱۴	۰/۵۷۲	۰/۱۱۵
۳	۰/۰۲	۰/۱۰۸	۱۵	۰/۲۸۶	۰/۱۱۵
۴	۰/۰۱۷	۰/۱۰۸	۱۶	۰/۲۷۹	۰/۱۱۷
۵	۰/۰۱۷	۰/۱۰۹	۱۷	۰/۰۸۶	۰/۱۱۸
۶	۰/۰۲۹	۰/۱۰۹	۱۸	۰/۰۵۹	۰/۱۷۳
۷	۰/۰۳۳	۰/۱۱	۱۹	۰/۰۵	۰/۱۷۴
۸	۰/۰۵۴	۰/۱۱۱	۲۰	۰/۰۶۱	۰/۱۷۳
۹	۰/۲۱۵	۰/۱۱۲	۲۱	۰/۱۸۱	۰/۱۷۱
۱۰	۰/۵۷۲	۰/۱۱۲	۲۲	۰/۰۷۷	۰/۱۷
۱۱	۰/۵۷۲	۰/۱۱۶	۲۳	۰/۰۴۳	۰/۱۶۹
۱۲	۰/۵۷۲	۰/۱۱۷	۲۴	۰/۰۳۷	۰/۱۶۷

به منظور جلوگیری از قطع بیش از اندازه بارهای قابل قطع، هزینه قطعِ این نوع از بارها برابر با بالاترین قیمت خرید و فروش انرژی در ۲۴ ساعت در نظر گرفته شده است. با درنظر گرفتن این موضوع، اپراتور هر ریزشبکه تمایل کمتری نسبت به قطع این نوع از بارها خواهد داشت؛ بعلاوه اختلاف قیمت بالاترین قیمت روز و قیمت ساعتی توان به عنوان یک مبلغ تشویقی برای این نوع از بارها درنظر گرفته شده است. در مطالعه‌ی حاضر، بارهای قابل قطع فقط در دو دوره‌ی زمانی در دسترس بوده که عبارتند از: ۱) ۱۰:۰۰ تا ۱۴:۰۰ و ۲) ۱۷:۰۰ تا ۲۴:۰۰. لذا اپراتورها فقط می‌توانند در این دوره‌ها در برنامه‌ریزی‌های خود از این نوع از بارها استفاده نمایند. بعلاوه ۸٪ از بارهای مسکونی در MGهای ۱ و ۲، همچنین ۴٪ از بارهای مسکونی در کنارِ ۵٪ از بارهای کشاورزی برای MGهای ۳ و ۴، به عنوان بارهای قابل قطع درنظر گرفته شده است که مکان آن‌ها در هر MG بر اساس یک رویکرد تصادفی انتخاب شده است.



شکل (۱۰): الگوی مصرفی بارهای تحت مطالعه

۸-۳- مدل‌سازی خطا در شبکه آزمون تحت مطالعه

هدف دنبال شده در این بخش، مدل‌سازی عدم قطعیت‌های ناشی از رخداد خطا در شبکه‌ی آزمونِ تحت مطالعه به منظور ارزیابی روش مدیریت انرژی پیشنهادی است. برای این کار، نحوه‌ی پیاده‌سازی رویکرد پیشنهادی جهت مدل‌سازی خطا، در چهار مرحله به صورت زیر درنظر گرفته شده است.

مرحله ۱- مشخص نمودن عناصر مستعد به خطا در شبکه در تمامی سطوح: در این مرحله، عناصر مستعد به خطا در چهار سطح، تقسیم‌بندی شده‌اند: ۱- خطوط سطح توزیع: خطوط مستعد به خطا در شبکه آزمون تحت مطالعه، بخش زیادی از عدم‌قطعیت‌ها را به خود اختصاص می‌دهند. برای این کار، اطلاعات اولیه مربوط به طول خطوط (L_1-L_{64}) از مرجع [۲۳]، اتخاذ شده است، همچنین طول سایر خطوط (L_a-L_l)، تقریباً ۰/۶ کیلومتر در نظر گرفته شده است. با توجه به این مرجع، کابل‌ها و خطوطِ موجود در شبکه دارای نرخ خطای مرتبط با طول خود بوده و فیدرهای اصلی دارای نرخ خطای $(L\times0.065)$ f/yr برای سطوح ۱۱KV و $(L\times0.046)$ f/yr برای سطوح ۳۳KV است؛ همچنین نرخ تعمیر خطوط توزیع از مرجع [۳۵] که یک مرجع تکمیلی برای مرجع [۲۳]

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

به حساب می‌آید و توسط طراحی کننده شبکه آزمون ارائه شده است، اتخاذ شده است؛ ۲- ترانسفورماتورهای سطح توزیع: اطلاعات مربوط به نرخ خطا و زمان تعمیر ترانسفورماتورها در سطوح مختلف ولتاژی، از مرجع [۳۵] اتخاذ شده است؛ ۳- سطحِ تولید: همان‌طور که در بخش ۵ توضیح داده شده است، در این سطح، منابعِ تولید قابل راهبری (MTها) مورد نظر بوده و سایر منابع (RERها، BESSها، EVها و ...) که به مقادیر نرخ خطای آن‌ها اشاره نشد، به صورت ۱۰۰ درصد قابلِ اطمینان فرض شده‌اند؛ برای این کار، اطلاعات مربوط به قابلیت اطمینانِ MTها از مرجع [۳۶]، اتخاذ شده است. ۴- سطحِ شبکه بالادست: احتمال وقوع رخداد خطا درشبکه بالادست نیز اجتناب‌ناپذیر است که در نتیجه آن، احتمال تبادل توان شبکه توزیع با این شبکه از بین خواهد رفت و کلّ شبکه‌ی MMG در حالت جزیره‌ای قرار می‌گیرد. بنابراین با توجه به مرجع [۵]، مقادیر MTTF ($1/\lambda$) و MTTR ($1/\mu$) برای شبکه بالادست به ترتیب ۱۴۶۰ و ۲ ساعت درنظر گرفته شده است. در این مرحله، سایر عناصر شبکه (سیستم‌های حفاظتی، سیستم‌های ارتباطی و ...) که به مقادیر نرخ خطای آن‌ها اشاره نشد، به صورت ۱۰۰ درصد قابلِ اطمینان فرض شده‌اند؛

مرحله ۲- تشکیل دیاگرام حالت برای شبکه مورد نظر: در این مرحله با توجه به شکل (۳) از بخش ۵، دیاگرام حالت تشکیل می‌شود. برای این کار با درنظر گرفتن n عضو مهّم موجود در شبکه مورد آزمون (شکل (۷)) که شامل: ۷۶ عدد خط قدرت، ۵۴ عدد ترانسفورماتورِ سطح توزیع، ۷ عدد واحد تولید توان قابل راهبری و ۱ حالت مربوط به وضعیت شبکه بالادست در پشتیبانی از شبکه است، حالات ممکن برای شبکه با احتساب حالت نرمال بهره‌برداری، به ۱۳۹ حالت بهره‌برداریِ تکرارپذیر تقسیم‌بندی می‌شود؛

مرحله ۳: محاسبه توابع چگالی احتمال برای هر حالت: در این مرحله، وقوع هر حالت از توزیع نمایی پیروی می‌کند، لذا برای هر حالت توابع چگالی احتمال به صورت رابطه (۱) واقع در بخش ۵ محاسبه شده و تابع تجمعی احتمال برای هر حالت استخراج می‌شود، سپس با استفاده از آن، زمان واقع در هر حالت در صورت ورود به آن، طبق رابطه (۲)، محاسبه می‌شود؛

مرحله ۴: تعیین گذر حالات: در این مرحله، بعد از بدست آوردن داده‌های مورد نیازِ ذکر شده در مورد شبکه تحت مطالعه، در هر مرحله از بهره‌برداری باید تشخیص داده شود که احتمال گذر از حالت فعلی ناشی از خرابی کدام عنصر است؛ برای این کار، شروع بهره‌برداری به صورت حالت نرمال درنظر گرفته شده و گذر حالات با استفاده از رابطه (۳) از بخش ۵ و دو مرحله نمونه‌برداری با توزیع یکنواخت مطابق با شکل‌های (۴) و (۵) در طول روندِ بهره‌برداری درنظر گرفته شده است. در واقع همان‌طور که در بخش ۵ توضیح داده شد، مرحله اول نمونه‌برداری برای تعیین عنصر معیوب اول و مرحله دوم برای تعیین عنصر معیوب دوم در یک دوره زمانی انجام می‌گیرد. برای این کار، همان‌طور که قبلاً توضیح داده شده است، با توجه به تابع چگالی احتمال در نظر گرفته شده برای حالت بهره‌برداری عادی و توابع چگالی درنظر گرفته شده برای عناصر شبکه که با استفاده از نرخ خطای درنظر گرفته شده برای آن‌ها تعیین شده است، بیشترین دوره بهره‌برداری در حالت بهره‌برداری عادی سپری خواهد شد؛ لذا در روند نمونه‌برداری، برخی از دوره‌های بهره‌برداری به صورت انگشت‌شمار با خطا مواجه می‌شوند. در واقع با پیاده‌سازی روش پیشنهادی برای مدل‌سازی خطا، بخش‌هایی از شبکه که بیشتر مستعدِ خطا هستند در روند بهره‌برداری ممکن است خارج از سرویس قرار بگیرند.

با پیاده‌سازی ۴ مرحله ذکر شده در فوق، در هر دوره زمانی با گذر به حالات مختلف خطا و بازگشت آن‌ها با توجه به نرخ یا زمان تعمیر عنصر معیوب، احتمال وقوع خطا در مکان‌های مختلف شبکه و زمان مورد نیاز برای رفع آن درنظر گرفته می‌شود؛ سپس، در هر دوره زمانی با تشکیل یک ماتریس حالت ($S_{1\times j}^{t}$) مطابق با رابطه (۴) با درایه‌های واحد برای عناصر سالم و درایه‌های متناظر صفر برای عناصر معیوب شبکه، شرایط مختلف شبکه برای بهره‌برداری از شبکه در هر دوره‌ی زمانی (ساعت)، مدل‌سازی شده و بر روی شبکه تحت مطالعه اعمال می‌شود و در مرحله بعدی، با توجه به روندنمای ارائه شده در شکل (۲)، بخش‌های جزیره‌ای اجباری، جزیره‌ای اختیاری و بخش‌های متصل به شبکه توزیع به صورت توأم و با پیاده‌سازی استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی، راهبری خواهند شد.

۸-۴- نتایج حاصل از پیاده‌سازی روش پیشنهادی

در این بخش، با هدف بررسی میزان تأثیر روش پیشنهادی در مدیریت انرژیِ شبکه‌های مبتنی بر MMG، نتایج حاصل از پنج مورد مطالعاتی بر روی شبکه آزمونِ تحت مطالعه، در کنار هم آورده شده است. لازم به ذکر است که برای تمامی این موردها، ظرفیت انتقال توان بین MGها و DN (PCC_1 تا PCC_4)، ۱/۲MW و بین MGهای در ارتباط با هم (PCC_5 و PCC_6) ۰/۵MWدرنظر گرفته شده است. با توجه به استراتژی پیشنهادی، هر دوره‌ی زمانی به صورت ۱ ساعت ($\Delta T=1h$)، درنظر گرفته شده و بهره‌برداری برای فصول مختلف یک سال به صورت ماه‌های متوالی تا زمان برآورده شدن معیارهای توقف، شبیه‌سازی شده است.

از آنجایی که توابع هدف درنظر گرفته شده در این مقاله، متشکل از تعداد زیادی متغیّر تصمیم و همچنین تعداد زیادی متغیّر باینری و سه‌گانه است، روش‌های ریاضی، مناسب برای حل این توابع نیستند [۲۴،۳۷]. به همین دلیل در موردهای مطالعاتی ۱ تا ۴ از یک روش بهینه‌سازی ترکیبی مناسب به نام الگوریتم جهش قورباغه ترکیب شده با الگوریتم قطرات آب هوشمند[۳۵] (SFLA-IWD) که قبلاً توسط محققین مقاله حاضر توسعه داده شده است، استفاده گردیده است [۳۲]. سرعت همگرایی بالا و قابلیت جستجوی سراسری مناسب از

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

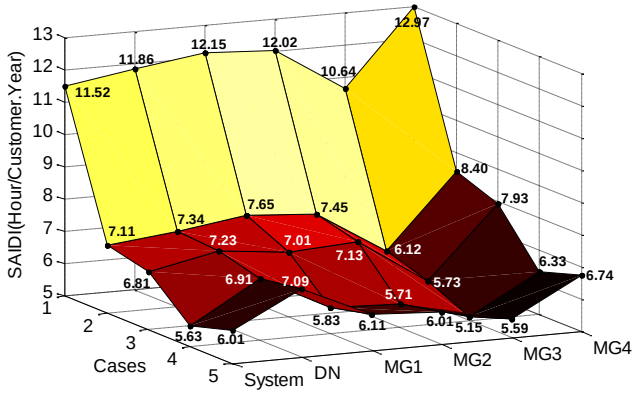
[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

ویژگی‌های این الگوریتم به حساب می‌آید. برتری روش SFLA-IWD نسبت به چند روش بهینه‌سازی مرسوم نظیر الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات[۳۶] (PSO) در مرجع [۳۲]، نشان داده شده است.

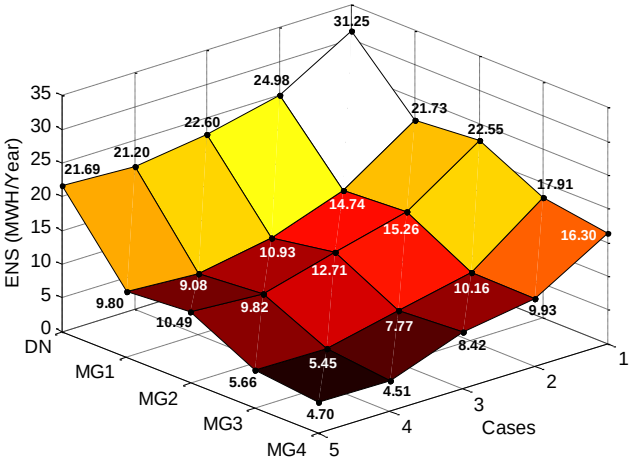
لازم به ذکر است که تمامی شبیه‌سازی‌ها در محیط نرم‌افزار متلب[۳۷] بر روی کامپیوتر شخصی با ۳۲GB رم و پردازنده‌ای با قدرت ۴/۲GHz (intel core i7 7700k)، انجام شده است.

- **مورد مطالعاتی ۱ (Case 1)**: مدیریت انرژی غیرهماهنگ در شبکه: در این حالت هیچ توانی بین PCCهای موجود در شبکه مبادله نخواهد شد.
- **مورد مطالعاتی ۲ (Case 2)**: انجام برنامه‌ریزی بهینه در تمامی MGها بر مبنای افزایش سود عملیاتی در تمامی شرایط پیش آمده برای شبکه ($[\sigma_{i1},\sigma_{i2},\sigma_{i3}]=[0, 0, 1]$)
- **مورد مطالعاتی ۳ (Case 3)**: انجام برنامه‌ریزی بهینه در تمامی MGها بر مبنای تابع چندهدفه وزنی با در نظر گرفتن وزن‌های ثابت برای توابع هدف $[\sigma_{i1},\sigma_{i2},\sigma_{i3}]=[0.33, 0.33, 0.34]$
- **مورد مطالعاتی ۴ (Case 4)**: انجام برنامه‌ریزی بهینه در تمامی MGها با استفاده از استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی بر مبنای تابع چندهدفه وزنی با وزن‌های متغیّر وابسته به شرایط شبکه.
- **مورد مطالعاتی ۵ (Case 5)**: مشابه با مورد مطالعاتی ۴، با تفاوتِ استفاده از روش PSO برای حل توابع هدف

با هدف ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه MMG تحت مطالعه، طبق روندنمای ارائه شده در بخش ۴ (شکل (۲))، روش پیشنهادی برای شبیه‌سازی حالات خطا (بخش ۵) پیاده‌سازی شده و سپس به بهره‌برداری از شبکه با استفاده از استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی (مورد مطالعاتی ۴) و چند استراتژی دیگر (موردهای مطالعاتی ۱-۳ و ۵) پرداخته شده است. در ادامه، بعد از اتمام دوره‌ی شبیه‌سازی (چهار فصل متوالی)، شاخص‌های مطرح قابلیت اطمینان برای تمامی نواحی موجود در شبکه‌ی مورد آزمون محاسبه و در شکل‌های (۱۱ و ۱۲) و جدول (۷)، نمایش داده شده است. در میان شاخص‌های محاسبه شده برای موردهای مطالعاتی ذکر شده در فوق، تغییرات قابل توجهّی در میزان ENS و AENS قابل رؤیت است. در واقع، برای شبکه‌ی مورد نظر، با پیاده‌سازی روش پیشنهادی (مورد مطالعاتی ۴) در مقایسه با مورد مطالعاتی ۱، تمامی نواحی موجود در شبکه، انرژی تأمین نشده‌ی کمتری را تجربه کرده‌اند؛ به همین دلیل میزان ۳۳/۶۷ درصد بهبود در شاخص ENS مربوط به کل سیستم مشاهده می‌شود، همچنین این میزان در مقایسه با موردهای مطالعاتی ۲ و ۳، به ترتیب در حدود ۱۶/۸ و ۱۰/۰۵ درصد است. همان‌طور که در جدول (۷) نشان داده شده است، با پیاده‌سازی استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی، میزان میانگین انرژی تأمین نشده (AENS) به ازای بارهای مختلف موجود در هر ناحیه از شبکه نیز کاهش چشمگیری داشته است. بعلاوه، با عنایت به افزایش بارهای تأمین شده و افزایش دسترس‌پذیری سیستم در مورد مطالعاتی ۴ ، میزان شاخص SAIDI که متناسب است با ساعات خاموشی مشترکین در زمان کل بهره‌برداری، در مقایسه با سایر موردهای مطالعاتی، بهبود قابل توجّهی داشته است. این نتایج نشان دهنده‌ی این موضوع است که در هنگام رخداد خطاهای غیرقابل پیش‌بینی، اپراتورهای شبکه می‌توانند با یک استراتژی مدیریت انرژی مناسب، میزان خاموشی‌های موجود در شبکه‌ی خود را کاهش و در نتیجه قابلیت اطمینانِ تأمین توان را برای نقاط بارِ متأثر از خطا افزایش دهند. لذا، با استناد به نتایج شبیه‌سازی، می‌توان عنوان نمود که پیاده‌سازی روش پیشنهادی، می‌تواند مقاومت سیستم را در برابر وقفه‌های احتمالی و غیرقابل پیش‌بینی، افزایش داده و نقش مهّمی را در کاهش محدودیت‌های موجود در شرایط غیر عادیِ شبکه، ایفا کند. لازم به ذکر است که با پیاده‌سازی روش پیشنهادی در شبکه‌های بزرگتر با تعداد مشترکین بالاتر، می‌تواند به نتایج بهتری منتهی شود.



شکل (۱۱): مقایسه‌ی شاخص SAIDI برای تمامی نواحی شبکه با درنظر گرفتن موردهای مطالعاتی مختلف



شکل (۱۲): مقایسه‌ی شاخص ENS برای تمامی نواحی شبکه با درنظر گرفتن موردهای مطالعاتی مختلف

به منظور بررسی نتایج ذکر شده در شکل‌های (۱۱ و ۱۲) و جدول (۷)، با در نظر گرفتن اطلاعات دریافتی از بخش ۵، برای یک روز تابستانی با رخداد یک پیش‌آمد در خط L_{35} (ساعت ۱۳:۰۰AM) و با درنظر گرفتن ۸ ساعت زمان مورد نیاز جهت تعمیر خط [۳۵]، نتایج مدیریت انرژی محلی برای MGهای متأثر از خطا (MG_3 و MG_4)، در شکل (۱۳) نشان داده شده است. با توجه به این نتایج، از آنجایی که زمان شروع خطا مصادف است با قیمت بالای خرید و فروش انرژی، با پیاده‌سازی مورد مطالعاتی دوم، اپراتورهای شبکه به منظور کسب بالاترین سود، در ساعات اولیه خطا به دشارژ ذخیره‌سازهای موجود و

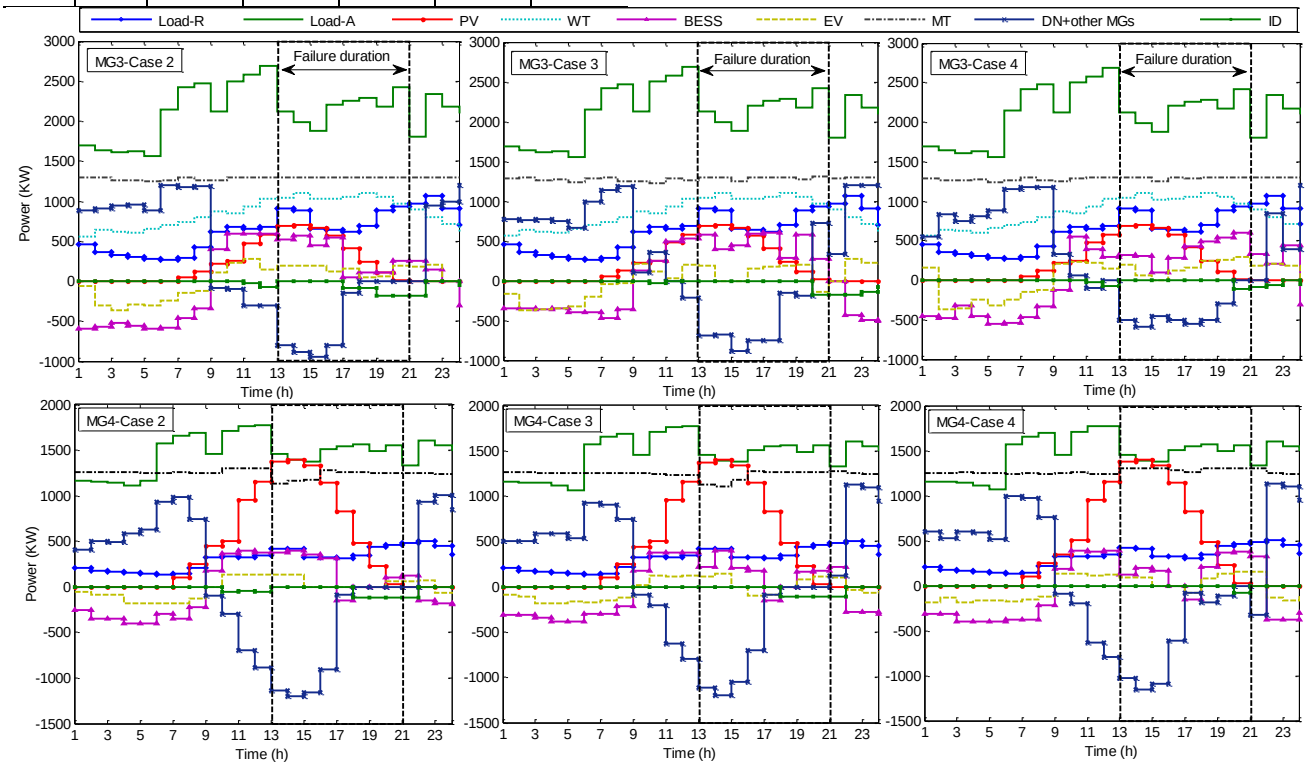
[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

همچنین فروش انرژی به DNO می‌پردازند. در این حالت، همان‌طور که در شکل (۱۳) نشان داده شده است، در ساعات پایانی خطا، اپراتورهای هر دو MG محصور در محیط خطا، به دلیل عدم توانایی ذخیره‌سازها اقدام به استفاده از بارهای قابل قطع نموده تا بتوانند کمی از کمبود توان را جبران نمایند. با این حال بی‌باری در حدود ۶۹۶ کیلووات در ساعات ۱۹ تا ۲۱ برای MG3 و ۹۵۴ کیلووات در ساعات ۱۸ تا ۲۱ برای MG4، مشاهده شد. بعلاوه با توجه به قیمت‌های درنظر گرفته شده در بخش (۸-۲) از آن‌جایی که در ساعات ۱۱ تا ۱۳ قیمت خرید و فروش انرژی با هزینه پرداختی به بارهای قابل قطع برابر است (با توجه به فرضیات عنوان شده در داده‌های ورودی)، اپراتور MG_3 در این ساعات از ظرفیت موجود بارهای قابل قطع استفاده نموده است. همچنین، در این حالت، از ساعت ۱۷ تا ۲۱ هر دو MG نیز توانایی خود را برای فروش انرژی به DN از دست داده‌اند که در این صورت بخشی از DN که در محیط خطا واقع است ممکن است با بی‌باری زیادی مواجه شود. با پیاده‌سازی مورد مطالعاتی ۳، با توجه به درنظر گرفتن سه تابع هدف: کاهش انحرافات ولتاژ کاهش، افزایش بارهای تأمین شده و افزایش سود، در وزن‌های مشابه، نتایج تا حدودی بهبود یافته است؛ با این حال اپراتور MG_3 توانسته است با اتکا به بارهای قابل قطع، بی‌باری را به ۱۳۴ KW کاهش دهد و در MG_4 بی‌باری در حدود ۴۵۵ کیلووات در ساعات ۱۹ تا ۲۱، مشاهده شد. با توجه به نتایج بدست آمده برای مورد مطالعاتی ۴، با پیاده‌سازی روش پیشنهادی، اپراتورها توانسته‌اند با مدیریت مناسب منابع در دسترس خود و شارژ و دشارژ به موقع ذخیره‌سازها در کنار استفاده حداقل از بارهای قابل قطع، با بی‌باری مقابله نمایند. در این حالت برای هر دو MG در طول ۲۴ ساعت روز هیچ خاموشی رویت نشد. بعلاوه اپراتورها در ساعات خطا توانسته‌اند توان قابل قبول و یکنواخت‌تری را در ساعات متأثر از خطا در اختیار شبکه DN قرار دهند که می‌تواند به کاهش خاموشی‌ها در این ناحیه کمک کند.

جدول (۷): مقایسه‌ی شاخص AENS برای تمامی نواحی موجود در MMG تحت مطالعه با درنظر گرفتن موردهای مطالعاتی مختلف

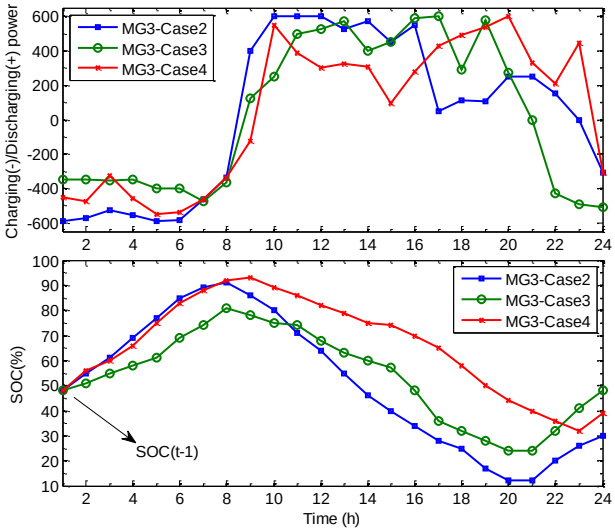
نواحی	AENS (MWH/Customer.Year)					
	نوع بار	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
DN	C	۰/۷۰۱۲۵	۰/۳۷۰۱۲	۰/۳۳۰۱۵	۰/۲۸۰۷۱	۰/۳۰۱۱۵
	SI	۱/۷۹۵۲۱	۱/۱۵۶۶۳	۱/۰۷۵۷۴	۰/۸۸۵۵۶	۰/۹۳۶۶۴
	R	۰/۰۵۶۶۳	۰/۰۲۲۰۲	۰/۰۱۹۷۵	۰/۰۱۹۳۳	۰/۰۱۹۴۹
	A	۱/۲۷۹۹۷	۰/۷۷۵۵۶	۰/۷۱۰۰۱	۰/۵۷۸۸۱	۰/۵۹۹۵۶
MG1	C	-	-	-	-	-
	SI	-	-	-	-	-
	R	۰/۰۵۷۴۳	۰/۰۲۱۷۶	۰/۰۱۵۲۴	۰/۰۱۰۹۸	۰/۰۱۲۵۵
	A	-	-	-	-	-
MG2	C	-	-	-	-	-
	SI	-	-	-	-	-
	R	۰/۰۵۱۳۳	۰/۰۱۵۸۷	۰/۰۱۳۵۵	۰/۰۰۹۵۵	۰/۰۱۳۰۹
	A	-	-	-	-	-
MG3	C	-	-	-	-	-
	SI	-	-	-	-	-
	R	۰/۰۵۸۹۴	۰/۰۲۵۴۵	۰/۰۱۳۷۵	۰/۰۰۹۲۲	۰/۰۰۹۹۸
	A	۱/۲۵۴۴۰	۰/۹۵۶۳۳	۰/۸۷۴۰۵	۰/۶۱۳۳۳	۰/۶۵۱۱۱
MG4	C	-	-	-	-	-
	SI	-	-	-	-	-
	R	۰/۰۷۰۰۸	۰/۰۳۹۱۲	۰/۰۳۰۶۶	۰/۰۱۹۵۴	۰/۰۲۱۴۴
	A	۱/۹۹۷۷۱	۱/۴۲۶۳۰	۱/۲۴۸۸۵	۰/۸۶۷۷۱	۰/۹۱۳۴۷



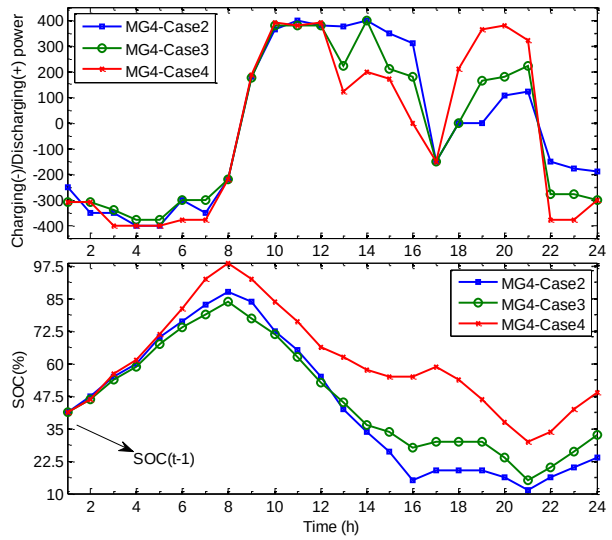
شکل (۱۳): نتایج برنامه‌ریزی محلی جهت توزیع انرژی برای MGهای محصور در محیط خطا (MG_3 و MG_4)

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

همان‌طور که در شکل ۱۳ نمایش داده شد، یکی از محصولاتِ استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی، مدیریتِ مناسب‌تر ذخیره‌سازها در هنگام مواجه با خطا است. برای این منظور میزان SOC و میزان دقیق توان شارژ و دشارژِ ذخیره‌سازهای موجود (بر حسب کیلووات) در MG_3 و MG_4 که نتایج برنامه‌ریزی محلی جهت توزیع انرژی برای آن‌ها ارائه شد، در شکل‌های (۱۴) و (۱۵) نمایش داده شده است. با توجه به این نتایج، با پیاده‌سازی روش پیشنهادی (case 4)، BESSها توانسته‌اند با توجه به میزان SOC خود، در ساعات پایانی خطا (۱۸:۰۰ تا ۲۱:۰۰) میزان توان بیشتری را در اختیار شبکه خود قرار بدهند؛ که این موضوع را می‌توان یکی از دلایلِ ذکر شده در فوق برای مدیریت بی‌باری هر دو MG در مقایسه با سایر روش‌ها (case 2 و case 3) دانست.



شکل (۱۴): میزان SOC و توان شارژ و دشارژ BESSها در MG_3



شکل (۱۵): میزان SOC و توان شارژ و دشارژ BESSها در MG_4

لازم به ذکر است که در مقاله حاضر برای BESSها، SOC_{min}=10% در نظر گرفته شده و زیر این مقدار، BESSها فاقد قابلیت پشتیبانی از شبکه هستند، همچنین SOC(t-1)، آخرین وضعیت شارژِ واحدهای ذخیره‌سازی انرژی در آخرین ساعت بهره‌برداری در روز قبل است.

از آنجایی که یکی از بُعدهای فرمول‌نویسی پیشنهادی مسأله، افزایش سود عملیاتی از طریق کاهش هزینه‌های بهره‌برداری است و همان‌طور که قبلاً عنوان شد، ضریب وزنی این تابع هدف فقط در برخی از دوره‌های خطا ($\gamma>0$)، صفر درنظر گرفته شد، لذا ممکن است که با پیاده‌سازی روش پیشنهادی نسبت به تابع هدف مطرح در مورد مطالعاتی ۲، سود عملیاتی کل دوره‌ی بهره‌برداری (یک سال)، کاهش اندکی را تجربه نماید. این موضوع ریشه در این حقیقت دارد که با وجود محدود بودن تعداد روزهای متأثر از خطا، زمانی که $\gamma\leq0$ باشد، MGOها با شبکه خود مانند حالت جزیره‌ای اختیاری عمل خواهند کرد که در این حالت با وجود محدود شدن منابع خود، از آنجایی که سیستم کفایت لازم را برای تأمین بارهای خود دارد، با توجه به وزن‌های درنظر گرفته شده برای توابع هدف، استفاده از منابع محصور در محیط خطا در حالت بهینه اقتصادی نیز مطرح شده است. لذا، به منظور بررسی تأثیرات استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی بر روی سود عملیاتی شبکه، نیاز است که نتایج برای یک روز از بهره‌برداریِ متأثر از خطا، نشان داده شود. برای دستیابی به این هدف برای همان روز تابستانی که نتایج توزیع انرژی برای آن نمایش داده شد، سود حاصل از بهره‌برداری برای نواحی مختلف استخراج و در شکل (۱۶) نمایش داده شده است. با درنظر گرفتن نتایج شبیه‌سازی، زمانی که احتمال رخداد خطا نادیده گرفته شود و مسائل اقتصادی در اولویت بهره‌برداری قرار گیرد (مورد مطالعاتی ۲)، سود حاصل از بهره‌برداری برای MGهای واقع در بخش خطا (MG_3 و MG_4)، به ترتیب ۷۸۰/۴۳۷ و ۱۳۹۱/۵۳۴ دلار محاسبه شده است. زمانی که اهداف اپراتورها برای دوره‌های زمانی بهره‌برداری با در نظر گرفتن ضریب انحراف تولید و مصرف (γ)، اولویت‌بندی شوند (مورد مطالعاتی ۴)، این مقادیر به ترتیب ۳۸۶/۲۵۴ و ۱۰۹۳/۰۴۲ دلار محاسبه شده است. این به این معنا است که در روزهای متأثر از خطا، با پیاده‌سازی روش پیشنهادی، نواحی متأثر از خطا، در قبال کاهش خاموشی‌ها و کاهش مشترکین خارج از دسترس، سود به نسبت کمتری را بدست خواهند آورد، که ممکن است در زمان کل بهره‌برداری با عنایت به محدود بودن تعداد روزهای متأثر از خطا و در نظر گرفتن ضریب γ میزان قابل توجّهی نباشد. این درحالی است که با درنظر گرفتن وزن‌های ثابت برای توابع هدف (مورد مطالعاتی ۳)، از آنجایی که مسائل اقتصادی در تمامی دوره‌های بهره‌برداری مساوی با مسائل شبکه است، سود حاصل از بهره‌برداری به شدت کاهش پیدا خواهد کرد که این موضوع اهمیّت در نظر گرفتن توابع هدف وزنی در مسائل بهره‌برداری را به تصویر می‌کشد. لازم به ذکر است که با توجه به اینکه در این مطالعه، هزینه‌ی بهره‌برداری از واحدهای RES نادیده گرفته شده است، برخی از MGها در مقایسه با DN سود بیشتری را از بهره‌برداری، بدست آورده‌اند.

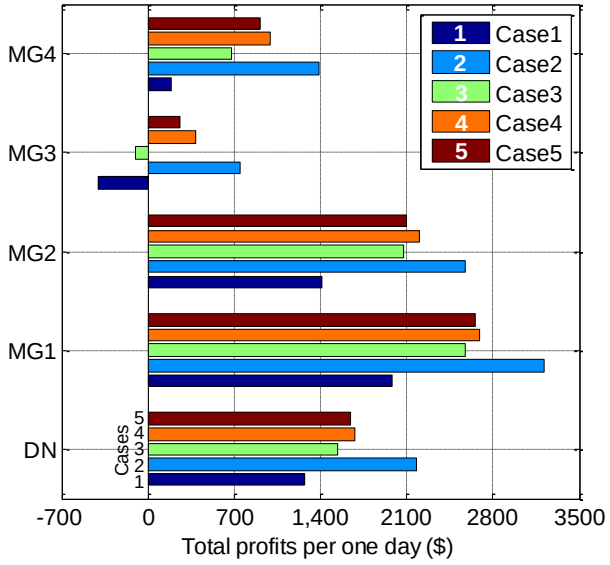
برای یک روز مشابه از بهره‌برداری (یک روز تابستانی با رخداد یک پیشآمد در خط L_{35})، شکل (۱۷)، پرفیل ولتاژ را برای نقاط بار موجود در شبکه در ساعت ۲۰:۰۰ نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

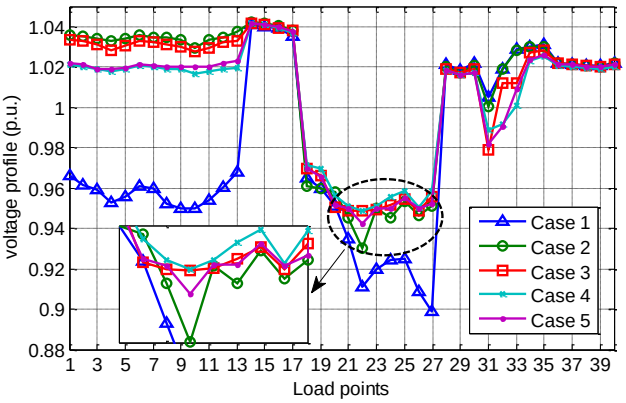
[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

مشاهده می‌شود، با پیاده‌سازی روش پیشنهادی، به دلیل کاهش بارهای تأمین نشده و استفاده مناسب از منابع موجود، میزان انحراف ولتاژ در نقاط بار شبکه در مقایسه با سایر موردهای مطالعاتی، کاهش یافته است؛ این موضوع باعث افزایش پایداری ولتاژ شبکه شده و مانع فروپاشی ولتاژ می‌شود.

همان‌طور که در شکل‌های (۱۱، ۱۲، ۱۶ و ۱۷)، نشان داده شده است، نتایج مربوط به مورد مطالعاتی ۴ در مقایسه با مورد مطالعاتی ۵، نزدیک به هم بوده ولی تفاوت‌های آن قابل چشم‌پوشی نیست؛ این موضوع نشان دهنده آن است که انتخاب یک روش حل مناسب می‌تواند به صورت مستقیم در نتایج بدست آمده تأثیرگذار باشد.



شکل (۱۶): سود حاصل از بهره‌برداری برای یک برای یک روز تابستانی با رخداد یک پیشآمد در خط L_{35}



شکل (۱۷): پروفیل ولتاژ شبکه با پیاده‌سازی مطالعات موردی مختلف

۸-۵- مقایسه با سایر کارهای مشابه

هدف این بخش، مقایسه مقاله حاضر با چند مرجع مرتبط با مدیریت انرژی در شبکه‌های مبتنی بر MMG است. در این راستا، با درنظر گرفتن روش‌های ارائه شده در مراجع [۵، ۸، ۱۰، ۱۴ و ۳۸]، مواردی مانند فرمول‌نویسی مسأله، نوع ارتباط اپراتورها، توابع هدف اتخاذ شده، روش‌های بهینه‌سازی برای حل مسئله، مدل‌سازی خطا و منابع مورد استفاده، در جدول (۸) مورد مقایسه قرارگرفته است. همان‌طور که در این جدول ارائه شده است، استراتژی‌های پیشنهاد شده در مقالات [۱۰، ۱۴ و ۳۸] را می‌توان از منظرِ اتخاذ توابع هدف، مشابه با مورد مطالعاتی ۲ از بخش ۸-۴ دانست. در واقع در مقالات ذکر شده، تابع هدفِ دنبال شده در سطح MGها، کاهش هزینه‌های موجود و در نتیجه افزایش سود بهره‌برداری عنوان شده است. در این خصوص، می‌توان عنوان نمود که در صورت رخداد خطا و وارد شدن بخش‌هایی از شبکه به حالتِ جزیره‌ای اجباری استفاده از تابع هدف مشابه با شرایط عادی بهره‌برداری، ممکن است مشترکینِ واقع در بخش‌های متأثر از خطا را با خاموشی مواجه سازد. همچنین در مقاله [۵] نیز با وجود اینکه هدف اصلی دنبال شده در مقاله، مدیریت بی‌باریِ شبکه از طریق تعاملِ اپراتورها به صورت متمرکز عنوان شده است، تابع هدف اتخاذ شده، به‌صورتِ کمینه‌سازی هزینه‌ها درنظر گرفته شده است. همان‌طور که در بخش ۸-۴ از مقاله ارائه شد، اتخاذ یک تابع هدف واحد در طول روند بهره‌برداری (مورد مطالعاتی ۲)، می‌تواند قابلیت اطمینان شبکه را در مقایسه با استراتژی پیشنهادی به صورت قابل توجهی تحت تأثیر قرار دهد؛ که در این راستا، بر اساس نتایج ارائه شده در شکل‌های ۱۲، ۱۳ و جدول (۷)، با پیاده‌سازی روش پیشنهادی و استفاده از توابع هدف وزنی با وزن‌های وابسته به شرایط شبکه، در مقایسه مورد مطالعاتی ۲، مشترکین موجود در شبکه در قبالِ کاهش سود شبکه، با انرژی تأمین نشده‌ی کمتری مواجه شدند؛ به همین دلیل میزان ۱۶/۸ درصد بهبود در شاخص ENS مربوط به کل سیستم مشاهده شد. بعلاوه، با عنایت به کاهش میزان میانگین انرژی تأمین نشده (AENS) در هر بخش و افزایش دسترس‌پذیری سیستم ، میزان شاخص SAIDI که متناسب است با ساعات خاموشی مشترکین در زمان کل بهره‌برداری، در مقایسه با مورد مطالعاتی ۲، بهبود قابل توجّهی پیدا کرد. استراتژی درنظر گرفته شده در مرجع [۸] را نیز می‌توان از منظرِ توابع هدف اتخاذ شده مشابه با مورد مطالعاتی ۳ از بخش ۸-۴، دانست. با توجه به نتایج استخراج شده در بخش ۸-۴، اتخاذ توابع هدف با وزن‌های ثابت می‌تواند سودِ نهایی بهره‌برداری را در قبالِ بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه به صورت غیرقابل قبولی کاهش دهد و با توجه به شکل (۱۶)، حتی بخش‌هایی از شبکه ممکن است با سودِ منفی مواجه شوند که این موضوع با منافعِ مالکین و بهره‌برداران MGها در تضاد است.

بعلاوه در میان مراجع یاد شده، تنها در مقالات [۵ و ۱۴ و ۳۸]، عدم‌قطعیت‌های ناشی از رخداد خطا درنظر گرفته شده است، که در این میان، مرجع [۵]، با استفاده از روش مونت‌کارلو و با انجام نمونه‌گیری تصادفی، خطاهای احتمالی را در شبکه مدل‌سازی نموده و مراجع [۱۴ و ۳۸]، به درنظر گرفتن خطا به صورت موردی و خارج از سرویس قرار دادن بخشی از شبکه در ساعاتی مشخص، اکتفا کرده‌اند.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

جدول (۸): مقایسه پژوهش حاضر با سایر کارهای مشابه

مراجع	ارتباط اپراتورها	توابع هدف اتخاذ شده در سطح ریزشبکه‌ها	روش اتخاذ شده برای حل مسئله	مدل‌سازی خطا	منابع مورد استفاده				
					منابع تجدیدپذیر	منابع تولید پراکنده قابل راهبری (MT یا ژنراتور)	بارهای قابل کنترل	خودروهای برقی	سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی
مقاله حاضر	غیرمتمرکز	توابع چند هدفه وزنی با وزن‌های متغیّرِ وابسته به شرایط شبکه (جزیره‌ای اجباری، جزیره‌ای اختیاری و حالت متصل به شبکه)	SFLA-IWD	روش پیشنهادی	PV+WT	✓	✓	✓	✓
[۵]	متمرکز	کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری	روش شاخه و حد[۳۸]	مونت کارلو	PV+WT	✓	✗	✗	✓
[۸]	غیرمتمرکز	کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری در حالت متصل به شبکه و کمینه‌سازی انحرافات ولتاژ در حالت جزیره‌ای اختیاری	الگوریتم بهینه‌سازی دو سطحی تصادفی[۳۹]	✗	PV+WT	✓	✗	✗	✗
[۱۰]	غیرمتمرکز	کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری	روش تولید ستون و محدودیت	✗	PV	✗	✗	✓	✗
[۱۴]	غیرمتمرکز	کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری	نامعلوم	مطالعه موردی	PV+WT	✓	✗	✗	✓
[۳۸]	غیرمتمرکز	کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری	روش تولید ستون و محدودیت	مطالعه موردی	PV+WT	✓	✓	✗	✓

از نقطه‌نظر روش حل مسائل موجود در شبکه، از آنجایی که توابع هدف درنظر گرفته شده در مقاله حاضر و سایر مقالات مورد نظر، متشکل از تعداد زیادی متغیّر تصمیم و همچنین تعداد زیادی متغیّر باینری و سه‌گانه است، ممکن است روش‌های تحلیلی با پیچیدگی مواجه شوند [۳۷،۲۴]، به همین دلیل در مقالات [۳۸،۱۰] سعی شده است که معادلات حاکم که به صورت مسئله‌ی برنامه‌ریزی خطی آمیخته عدد صحیح[۴۰] در نظر گرفته شده‌اند، با استفاده از روش‌های تجزیه محور مانند روش تولید ستون و محدودیت[۴۱] حل شوند. ولی با این وجود در این روش‌ها ممکن است برای حل و یافتن ستون‌ها به روش‌های کمکی نیاز شود [۳۹] که این موضوع نیاز به وقت و حافظه‌ی کامپیوتری بیشتر است. این موضوع می‌تواند با روش‌های مدیریت انرژی ساعت-پیش در تضاد باشد و زمان کافی برای هماهنگی اپراتورها فراهم نشود؛ به همین دلیل، در مقاله حاضر از یک روش بهینه‌سازی ترکیبی بر پایه‌ی الگوریتم جهش قورباغه که یک الگوریتم رفتاری با سرعت همگرایی بسیار بالا است، استفاده شده است. که در عمل می‌تواند، مدت زمان بیشتری را جهت هماهنگی اپراتورهای MGها و اپراتور شبکه توزیع فراهم نماید.

از طرف دیگر، همان‌طور که در جدول ارائه شده است، در پژوهش حاضر، سعی شده است که با ایجاد تنوع در منابع موجود و همچنین درنظر گرفتن ایستگاه‌های شارژِ خودروهای برقی برای هر MG، شرایط شبکه به صورت واقع‌گرایانه‌تری مدل‌سازی شود. این در حالی است که در سایر مقالات مورد نظر، به صورت موردی از منابع موجود بهره گرفته شده است.

۹- آنالیز حساسیت

هدف دنبال شده در این بخش، بررسی تأثیر تغییرات توابع وزنی بر روی بهره‌برداری MGها در حالت جزیره‌ای اختیاری و در نتیجه انجام آنالیز حساسیت است. در واقع پایداری استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی ارائه شده در حالت جزیره‌ای اختیاری به تغییرات وزن توابع وزنی حساس بوده و به ازای مقادیر مختلف وزنی، نتایج مختلفی برای متغییرهای تصمیم حاصل خواهد گردید. به عبارت دیگر، درک این موضوع که وزن‌های مختلف از توابع هدف چه تأثیری بر بهره‌برداری شبکه دارد، لازمه‌ی طراحی یک بهره‌برداری سودآور است. در واقع، در حالت جزیره‌ای اختیاری زمانی که وزن‌های توابع هدفِ وابسته به قابلیت اطمینان شبکه (بیشینه‌سازی بارهای تأمین شده)، بیش از یک حدّ خاص درنظر گرفته شود ممکن است بهره‌برداری سودآور نباشد و نظر اپراتورها را تأمین ننماید و برعکس، زمانی که ضرایب توابع هدف اقتصاد محور در اولویت بسیار بالایی قرار بگیرد، ممکن است خاموشی‌های شبکه بیش از اندازه بوده و نظر مشترکین را تأمین ننماید. لذا در نظر گرفتن بهترین وزن برای پیدا کردن یک مصالحه مناسب بین توابع هدف مختلف و تأمین نظرات بهره‌برداران شبکه توأم با مشترکین، نیازمند مطالعه‌ی دقیقی در خصوص این موضوع است.

برای این هدف، در یک روز تابستانی که قبلاً به آن اشاره شد (متأثر از رخداد یک پیشآمد در خط L_{35})، با اعمال تغییرات در توابع وزنی، نتایج حاصل از بهره‌برداری در خصوصِ میزان بارهای تأمین شده و سود حاصل برای MG_1 که در این روز در بیشتر ساعات در حالت جزیره‌ای اختیاری قرار دارد، در جدول (۹)، نشان داده شده است. همان‌طور که از اطلاعات این جدول مشخص است، نتایج استخراج شده با تغییرات وزن‌های توابع، دارای انحرافات زیادی است که موضوع انتخاب بهترین ضرائب وزنی را به وضوح نشان می‌دهد. به عنوان مثال، برای این MG زمانی که ضریب تابع هدفِ OF_3 به صورتِ نامتعارف زیاد شود و در کلّ زمان بهره‌برداری ثابت باشد، از آن‌جایی که درجه اهمیّت تابع هدف مربوط به بارهای تأمین شده (OF_1) با توجه به ضریب پایین آن، کم می‌شود، میزان بارهای تأمین شده، روبه وخامت گذاشته و قابلیت

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

اطمینان شبکه را با مشکل مواجه می‌کند. از طرف دیگر، افزایش بیش از اندازه در وزن تابع هدفِ OF_1، سود بهره‌برداری را کاهش داده و ممکن است در شرایطی خاص بهره‌برداری از شبکه را زیان‌آور کند. لذا برای یافتن ضرائب بهینه و پیدا کردن بهترین مصالحه بین توابع هدف OF_1 و OF_3، با انجام مطالعات انجام شده مطابق با جدول (۹) در چند بازه‌ی زمانی متوالی و با انتخاب ۱۰ وزن مختلف، ضرایب وزنی مناسب برای تمامی MGها در حالت جزیره‌ای اختیاری استخراج و برآیند آن برای حصول یک ضریب وزنی واحد از طریق رابطه (۳۵) محاسبه و در جدول (۱) واقع در بخش ۶-۱ آورده شده است. لازم به ذکر است که اگرچه در مطالعه‌ی حاضر ضرائب وزنی برای تمامی MGها مساوی درنظر گرفته شده است، اما می‌توان با توجه به سیاست‌های متفاوت اپراتورها و صاحبان آن‌ها برای هر یک متفاوت با مقدار درنظر گرفته شده در این مقاله درنظر گرفته شود. به عبارت دیگر حساسیت اپراتورها به مسائل مختلف شبکه ممکن است متفاوت درنظر گرفته شده و استراتژی‌های مختلفی را جهت رسیدن به اهداف مورد انتظار خود دنبال کنند.

$$\begin{cases} (\sigma_{i1},\sigma_{i3}) = \left(\dfrac{\sum_{t=1}^{n}\sum_{i=1}^{4}\sigma_{i1}}{4n}, \dfrac{\sum_{t=1}^{n}\sum_{i=1}^{4}\sigma_{i3}}{4n}\right) \\ \sigma_{i1}+\sigma_{i2}+\sigma_{i3}=1 \\ \sigma_{i2}=0.34 \end{cases} \quad (۳۵)$$

جدول (۹): تاثیر وزن توابع هدف OF_1 و OF_3 بر میزان بار تأمین شده و سود عملیاتی MG_1 در یک روز بهره‌برداری

$\sigma 1$	$\sigma 3$	$OF_1(MW)$	$OF_3(\$)$	$OF_{1,n}:\frac{OF_{1,\max}-OF_1}{OF_{1,\max}-OF_{1,\min}}$	$OF_{3,n}:\frac{OF_{3,\max}-OF_3}{OF_{3,\max}-OF_{3,\min}}$	$\min(OF_1,OF_3)$
۰/۶۶۰۰	۰	۲۷/۸۴۴۰	۱۴۳۳	۰	۱	۰
۰/۵۸۶۶	۰/۰۷۳۳	۲۷/۵۷۲۷	۱۷۱۲	۰/۰۵۱۷۷	۰/۸۲۸۰۹	۰/۰۵۱۷۷
۰/۵۱۳۳	۰/۱۴۶۶	۲۷/۲۲۸۲	۱۹۵۵	۰/۱۱۷۵۲	۰/۶۷۸۳۷	۰/۱۱۷۵۲
۰/۴۴۰۰	۰/۲۲۰۰	۲۶/۸۴۴۳	۲۱۹۴	۰/۱۹۰۷۹	۰/۵۳۱۱۱	۰/۱۹۰۷۹
۰/۳۶۶۶	۰/۲۹۳۳	۲۵/۹۳۸۳	۲۲۷۰	۰/۳۶۳۷۰	۰/۴۸۴۲۸	۰/۳۶۳۷۰
۰/۲۹۳۳	**۰/۳۶۶۶**	**۲۵/۵۷۷۵**	**۲۳۰۱**	**۰/۴۳۲۵۶**	**۰/۴۶۵۱۸**	**۰/۴۳۲۵۶**
۰/۲۲۰۰	۰/۴۴۰۰	۲۵/۰۴۱۷	۲۷۱۰	۰/۵۳۴۸۲	۰/۲۱۳۱۸	۰/۲۱۳۱۸
۰/۱۴۶۶	۰/۵۱۳۳	۲۴/۴۲۵۹	۲۹۰۵	۰/۶۵۲۳۴	۰/۰۹۳۰۳	۰/۰۹۳۰۳
۰/۰۷۳۳	۰/۵۸۶۶	۲۳/۵۰۲۲	۲۹۹۳	۰/۸۲۸۶۳	۰/۰۳۸۸۱	۰/۰۳۸۸۱
۰	۰/۶۶۰۰	۲۲/۶۰۴۳	۳۰۵۶	۱	۰	۰

۱۰- نتیجه‌گیری و کارهای آینده

در این مقاله یک روش مدیریت انرژی جامع برای بهره‌برداری از شبکه‌های مبتنی بر MMG، مطرح گردید. در روش پیشنهادی، مسأله بهره‌برداری متأثر از رخداد خطا در مکان‌های مختلف از شبکه درنظر گرفته شد و با درنظر گرفتن توابع هدف وزنی با وزن‌های متغیر وابسته به شرایط شبکه، سعی در اتخاذ بهترین تصمیم از نقطه نظر مسائل مربوط به قابلیت اطمینان شبکه به صورت توأم با مسائل اقتصادی، شد. برای ارزیابی روش پیشنهادی، با استفاده از یک روش مناسب، احتمال رخداد خطا در شبکه مدل‌سازی شد، سپس در چهارچوب زمانی معین، با استفاده از مکانیزم غیرمتمرکز برای ارتباط اپراتورها، استراتژی مدیریت انرژی پیشنهادی بر روی یک شبکه آزمون با محوریت قابلیت اطمینان پیاده‌سازی شد و نتایج حاصل شده مورد ارزیابی قرار گرفت. نتایج مستخرج از این مقاله حاکی بر آن است که در نظر گرفتن یک روش مناسبِ بهره‌برداری، می‌تواند میزان خاموش‌های شبکه را در قبال کاهش اندکی در سود بهره‌برداری، به طور چشم‌گیری کاهش دهد. در این راستا، نتایج بدست آمده بسیار محسوس بوده و شاخص‌های قابلیت اطمینان با پیاده‌سازی روش پیشنهادی در مقایسه با چند روش مرسوم، بهبود قابل توجهی پیدا کردند. در انتها می‌توان عنوان کرد که اگرچه در پژوهش حاضر از یک الگوریتم بهینه‌سازی بهبود یافته شده برای حل مسئله بهره‌گرفته شد، امّا نویسندگان مقاله حاضر امیدوار هستند که در پژوهش‌های آینده خود بتوانند با خطی‌سازی مسئله و حل آن توسط سایر نرم‌افزارهای بهینه‌سازی، متغیرهای بهینه استخراج شده در این پژوهش را مورد ارزیابی قرار دهند.

مراجع

[1] Nosratabadi, S. M., Hooshmand, R. A., Gholipour, E., "*A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 67, pp. 341–363, 2017.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

[2] Hirscha, A., Paraga, Y., Guerrerobm, J., "Microgrids: *A review of technologies, key drivers, and outstanding issues*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 90, pp. 402–411, 2018.

[3] Xua Z., Yanga P., Zhenga C., Zhanga Y., Penga J., Zenga Z., "*Analysis on the organization and Development of multi-microgrids*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 81, pp. 2204-2216, 2018.

[4] Shi, W., Xie, X., Chu, C. C., Gadh, R., "*Distributed optimal energy management in microgrid*", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 6, No. 3, pp. 1137-1146, 2015.

[5] Farzin, H., Fotuhi-Firuzabad M., Moeini-Aghtaie M., "*Role of Outage Management Strategy in Reliability Performance of Multi-Microgrid Distribution Systems*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 3, pp. 2359-2369, 2018.

[6] Liu, Y., Li, Y., Gooi, H. B., Jian, Y., Xin, H., Jiang, X., Pan, J., "*Distributed Robust Energy Management of a Multi-Microgrid System in the Real-Time Energy Market*", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 10, No. 1, pp. 396-406, 2019.

[7] Aghdam, F. H., Ghaemi, S., Kalantari, N. T., "*Evaluation of loss minimization on the energy management of multi-microgrid based smart distribution network in the presence of emission constraints and clean productions*", Journal of Cleaner Production, Vol. 196, pp.185-201, 2018.

[8] Wang, Z., Chen, B., Wang, J., kim, J., "*Decentralized energy management system for networked microgrids in grid-connected and islanded modes*", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol, 7, No. 2, pp. 1097-1105, 2016.

[9] Wang, Z., Chen, B., Wang, J., "*Coordinated Energy Management of Networked Microgrids in Distribution Systems*", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 6, No. 1, pp. 45-53, 2015.

[10] Zhanga, B., Lia, Q., Wangb, L., Fengc, W., "*Robust optimization for energy transactions in multi-microgrids under uncertainty*", Applied Energy, Vol. 217, pp. 346-360, 2018.

[11] Zhou, X., Ai, Q., Wang, H., "*A distributed dispatch method for microgrid cluster considering demand response*", International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol. 28, No. 12, e2634, 2018.

[۱۲] فرید حمزه اقدم، نوید تقی‌زادگان کلانتری، **"مدیریت انرژی در ریزشبکه‌های چندگانه با در نظر گرفتن قیود پخش بار و پاسخ‌گویی بار"**، نشریه کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران، ۶ (۱۲)، ۸۶-۹۷، ۱۳۹۶.

[13] Duan, Y., Gong, Y., Tan, X., Wang, H., Li, Q., "*Probabilistic power flow calculation in microgrid based on Monte-Carlo simulation*", Transaction of China Electro technical Society, Vol. 26, No. 1, pp. 274-278, 2011.

[14] Farzin, H., Fotuhi-Firuzabad, M., Moeini-Aghtaie, M., "*Enhancing power system resilience through hierarchical outage management in multi-microgrids*", IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 7, No. 6, pp. 2869-2879, 2017.

[15] Wang, Z., Chen, B., Wang, J., Chen, C., "*Networked Microgrids for Self-Healing Power Systems*", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 7, No. 1, pp. 310-319, 2016.

[16] Hamzeh Aghdam, F., Salehi, J., Ghaemi S., "*Contingency Based Energy Management of Multi-Microgrid based Distribution Network*", Sustainable Cities and Society, Vol. 41, pp. 265-274, 2018.

[۱۷] علی‌محمد حریری، مریم اخوان حجازی، حامد هاشمی دزکی، **"مدل‌سازی مناسب بار در ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های هوشمند توزیع انرژی الکتریکی با دیدگاه افزایش سرعت و حفظ دقت محاسبات"**، نشریه کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران، ۷ (۱۴)، ۹۵-۱۱۲، ۱۳۹۷.

[18] Billinton, R., Sankarakrishnan, A., "*A system state transition sampling technique for reliability evaluation*", Reliability Engineering and System Safe, Vol. 44, pp. 131-134, 1994.

[19] Atwa, Y. M., "*Supply Adequacy Assessment of Distribution System Including Wind-Based DG During Different Modes of Operation*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 1, pp. 78-86, 2010.

[20] Li, W., *Reliability assessment of electrical power systems using Monte Carlo methods*, Springer Science & Business Media, 1994.

[21] Al-Muhaini, M., Heydt, G. T., "*Evaluating Future Power Distribution System Reliability Including Distributed Generation*", IEEE Transactions on power delivery, vol. 28, no. 4, pp. 2264-2272, 2013.

[22] Billinton, R., Allan, R. N., *Reliability evaluation of power systems*, Plenum press, Vol. 2, New York, 1984.

[23] Billinton, R., Jonnavithula, S., "*A Test System For Teaching Overall Power System Reliability Assessment*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 4, pp. 1670-1676, 1996.

[۲۴] فرهاد صمدی قاضی جهانی، جواد صالحی، نوید تقی زادگان کلانتری، **"طراحی ریزشبکه‌های چندگانه مبتنی بر سناریو با نفوذ بالای منابع تجدیدپذیر و در نظرگرفتن عدم قطعیت سمت تقاضا و تولید"**، نشریه کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران، ۷ (۱۳)، ۵۴-۶۷، ۱۳۹۷.

[25] Glover, j. D., Sarma, M. S., Overbye, T. J., *Power System Analysis and Design*, Fifth Edition, Global Engineering, 2011.

[26] Xiao, F., Ai, Q., "*New modeling framework considering economy, uncertainty, and security for estimating the dynamic interchange capability of multi-microgrids*", Electric Power Systems Research, Vol. 152, pp. 237-248, 2017.

[27] Sathyanarayana, B. R., *Sensitivity-based Pricing and Multiobjective Control for Energy Management in Power Distribution Systems*, Ph.D. Thesis, Arizona state university, 2012.

[28] Jager, D., Andreas, A., NREL national wind technology center (NWTC), NREL Report No. DA-5500-56489, https://midcdmz.nrel.gov/nwtc_m2/

[29] Wilcox S. National solar radiation database. National Renewable Energy Laboratory, https://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/.

[30] Bayat, P., Baghramian, A., Bayat, P., "*Implementation of hybrid electric vehicle energy management system for two input power sources*", Journal of Energy Storage, Vol. 17, pp. 423-440, 2018.

[31] Farzin, H., Fotuhi-Firuzabad, M., Moeini-Aghtaie, M., "*Reliability Studies of Modern Distribution Systems Integrated with Renewable Generation and Parking Lots*", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 8, No. 1, pp. 431-440, 2017.

[32] Bayat, P., Afrakhte, H., Bayat, P., "*A hybrid shuffled frog leaping algorithm and intelligent water drops*

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]

optimization for efficiency maximization in smart microgrids considering EV energy storage state of health", Journal of Intelligent & Fuzzy Systems, Vol. 35, No, 5, pp. 5619-5634, 2018.

[33] Zhu, J., Gu, W., Jiang, P., Song, S., Liu, H., Liang, H., Wu, M., "*Dynamic Island Partition for Distribution System with Renewable Energy to Decrease Customer Interruption Cost*", Journal of Electrical Engineering and Technology, Vol. 12, No. 6, pp. 2146-2156, 2017.

[34] Jalali, M., Zare, K., Seyedi, H., "*Strategic decision-making of distribution network operator with multi-microgrids considering demand response program*" Energy, Vol. 141, pp. 1059-1071, 2017.

[35] Allan, R. N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L., So, K. S., "*A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, pp. 813-820, 1991.

[36] Chowdhury, A., Koval, D., Power distribution system reliability: practical methods and applications, John Wiley & Sons, Vol. 48, 2011.

[37] Javidsharifia, M., Niknama, T., Aghaeia, J., Mokryanib, G., Papadopoulosc, P., "*Multi-objective day-ahead scheduling of microgrids using modified grey wolf optimizer algorithm*", Journal of Intelligent & Fuzzy Systems, Vol. 36, No. 3, pp. 2857-2870, 2019.

[38] Liu, Y., Guo, L., Wang, C., "*A robust operation-based scheduling optimization for smart distribution networks with multi-microgrids*", Applied Energy, Vol. 228, pp. 130–140, 2018.

[39] Komen, A., *Benders' Decomposition vs. Column & Constraint Generation, a Closer Look*, Master Thesis, Utrecht university, 2017.

زیرنویس‌ها

[1] Multi-microgrids
[2] Self-healing
[3] Renewable energy resources
[4] Microgrids
[5] Distribution network
[6] Centralized
[7] Decentralized
[8] Microgrid operators
[9] Distribution network operator
[10] Consensus-based algorithms
[11] Decomposition-based algorithms
[12] Unit commitment
[13] Monte Carlo
[14] Mixed integer linear programming
[15] Electric vehicles
[16] Upstream network
[17] Failure rate
[18] Repair rate
[19] Wind turbines
[20] Photovoltaic cells
[21] Microturbines
[22] Battery energy storage systems
[23] Probability table
[24] Monte carlo
[25] Markov
[26] State transition sampling technique
[27] System average interruption duration index
[28] Energy not supplied index
[29] Average energy not supplied index
[30] Point of common coupling
[31] Ramp response
[32] State of charge
[33] Roy Billinton Test System
[34] Maximum power point tracking
[35] Shuffled frog leaping algorithm and intelligent water drops
[36] Particle swarm optimization
[37] Matlab
[38] Branch and Bound method
[39] Stochastic bi-level algorithm
[40] Mixed integer linear programming
[41] Column-and-constraint generation

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-15]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1398.8.2.5.8]