Journal of **N**ovel **R**esearches on **S**mart **P**ower **S**ystems - Vol. 13 - No. 3 – Autumn 2024
P-ISSN: 2322-2468, E-ISSN: 2981-0272, https://jeps.dezful.iau.ir/

Research Article

Determining the optimal strategy in self-healing smart distribution network restoration with reliability cost predication method

Seyed Hossein Hassanzadeh Fard[1], *Ph.D. student,* Amin Samanfar*[2], *Assistant Professor,* Mehdi Nikzad[3], *Assistant Professor,* Mohsen Rashidi[4], *Associate Professor*

[1] Department of Electrical Engineering, Khorramabad Branch, Islamic Azad University, Khorramabad, Iran, hasanzadehfard@gmail.com

[2] Department of Electrical Engineering, Khorramabad Branch, Islamic Azad University, Khorramabad, Iran, a.samanfar@khoiau.ac.ir

[3] Department of Electrical Engineering, Islamshar Branch, Islamic Azad University, Islamshar, Iran, mehdi.nikzad@yahoo.com

[4] Department of Economics and Accounting, Faculty of Economics, Lorestan University, Iran Rashidi.m@lu.ac.ir

Abstract:
Today's distribution networks have made significant progress in terms of dimensions and components and are one of the important pillars of the economy of each country. Governments often look for ways to minimize network damage in critical and fault situations, limiting the scope of faults to maintain maximum service continuity. After a failure occurs, during the restoration period, the operator or network administrator`s right decision, can reduce the dimensions of the failure and prevent further damage. As future networks move towards self-healing, decision-making functions must be empowered so that by maintaining the technical constraints of the network, they can create sustainable emergencies with timely interventions. To do this, the Customer damage function factor can be used, which is presented as a number for each type of Customer and with a dollar unit per kilowatt hour and he valued the feeders, but due to the probable nature of the cost in outages, this factor is not complete alone. This article uses the Customer damage probability function, which is calculated separately for each feeder and can be applied to the entire network. The cost prediction method for the sample Composite feeder was simulated, using the Monte Carlo method as well as the UGF method, and despite having the same input and achieving the same results, the response speed in the UGF method was much higher.

Keywords: Self-healing distribution networks; Smart restoration; Predicting the cost of reliability**.**

Received: 21 July 2024
Revised: 11 Sep. 2024
Accepted: 1 Oct. 2024

*** Corresponding Author:** Dr. Amin Samanfar

Citation: S. H. Hassanzadeh Fard, A. Samanfar, M. Nikzad, M. Rashidi, "Determining the optimal strategy in self-healing smart distribution network restoration with reliability cost predication method", Journal of Novel Researches on Smart Power Systems, vol. 13, no. 3, pp. 15-29, December 2024 (in Persian).

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]

مقاله پژوهشی

تعیین استراتژی بهینه در بازیابی شبکه‌های توزیع هوشمند خودترمیم با روش پیش‌بینی هزینه قابلیت اطمینان

سید حسین حسن زاده فرد[۱]، دانشجوی دکتری، امین سامانفر*[۲]، استادیار، مهدی نیکزاد، استادیار[۳] محسن رشیدی[۴]، دانشیار

۱- گروه برق، واحد خرم‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، خرم‌آباد، ایران hasanzadehfard@gmail.com

*۲- گروه برق، واحد خرم‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، خرم‌آباد، ایران a.samanfar@khoiau.ac.ir

۳- گروه برق، واحد اسلامشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، اسلامشهر، ایران mehdi.nikzad@yahoo.com

۴- گروه اقتصاد و حسابداری، دانشکده اقتصاد، دانشگاه لرستان ، خرم‌آباد، ایرانRashidi.m@lu.ac.ir

چکیده: شبکه‌های توزیع امروزی از نظر ابعاد و اجزاء پیشرفت قابل توجهی داشته‌اند و یکی از ارکان مهم اقتصاد هر کشور به شمار می‌روند. دولت‌ها اغلب به دنبال روش‌هایی هستند که در شرایط بحرانی و خطا، خسارت شبکه را به حداقل برسانند، دامنه خطاها را محدود کرده تا استمرار خدمات رسانی حداکثر حفظ گردد. بعد از وقوع خرابی، در دوره بازیابی، تصمیم‌گیری درست و سریع اپراتور یا مدیر شبکه می‌تواند ابعاد خرابی را کاهش دهد و جلوی خسارت بیشتر را بگیرد. با حرکت شبکه‌های آینده به سوی خودترمیمی، باید توابع تصمیم‌گیری قدرتمند شوند به طوری که با حفظ قیود فنی شبکه بتوانند با مداخلات به موقع، شرایط پایدار اضطراری را به وجود آورند. برای این منظور می‌توان فاکتور هزینه خاموشی مشترکین را مورد استفاده قرارداد، که به صورت یک عدد برای هر نوع مشترک و با واحد دلار بر کیلو وات ساعت مطرح شده است و می‌توان فیدرها را ارزش‌گذاری نمود، ولی با توجه به ماهیت احتمالاتی وقوع هزینه در خاموشی‌ها این فاکتور به تنهایی کامل نمی‌باشد. در این مقاله از تابع خسارت احتمالی مشترکین استفاده شده است که برای هر فیدر به طور جداگانه محاسبه می‌گردد و قابل اعمال به کل شبکه نیز می‌باشد. روش پیش‌بینی هزینه‌ها برای فیدر ترکیبی نمونه، با استفاده از روش مونت کارلو و نیز روش تابع مولد عمومی (UGF) در نرم افزار متلب شبیه سازی شده است و با وجود ورودی یکسان و رسیدن به نتایج یکسان، سرعت پاسخ در روش UGF بسیار بالاتر به دست آمده است.

کلمات کلیدی: بازیابی هوشمند، پیش‌بینی هزینه خاموشی، شبکه توزیع خودترمیم

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۴/۳۱

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۳/۶/۲۱

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۷/۱۰

* **نام نویسنده مسئول:** دکتر امین سامانفر

نشانی نویسنده مسئول: خرم‌آباد، شهرک دانشگاهی کمالوند، دانشگاه آزاد اسلامی واحد خرم‌آباد، دانشکده فنی، گروه برق

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13 - No. 3- Autumn 2024

۱- مقدمه

روز به روز بر ابعاد و پیچیدگی سیستم‌های توزیع قدرت افزوده می‌شود. خاموشی‌ها[1] باعث تحمیل هزینه‌های هنگفت بر اقتصاد کشورها می‌گردند [۳]. حملات سایبری و فیزیکی، شرایط سخت آب و هوایی و بلایای طبیعی به عنوان عوامل خرابی‌های بزرگ مطرح هستند. راهکارهای افزایش تاب‌آوری سیستم توزیع و انتقال در اولویت واحدهای تحقیق و توسعه‌ی[2] بهره‌برداری برق کشورها قرار گرفته است [۱و۴]. عملیات بازنشانی[3] بعد از وقوع حوادث سخت[4] نقش کلیدی در افزایش ایمنی و بهره اقتصادی سیستم قدرت دارد [۵و۶].

شبکه‌های قدرت امروزی با کمک فناوری‌های مدرن در تشخیص و کنترل خطا به سمت خودترمیمی[5] حرکت می‌کنند و خودترمیمی یک خصوصیت اصلی سیستم‌های توزیع هوشمند است [۷]. در خصوصیت خودترمیمی، بازیابی اتوماتیک[6] صورت می‌گیرد و در این فرآیند، خود سیستم اقدام به حذف یا محدود کردن خطا می‌کند [۸]. ممکن است، روش‌های هوشمندی مثل تزریق توان، بارزدایی یا انتقال بار یا عملیات اتصال شین‌ها و پیکربندی مجدد مورد استفاده قرار گیرد، تا در نهایت بازیابی کامل یا محلی در سیستم توزیع صورت پذیرد [۹].

بنابراین سیستم‌های توزیع هوشمند قابل انعطاف هستند و در برخورد با خطاهای ایجاد شده استراتژی‌های کنترلی متعددی را پیش رو دارند. یک مساله اساسی، انتخاب بهترین استراتژی ممکن در میان گزینه‌های موجود می‌باشد. در [۱۰] فرایند تصمیم برای انعطاف‌پذیری سیستم های توزیع فعال در برابر حوادث شدید آب و هوایی مطرح شده است. در [۱۱] یک راه حل جامع برای انعطاف پذیری سیستم توزیع مدرن، شامل استراتژی‌های موجود و سخت‌افزار مورد نیاز انعطاف‌پذیری پیشنهاد شده است. در این مرجع تغذیه قابل انعطاف بارها بدون توجه به شاخص‌های اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته است. اخیراً، [۱۲] از برنامه-ریزی خطی عدد صحیح مختلط[7] برای برنامه ریزی بازیابی خدمات خودترمیمی استفاده نموده است. اگرچه این روش نسبت به روش برنامه ریزی خطی برتری دارد، اما تمام استراتژی‌های ممکن را مورد ارزیابی قرار نداده است و خودترمیمی باید تمام خواسته‌های بهره‌بردار از جمله بازده، بهره‌وری، قابلیت اطمینان و ایمنی را نیز برآورده نماید [۲و۱۳].

مهمترین هدف طراحان سیستم‌های توزیع منافع اقتصادی و سودآوری سیستم می‌باشد. اگرچه در نگاه اول بین افزایش قابلیت اطمینان و هزینه سرمایه‌گذاری تعارض وجود دارد، اما با گذشت زمان این هزینه‌ها تعدیل شده و مزایای اقتصادی بیشتری نمایان خواهد شد [۱۴].

بعد از وقوع حادثه یا خطا، عملیات بازنشانی بهره‌بردار با هدف تغذیه بارهای قطع شده صورت می‌گیرد. اما مفهوم بار قطع شده از دیدگاه متعارف شبکه با دیدگاه قابلیت اطمینان یکسان نمی‌باشد. از دیدگاه قابلیت اطمینان میزان خسارت انواع بار در زمان خاموشی متفاوت بوده و بستگی به نوع بار و مدت زمان خاموشی دارد. در مرجع [۱۴]، خسارت انواع مشترکین مسکونی، تجاری، صنعتی و غیره در خاموشی‌های ازچند دقیقه تا ۸ ساعت با واحد دلار برکیلو وات ساعت محاسبه شده است. در مرجع [۱۵]، هزینه خسارت مشترک برای خاموشی‌های بلند مدت با توجه به سوابق خاموشی موجود مورد بررسی و محاسبه قرار گرفته است. در مجموع برای بازنشانی سریع و هوشمند شبکه، تحقیقات مفید بسیاری صورت گرفته است، که در کل نگاه کمی به مشترک یا بار دارند. از نظر کیفی، یک فاکتور مهم بازیابی هوشمند، پیش‌بینی هزینه خاموشی هر مشترک است.

در این مقاله با بررسی داده‌های تابع احتمال انواع مشترکین یک تابع خسارت مشترک به جای هزینه خسارت مشترک مطرح شده است و در پردازش خودترمیمی علاوه بر بررسی روش‌های متعارفِ اتصال بار قطع شده، یک بلوک سری اضافه می‌شود، که

[1] outages

[2] Research and development (R&D)

[3] Restoration

[4] Hard events

[5] Self-healing

[6] Automatic restoration

[7] Mixed integer linear programming

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13- No. 3- Autumn 2024

کلیه استراتژی‌ها را از نظر تابع خسارت مشترک یا مشترکین بررسی می‌کند و می‌تواند استراتژی با هزینه کمتر را تعیین کند. بنابراین به تصمیم اقتصادی درست و سریع در لحظه بحرانی بازیابی کمک می‌کند. نرم افزار مورد نیاز که در زمان واقعی، سرعت عمل بالا و دقت بهتری دارد، تعیین و معرفی می شود.

۲- روش پیشنهادی

۲-۱- تابع خسارت مشتری: به دلیل طبیعت پیچیده سیستم توزیع قدرت، خرابی در هر بخش می‌تواند خاموشی‌هایی را برای تعدادی از مشترکین به وجود آورد یا در برخی موارد باعث خرابی‌های زنجیره‌ای[8] شده و در نهایت می‌تواند فاجعه بزرگ را در ناحیه گسترده[9] به وجود آورد و باعث یک خاموشی فراگیر[10] شود.

اما هزینه قطع انرژی و خاموشی از دیدگاه مشترکین با همدیگر متفاوت است و بستگی به نوع بار، نوع مشترک و نیز مدت زمان خاموشی دارد. برای نمایش هزینه‌های خاموشی برق مشترکین از توابع خسارت مشترک CDF[11] استفاده می‌گردد. مطابق جدول(۱) هزینه خاموشی در بازه‌های زمانی یک دقیقه تا هشت ساعت برای انواع بار تعیین گردیده است. همان‌طوری که ملاحظه می‌شود، هزینه خاموشی یک مشترک برق، با توجه به نوع کاربری و مدت زمان خاموشی متفاوت است.

Table (1): Estimation of electricity outage costs (customer losses) ($/KW) [13]

جدول(۱): برآورد هزینه خاموشی برق (خسارت مشتری) بر حسب کیلو وات تقاضای پیک سالیانه ($/KW) [۱۳]

مدت خاموشی برق					
نوع کاربری	۱ دقیقه	۲۰ دقیقه	۱ ساعت	۴ ساعت	۸ ساعت
کاربران بزرگ	۱,۰۰۵	۱,۵۰۸	۲,۲۲۵	۳,۹۶۸	۸,۲۴۰
صنعتی	۱,۶۲۵	۳,۸۶۸	۹,۰۸۵	۲۵,۱۶۳	۵۵,۸۰۸
تجاری	۰,۳۸۱	۲,۹۶۹	۸,۵۵۲	۳۱,۳۱۷	۸۳,۰۰۸
کشاورزی	۰,۰۶۰	۰,۳۴۳	۰,۶۴۹	۲,۰۶۴	۴,۱۲۰
مسکونی	۰,۰۰۱	۰,۰۹۳	۰,۴۸۲	۴,۹۱۴	۱۵,۶۹۰
دولت و سازمان	۰,۰۴۴	۰,۳۶۹	۱,۴۹۲	۶,۵۵۸	۲۶,۰۴۰
اداری و اقتصادی	۴۰۷۷۸	۹,۸۷۸	۲۱,۰۶۵	۶۸,۸۳۰	۱۱۹,۱۶

۲-۲- مدیریت هوشمند خاموشی‌ها: به طور کلی مدیریت و بازیابی خاموشی‌ها می‌تواند مبتنی بر توان، انرژی و یا مبتنی بر بار باشد [۱۶]. در روش بازیابی مبتنی بر توان، بعد از ایجاد قطعی در یک مسیر، توان مورد نیاز با استفاده از منابع مختلفی از مسیری دیگر می‌تواند تامین گردد، این منابع عبارتند از توان ذخیره چرخان[12] کافی، منابع تولید پراکنده[13]، منابع توان سیار و اتصال به شبکه توزیع همسایه. در روش بازیابی مبتنی بر بار از روش‌هایی مثل حذف یا کاهش بار، انتقال بار، عملیات‌های هوشمند کلیدزنی و در مجموع مدیریت بار استفاده می‌گردد، تا از خطاهای زنجیره‌ای شبکه توزیع و خاموشی‌های گسترده جلوگیری به عمل آید.

بعد از ایجاد خطای ایستا در یک خط، بخشی از توان سیستم که از طریق خط معیوب تغذیه می‌شده است از دست می‌رود و اولین تلاش‌های سیستم شامل روش‌های تامین توان مورد نیاز از مسیرهای دیگر و یا از منابع دیگر است. در صورت ناتوانی سیستم برای تامین این بار، از روش‌های مبتنی بر مدیریت بار، جهت کاهش یا تغییر بار و ایجاد حالت تعادل استفاده می‌شود.

[8] Cascade failures

[9] Wide area

[10] Blackout

[11] Customer damage function

[12] Redundant

[13] Distributed generation

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13 - No. 3- Autumn 2024

در این مقاله تمرکز بیشتر روی مدیریت انواع بارها می‌باشد. در عملیات‌های انعطاف پذیر[14] توانایی تصمیم صحیح یک خصوصیت بارز و کلیدی است که با استفاده از جمع‌آوری داده‌ها به صورت بلادرنگ[15] (در زمان واقعی) باید اعمال گردد [۱۷]. در شبکه‌های سنتی این تصمیم اغلب توسط مدیریت بهره‌برداری و در مواردی توسط اپراتور اعمال می‌شود. در شبکه‌های انعطاف‌پذیر خودترمیم مراحل شناسایی خطا، محلی‌کردن و ایزوله‌کردن خطا، بازنشانی بارها حتی الامکان به صورت هوشمند انجام می‌گیرد [۸]. در عملیات هوشمند بهره‌برداری داده‌ها و قیود الکتریکی مثل ولتاژ مجاز و جریان مجاز خطوط و فرکانس در حالت‌های گذرا و ماندگار توسط پردازنده‌های قدرتمند تجزیه و تحلیل می‌گردند، در نهایت بیشترین مقدار بار یا تعداد مشترک در شبکه متصل باقی خواهند ماند. همان‌طوری که بیان شد تابع خسارت برای مشترکین به نوع بار و مدت زمان خاموشی بستگی دارد. مدل‌های کنونی ارتقاء قابلیت‌اطمینان شبکه توزیع هزینه خسارت واقعی مشترکین را در ارائه سرویس مدنظر قرار نمی‌دهند به عبارتی هزینه خاموشی از دیدگاه شرکت توزیع برق با هزینه خاموشی از دیدگاه تک‌تک مشترکین متفاوت است.

۳-۲- خودترمیمی مشترک محور: ایده اصلی در این مقاله مدیریت هوشمند بار در زمان بازیابی خطاهای بزرگ در شبکه توزیع می‌باشد. روش‌های کنترل و مدیریت شبکه بعد از ایجاد خطا و تغییر در ساختار شبکه شامل موارد زیر است:

۱ – ریزش بار[16] (حذف بار)

۲ – کاهش بار

۳ – انتقال بار[17] به شبکه دیگر

۴ – اتصال با استفاده از نقاط مانوری بین خطوط

۵ – تبدیل شبکه پیوسته به جزیره ای

در عملیات بهره‌برداری کنونی نگاه بهره‌بردار به " بار" عام و یکسان است و با توجه به نیاز شبکه ممکن است هر کدام از عملیات‌های پنجگانه فوق پیشنهاد و اجرایی گردد. همچنین ممکن است از روش دستی یا خودترمیم برای این منظور استفاده شده باشد.

در مواردی مدیریت خاموشی، تحت شرایط بارهای استثناء مثل بار مهم و حیاتی، بار با ایمنی بالا و سیاسی قرار می‌گیرد و یا ممکن است از برنامه سهمیه‌بندی خاموشی‌ها در بازه زمانی استفاده گردد. عمدتاً خاموشی‌های بدون برنامه، اجباری یا در مواردی سلیقه‌ای اعمال می‌گردد. وقتی یک مشترک دچار خاموشی (به خصوص طولانی مدت) می‌شود، ممکن است ادعای خسارت مطرح گردد و یا باعث بدبینی و سلب اعتماد مشترک از شرکت برق گردد.

در مورد اول ادعا و درخواست خسارت مطرح شده توسط کارشناسان شرکت ارزیابی و پرداخت می‌گردد. همچنین ممکن است در صورت اختلاف بین مشترک و شرکت، میزان خسارت توسط مراجع قضایی تعیین گردد. در هر صورت خاموشی‌ها سالیانه خسارات سنگینی به شرکت‌های برق یا شرکت‌های بیمه وارد می‌آورند و این علاوه بر هزینه‌های انرژی مصرف نشده است.

بنابراین در شبکه توزیع امروزی نگاه یکسانی به بار وجود ندارد و عامل هزینه خاموشی در تصمیم‌گیری‌های بهره‌برداری اهمیت بسیاری دارد. اغلب از فاکتور زیان مشترکCDF استفاده می‌شود فاکتور زیان مشترک عمومی بوده و هزینه خسارت را در بازه‌های خاصی بررسی می‌کند، که لازم است در تعیین هزینه خسارت مشترکین توابع احتمال نیز گنجانده شود. در این مقاله، یک عامل هزینه خسارت مشترک[18] مبتنی بر احتمال معرفی می‌گردد، که تحت عنوان CDPF نامگذاری می‌شود.

فرض کنید اگر CDF به عنوان معیار برداشتن بار مشترکین قرار گیرد، بین بار مسکونی و تجاری همیشه اولویت سرویس با بار تجاری خواهد بود. ولی CDPF در زمان تعطیلی بازار، اولویت سرویس را به مشترکین مسکونی خواهد داد. در مبحث بازیابی

[14] Flexible

[15] Real- time

[16] Load shedding

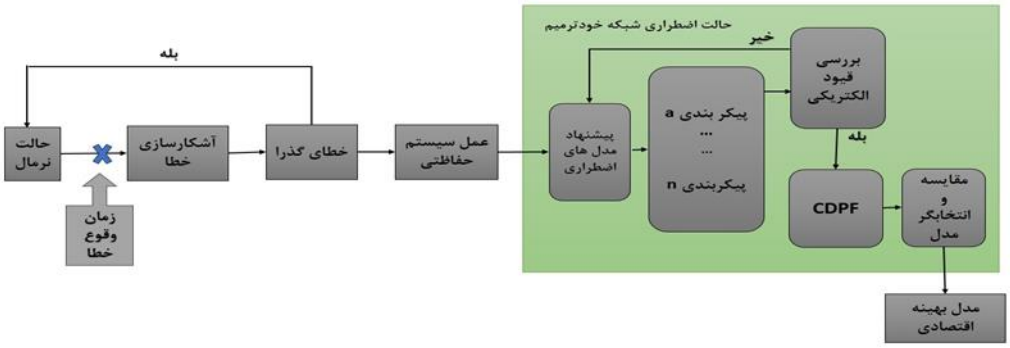
[17] Load sharing

[18] Customer damage probably factor

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13- No. 3- Autumn 2024

هوشمند و خودترمیم بایستی این نکته به صورت یک تابع در تصمیم گیری و انتخاب مدل اضطراری، مطابق دیاگرام بلوکی شکل (۱) در نظر گرفته شود.



شکل (۱): مدل پیشنهادی برای بازیابی خودترمیم (حالت اضطراری) تحت شرایط شکست سخت

Figure (1): Proposed model for self-healing restoration (emergency mode) under hard failure conditions

در مدل بالا قسمت سبز رنگ، حالت اضطراری شبکه خودترمیم را به صورت بلوک دیاگرام نشان می‌دهد. در قسمت پیشنهاد مدل، تمام حالات و مدل‌های اضطراری ارائه می‌گردند و پیکر بندی موقت مطابق مدل شبیه‌سازی می‌شود. در قسمت بررسی قیود؛ مقدار ولتاژ، فرکانس و توان در تمام نقاط تحویل انرژی با حد مجاز مقایسه می‌گردد و در صورت تایید در بلوک بعدی CDPF برای مدل پیشنهادی محاسبه می‌شود و بلوک بعدی که یک مقایسه‌گر ساده است، مدل بهینه اقتصادی را انتخاب کرده و اعلام می‌نماید. برای محاسبه تابع احتمال خسارت دیدن یک مشترک شرایط مختلفی موثر هستند که عبارتند از:

۱) با برنامه یا بدون برنامه بودن خاموشی
۲) زمان خاموشی (چه ساعت شبانه روز – چه فصلی)
۳) مدت خاموشی
۴) وجود یا عدم وجود زیر ساخت (برق ایمنی و اضطراری)
۵) ظرفیت ذخیره (عدم پیش بینی ظرفیت کافی)
۶) شرایط فنی تاسیسات (مشترک و توزیع)
۷) روش فرایند تولید (در مشاغل تولیدی و صنعت)
۸) عدم وجود پشتیبانی مناسب داده‌ها و سیستم‌ها
۹) فرسودگی سیستم
۱۰) فرهنگ عمومی و سبک زندگی
۱۱) ایجاد حوادث مرتبط مستقیم و غیر مستقیم
۱۲) سایر عوامل ایمنی، سیاسی و اجتماعی

عوامل و شرایط فوق در تابع چگالی احتمال[19] دیده شده است و در فرآیند ریزش بار هوشمند[20] یا سایر عملیات‌های خود ترمیمی می‌توان ملاک تصمیم‌گیری باشند. تابع احتمال خاموشی می‌تواند برای هر فیدر در نظر گرفته شود. این فیدر ممکن است دارای بار مسکونی، تجاری، ... و یا ترکیبی از چند نوع بار باشد. برای محاسبه هزینه خسارت خاموشی مشترکین به جای استفاده از

[19] Probability Density Function

[20] Intelligent load shedding

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13 - No. 3- Autumn 2024

CDF می‌توان از CDPF استفاده نمود. برای داشتن دقت بیشتر باید تمام حالات ممکن در نظر گرفته شوند. مراحل محاسبه هزینه خاموشی یک فیدر به طور ساده در شکل (۲) آمده است.



شکل (۲): عوامل موثر بر هزینه خاموشی برای هر مصرف کننده

Figure (2): Factors affecting the cost of outages for each consumer

محاسبه تابع احتمال خسارت مشتری بصورت متداول از روش مونت کارلو تعیین می‌شود. روش مونت کارلو اگر چه اغلب به سمت پاسخ همگرا می‌شود، ولی در بیشتر مواقع سرعت پاسخ پایینی دارد و با توجه به ابعاد شبکه‌های امروزی زمان پاسخ ممکن است چند دقیقه و یا حتی چند ساعت به طول انجامد. این حالت، مطلوب بهره‌بردار سیستم نیست، در این مقاله برای پیش بینی هزینه خسارت مشترکین روش UGF پیشنهاد گردیده است.

۴-۲- تابع مولد عمومی (UGF)

روش تابع مولد عمومی (UGF) یا تابع U برای اولین بار در سال ۱۹۸۶ توسط اوشکاف معرفی شد و در سال ۱۹۹۹ توسط لویتین و لیسنیانسکی برای تعیین قابلیت اطمینان در سیستم‌های چند حالتی به کار برده شد [۱۸].

برخی از سیستم‌ها می‌توانند وظایف خود را در سطوح کیفی مختلف انجام دهند. این سطوح مختلف کارکرد، «نرخ کارکرد» نامیده می‌شوند. حال اگر سیستمی دارای تعداد قابل شمارشی نرخ کارکرد باشد، آن را سیستمی چند حالته می‌نامند. معمولا سیستم‌های چند-حالتی خود مجموعه‌ای از اجزای چند-حالتی می‌باشند. سیستم‌های باینری ساده‌ترین نوع یک سیستم چند-حالتی بوده که دارای دو وضعیت عملکرد کامل و شکست کامل است [۱۹]. هر حالت از یک سیستم چند-حالتی یا یک المان چند-حالتی با یک نرخ عملکرد و احتمال وقوع آن نرخ مشخص می‌شود. یک سیستم چند-حالتی با n عنصر در نظر گرفته می‌شود.

هر جزء این سیستم j، $1 \le j \le n$، دارای چندین سطوح عملکرد K_j با نرخ عملکرد $x_{ji} \in X_j$ است. نرخ عملکرد جزء j در هر لحظه را می‌توان به عنوان یک متغییر تصادفی گسسته $X_j(t)$ در نظر گرفت، در این صورت می توان نوشت:

$$P(X_j(t) = x_{ji}) = p_{ji} \in P_j$$

تابع مولد عمومی برای متغیر تصادفی گسسته $X_j(t)$ یک چند جمله‌ای است که به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$u_{X_j}(z) = \sum_{i=1}^{k_j} p_{ji}\, z^{x_{ji}} \quad (۱)$$

خصوصیات یک سیستم چند حالته تابع خصوصیات المان‌های تشکیل دهنده آن است. نرخ عملکرد یک سیستم چند-حالتی را می‌توان با تعیین نرخ عملکرد هر یک از المان‌های آن بدست آورد. اغلب یک سیستم چند-حالتی دارای k حالت متمایز بوده و y_i نرخ عملکرد در هر حالت است. به طوری که: $i \in \{1.2.\dots.k\}$ در نتیجه نرخ عملکرد سیستم چند-حالتی در هزینه t که با Y(t) نشان داده می‌شود را می‌توان یک متغیر تصادفی دانست، که شامل مقادیر زیر است.

$$Y = \{y_1.y_2.\dots.y_k\} \quad (۲)$$

$$.P(Y(t)) = P_i$$

در رابطه با سیستم‌های چند-حالتی تابع زیر را تابع ترکیب می‌نامند.

$$Y = f(X_1(t) \times X_2(t) \times \dots \times X_n(t)) \quad (۳)$$

تبدیل-z متغیر تصادفی تابع ترکیب را می‌توان به کمک اپراتور مولد عمومی ψ_f به صورت زیر تعریف کرد:

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13- No. 3- Autumn 2024

$$u_Y(z) = \psi_f\{u_{x_1}(z).u_{x_1}(z).\dots.u_{x_n}(z)\} = \sum_{i_1=1}^{k_1}\sum_{i_2=1}^{k_2}\dots\sum_{i_n=1}^{k_n}\left(P_{1i_1}\times P_{2i_2}\times\dots\times P_{ni_n}\right)z^{f(x_{1i_1}\dots.x_{ni_n})} \quad (۴)$$

پس از انجام یک سری عملیات جبری بر روی رابطه‌ی بالا می‌توان آن را به صورت زیر بازنویسی کرد:

$$u_Y(z) = \sum_{k=1}^{k} P_k z^{y_k} \quad (۵)$$

این تابع بصورت پیوسته است و باید به صورت گسسته در آورده شود.

اغلب روش تابع مولد عمومی برای توزیع‌های گسسته قابل استفاده می‌باشد. در حالی که هزینه احتمالی یک بخش، در شبکه معمولا به صورت توزیع پیوسته است. بنابراین جهت گسسته سازی، توزیع پیوسته X به صورت یک متغیر تصادفی پیوسته فرض شده که دارای تابع چگالی احتمال $f(x)$ است. $(-\infty < x < \infty)$. حال تابع چگالی احتمال گسسته شده متغیر تصادفی X که با Y نشان داده می‌شود به صورت زیر بدست می‌آید [۲۰].

$$g(y) = P(Y = y) = \frac{f(y)}{\sum_{k=-\infty}^{\infty} f(k)} .\quad y = 0.\pm1.\pm2.\dots \quad (۶)$$

بنابراین تابع $g(y)$ دارای خواص تابع احتمال است، به همین دلیل به ازای تمام مقادیر y مثبت بوده و جمع آن‌ها روی مقادیر y برابر ۱ است. در توزیع‌های که متغیر تصادفی فقط مقادیر مثبت را اختیار می‌کند، رابطه‌ی بالا به صورت زیر تعریف می‌شود [۲۰]:

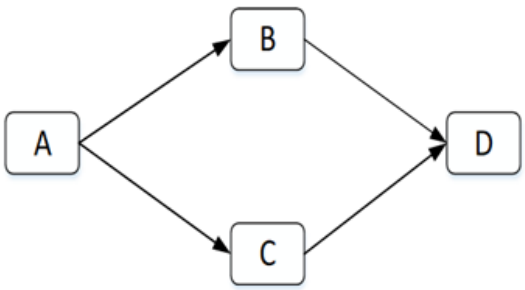
$$g(y) = P(Y = y) = \frac{f(y)}{\sum_{k=0}^{\infty} f(k)} .\quad y = 0.1.2.\dots \quad (۷)$$

۵-۲- روش حل

الف)مدل کردن شبکه با یک سیستم موازی

از آنجایی که یک شبکه توزیع از تعداد زیادی اجزاء تشکیل شده که به صورت گوناگون (سری و موازی) به هم متصل شده‌اند و هر کدام از این اجزاء یک متغییر تصادفی گسسته با توزیع احتمالی معلوم هستند، لازم است جهت محاسبه قابلیت اطمینان هزینه کل شبکه، تابع u(z) کل شبکه یا فیدر را بر حسب تابع u(z) اجزای آن به دست آوریم. جهت استفاده از روش UGF برای تعیین قابلیت اطمینان هزینه کل خاموشی لازم است که ابتدا شبکه‌ی توزیع را به صورت یک سیستم موازی مدل نماییم و آن‌گاه طبق قواعد ترکیب سیستم‌های موازی تابع u(z) کل شبکه را بدست آوریم.

یک فیدر با چهار نوع مشترک در شکل (۳) آمده است. هزینه هر مشترک (حالت) به همراه احتمال رخداد آن در جدول(۲) نشان داده شده است.



شکل (۳): شبکه با چهار نوع مشترک

Figure (3): Network with four types of subscribers

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

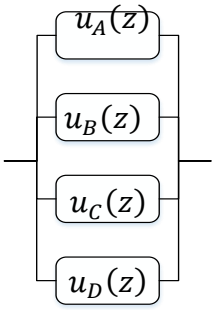
[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13 - No. 3- Autumn 2024

Table (2): Probability of damage and cost of damage ($/KW)

جدول(۲): احتمال ایجاد خسارت و هزینه خسارت ($/KW)

Activity					
	A	Cost	۲	۳	۵
		Probability	۰/۲۹	۰/۴۰	۰/۳۱
	B	Cost	۴	۶	۷
		Probability	۰/۴	۰/۱	۰/۵
	C	Cost	۱۴	۱۸	
		Probability	۰/۲۶	۰/۷۴	
	D	Cost	۵	۷	۹
		Probability	۰/۴	۰/۵	۰/۱

در یک شبکه‌ای که مشترکین آن آرایش موازی دارند، (مثل شبکه شعاعی) عملکرد کل سیستم برابر مجموع عملکرد المان‌های آن است. از طرفی هزینه خسارت کلی هر خاموشی برابر مجموع هزینه تک تک مشترکین موجود در شبکه توزیع است. طبق این نکته باید شبکه توزیع مورد نظر را به صورت یک سیستم موازی طراحی کنیم. تابع-u خسارت هر مشترک با توجه به ترتیب مشترکین در شبکه توزیع به صورت صعودی مرتب شده‌اند (شکل ۴):



شکل (۴): سیستم موازی شبکه توزیع مورد نظر

Figure (4): distribution network Parallel system

ب) تعیین تابع-u خسارت‌های اجزای سیستم

پس از مدلسازی سیستم موازی برای شبکه‌ی توزیع، بر اساس معادله‌ی (۵) تابع-u خسارت هر جزء سیستم با توجه به داده‌های جدول (۲) به صورت زیر تعریف می‌شود:

المان A $\begin{cases} Y_A = \{2 \;\; 3 \;\; 5\} \;\; , \;\; P_A = \{0{,}29 \;\; 0{,}4 \;\; 0{,}31\} \\ u_A(z) = \sum_{k=1}^{3} P_{A_k} z^{Y_{A_k}} = 0{,}29z^2 + 0{,}4z^3 + 0{,}31z^5 \end{cases}$

المان B $\begin{cases} Y_B = \{4 \;\; 6 \;\; 7\} \;\; , \;\; P_A = \{0{,}4 \;\; 0{,}1 \;\; 0{,}5\} \\ u_B(z) = \sum_{k=1}^{3} P_{B_k} z^{Y_{B_k}} = 0{,}4z^4 + 0{,}1z^6 + 0{,}5z^7 \end{cases}$

المان C $\begin{cases} Y_C = \{14 \;\; 18\} \;\; , \;\; P_C = \{0{,}26 \;\; 0{,}74\} \\ u_C(z) = \sum_{k=1}^{2} P_{C_k} z^{Y_{C_k}} = 0{,}26z^{14} + 0{,}74z^{18} \end{cases}$

المان D $\begin{cases} Y_D = \{5 \;\; 7 \;\; 9\} \;\; , \;\; P_D = \{0{,}4 \;\; 0{,}5 \;\; 0{,}1\} \\ u_D(z) = \sum_{k=1}^{3} P_{D_k} z^{Y_{D_k}} = 0{,}4z^5 + 0{,}5z^7 + 0{,}1z^9 \end{cases}$

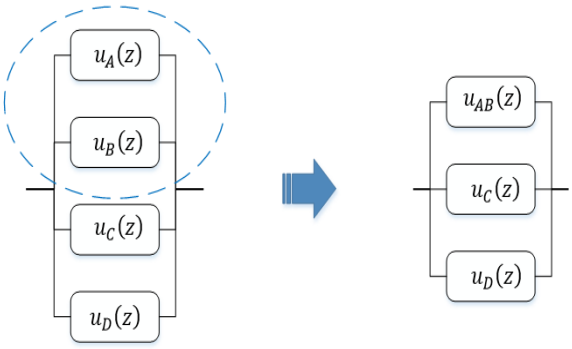
ج) تعیین تابع-u کل سیستم

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13- No. 3- Autumn 2024

در این مرحله باید تابع $u(z)$ کل سیستم موازی مدل شده را از ترکیب تابع $u(z)$ سیستم موازی مدل شده بدست آوریم (در بخش قبل تابع $u(z)$ تمام مشترکین بدست آمد).

ابتدا تابع $u(z)$ دو مشترک A و B طبق رابطه‌ی (۴) به صورت زیر ترکیب شده و سپس به صورت یک بلوک، جایگزین شده است (شکل ۵).



شکل (۵): ترکیب موازی تابع $u_A(z)$ و $u_B(z)$

Figure (5): Parallel function composition$u_A(z)$, $u_B(z)$

$$u_{AB}(z) = u_A(z) \underset{+}{\otimes} u_B(z)$$

$$= (0{,}29z^2 + 0{,}4z^3 + 0{,}31z^5) \underset{+}{\otimes} (0{,}4z^4 + 0{,}1z^6 + 0{,}5z^7)$$

$$= (0{,}116z^6 + 0{,}029z^8 + 0{,}145z^9) + (0{,}16z^7 + 0{,}04z^9$$

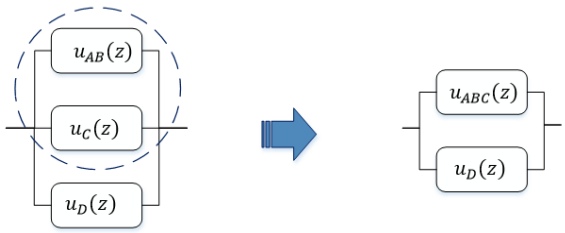
$$+ 0{,}2z^{10}) + (0{,}124z^9 + 0{,}031z^{11} + 0{,}155z^{12})$$

$$u_{AB}(z) = 0{,}116z^6 + 0{,}16z^7 + 0{,}029z^8 + (0{,}145z^9 + 0{,}04z^9 + 0{,}124z^9)$$

$$+ 0{,}2z^{10} + 0{,}031z^{11} + 0{,}155z^{12}$$

$$u_{AB}(z) = 0{,}116z^6 + 0{,}16z^7 + 0{,}029z^8 + 0{,}309z^9 + 0{,}2z^{10} + 0{,}031z^{11} + 0{,}155z^{12}$$

به همین صورت بلوک‌های C نیز ترکیب می‌شود (شکل ۶).

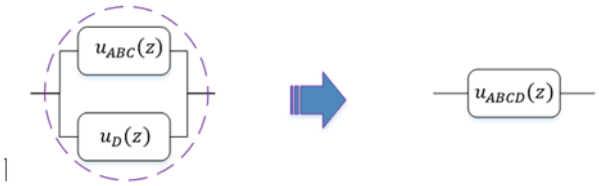


شکل (۶): ترکیب موازی تابع $u_{AB}(z)$ و $u_C(z)$

Figure (6): Parallel function composition $u_{AB}(z)$, $u_C(z)$

در ادامه تابع-u بدست آمده (یعنی $u_{ABC}(z)$) با تابع-u مشترک D (یعنی $u_D(z)$) طبق رابطه ۴ ترکیب می گردد و مانند قبل این دو تابع-u با تابع u بدست آمده (یعنی $u_{ABC}(z)$) جایگزین می‌شوند. در نهایت تنها تابع $u_{ABCD}(z)$ باقی خواهد ماند که همان تابع u کل سیستم است و می‌توان بر اساس آن هزینه قابلیت اطمینان مورد نظر را بدست آورد (شکل ۷).

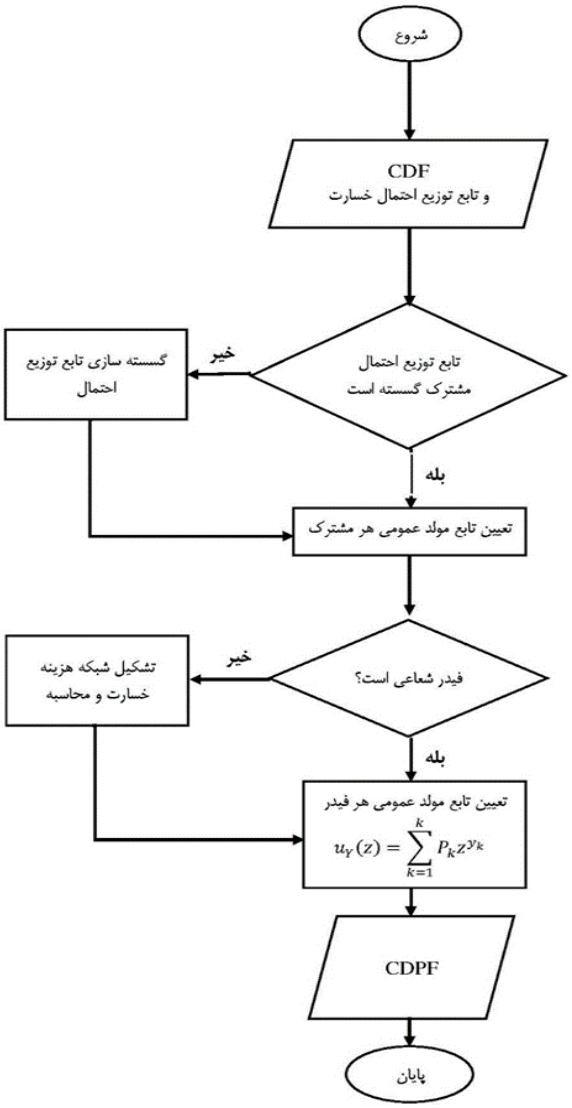
[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13 - No. 3- Autumn 2024



شکل (۷): ترکیب موازی تابع $u_{ABC}(z)$ و $u_D(z)$

Figure (7): Parallel function composition $u_{ABC}(z),u_D(z)$

نکته مهم در این بخش این است که سیستم در مجموع دارای ۵۴ حالت است (۳×۳×۲×۳). اما به کمک رویکرد برگشتی تعداد کل حالت‌های سیستم به ۱۵ حالت کاهش می‌یابد و دلیل آن جمع کردن جملاتی است که نرخ عملکرد (هزینه) برابری دارند و این موضوع باعث کاهش حجم محاسبات و کاهش شدید زمان محاسبات می‌شود. اهمیت این موضوع زمانی مشخص می‌شود که شبکه مورد نظر بزرگ بوده و تعداد المان‌های شبکه زیاد باشد. روند اجرای عملیات در فلوچارت شکل (۸) آمده است.



شکل (۸): فلوچارت برنامه UGF برای تعیین CDPF

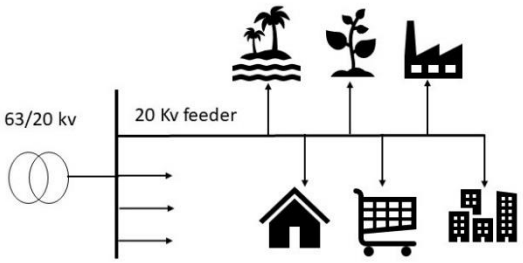
Figure (8): Flowchart of the UGF program for determining CDPF

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13- No. 3- Autumn 2024

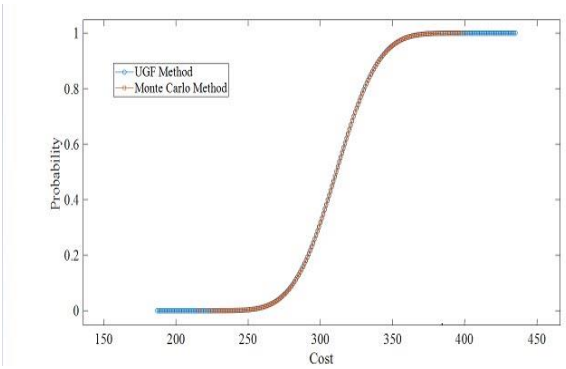
۳ – شبیه‌سازی مدل با یک مثال واقعی

در این مقاله خاموشی‌های بلند مدت (۸ ساعت)، برای یک فیدر نمونه با وجود هر ۶ نوع کاربری و به صورت ترکیبی، در نظر گرفته شده است. دسته بندی بارها مطابق شکل (۹) عبارتند از مشترکین بزرگ، صنعتی، کشاورزی، اداری، تجاری و مسکونی. مطابق مطالب بیان شده فوق برای هر نوع مشترک یک تابع احتمال خسارت تعیین شده است. مثلاً برای مشترکین و مصارف تجاری، تابع توزیع نرمال[۲۱] با حداکثر مقدار هزینه ۸۳,۰۰۳ دلار هر کیلووات در نظر گرفته شده است. با داشتن نوع توزیع احتمال هزینه هر مشترک،کل هزینه‌های خاموشی هر فیدر به صورت تجمعی CDPF بدست خواهد آمد.



شکل (۹): یک فیدر ۲۰کیلو ولت با ترکیبی از انواع مصارف
Figure (9): A 20-kilovolt feeder with a combination of various uses

با نگاهی به توپولوژی شبکه‌های توزیع مشخص است که فیدرها در شبکه‌های توزیع سنتی شعاعی بوده و ساختار درختی دارند و با همین روش به راحتی می‌توان هزینه یک فیدر یا مجموعه ای از چند فیدر را محاسبه کرد.
در شبکه‌های حلقوی مطابق تحلیل بیان شده بلوک ها به صورت موازی مدل گردیده و سپس هزینه خسارت مشترک متصل شده به هر فیدر مورد محاسبه قرار می‌گیرد.
در این مقاله برای رسیدن به پاسخ و تعیین خروجی CDPF ابتدا از روش متداول مونت کارلو استفاده گردید و سپس روش تابع مولد عمومی مورد استفاده قرار گرفت. شکل (۱۰) تابع هزینه تجمیعی فیدر با روش های مونت کارلو وUGF را نشان می‌دهد.

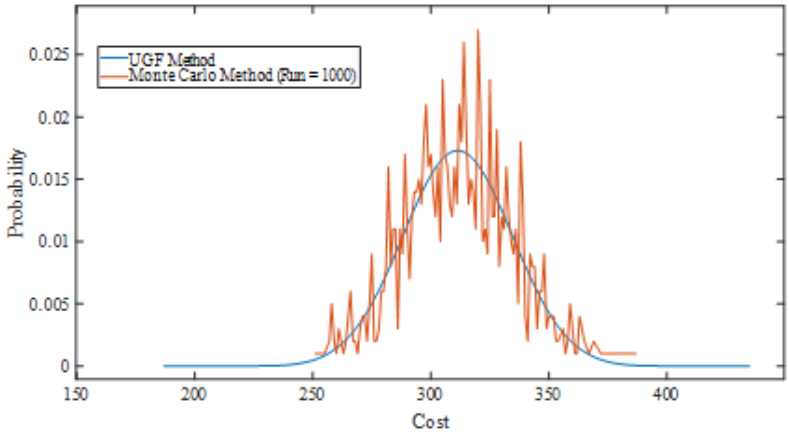


شکل (۱۰): نتایج شبیه‌سازی تابع هزینه تجمیعی روش مونت کارلو و*UGF*
Figure (10): Results of the cumulative cost function simulation using the Monte Carlo method and UGF

همانطور که در شکل‌های (۱۱و۱۲) ملاحظه می‌شود روش تابع مولد عمومی دقت بسیار بالایی در تعیین جواب نهایی دارد، اما دقت روش مونت کارلو به تعداد تکرار آن بستگی دارد، به این صورت که هر چه تعداد تکرار بیشتر شود دقت جواب نهایی افزایش می‌یابد و به سمت پاسخ همگرا می‌شود. این شبیه‌سازی در روش مونت‌کارلو تا ۱۰ میلیون تکرار انجام گرفت و زمان شبیه‌سازی در جدول(۳) ارایه گردیده است.

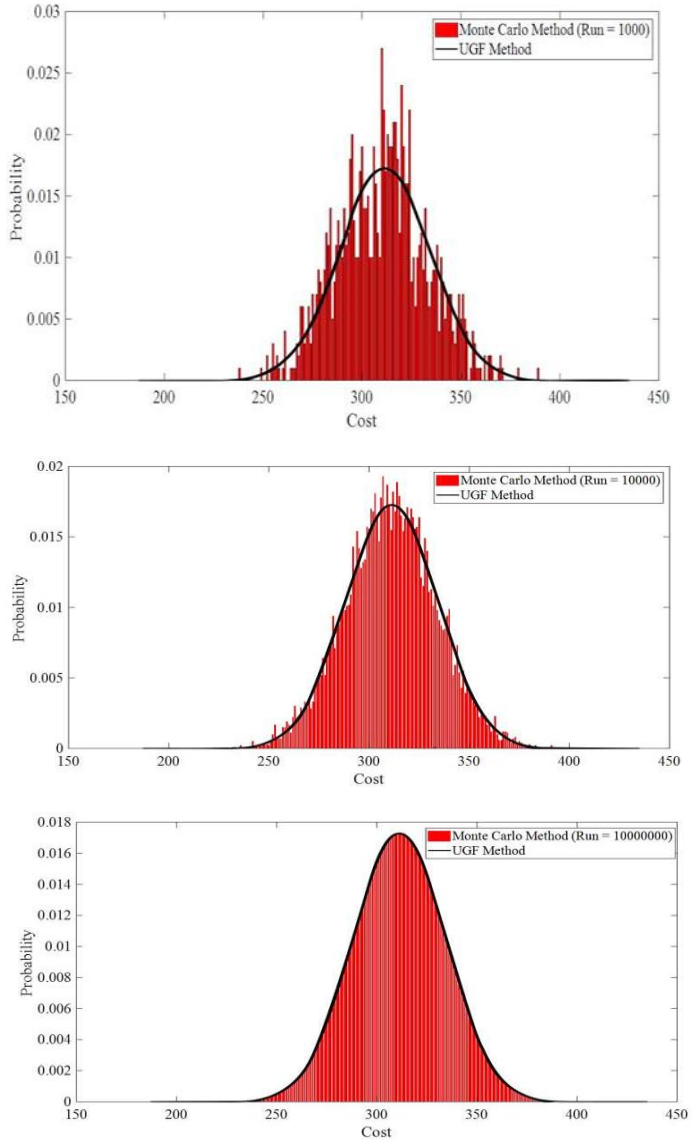
[21] Normal Distribution Function

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13 - No. 3- Autumn 2024



شکل (۱۱): مقایسه دقت روش *UGF* و مونت کارلو با ۱۰۰۰ تکرار

Figure (11): Comparison of the accuracy of the UGF method and Monte Carlo with 1000 iterations



شکل (۱۲): مقایسه دقت روش *UGF* و مونت کارلو با الف) هزار تکرار ب) ده هزار تکرار ج) ده میلیون تکرار

Figure (12): Comparison of the accuracy of the UGF method and Monte Carlo with a) one thousand iterations b) ten thousand iterations c) ten million iterations

[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508] [Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13- No. 3- Autumn 2024

Table (3): Comparison of the speed of two methods used
جدول(۳): مقایسه سرعت دو روش مورد استفاده

روش	زمان (ثانیه)	
مونت کارلو	۱۰۰۰ اجرا (RUN)	۰/۵۸
	۱۰۰۰۰ اجرا	۰/۲۳۵
	۱۰۰۰۰۰ اجرا	۱/۵۱۰
	۱۰۰۰۰۰۰ اجرا	۱۵/۱۲۳
	۱۰۰۰۰۰۰۰ اجرا	۱۵۰/۲۰۰
UGF	۰/۰۰۷	

موضوع دیگری که باید به آن توجه کرد، این است که کمترین هزینه طبق روش تابع مولد عمومی ۱۱۷ دلار که احتمال رخ دادن آن برابر $۸,۱۳ \times ۱۰^{-۲۰}$ است. حال اگر مونت کارلو بخواهد این هزینه را در محاسبات خود نشان دهد حداقل به $۸,۱۳ \times ۱۰^{۲۰}$ تکرار نیاز دارد. با توجه به اینکه هر تکرار مونت کارلو ۰,۰۷۲ ثانیه زمان می برد می‌توان گفت برای تولید هزینه ۱۱۷ دلار طبق روش مونت کارلو $۱,۳۱ \times ۱۰^{۲۰}$ ثانیه زمان نیاز است. به عبارتی $۱۴,۱۵ \times ۱۰^{۱۲}$ سال طول می‌کشد و این یعنی روش مونت کارلو توانایی تولید هزینه با احتمال بسیار کم را ندارد.

۴- نتیجه‌گیری

به هر فیدر مصرف مقدار مشخصی بار الکتریکی متصل است. در زمان‌های بحرانی و نیاز به ریزش بار، مثل ریزش بار اتوماتیک تحت ولتاژ[۲۲] به نوع کاربری مشترک توجهی نمی‌شود، ولی با توجه به درجه اهمیت اقتصادی مشترکین و تابع خسارت احتمالی هر مشترک می‌توان یک حالت بازیابی اقتصادی را اعمال نمود و یک تابع با ابزار UGF را به صورت زمان واقعی (بلادرنگ) به پردازنده‌های شبکه اضافه نمود، که ضرر و زیان اقتصادی در خطاها و بلایای بزرگ شبکه به حداقل رسانده شود. با توجه به نمودارهای بالا، نتیجه گرفتیم که در زمان‌های کوتاه، روش تابع مولد عمومی، نسب به روش مونت کارلو دقت بسیار بالاتری دارد. روش تابع مولد عمومی در مقایسه با روش مونت کارلو در مدت زمان بسیار کمی جواب بسیار دقیقی ارائه داد. این در حالی است که دقت روش مونت کارلو به تعداد تکرار آن بستگی دارد، به این صورت که هر چه دقت بالاتری مورد نیاز باشد تعداد تکرار بیشتری لازم است که این موضوع باعث افزایش زمان انجام محاسبات می‌شود. در جدول (۳) مقایسه‌ای بین زمان انجام محاسبات روش مونت کارلو با تعداد تکرار مختلف و روش تابع مولد عمومی صورت گرفته است، که نشان می‌دهد، در روش مونت کارلو هر اندازه تعداد تکرار بیشتر شود، زمان انجام محاسبات هم افزایش می‌یابد.

روش مونت کارلو توانایی تولید هزینه با احتمال بسیار کم را ندارد. این در حالی است که روش تابع مولد عمومی تمام هزینه‌های ممکن را در مدت زمان چند هزارم ثانیه تولید می‌کند. بنابراین پاسخ بدست آمده از تابع مولد عمومی، از نظر صحت با مونت کارلو برابری دارد و سرعت بسیار بالاتر را ارائه می‌دهد. این روش در موارد بحرانی و اضطراری می‌تواند به تصمیم گیری سریعتر شبکه کمک نماید.

References
مراجع

[1] M.A. Hashemi Far, M. Jorabiann, M. Sadegh Javadi "A Three-Level Model for Enhancing the Resilience of Active Distribution Networks through the Placement of Service Teams and Mobile Units," Journal of Novel

[22] Under Voltage Load shedding

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13 - No. 3- Autumn 2024

Researches in Smart Power Systems, Volume 12, Issue 4, Pages 1-19, Islamic Azad University, Dezful Branch, Winter 2024. (In Persian)
[2] E. Chaharmahali, M. Jafari Far, "A Method for Evaluating the Reliability of Active Distribution Networks Using Monte Carlo Simulation," Journal of Innovative Research in Smart Power Systems, Volume 12, Issue 3, Pages 61-70, Islamic Azad University, Dezful Branch, Fall 2023. (In Persian)
[3] Kar, Bandana, et al. *RePOWERD: Restoration of Power Outage from Wide-area Severe Weather Disruptions*. No. ORNL/TM-2022/2621. Oak Ridge National Lab. (ORNL), Oak Ridge, TN (United States), 2022.
[4] Ton, Dan T., And WT Paul Wang. "A more resilient grid: The US department of energy joins with stakeholders in an R&D plan." *IEEE Power and Energy Magazine13.3* (2015): 26-34
[5] Adibi, Mahmod M., Ed. *Power system restoration: methodologies & implementation strategies*. John Wiley & Sons, 2000.
[6] Hosseini, Mohammad Mehdi, and Masood Parvania. "Artificial intelligence for resilience enhancement of power distribution systems." *The Electricity Journal 34.1* (2021): 106880.
[7] Refaat, Shady S., Amira Mohamed, and Panagiotis Kakosimos. "Self-healing control strategy; challenges and opportunities for distribution systems in smart grid." *2018 IEEE 12th International conference on compatibility, power electronics and power engineering (CPE-POWERENG 2018)*. IEEE, 2018.
[8] Malek, Arif Fikri, et al. "Power Distribution System Outage Management Using Improved Resilience Metrics for Smart Grid Applications." *Energies16.9* (2023): 3953.
[9] Azizivahed, Ali, Sahand Ghavidel, and Li Li. "A Novel Energy Management in Dynamic Large Scale Distribution Network Reconfiguration Integrated by Energy Storage Systems." *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2018.
[10] Chen, Chen, Jianhui Wang, and Dan Ton. "Modernizing distribution system restoration to achieve grid resiliency against extreme weather events: An integrated solution." *Proceedings of the IEEE105.7* (2017): 1267-1288.
[11] Liu, Haoming, et al. "The control and analysis of self-healing urban power grid." *IEEE Transactions on smart grid3.3*(2012): 1119-1129
[12] Afsari Ardabili, Navid, et al. "A MILP Model with Risk Management Tool for Self-Healing Service Recovery." *Journal of Operation and Automation in Power Engineering12.1* (2024): 1-13.
[13] Amin, Massoud. "Toward self-healing energy infrastructure systems." *IEEE Computer Applications in Power14.1*(2001): 20-28.
[14] Billinton, Roy. *Power system reliability evaluation*. Taylor & Francis, 1970.
[15] Dong, Wenjie, et al. "Reliability modelling for multi-component systems subject to stochastic deterioration and generalized cumulative shock damages." *Reliability Engineering & System Safety205* (2021): 107260.
[16] Macmillan, Madeline, et al. "Shedding light on the economic costs of long-duration power outages: A review of resilience assessment methods and strategies." *Energy Research & Social Science99* (2023): 103055.
[17] Menazzi, Matteo, Chuan Qin, and Anurag K. Srivastava. "Enabling Resiliency Through Outage Management and Data-Driven Real-Time Aggregated DERs." *IEEE Transactions on Industry Applications* (2023).
[18] G. J. R. E. Levitin and S. Safety, "A universal generating function approach for the analysis of multi-state systems with dependent elements," vol. 84, no. 3, 2004
[19] A. Lisnianski, I. Frenkel, and Y. Ding, Multi-state system reliability analysis and optimization for engineers and industrial managers. Springer Science & Business Media, 2010.
[20]D. Roy, "The discrete normal distribution," Communications in Statistics-theory and Methods, vol. 32, no. 10, pp. 1871-1883, 2003.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
[DOI: 10.82362/jeps.2024.3.508]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 13- No. 3- Autumn 2024