بازیابی شبکه توزیع فعال برق برای کاهش زیان های مالی مشترکین

مسعود سلیمانی[۱] **حسین محمدنژاد شورکائی**[۲]

۱- دانشجو- دانشکده مهندسی مکانیک، برق و کامپیوتر- دانشگاه آزاد اسلامی- واحد علوم و تحقیقات- تهران- ایران
masoudsoleimaninia@gmail.com

۲- استادیار- دانشکده مهندسی مکانیک، برق و کامپیوتر- دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات - تهران- ایران
h-mohamadnejad@srbiau.ac.ir

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-05-20]

چکیده: در این مقاله بازیابی مشترکین شبکه‌ی توزیع با درنظر گرفتن زیان‌های مالی سالانه مرتبط با قطع فرآیند، مورد مطالعه قرار گرفته است. مهم‌ترین هدف، برای بازیابی مشترکین، بازیابی بیشترین بار ممکن می‌باشد. برای ارزیابی زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند از مفهومی جدید در حوزه‌ی کیفیت توان به نام زمان مصونیت استفاده شده است. اثر دو تجهیز، سکسیونر و سکشنلایزر بر روی ناحیه‌بندی شبکه، زیان مالی و شاخص‌های قابلیت اطمینان مورد بررسی قرار می‌گیرد. در این تحقیق، اولویت بازیابی با مشترکانی خواهد بود که خارج از ناحیه وقوع خطا قرار دارند. شبکه‌ی نمونه ۳۴ باسه‌ی IEEE به عنوان شبکه‌ی پایه شبیه‌سازی شده و نتایج مورد تحلیل و بررسی قرار خواهد گرفت. سپس به شبکه‌ی پایه دو منبع تولید پراکنده در دو محل دلخواه اضافه می‌گردد. در نهایت منابع تولید پراکنده به نزدیکی بارهای صنعتی انتقال پیدا می کنند تا نتایج بررسی شوند.

واژه‌های کلیدی: زیان مالی سالانه مرتبط با قطع فرآیند، بازیابی شبکه توزیع، سکشنلایزر، قابلیت اطمینان، ناحیه بندی شبکه.

نوع مقاله: پژوهشی

DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۷/۱۰/۱۲

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۸/۶/۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۸/۱۲/۱۲

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر حسین محمدنژاد شورکائی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – تهران – انتهای بزرگراه ستاری – میدان دانشگاه– بلوار شهدای حصارک – دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات- ساختمان ابن سینا- بلوک C- دانشکده مکانیک، برق و کامپیوتر- طبقه همکف

[DOR: 20.1001.1.26765810.1400.18.2.6.7]
[DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131]

۱- مقدمه

دستگاه‌های الکتریکی و مشترکین آن ها همواره با زیان های اقتصادی ناشی از اغتشاش، در شبکه توزیع مواجه بوده‌اند[۱]. قطعی‌های برق به دلیل حوادث طبیعی مانند سیل یا طوفان، اهمیت بازیابی به صورت اضطراری شبکه را برجسته کرده است. منعطف بودن شبکه به طور چشمگیری انتقاد از قطعی ناشی از از رخدادهای آب و هوایی، اتصال کوتاه و... را کاهش می‌دهد[۲]. در امان ماندن شبکه از آسیب‌پذیری کامل یکی از نکات مهم شبکه‌های هوشمند است.

خطا در شبکه‌ی توزیع با یک دامنه و مدت زمان معین سبب افت دینامیکی ولتاژ، افزایش دینامیکی ولتاژ و یا قطع دایم مشترک می‌شود. فرآیندهای صنعتی و تجاری به سبب این اتفاقات دچار زیان‌های مالی قابل توجه برای این مشترکین می‌گردد.

یک روش جدید برای حل مشکل بازیابی مشترکین شبکه‌ی توزیع استفاده از بهینه‌سازی پخش بار به منظور حداقل سازی جابجایی بار می باشد. حل این مساله‌ی غیرخطی بسیار مشکل می‌باشد، زیرا شبکه‌های واقعی، شعاعی می‌باشند و از این‌رو محدودیت‌های جریان و ولتاژ در آن ها را باید در نظر گرفت. تمرکز این روش بر بازیابی مشترکینی می‌باشد که در محل وقوع خطا قرار گرفته‌اند[۳].

یکی دیگر از برنامه‌های بازیابی شبکه استفاده از یک مدل برنامه‌ی غیرخطی برای نگهداری توالی سوییچ‌ها در شبکه‌های توزیع نامتعادل می‌باشد. هنگامی که تجهیزات حفاظتی، یک ناحیه دارای خطا را شناسایی و آن را پاک کند مدل غیرخطی [۴] به وسیله‌ی سوییچ های کنترل از راه دور و واحدهای تولید پراکنده، ناحیه‌ی دارای خطا را تغذیه می‌کنند.

مقاله[۵] یک الگوریتم تغییر یافته برای شناسایی بازیابی بهینه در شبکه توزیع را نشان می‌دهد که هر دوی پخش بار اکتیو و راکتیو را انجام می‌دهد. عملیات سوییچینگ به عنوان یک پارامتر هزینه در باس‌های با کمترین ولتاژ انجام می‌گردد. اولویت بازیابی با مشترکینی است که در محل وقوع خطا قرار دارند.

منابع انرژی تولید پراکنده به مجموعه ای از تولیدات پراکنده، منابع ذخیره ساز انرژی و بارهای پاسخگو گفته می شود که حضور آن ها در شبکه توزیع امروزی باعث تغییرات اساسی در ساختار شبکه و نحوه بهره برداری آن می گردد[۶]. واحدهای تولید پراکنده یک روش جایگزین، برای ادامه‌ی تامین بارهای مشترکین، در شبکه را ارایه می‌دهند. منابع تولید پراکنده به عنوان ژنراتور پشتیبان یا ژنراتور آماده به کار به منظور تامین بارهای مشترکین بعد از قطع وجود دارند[۷] . با ظهور تکنولوژی‌های جدید، بسیاری از خدمات شرکت‌های توزیع به سمت شبکه‌های هوشمند سوق پیدا کرده است. دستیابی به سوییچ‌های اتوماتیک و کنترل از راه دور بر روی فیدرهای توزیع به عنوان یک استراتژی نوسازی شبکه می‌باشد[۸].

به طور چشم‌گیری، برق یک مساله‌ی مهم برای صنایع به حساب می‌آید. از این‌رو قابلیت اطمینان تجهیزات سیستم‌های قدرت، نقشی اساسی در موفقیت این صنایع دارند[۹]. هدف اصلی اختصاص سوییچ‌ها در شبکه، بهبود قابلیت اطمینان سیستم می‌باشد. تخصیص و بهره‌برداری از تجهیزات سوییچینگ، راهکاری مناسب جهت بالابردن قابلیت اطمینان شبکه توزیع می‌باشد[۱۰]. با گسترش روزافزون صنایع مدرن، انتظار از شرکت‌های توزیع برای بالابردن قابلیت اطمینان شبکه و کاهش قطعی ها، انکارناپذیر است[۱۱]. استفاده از منابع تولید انرژی در مقیاس کوچک به عنوان مشخصه اصلی شبکه های هوشمند، میزان اتکا به شبکه های طولانی برق را کاهش خواهد داد. سرمایه گذاری و توسعه منابع تولید پراکنده مزایایی از قبیل تنوع بخشی به منابع انرژی و عدم وابستگی به یک یا دو منبع انرژی، مهیا سازی ساختار بازار برق، افزایش بازده تولید انرژی از طریق تولید همزمان برق و حرارت را به همراه دارد[۱۲].

در این مقاله یک رفتار احتمالاتی به همراه زمان مصونیت برای ارزیابی زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند ارایه شده است. روش کار بدین صورت است که یک شبکه‌ی توزیع به چند ناحیه تقسیم می‌شود. برای هر ناحیه کلید قطع و وصل به صورت دستی و اتوماتیک قرار داده می‌شود. سپس محل بهینه‌ی هرکلید از مقایسه‌ی شاخص‌های قابلیت اطمینان محاسبه شده و بعد از آن با توجه به محل وقوع خطا (در داخل یا خارج از ناحیه‌ی وقوع خطا) زیان‌های مالی سالانه مرتبط با قطع فرآیند ارزیابی می‌گردد. سپس منابع تولید پراکنده در شبکه نصب می‌شود و در نهایت منابع تولید پراکنده در نزدیکی مشترکین صنعتی نصب می‌شوند و ناحیه‌بندی شبکه تغییر می‌کند و بدین صورت زیان‌های مالی سالانه مرتبط با قطع فرآیند محاسبه می‌شود. اولویت بازیابی با مشترکینی است که خارج از ناحیه ی وقوع خطا قرار گرفته اند. بدین صورت با ناحیه بندی شبکه، هنگامی که خطایی در شبکه رخ دهد با استفاده از سوییچ های اتوماتیک می توان قسمتی که خطا در آن اتفاق افتاده است را از مابقی شبکه جدا نمود. با این کار می توان مشترکینی که خارج از ناحیه‌ی وقوع خطا قرار دارند را بازیابی نمود. بعد از این موارد توسط مانیتورینگ شبکه یا اطلاع از طریق دیسپاچینگ، اپراتورهای شبکه به محل وقوع خطا خواهند رفت و مشکل به وجود آمده را حل می‌کنند. این کار از قطع شدن تمام مشترکین تا برطرف شدن خطا جلوگیری می‌کند. همچنین با در نظر گرفتن زمان مصونیت، آسیب پذیری مشترکین در مواجهه با خطا مشخص می‌گردد و از این طریق می‌توان زیان‌های مالی‌ای که به مشترکین و شبکه وارد می‌شود را کاهش داد.

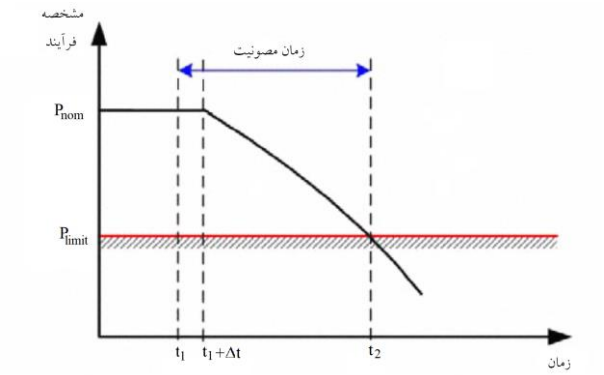
۲- مفاهیم مورد استفاده

برای ارزیابی زیان های مالی مرتبط با قطع فرآیند نیاز به تعریف مفاهیمی می‌باشد که در ادامه آمده است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-05-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1400.18.2.6.7]
[DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131]

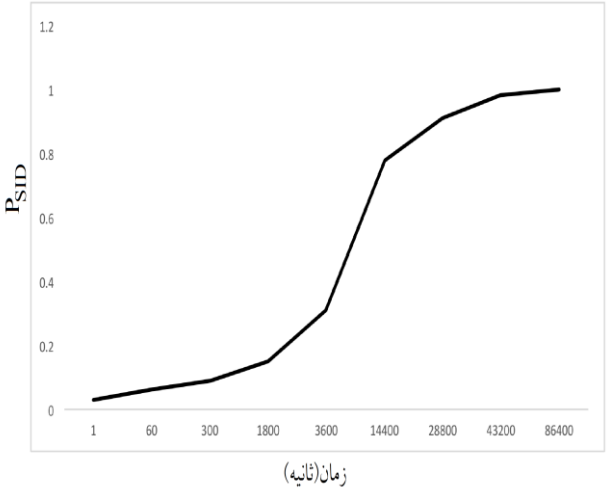
PIT: یک واژه‌ی جدید در حوزه‌ی کیفیت توان در مورد ایمنی فرآیندهای صنعتی در مقابل افت دینامیکی ولتاژ می‌باشد. شکل (۱) مفهوم زمان مصونیت را توضیح می‌دهد. در زمان t_1 منبع تغذیه دچار یک وقفه می‌شود. از این‌رو، فرآیند شروع به انحراف از مقدار نامی خود می‌کند. در زمان t_2 فرآیند به حداقل مقدار مورد نیاز برای کارکرد عادی خود می‌رسد. چنان‌چه این کاهش ادامه داشته باشد، فرآیند بیش از این زمان نمی‌تواند به طور عادی کار کند و خاموش خواهد شد[۱۳].

CTCP: این منحنی به نام منحنی مشخصه زمان- جریان نیز معروف است که نشان دهنده‌ی مقدار زمان مورد نیاز برای تجهیزات حفاظتی است که در اثر عبور جریان بیشتر از حد تحمل، قطع شوند. این زمان بسیار وابسته به محل وقوع خطا و نوع تجهیز حفاظتی مورد استفاده در شبکه می‌باشد.



شکل (۱): مفهوم زمان مصونیت در یک فرآیند

CSID: این مدت زمان شامل زمان محل‌یابی خطا، مدت تعمیر و... می‌باشد. این منحنی را می‌توان از داده‌های تاریخی به دست آورد. همچنین می‌توان برای مشترکینی که در نواحی دیگر قرار دارند از این منحنی استفاده نمود. بنابراین احتمال قطع دایمی P_{SID} از نمودار CSID به دست می‌آید. یعنی $P_{SID}(T)$ بیان‌گر احتمال یک قطعی دایمی است که بعد از T ساعت تعمیر می گردد [۱۴].



شکل (۲): منحنی P_{SID} بر حسب زمان

۳- مدل سازی

هدف این مقاله ارایه مدلی است که بتواند زیان‌های مالی تحمیلی بر مشترکین را در شبکه‌ی توزیع کاهش دهد. برای این کار با استفاده از شاخص‌های قابلیت اطمینان و سوییچ‌های اتوماتیک و استفاده از مفهوم زمان مصونیت شبکه بازیابی می‌شود.

مدت زمان بازیابی در حالتی که سوییچ‌ها به صورت اتوماتیک و کنترل از راه دور هستند با حالتی که سوییچ‌ها دستی می‌باشند متفاوت است. مدلی که برای زمان بازیابی و زمان تغذیه مجدد قسمت دارای خطا در نظر گرفته شده است به صورت روابط (۱)-(۳) می‌باشد:

$$t_{RD}=t_{RF}+t_{AC} \quad (۱)$$

$$t_{RD}=t_{RF}+t_{FL}+t_{AC} \quad (۲)$$

$$t_{RE}=t_{RF}+t_{FL}+t_{repair} \quad (۳)$$

که در آن‌ها t_{RD} عبارت است از مدت زمان بازیابی و در رابطه‌ی (۱) بیان‌گر بازیابی سریع با سوییچ اتوماتیک و در رابطه‌ی (۲) بیان‌گر بازیابی آهسته با سوییچ دستی می‌باشد.

t_{RF} مدت زمان گزارش خطا بعد از عمل‌کردن تجهیز حفاظتی، t_{AC} مدت زمان عملکرد سوییچ بعد از عمل کردن تجهیز حفاظتی، t_{FL} مدت زمان تشخیص محل خطا بعد از عمل‌کردن تجهیز حفاظتی، t_{RE} مدت زمان تغذیه مجدد قسمت دارای خطا بعد از عمل کردن تجهیز حفاظتی، t_{repair} مدت زمان تعمیر تجهیزات به دلیل خطای الکتریکی بعد از عمل کردن تجهیز حفاظتی می‌باشد.

۳-۱- احتمال قطع فرآیند مشترکین قرار گرفته در ناحیه وقوع خطا

برای مشترکینی که در قسمت دارای خطا قرار گرفته‌اند، احتمال قطع فرآیند به دلیل قطعی طولانی مدت از رابطه‌ی (۴) به دست می‌آید:

$$Zn_1=[P_{SID}(T_\infty)-P_{SID}(PIT)] \quad (۴)$$

منظور از T_∞، یک شبانه روز معادل ۲۴ ساعت می‌باشد و $P_{SID}(T_\infty)$، یعنی احتمال تعمیر یک تجهیز در ساعت ۲۴ و $P_{SID}(PIT)$، احتمال تعمیر در زمان مصونیت می‌باشد. برای مثال احتمال قطع یک فرآیند با فرض زمان مصونیت نیم ساعت مطابق شکل (۲) برابر ۰/۸۵ می‌باشد.

$$P_{SID}(86400) = 1$$
$$P_{SID}(1800) = 0.15$$
$$Zn_1 = [P_{SID}(86400)-P_{SID}(1800)] = 0.85$$

۳-۲- احتمال قطع فرآیند مشترکین خارج از ناحیه وقوع خطا

مدت زمان بازیابی برای مشترکینی که در قسمت سالم می‌باشند مطابق رابطه‌ی (۵) به دست می‌آید.

$$T_{REC}=T_I+t_{RD} \quad (۵)$$

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-05-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1400.18.2.6.7]
[DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol.18 No.2 Summer 2021

T_I بیان‌گر زمان عملکرد ادوات حفاظتی، t_{RD} مدت زمان بازیابی برای قسمت بدون خطا می‌باشد.

زمان بازیابی قسمت بدون خطا T_{REC} نام دارد. بعد از زمان آغاز وقفه فرآیند به دلیل قطعی طولانی (T_I^P)، شاخص‌های فرآیند (P_P) قادر به عملکرد با ولتاژی کمتر از ولتاژ منبع تغذیه نیستند. همچنین T_I^P به زمان مصونیت وابسته است، بنابراین از بیان موارد بالا دو حالت قابل تصور است:۱- $T_{REC}<T_I^P$ و ۲- $T_{REC}>T_I^P$.

اگر $T_{REC}<T_I^P$ باشد بعد از T_I، شاخص‌های فرآیند شروع به انحراف از مقدار نامی‌خود می‌کند. اما در T_{REC}، سوییچ‌های دستی یا اتوماتیک در قسمت سالم عمل می‌کنند و بنابراین فرآیند قطع نخواهد شد زیرا P_P بالاتر از P_{limit} یا حد مجاز خود قرار دارد و منبع تغذیه بعد از T_{REC} باز می‌گردد. از این رو احتمال قطع فرآیند بعد از T_I^P برابر صفر خواهد بود.$Zn_1(PIT)=0$

اگر $T_{REC}>T_I^P$ باشد بعد از T_I^P، فرآیند به دلیل وقفه طولانی، قطع می‌شود. زیرا پارامترهای فرآیند پایین‌تر از حد مجاز خود قرار می‌گیرند و در این حالت احتمال قطع فرآیند ناشی از وقفه طولانی بعد از T_I^P به دو بازه تقسیم می‌شود که عبارت است از $[T_I^P,T_{REC}]$ و $[T_{REC} , T_\infty]$. بنابراین احتمال قطع فرآیند به‌ترتیب با Zn_{1A} و Zn_{1B} نمایش داده می‌شوند و از روابط (۶) و (۷) به دست می‌آیند.

$$Zn_{1A}=[P_{SID}(t_{RD}^{(2)})-P_{SID}(PIT)] \quad (۶)$$

$$Zn_{1B}=[P_{SID}(T_\infty)-P_{SID}(t_{RD}^{(2)})] \quad (۷)$$

t_{RD} مدت زمان بازیابی برای قسمت بدون خطا می‌باشد.

همچنین زمان شروع وقفه در فرآیند به دلیل قطعی طولانی مدت نیز از رابطه (۸) به دست می‌آید.

$$T_I^P=T_I+PIT_{(C)} \quad (۸)$$

در نهایت احتمال قطع فرآیند برای مشترکینی که در قسمت سالم هستند از مجموع Zn_{1A} وZn_{1B} به دست می‌آید. سپس باید این آنالیز برای تمام مشترکین انجام گیرد.

$$Zn_1(PIT)=Zn_{1A}+Zn_{1B} \quad (۹)$$

۳-۳- ارزیابی مقادیر سالانه قطع فرآیند

فرمول استفاده شده برای ارزیابی عملکرد سالانه با توجه به قطع فرآیند($*CZ_{T(Z)\text{-}year}$) در روابط (۱۰) و (۱۱) نشان داده شده است:

$$N_{years}=N_{prot}/(\lambda_{DF}*d_{DF}) \quad (۱۰)$$

$$*CZ_{T(Z)\text{-}year}^{(C)}=(*CZ_{T(Z)}^{(C)}/N_{years})*F_{CA}^{(C)} \quad (۱۱)$$

N_{prot} تعداد کل شبیه سازی‌ها که در آن ادوات حفاظتی فعال هستند، λ_{DF} میزان خطای سالانه اتفاق افتاده در هر کیلومتر از فیدر، d_{DF} طول فیدر بر حسب کیلومتر، N_{years} تعداد کل سال‌های در نظر گرفته شده در طول فرآیند ارزیابی سالانه، F_{CA} برابر فاکتور فعالیت مشترک می‌باشد که برای هر نوع از مشترکین (خانگی،تجاری و صنعتی) دارای مقدار ثابت و متفاوتی می‌باشد [۱۵]. برای مثال برای یک شرکت صنعتی که ۸ ساعت در روز کار می‌کند و روزهای پنج‌شنبه و جمعه تعطیل است، فاکتور فعالیت مشترکین در سال برابر است با {(365-104)/365}*8/24=0.24

مقدار $*Z_{T(Z)}$ بیان شده در معادله‌ی (۱۱) از رابطه‌ی زیر به دست می‌آید:

$$*Z_{T(Z)}=Z_{T(Z)}(PIT)+[Z_{T(Z)}(0)-Z_{T(Z)}(PIT)]*F_{ERS} \quad (۱۲)$$

که در آن $Z_{T(Z)}(PIT)$ مطابق رابطه‌ی (۱۳) محاسبه می‌شود.

$$Z_{T(Z)}(PIT)=[P_{SID}(t_{z-1})-P_{SID}(t_z)] \quad (۱۳)$$

جدول (۱): هزینه ی قطعی مشترکین (میلیون تومان/کیلووات ساعت) مطابق [15] با تغییر

نوع مشترک	هزینه قطعی مشترک (میلیون تومان) برای مدت زمان				
	۰-۲۰ دقیقه	۲۰دقیقه -۱ساعت	۱-۴ ساعت	۴-۸ ساعت	۸-۲۴ ساعت
خانگی	۰/۰۰۲	۰/۰۰۸	۰/۰۵۸	-	-
تجاری	۰/۶۰۱	۱/۲۹۸	۴/۲۲۶	۸/۸۰۷	۱۲/۲۵۰
صنعتی	۳۵/۵۲۵	۵۲/۶۷۵	۹۳/۱۰۰	۱۴۷	۱۹۹/۶۷۵

برای بهبود دقت ارزیابی زیان‌های مالی، هزینه‌ی قطعی مشترکین(CIC) درنظر گرفته شده و در جدول (۱) آمده است. در مورد انتخاب بازه‌ی t_z و t_{z-1} با توجه به این‌که مشترک در محل وقوع خطا قرار دارد یا در قسمت سالم است دو حالت پیش می‌آید. برای مشترکینی که در قسمت بدون خطا قرار گرفته‌اند برای محاسبه‌ی $Z_{T(Z)}$، آن را به چند بازه‌ی زمانی تقسیم می‌کنند. این بازه‌ها بستگی به تعداد بازه‌های زمانی مشخص هزینه‌ی قطعی مشترک دارد. از اختلاف بین t_{RD} و PIT این بازه‌ها مشخص می‌گردند. برای مثال اگر بازه‌های هزینه‌ی قطعی مشترک مطابق جدول (۱) باشد و همچنین اگر t_{RD} برابر ۹۰ دقیقه و PIT برابر ۳۰ دقیقه باشد، $Z_{T(Z)}$ به دو زیر بازه‌ی [۲۰-۰ دقیقه] برای z=1 و [۱ساعت-۲۰دقیقه] برای z=2 تقسیم می‌شود. در مورد مشترکینی که دچار قطعی شده‌اند، هر وقفه‌ای که اتفاق بیفتد، بزرگ‌تر از t_{RD} می‌باشد. بنابراین اولین زمان بین t_{RD}-PIT و T_∞ از زمان‌های مشخص هزینه‌ی قطعی مشترک انتخاب می‌شود. برای مثال اگر t_{RD} برابر ۹۰ دقیقه و PIT برابر ۳۰ دقیقه باشد، در این صورت قطعی منبع بیش از یک ساعت خواهد بود. بنابراین$Z_{T(Z)}$ بین [۲۴-۱ساعت] قرار خواهد گرفت. اما اولین بازه‌ی مشخص [۴-۱ ساعت] می‌باشد، پس با توجه به نوع مشترک، مقدار این بازه‌ی زمانی برای معادله انتخاب خواهد شد.

افت دینامیکی ولتاژ موجب مزاحمت برای عملکرد عادی تجهیزات و همچنین باعث وقفه در کل فرآیند می‌گردد. در این مورد اگر ولتاژ نامی قبل از زمان مصونیت بازیابی شود، فرآیند دچار قطعی نمی‌گردد. اما اگر ریکلوزری برای تجهیزات وجود نداشته باشد یا حتی یکی وجود داشته باشد، ممکن است در هنگام بازیابی منبع دچار خرابی گردد و باعث شود تجهیزات و فرآیند به درستی تغذیه نگردند. با توجه به این مورد فرآیند دچار قطعی می‌گردد، حتی اگر زمان مصونیت به اندازه‌ی کافی برای مقابله با اغتشاش طولانی باشد. به منظور در نظر گرفتن

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-05-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1400.18.2.6.7]
[DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131]

ریست اتوماتیک در تجهیزات، فاکتور ریست شدن تجهیزات شبکه (F_{ERS}) در نظر گرفته می‌شود. فاکتور ریست تجهیزات شبکه مطابق [۱۴] به دست می‌آید.

۳-۴- ارزیابی زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند

بعد از محاسبه‌ی $CZ_{T(Z)\text{-year}}$*، زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند محاسبه می‌گردد. دو مفهوم در این جا به کار برده شده است؛ T_{PRS} و P_{PRS}. یعنی بعد از قطع فرآیند، فرآیند باید به صورت اتوماتیک یا دستی ریست شود. مدت زمان این رویه و به دنبال آن، احتمال این روند، از داده‌های تاریخی و بسته به هر فرآیند مشخص می‌گردد. زیان‌های مالی برای کاهش زیان‌های مرتبط با قطع فرآیند از رابطه‌ی (۱۴) به دست می‌آید:

$$AFLPT^{C}_{LDI}=\sum_{z=1}^{Z}[*CZ^{C}_{T(Z)\text{-year}} * \sum_{h=1}^{H}(CIC^{C}_{z,h}(t_z+T_{PRSh})*P_{PRS}(T_{PRSh}))] \quad (۱۴)$$

در رابطه‌ی (۱۴)، t_z بیشترین مقدار زمانی در بازه ی z می‌باشد، h بازه‌ی زمانی برای ریست شدن فرآیند است که مطابق جدول (۲) محاسبه می‌گردد و حد بالای آن ۲۴ ساعت است و z بازه‌ی زمانی هزینه‌ی قطعی مشترکین می‌باشد که از جدول (۱) به دست می‌آید و حد بالای آن ۲۴ ساعت است.

زیان‌های مالی سالانه در کل شبکه، مطابق رابطه‌ی (۱۵) نمایش داده می‌شود.

$$NetFLPT=\sum_{c=1}^{C} A_{FLPT^{C}_{LDI}} \quad (۱۵)$$

جدول (۲): احتمال ریست شدن فرآیند برای کارکرد عادی مطابق [16]

مدت زمان ریست شدن فرآیند (T_{PRSh}(hours)	احتمال ریست شدن فرآیند $P_{PRS}(T_{PRSh})$
۰< T_{PRSh} <۱	۰/۶
۱< T_{PRSh} <۴	۰/۳
۴< T_{PRSh} <۲۴	۰/۱

رویه‌ی محاسبه‌ی زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند به صورت زیر می‌باشد:

۱- ورود اطلاعات و داده ها شامل باس بارها، خطوط، ادوات حفاظتی و...
۲- محاسبه‌ی پخش بار و بررسی مقدار ولتاژ و جریان‌ها
۳- محاسبه‌ی T_I با استفاده از نمودار زمان-جریان
۴- انتخاب مشترک
۵- اگر مشترک در ناحیه وقوع خطا باشد برو به ۶ در غیر این صورت برو به ۷
۶- محاسبه‌ی Zn_1 از رابطه‌ی (۴)
۷- محاسبه‌ی Zn_1 از رابطه‌های (۶) الی (۹)
۸- محاسبه‌ی $Z_{T(Z)}$ از رابطه‌ی (۱۳)
۹- آیا تمام مشترکین مورد تحلیل قرار گرفته‌اند؟ در صورت مثبت بودن برو به ۱۰ در غیر این صورت برو به ۴
۱۰- محاسبه‌ی فرآیندهای سالانه از رابطه‌های (۱۰) و (۱۱)
۱۱- محاسبه‌ی زیان‌های مالی سالانه مرتبط با قطع فرآیند از رابطه‌های (۱۴) و (۱۵)

۴- شبیه سازی و تحلیل نتایج

برای درک بهتر ارزیابی زیان های مالی مرتبط با قطع فرآیند مشترکین، مطالب بیان شده در قسمت مدل‌سازی، بر روی شبکه ۳۴ باسه‌ی توزیع IEEE پیاده سازی شده است [۱۷]. این شبکه به پنج ناحیه تقسیم شده و در هر ناحیه یک کلید قطع و وصل وجود دارد. محل بهینه‌ی هر کلید از مقایسه‌ی بهترین مقدار به دست آمده از شاخص‌های قابلیت اطمینان انتخاب شده است. بهترین محل برای کلیدها در ابتدای شاخه های فرعی شبکه نمونه بوده است. از نظر قابلیت اطمینان، شاخص‌های SAIDI، SAIFI و ENS در حالتی که کلیدها به صورت سکسیونر و سکشنلایزر می‌باشند مطابق

جدول (۳) است. زمان بازیابی برای سکسیونر چهار ساعت و برای سکشنلایزر نیم ساعت در نظر گرفته شده است.

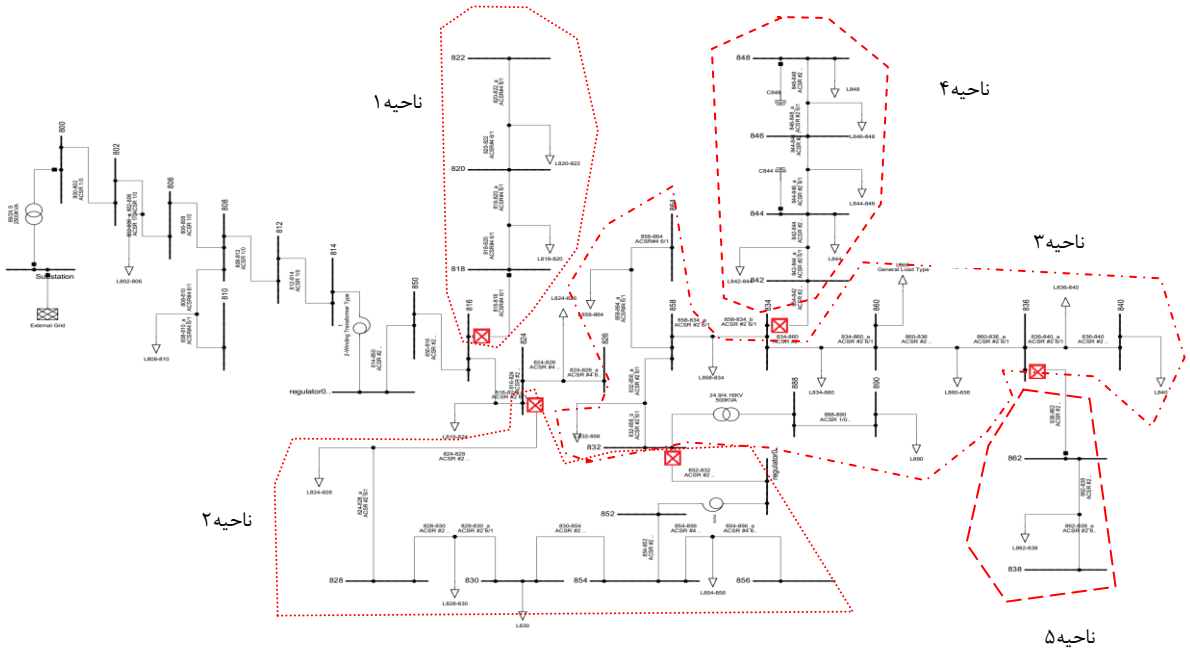
جدول (۳): مقایسه ی شاخص های قابلیت اطمینان دو نوع سوییچ در شبکه پایه

شاخص	سکشنلایزر	سکسیونر
SAIDI (hours/customer)	۴/۲۵۴	۶/۰۶۲
SAIFI (interruption/customer)	۰/۹۹۸۲۶۹	۰/۹۹۸۲۶۹
ENS (MWh/year)	۴/۱۹۰	۹/۷۸۲

حالت‌های مختلفی از شبکه بررسی شده تا میزان زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند مشترکین مورد تحلیل و ارزیابی قرار گیرد که عبارت اند از:

۱- لیدهای قطع و وصل به صورت سکسیونر و شبکه پایه
۲- کلیدهای قطع و وصل به صورت سکشنلایزر و شبکه پایه
۳- کلیدهای قطع و وصل به صورت سکسیونر و شبکه پایه متصل به منابع تولید پراکنده
۴- کلیدهای قطع و وصل به صورت سکشنلایزر و شبکه پایه متصل به منابع تولید پراکنده
۵- کلیدهای قطع و وصل به صورت سکسیونر و فراگیری منابع تولید پراکنده در نزدیکی مشترکین صنعتی
۶- کلیدهای قطع و وصل ناحیه ۲ سکشنلایزر و قرارگیری منابع تولید

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-05-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1400.18.2.6.7]
[DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol.18 No.2 Summer 2021



شکل (۳):شبکه توزیع ۳۴ باسه IEEE

نتایج زیان‌های مالی در حالت‌های مختلف بهره‌برداری شبکه به تفکیک هر ناحیه در جدول (۴) آمده است. مطابق جدول (۴) استفاده از سکشنلایزر به جای سکسیونر باعث بهبود ۴۰/۱۷ درصد در زیان‌های مالی مشترکین می‌گردد. همان‌طور که مشخص است، زیان مالی در ناحیه ۲ از سایر نواحی بیشتر است. دلیل این موضوع، قرار گرفتن در مسیر اصلی تغذیه سایر مشترکین است. یعنی اگر ناحیه ۲ دچار قطعی شود، نواحی ۳، ۴ و ۵ هم قطع می‌گردند.

در حالت‌های ۳ و ۴ منابع تولید پراکنده در دو ناحیه ۴ و ۵ قرار داده شده اند. این منابع توانایی پاسخ‌گویی بار همان ناحیه را دارند. با وقوع خطا در ناحیه‌های ۴ یا ۵ زیان‌های مالی همانند شبکه پایه تغییری نمی‌کند. اما اگر خطایی در ناحیه ۳ رخ دهد، آن‌گاه کلیدهایی که در ابتدای ناحیه‌های ۴ و ۵ قرار دارد، قطع شده و منابع تولید پراکنده وارد مدار می‌شود. به این ترتیب فقط ناحیه ۳ دچار قطعی می‌گردد و زیان‌های مالی کمتری به مشترکین تحمیل می‌گردد.

حال چنان‌چه خطایی در ناحیه ۲ رخ دهد، همانند مطلب بیان شده ناحیه‌های ۴ و ۵ ارتباط خود را با شبکه قطع می‌کنند و از طریق منابع تولید پراکنده تغذیه می‌گردند. اما به دلیل ظرفیت محدود منابع تولید پراکنده ناحیه ۳ به اجبار دچار وقفه می‌گردد و قطع می‌شود. این شرایط تا بازیابی مجدد ناحیه ۲ ادامه پیدا می‌کند. استفاده از منابع تولید پراکنده در این شبکه در حالتی که از سکشنلایزر به جای

شکل (۴): مقایسه‌ی زیان‌های مالی مشترکین در حالت‌های مختلف بهره‌برداری شبکه

جدول (۴): زیان های مالی مرتبط با قطع فرآیند در حالت های مختلف بهره برداری شبکه(میلیون تومان)

		ناحیه ۱	ناحیه ۲	ناحیه ۳	ناحیه ۴	ناحیه ۵
حالت۱	د	۳۸،۰۹۲	۸۸،۸۶۷	۷۹،۲۹۸	۲۸،۶۷۵	۷،۸۲۷
	خ	۵۸،۳۰۴	۲۸،۳۳۹	۳۰،۰۰۹	۶۵،۰۹۵	۷۷،۲۵۷
حالت۲	د	۲۲،۴۹۱	۵۳،۰۵۰	۵۱،۴۶۸	۱۹،۴۸۲	۴،۶۳۸
	خ	۳۰،۸۸۳	۱۷،۱۴۸	۱۸،۱۲۹	۳۶،۶۰۰	۴۲،۱۲۰
حالت۳	د	۳۸،۰۹۲	۴۵،۳۸۴	۴۲،۷۹۵	۲۸،۶۷۵	۷،۸۲۷
	خ	۵۸،۳۰۴	۵۱،۹۶۲	۵۳،۶۳۲	۶۵،۰۹۵	۷۷،۲۵۷
حالت۴	د	۲۲،۴۹۱	۲۸،۹۱۲	۲۷،۳۳۰	۱۹،۴۸۲	۴،۶۳۸
	خ	۳۰،۸۸۳	۲۹،۸۸۶	۳۰،۸۶۷	۳۶،۶۰۰	۴۲،۱۲۰
حالت۵	د	۳۸،۰۹۲	۴۳،۲۰۹	۴۰،۶۲۰	۲۸،۶۷۵	۱۰،۰۰۲
	خ	۵۸،۳۰۴	۵۱،۹۷۴	۵۳،۶۴۴	۶۵،۰۹۵	۷۷،۲۴۵
حالت۶	د	۲۲،۴۹۱	۲۴،۸۴۴	۲۳،۲۶۲	۱۹،۴۸۲	۸،۷۰۵
	خ	۳۰،۸۸۳	۲۸،۰۵۶	۲۹،۰۳۷	۳۶،۶۰۰	۴۳،۹۵۰

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-05-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1400.18.2.6.7]
[DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131]

حرف " د" بیان‌گر زیان مالی در ناحیه وقوع خطا و حرف "خ" بیان‌گر زیان مالی خارج از ناحیه وقوع خطا می‌باشد.

سکسیونر استفاده شود، ۴۱/۷۵درصد در مورد زیان های مالی مرتبط با قطع مشترکین بهبود پیدا می‌کند و همچنین نسبت به مورد مشابه شبکه پایه، در حالت استفاده از سکشنلایزر ۷/۷ درصد و سکسیونر ۵/۲ درصد بهبود پیدا کرده است. در دو حالت ۵ و ۶، منابع تولید پراکنده در نزدیکی دو بار صنعتی قرار گرفته است و ناحیه‌بندی شبکه دچار تغییر شده است. در این دو حالت زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند مشترکین در حالت استفاده از سکشنلایزر به عنوان کلید بهبود ۰/۵ درصدی نسبت به حالت ۴ پیدا کرده است. و در مورد سکسیونر هم ۲/۱۶درصد بهبود نسبت به حالت ۳ ایجاد شده است.

چنان‌چه در محاسبات و شبیه‌سازی، از زمان مصونیت صرف‌نظر کنیم؛ آن‌گاه زیان‌های مالی مشترکین صنعتی و تجاری مرتبط با قطع فرآیند، به میزان ۴/۳درصد در حالتی که کلیدها به صورت سکسیونر هستند و ۴/۸ درصد در حالتی که کلیدها به صورت سکشنلایزر هستند افزایش پیدا می‌کند. میزان زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند در حالت شبکه پایه، با درنظرگیری و بدون در نظرگرفتن زمان مصونیت به تفکیک نواحی در جدول (۵) آمده است.

جدول (۵): مجموع زیان های مالی مرتبط با قطع فرآیند با در نظرگرفتن زمان مصونیت و بدون درنظرگیری آن

زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند با در نظر گرفتن زمان مصونیت (میلیون تومان)					
	ناحیه ۱	ناحیه ۲	ناحیه ۳	ناحیه ۴	ناحیه ۵
سکسیونر	۹۶،۳۹۸	۱۱۰،۲۲۷	۱۰۹،۳۰۸	۹۳،۷۷۱	۸۵،۰۸۵
سکشنلایزر	۵۳،۳۷۵	۷۰،۱۹۹	۶۹،۵۹۹	۵۶،۰۸۳	۴۶،۷۵۹
مجموع زیان مالی ناشی از سکسیونر					۴۹۴،۷۸۹
مجموع زیان مالی ناشی از سکشنلایزر					۲۹۶،۰۱۵
زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند بدون در نظرگیری زمان مصونیت (میلیون تومان)					
	ناحیه ۱	ناحیه ۲	ناحیه ۳	ناحیه ۴	ناحیه ۵
سکسیونر	۹۸،۹۱۷	۱۱۴،۳۵۴	۱۱۳،۴۸۴	۹۷،۲۸۲	۸۱،۰۱۸
سکشنلایزر	۵۵،۸۰۷	۷۴،۱۷۵	۷۳،۱۸۵	۵۸،۹۹۸	۴۹،۰۵۵
مجموع زیان مالی ناشی از سکسیونر					۵۱۲،۰۵۵
مجموع زیان مالی ناشی از سکشنلایزر					۳۱۱،۲۲۰

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، مدلی برای بازیابی شبکه توزیع برق جهت کاهش زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند مشترکین، به طور خاص مشترکین تجاری و صنعتی بیان شد. این کار با مقایسه ی دو نوع سوییچ سکسیونر و سکشنلایزر انجام شد. همچنین از مفهوم زمان مصونیت استفاده گردید. محل بهینه‌ی کلیدها از مقایسه‌ی شاخص‌های قابلیت اطمینان در هر ناحیه انتخاب شد. استفاده از سکشنلایزر باعث بهبود ۲۹/۸۳ درصدی در مقدار SAIDI و ۵۷/۱۷ درصدی در مقدار ENS نسبت به استفاده از سکسیونر در شبکه پایه شده است. زیان‌های مالی سالانه در دو حالت داخل در ناحیه وقوع خطا و خارج از ناحیه‌ی آن محاسبه گردید. اولویت بازیابی با مشترکینی بوده که خارج از ناحیه‌ی وقوع خطا قرار داشتند. استفاده از سکشنلایزر به‌جای سکسیونر در حدود ۴۱/۵ درصد در کاهش زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند مشترکین تاثیرگذار بوده است. همچنین زیان‌های مالی مرتبط با قطع فرآیند مشترکین در دو حالت وجود زمان مصونیت و بدون درنظرگرفتن آن برای دو نوع سوییچ محاسبه شد.

زیان های مالی در داخل و خارج از ناحیه ی وقوع خطا بررسی شده اند. دلیل این کار اولویت بخشی به بازیابی مشترکینی بوده که خارج از ناحیه ی وقوع خطا قرار داشته اند. یعنی با استفاده از سوییچ های اتوماتیک و جایابی بهینه آن ها می توان زیان های مالی را کاهش داد.

مراجع

[1] Nelson, J. P., Lankutis, D., "Putting a Price on Power Interruptions," IEEE Industry Application Magazine, vol.22, pp.30-40, July/Aug. 2016.

[2] President's Council of Economic Advisers and the U.S. Department of Energy's office of Electricity and Energy Reliability, Economic benefits of increasing electric grid resilience to weather outages, USA, Tech. Rep. Aug. 2013. [online] Available: http://energy.gov/ sites/ prod/ files/ 2013/ 08/ f2/ Grid %20 Resiliency% 20 Report _ FINAL.pdf

[3] Borges, T. T., Carneiro Jr, S., Garcia, P. A. N. and Pereira, J. L. R., "A new OPF based distribution system restoration method," Electrical Power and Energy System, vol.80, pp.297-305, Jan. 2016.

[4] Lopez, J. C., Franco, J. F., Rider, M. J. and Romero, R., "Optimal restoration/maintenance switching sequence of unbalanced three-phase distribution systems," IEEE Trans. Smart Grid, vol.9. pp. 6058-6068, Nov.2018.

[5] Yuan, C., llindala, M. S. and Khalsa, A.S., "Modified Viterbi algorithm based distribution system restoration strategy for grid resiliency," IEEE Trans. Power Del., vol.32, pp. 310-319, Feb. 2017.

[۶] سعید سلمانی، شهدام جدید " بهره برداری بهینه شبکه توزیع هوشمند در حضور منابع تولید پراکنده"، نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، دوره ۱۳، شماره ۳، آذر ۱۳۹۵.

[7] Hickey, R. B., Electrical Construction Data book, New York, USA, Mc Graw Hill, 2002.

[8] Smart Grid.gov, "Recovery Act Smart Grid Programs: Project Information", May. 2014. [online] Available: https:// www.smartgrid.gov/ recovery-act/ project_ information.

[9] Omer, M., Ai-Khaldi, A., Al-Muhaini, M., "Financial Analysis of Improving the Reliability of Critical Power," 9th IEEE- GCC conference and Exhibition (GCCCE), May. 2017.

[10] Lopez, J. C., Franco, J. F. and Rider, M. J., "Optimisation- based switch allocation to improve energy losses and service restoration in radial electrical distribution systems," IET Generation, Transmission and Distribution, vol.10. pp. 2792-2801, Mar. 2016.

[11] Wang, F., Chen, C., Li, C., Cao, Y., Li, B., Zhou, B. and Dong, X., "A multi – stage restoration method for medium – voltage distribution system with DG's," IEEE Trans. Smart Grid, vol.8. pp. 2627-2636. Nov. 2017.

[۱۲] بابک جدی، رضا غفارپور، علی محمد رنجبر" ارتقاء شاخص های پدافند غیرعامل با استفاده از برنامه ریزی بهینه منابع تجدید پذیر

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-05-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1400.18.2.6.7]
[DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131]

انرژی در شبکه های هوشمند توزیع برق"، نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، دوره ۱۵، شماره ۱، فروردین ۱۳۹۷.

[13] Van-Reusel, K., Stockman, K., Driessens, W., "Process Immunity Time:Assessment of its Practicability in Industry," in proc.14th Int.Conf.Harmon.Qual.Power, 2010.

[14] Cebrian, J. C., Milanovic, J. V., Kagan, N., "Probabilistic Assessment of Financial Losses in Distribution Network due to Fault-Induces Process Interruptions Considering Process Immunity Time,"IEEE Trans. Power Del., vol. 30, pp. 1478-1486, Jun. 2015.

[15] Milanovic, J. V., Gupta, C. P., "Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Vltage Sag:Part II:Practical Implementation," IEEE Trans. Power Del., vol. 30, pp. 925-932, Apr. 2006.

[16] Cebrian, J. C., Kagan, N., Milanovic, J. V., "Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance With Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting: Part II-Economic Assessment," IEEE Trans. Power Del., vol. 33, pp. 52-61, Dec. 2016.

[17] Baughman, M. L., Liu, C. –C., Dugan, R. C., "IEEE 34 Node Test Feeder," IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY Power System Analysis, Computing and Economics Committee.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-05-20]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1400.18.2.6.7]

[DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.131]