# مکان‌یابی خطای تک‌فاز به روش امپدانسی با بهره‌گیری از روش شناسایی الگو

رحمن دشتی[1] (استادیار)، محمد دیسی[2] (دانشجوی دکتری)، شهرام جوادی[2] (دانشیار)

۱- آزمایشگاه سیستم قدرت و حفاظت، دانشکده مهندسی، دانشگاه خلیج فارس، بوشهر۷۵۱۶۹۱۳۸۱۷، ایران
R.Dashti@pgu.ac.ir
۲- مرکز تحقیقات برق هوشمند و اتوماسیون، دانشکده فنی و مهندسی، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
Moh.Daisy.eng@iauctb.ac.ir Sh.Javadi@iauctb.ac.ir

**چکیده:** **شبکه توزیع به‌عنوان بخشی از ساختار کلی سیستم‌های قدرت، آخرین حلقه‌ی زنجیره تولید و انتقال انرژی محسوب می‌گردد. ازجمله مهم‌ترین مسائل موجود در خطوط توزیع، مسئله بروز خطا است که با توجه به ساختار ذاتی شبکه‌های توزیع و انشعابات متعدد، مکان‌یابی آن اهمیت ویژه‌ای دارد. روش‌های امپدانسی به‌عنوان معمولی‌ترین روش برای مکان‌یابی خطا می‌باشد. این روش با مشکلاتی مانند چند پاسخی بودن و عدم تشخیص بخش خطا روبرو بوده و قادر به ارائه پاسخ یکتا نمی‌باشد. در این مقاله ابتدا با استفاده از روش امپدانسی ارتقاءیافته، مکان‌های ممکن خطا تشخیص داده می‌شوند. سپس فرکانس‌های طبیعی آن نقاط تعیین می‌گردد. لذا با توجه به اینکه مکان‌های ممکن خطا بیش از یک نقطه می‌باشند لازم است بخش خطا جهت تعیین مکان اصلی خطا شناسایی گردد؛ بنابراین شبیه‌سازی خطای هر بخش از مکان‌های ممکن را به ازای گام‌های کوچک انجام داده و با تطبیق فرکانس تعیین شده با فرکانس پایه ثبت شده در شکل ولتاژ اصلی خطا، بخش و مکان اصلی خطا تعیین می‌گردد.**

**واژه‌های کلیدی:** **شبکه توزیع، مکان‌یابی خطا، تخمین بخش خطا، فاصله‌یابی خطا.**

**تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۱۲/۲۳**

**تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۵/۱۳**

نام نویسنده‌ی مسئول: شهرام جوادی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: مرکز تحقیقات برق هوشمند، دانشکده فنی و مهندسی، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]

## ۱- مقدمه

سیستم قدرت از چهار بخش تولید، انتقال، توزیع و بار تشکیل شده است که شبکه توزیع به‌عنوان پیچیده‌ترین شبکه دارای خصوصیات بارهای متفاوت و متنوع می‌باشد. انواع بارهای موجود در سیستم توزیع عبارت‌اند از: بارهای صنعتی، تجاری، کشاورزی، خانگی و روشنایی. شبکه توزیع معمولاً از یک پست توزیع آغاز و توسط یک یا چند خط فوق توزیع یا خطوط انتقال فشارقوی تغذیه می‌گردد که هر پست توزیع یک یا چند فیدر را تغذیه می‌کند. شبکه توزیع با انشعاب‌های متعدد و بارهای متنوع و نامتعادل در سطح کوچه‌ها و خیابان‌ها گسترده شده است و به دو صورت شبکه شعاعی و اتصال یافته دسته‌بندی می‌گردد.

اهمیت مکان‌یابی خطا در شبکه توزیع از دو دیدگاه کلی مورد بررسی قرار می‌گیرد: از دیدگاه مشترکین و شرکت توزیع. ازنظر مشترکین ارائه خدمات مداوم، حداقل زمان و تعداد قطعی؛ موردقبول است و با توجه به اینکه مشترکین متفاوتی وجود دارد این امر زمانی امکان پذیر می‌باشد که شبکه در شرایط عادی باشد. از دیدگاه شرکت توزیع مواردی چون رضایت مشترکین و کاهش هزینه تعمیرات بسیار مهم است که در صورت غیرعادی شدن شرایط بحث خطاها در شبکه مطرح می‌گردد.

الگوریتم مکان‌یابی خطا بر اساس آنالیز مدار سه‌فاز مستقیم برای سیستم‌های توزیع نامتعادل در [۱] ارائه شده است. الگوریتم مورد ارائه بر محدودیت الگوریتم معمولی در جایی که به سیستم متعادل نیاز است، غلبه می‌کند.

در [۲-۳] از تبدیل موجک پیوسته و تابع همبستگی جهت تعیین فاصله خطا استفاده گردیده است. روش بهبودیافته [۲-۳] در [۴] نیز ارائه شده است. در این روش فاصله خطا از طریق شبکه عصبی با استفاده از الگوریتم ویژه‌ای از استخراج ولتاژ ابتدای فیدر تعیین می‌گردد. در این مرجع وجود یک بانک داده حجیم و دقیق ضروری می‌باشد.

یک روش بهبود یافته برای مکان‌یابی در سیستم توزیع قدرت در [۵] ارائه شده است که از دقت بالایی برخوردار می‌باشد. در الگوریتم مورد ارائه با استفاده از حوزه فازور مدل خط گسترده، یک معادله جبری درجه ۵ از فاصله خطا به دست آمده است که می‌تواند دقت را بهبود بخشد.

در [۶] یک فرمول جدید برای محاسبه فاصله خطا به روش امپدانسی در سیستم‌های توزیع ارائه شده است. در روش مورد ارائه تنها از اندازه‌گیری ولتاژ و جریان ابتدای فیدر استفاده می‌گردد و نیازی به نصب تجهیزات اضافی مثل دستگاه‌های مانیتورینگ در سیستم توزیع نمی‌باشد. یک روش جدید تک‌پایانه برای مکان‌یابی خطا در شبکه‌های سیستم توزیع در [۷] ارائه شده است. این روش بر بازتاب فرکانس- زمان مبتنی است که فاصله‌ی خطا را بر اساس اختلاف زمان بین سیگنال‌های دریافتی و انتقال Chirp (سیگنالی که فرکانس آن به‌مرور زمان کم و زیاد می‌شود) محاسبه می‌نماید.

در [۸] یک روش جدید مکان‌یابی خطا بر اساس توالی صفر جریان در سیستم توزیع موردبررسی قرار گرفته است. همچنین مشخصه‌های توزیع توالی صفر جریان قبل و بعد از بستن سوئیچ در شبکه حلقوی در مورد خطای تک‌فاز به زمین نیز آنالیز می‌گردد.

در [۹] یک روش عملی برای تخمین بخش خطا و حذف مشکل چند تخمینی از روش‌های مکان‌یابی خطا به روش امپدانسی ارائه گردیده است. این روش بر اساس محاسبه امپدانس ظاهری و مقادیر اساسی که در پست اندازه‌گیری شده، می‌باشد.

در [۱۰] روشی اجرایی و ساده ارائه شده است که قادر به تخمین بخش خطا بر اساس الگوی جریانی و الگوی زمانی جریان ابتدای فیدر و حذف مشکل چند پاسخی روش‌های امپدانسی در سیستم‌های توزیع می‌باشد. در این روش با تعیین مکان تجهیزات حفاظتی و هماهنگی ویژه آن‌ها در شبکه توزیع، به‌گونه‌ای عمل می‌کند که بهره‌برداران بتوانند بخش خطا را از طریق الگو و رفتار جریان ابتدای فیدر بدون هیچ‌گونه تجهیز اضافی تعیین نمایند. همچنین این روش به کمک انجام چند آزمایش اتصال کوتاه واقعی بر روی یک فیدر توزیع در شرکت توزیع استان بوشهر صحت‌سنجی شده است.

یک روش عملی برای تعیین فاصله و بخش خطا در سیستم توزیع قدرت در [۱۱] ارائه گردیده است. درروش ارائه شده در ابتدا نقاط احتمالی خطا تعیین و سپس با استفاده از یک روش جدید، مکان‌یابی به روش امپدانسی انجام می‌پذیرد.

در [۱۲] بر اساس مدل‌سازی آماری و استخراج ولتاژ اندازه‌گیری شده ذخیره در پایگاه‌های داده، بخش خطا تعیین می‌گردد. انتخاب تعدادی از گروه‌ها، تناسب نمونه‌ها در هر گروه و مقادیر اولیه مورد نیاز از محدودیت‌های این روش می‌باشد.

با استفاده از اطلاعات ولتاژ و جریان ابتدای فیدر و با استفاده از فن طبقه‌بندی کننده از طریق الگوریتم‌های یادگیرنده الگوریتمی در [۱۳] ارائه گردیده که مکان خطا را تعیین می‌نماید. در این مرجع با بهره‌گیری از اطلاعات ولتاژ و جریان ابتدای دامنه فرو رفتگی ولتاژ (Voltage Sag) در هر فاز، میزان افزایش جریان هر فاز، انحراف معیار دامنه روشی ارائه گردیده که بخش و فاصله اصلی خطا مشخص می‌شود.

در [۱۴] یک روش ترکیبی جدید برای مکان‌یابی خطای تک فاز به زمین ارائه شده است. در این روش الگوریتم مکان‌یابی خطا به روش امپدانسی برای یافتن مکان‌های ممکن خطا استفاده گردیده است. سپس روش جدیدی برای تعیین بخش خطا با استفاده از الگوریتم تطابق فرو رفتگی ولتاژ ارائه شده است. در این روش بعد از خطای تک فاز به زمین، مکان‌های ممکن خط تعیین و با استفاده از الگوریتم مکان‌یابی خطا به روش امپدانسی خطای یکسان در مکان‌های ممکن به‌طور جداگانه شبیه‌سازی گردیده است.



[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]

یک روش دقیق و کارآمد برای تخمین بخش و فاصله خطا در سیستم توزیع بر اساس اجزای طیف فرکانس تولید شده توسط امواج سیار در [۱۵] ارائه گردیده است. خطای اتفاق افتاده در سیستم شعاعی تولید امواج سیار فرکانس بالا را به دو بخش تقسیم کرده است. بخشی از آن بین محل خطا و پست و بخش دیگر بین اتصالات شبکه و پست سیر می‌کند.

در [۱۶] روش جدیدی جهت تعیین مکان خطا در سیستم‌های توزیع بر مبنای مؤلفه‌های فرکانسی امواج سیار ناشی از خطا ارائه گردیده است. در این مرجع الگوریتمی ارائه شده است که با ثبت اطلاعات فرکانس بالای خطا در ابتدای فیدر توزیع و تحلیل فرکانسی مؤلفه‌های ایجاد شده در ولتاژهای ابتدای فیدر، بخش دارای خطا شناسایی و فاصله دقیق خطا از ابتدای فیدر به‌طور یکتا محاسبه می‌شود.

در [۱۷] پس از وقوع خطا، محل‌های ممکن خطا با استفاده از الگوریتم امپدانسی تعیین می‌شوند. سپس خطاهای مشابهی به‌طور جداگانه در محل‌های ممکن تعیین شده، شبیه‌سازی می‌شوند. در ادامه ولتاژ ابتدای فیدر ذخیره می‌شود و آنگاه دامنه و فاز اختلاف ولتاژها تعیین و بانک داده آنلاین تولید می‌گردد. برای تشخیص خطای حقیقی، داده‌های این بانک با دامنه و زاویه اختلاف ولتاژهای به دست آمده و ثبت شده (در ابتدای فیدر) مقایسه می‌شوند. محل واقعی خطا با مقدار تطبیق هر محل خطای ممکن تعیین می‌شود.

در [۱۸]، مکان‌یابی خطا بر اساس امپدانس خط برای شبکه‌های توزیع چهار سیم ارائه شده است. در روش ارائه شده از مدل خط $\pi$ استفاده شده است و تأثیر مشخصات اصلی شبکه‌های توزیع شامل زیر شاخه‌ها، مقاومت خطا، محل خطا، زاویه شروع خطا و نوع خطا بررسی شده است.

در این مقاله روش ترکیبی جدیدی جهت تعیین مکان خطا در شبکه توزیع ارائه شده است. در روش پیشنهادی ابتدا با استفاده از روش امپدانسی مکان‌های ممکن خطا با استفاده از اطلاعات ابتدای فیدر تعیین می‌گردد. با توجه به اینکه تعداد مکان‌های ممکن وابسته به آرایش شبکه می‌تواند بیش از یک باشد لذا تعیین بخش و مکان اصلی خطا بسیار پراهمیت خواهد بود. اکنون خطا در هر مکان ممکن شبیه‌سازی و شکل موج ولتاژ ابتدای فیدر به ازای هر یک ذخیره می‌گردد. سپس تبدیل فوریه آن‌ها تعیین و برای هر یک با تبدیل فوریه ولتاژ ذخیره شده به ازای خطای واقعی مقایسه می‌گردد. هرکدام که دارای بیشترین تشابه باشد به‌عنوان مکان و بخش اصلی خطا معرفی می‌گردد. روش پیشنهادی در یک شبکه توزیع نمونه تحت شرایط مکان‌های مختلف، مقاومت‌ها و زوایای مختلف شروع خطا مورد تست و ارزیابی قرار گرفته که نتایج بدست آمده بیانگر عملکرد و حسن دقت آن می‌باشد. این مقاله به‌صورت زیر بخش‌بندی می‌شود. در ابتدا روش پیشنهادی جهت فاصله‌یابی خطا بیان می‌گردد. در بخش بعد تعیین بخش واقعی خطا به روش پیشنهادی آنالیز خواهد شد. نتایج شبیه‌سازی و مقایسه با دیگر روش‌ها در بخش سوم مورد بررسی قرار خواهد گرفت. درنهایت نتیجه‌گیری ارائه می‌گردد.

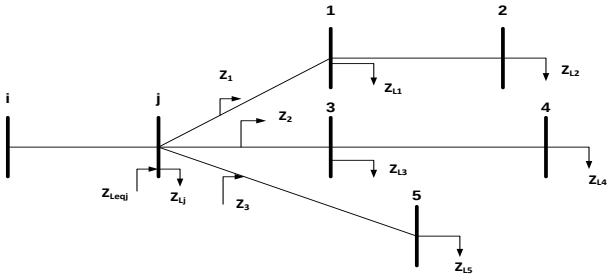
## ۲- روش پیشنهادی

### ۲-۱- فاصله‌یابی خطا به روش امپدانسی بهبود یافته

در این قسمت، مکان خطا با استفاده از روش امپدانسی که در [۱۱] معرفی شده است، تعیین می‌گردد. در این روش مدل خط گسترده برای بهبود دقت الگوریتم امپدانسی مکان‌یابی خطا استفاده می‌شود. بر اساس این مدل و بسته به نوع خطا، معادله جدیدی به دست می‌آید که می‌تواند فاصله خطا را با دقت بالا تعیین کند.

#### ۲-۱-۱- تعیین بار معادل در انتهای هر بخش

در این قسمت با در نظر گرفتن شبکه نمونه ارائه شده در شکل (۱) به تشریح روند محاسبه امپدانس بار معادل انتهای هر بخش می‌پردازیم.




**شکل (۱): نمای تک‌خطی شبکه توزیع نمونه**

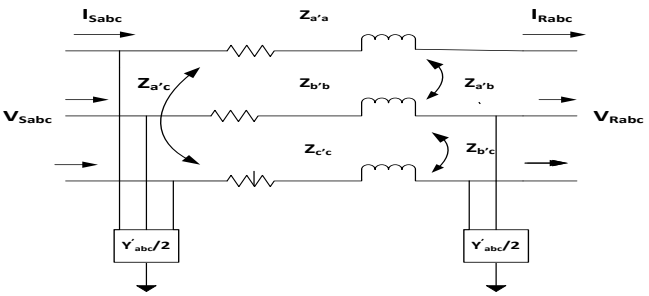
درصورتی‌که خطا بر روی خط بین دو باس i و j رخ داده باشد، لازم است امپدانس معادل بار انتهای این بخش (امپدانس معادل در باس jام) مشخص گردد. این امپدانس توسط (۱) به دست می‌آید:

$$Z_{Leq_j}=(Z_1^{-1}+Z_2^{-1}+Z_3^{-1}+Z_{Lj}^{-1})^{-1} \quad (1)$$

هرکدام از امپدانس‌های $Z_1, Z_2, Z_3$ به‌وسیله محاسبه امپدانس معادل دیده شده از گره jام تعیین می‌گردد. برای محاسبه این امپدانس‌ها از سری و موازی کردن امپدانس بارها و امپدانس خطوط استفاده می‌شود. لازم به توضیح است که برای دست‌یابی به دقت بالاتر، از مدل گسترده خط برای هر بخش مطابق با شکل (۲) استفاده شده است.

[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]




**شکل (۲): مدل مداری هر بخش از شبکه توزیع**

روابط (۲)، (۳) و (۴) نحوه تعیین امپدانس معادل هر بخش متصل به گره j را نشان می‌دهد.

$$Y_1=\left(\left[\left(\left(Z_{L_2}^{-1}+\frac{Y_{12}^{/}}{2}\right)^{-1}+Z_{12}^{/}\right)^{-1}+\frac{Y_{12}^{/}}{2}+Z_{L_1}^{-1}+\frac{Y_{j_1}^{/}}{2}\right]^{-1}+Z_{j_1}^{/}\right)^{-1}+\frac{Y_{j_1}^{/}}{2} \quad (۲)$$

$$Y_2=\left(\left[\left(\left(Z_{L_4}^{-1}+\frac{Y_{34}^{/}}{2}\right)^{-1}+Z_{34}^{/}\right)^{-1}+\frac{Y_{34}^{/}}{2}+Z_{L_3}^{-1}+\frac{Y_{j_3}^{/}}{2}\right]^{-1}+Z_{j_3}^{/}\right)^{-1}+\frac{Y_{j_3}^{/}}{2} \quad (۳)$$

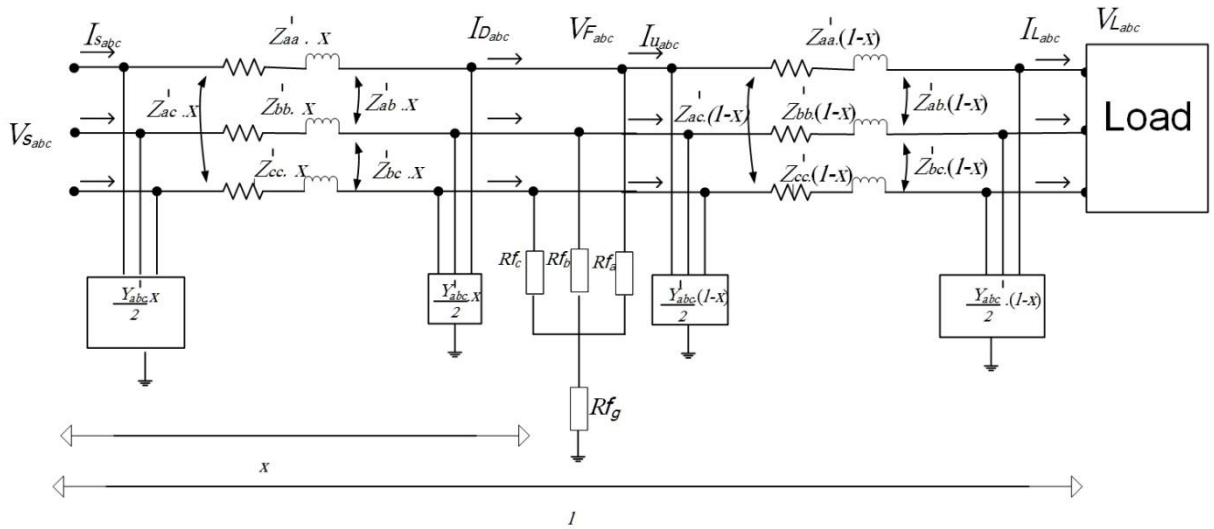
$$Y_3=\left(\left[\left(\left(Z_{L_5}^{-1}+\frac{Y_{j5}^{/}}{2}\right)^{-1}+Z_{j5}^{/}\right)^{-1}+\frac{Y_{j5}^{/}}{2}\right]\right) \quad (۴)$$

## ۲-۱-۲- تعیین ولتاژ و جریان در ابتدای هر بخش

با استفاده از اطلاعات ثبت شده از ولتاژ و جریان ابتدای فیدر و ازآنجایی‌که هر گره در پایین دست گره ابتدای فیدر است، بنابراین ولتاژ در گره پایین دست ($V_{kj}$) و جریان ورودی این گره از گره ماقبل ($I_{kij}$) می‌تواند از طریق (۵) و (۶) محاسبه گردند.

$$V_{kj}=k_0+k_1l_{ij}+k_2l_{ij}^2+k_3l_{ij}^3+k_4l_{ij}^4+k_5l_{ij}^5 \quad (۵)$$

$$I_{kij}=k_{I0}+k_{I1}l_{ij}+k_{I2}l_{ij}^2+k_{I3}l_{ij}^3+k_{I4}l_{ij}^4+k_{I5}l_{ij}^5 \quad (۶)$$




**شکل (۳): نمای مداری یک بخش نمونه با حضور خطا در فاصله $x$ از ابتدای فیدر**

که در آن:

$l_{ij}$: طول بخش i-j می باشد

ضرایب $k_0-k_{I5}$: در [۱۱] به طور کامل توضیح داده شده‌اند.

## ۲-۱-۳- الگوریتم مکان‌یابی روش پیشنهادی در شبکه توزیع

الگوریتم مکان‌یابی خطا به روش پیشنهادی مطابق زیر می‌باشد.

۱-تشخیص نوع خطا

در این مرحله نوع خطا به تفکیک تک فاز به زمین، دو فاز به زمین، دو فاز به هم و سه فاز به زمین تشخیص داده می‌شود.

۲-تعیین امپدانس بار معادل در انتهای هر بخش و ولتاژ و جریان ابتدای هر بخش.

۳-جریان بار ($I_L$) قبل و بعد خطا یکسان در نظر گرفته شود. همچنین جریان خروجی از نقطه خطا به سمت انتهای بخش ($I_u$) برابر ($I_L$) فرض شود.

۴-برابر فرض کردن جریان ورودی به نقطه خطا از سمت بالا دست ($I_D$) و جریان خروجی از گره ابتدایی بخش ($I_S$).

محل جریان‌های مختلف در شکل (۳) نشان داده شده است.

۵-محاسبه جریان خطا به کمک معادله زیر:

$$I_F=I_D-I_u \quad (۷)$$

۶- تعیین مکان خطا یا همان مقدار $x$

برای انواع خطا به زمین:

$$x^5[Im(k_{5m}I_{Fm}^*)]+x^4[Im(k_{4m}I_{Fm}^*)]+x^3[Im(k_{3m}I_{Fm}^*)]+x^2[Im(k_{2m}I_{Fm}^*)]+x^1[Im(k_{1m}I_{Fm}^*)]+x^0[Im(k_{0m}I_{Fm}^*)]=0 \quad (۸)$$

ضرایب $k_0$ تا $k_5$ در ضمایم نشان داده شده‌اند.



[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]

۷-آیا x همگرا شده است؟

اگر بلی توقف الگوریتم و چاپ مقدار $x$ در غیر این صورت رفتن به مرحله ۸.

۸-تعیین مجدد ولتاژ محل یا نقطه خطا.

۹-به روز کردن جریان $I_u$ و $I_D$ با استفاده از (۹) و (۱۰) و برگشت به مرحله ۵.

$$I_u = [((Z_L^{-1} + \frac{Y'}{2}.(l-x))^{-1} + Z'.(l-x))^{-1} + \frac{Y'}{2}.(l-x)].V_F \quad (۹)$$

$$I_D = k_{I0} + k_{I1}x + k_{I2}x^2 + k_{I3}x^3 + k_{I4}x^4 + k_{I5}x^5 \quad (۱۰)$$

ضرایب $k_{I0} - k_{I5}$: ضرایبی هستند که در محاسبات ارائه می‌شوند و در بخش ضمایم نمایش داده شده اند.

معمولاً روش‌های مکان‌یابی خطای امپدانسی چندین نقطه را به‌عنوان مکان خطا در شبکه توزیع تخمین می‌زند. برای مشخص کردن مکان واقعی خطا لازم است بخش خطا نیز تعیین گردد. در ادامه به تشریح تعیین بخش واقعی خطا می‌پردازیم.

## ۲-۲- روش پیشنهادی جهت تعیین بخش واقعی خطا

تا این مرحله مکان‌های احتمالی خطا به روش امپدانسی مشخص گردید. حال باید از بین آن‌ها مکان واقعی خطا مشخص شود، برای این منظور به تحلیل مؤلفه فرکانس طبیعی ولتاژ خطای واقعی و مقایسه آن با خطاهای شبیه‌سازی شده در مکان‌های ممکن می‌پردازیم. برای یک تحلیل گذرا در حوزه فرکانس می‌توان از تبدیل‌های فوریه، موجک و ... استفاده کرد.

در ادامه به تشریح روش بخش‌یابی پیشنهادی پرداخته خواهد شد، با استفاده از موج ولتاژ خطای واقعی و همچنین مکان‌های ممکن که توسط روش امپدانسی مشخص شده است اقدام به تعیین بخش واقعی خطا شده است.

در روش پیشنهادی ابتدا اطلاعات فیدر و اطلاعات لحظه‌ای لوازم اندازه‌گیری سر فیدر جمع‌آوری و به الگوریتم وارد می‌شود. آنگاه پس از اعلام وقوع خطا از طریق رله و سیستم حفاظتی در فیدر موردبررسی نسبت به ذخیره‌سازی ولتاژ خطا اقدام می‌گردد. در ادامه از طریق روش امپدانسی مکان‌های ممکن خطا تعیین می‌شود. با توجه به آرایش و نوع ساختار شبکه، ممکن است چندین بخش به‌عنوان مکان ممکن خطا تعیین گردد. حال پیدا کردن بخش اصلی دارای نقش مهمی می‌باشد. در این روش بدون داشتن هرگونه بانک آفلاین، در مکان‌های ممکنی که توسط روش امپدانسی معرفی‌شده‌اند، نسبت به شبیه‌سازی، خطا با مشخصات به‌دست‌آمده ($X$, $R_f$) در مکان‌های ممکن، شکل موج‌های ولتاژ ابتدای فیدر به ازای خطا در هر مکان ممکن استخراج می‌شود. سپس در هر مکان ممکن خطای مشابه شبیه‌سازی و ولتاژهای مربوطه در ابتدای فیدر ذخیره می‌گردد. اکنون مشخصات فرکانسی شکل موج‌ها از طریق تبدیل فوریه استخراج می‌شود. حال با در اختیار داشتن تبدیل فوریه ولتاژ خطای واقعی و تبدیل فوریه ولتاژهای ابتدای فیدر به ازای خطا در نقاط ممکن، می‌توان بیشترین تشابه بین این شکل موج‌ها را به‌عنوان جواب در نظر گرفت. در این روش شاخص تطبیقی با اجرای نورم ۲ تعیین می‌شود. شاخص هر مکان ممکنی که دارای کمترین مقدار باشد به‌عنوان مکان اصلی خطا معرفی می‌شود.

در شکل (۴) فلوچارت روش پیشنهادی نشان داده شده است.




**شکل (۴): فلوچارت روش پیشنهادی**

الف) خطا در مکان‌های ممکن شبیه‌سازی شده است که درنتیجه آن موج ولتاژ در هر مکان حاصل می‌گردد:

$Vps_1$: موج ولتاژ به ازای خطا در مکان ممکن ۱

$Vps_2$: موج ولتاژ به ازای خطا در مکان ممکن ۲

$Vps_n$: وج ولتاژ به ازای خطا در مکان ممکن nام

ب) در این مرحله قدر مطلق تبدیل فوریه فرکانسی موج ولتاژ خطا برای خطای واقعی و خطا در مکان‌های ممکن محاسبه شده است:

$|FFT\ (V_{ms})|$: قدر مطلق تبدیل فوریه فرکانسی موج ولتاژ خطای واقعی

[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]

|FFT $(V_{ps1})$|: قدر مطلق تبدیل فوریه فرکانسی موج ولتاژ خطا در مکان ممکن ۱

|FFT $(V_{ps2})$|: قدر مطلق تبدیل فوریه فرکانسی موج ولتاژ خطا در مکان ممکن ۲

|FFT $(V_{psn})$|: قدر مطلق تبدیل فوریه فرکانسی موج ولتاژ خطا در مکان ممکن nام

داده‌های ولتاژ به ازای خطای واقعی و به ازای خطا در مکان‌های ممکن خطا ذخیره و تبدیل فوریه مربوطه استخراج می‌گردد. در این مرحله بین تبدیل فوریه ولتاژ به ازای خطای واقعی و خطا در هر یک از مکان‌های ممکن یک شاخص مقایسه‌ای انجام می‌پذیرد که در این مقاله از معیار نورم ۲ استفاده شده است. درواقع مجذور اختلاف دو شکل موج را نمونه به نمونه محاسبه و تجمیع کل نمونه‌های اختلافی انجام و از آن رادیکال گرفته می‌شود. تعداد این شاخص محاسبه‌شده با تعداد مکان‌های ممکن برابر می‌باشد که کمترین مقدار به‌دست‌آمده به‌عنوان جواب صحیح انتخاب و آن مکان ممکن به‌عنوان مکان اصلی و بخش اصلی خطا معرفی می‌گردد.

ج) در این مرحله از معیار نورم دو برای تعیین بخش اصلی خطا استفاده شده است که به شرح زیر است:

برای معیار نورم ۲ ضریب $\alpha$ تعریف شده است که رابطه آن به‌صورت زیر است:

$$\alpha = \text{norm}\left(|FFT(V_{ms})| - |FFT(V_{ms})|\ , 2\right) \qquad (۱۱)$$

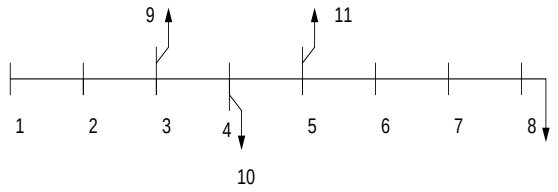
پس از محاسبه $\alpha$ برای موج ولتاژ خطای واقعی و تمامی مکان‌های ممکن خطا، آن بخشی که دارای کمترین مقدار $\alpha$ باشد به‌عنوان بخش واقعی خطا معرفی می‌شود.

## ۳- نتایج شبیه‌سازی

### ۳-۱- سیستم توزیع موردمطالعه

عملکرد روش مکان‌یابی خطای پیشنهادی با در نظر گرفتن یک فیدر توزیع یازده گره مورد ارزیابی قرار گرفته است. فیدر موردنظر دارای بخش‌هایی روی تنه اصلی و همچنین بخش‌هایی با انشعاب‌های فرعی و طول‌های متفاوتی می‌باشد. سیستم تست با استفاده از نرم‌افزار MATLAB برای خطای تک فاز با مقاومت‌های خطای ۰، ۲۵، ۵۰، ۱۰۰ و ۱۵۰ اهم و زاویه‌های شروع خطای ۰، ۴۵، ۹۰، ۱۲۰ و ۱۶۰ درجه در مکان‌های مختلف شبیه‌سازی شده است.

شکل (۵) فیدر تست نمونه را نشان می‌دهد [۱۹].

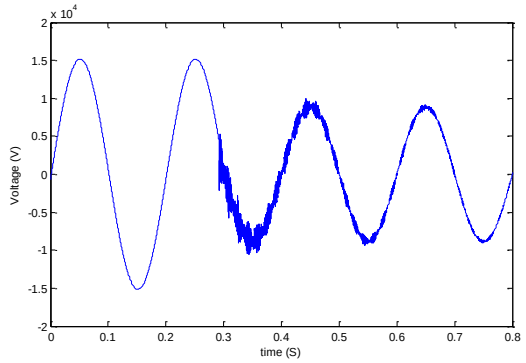



**شکل (۵): فیدر تست نمونه [۱۹]**

### ۳-۲- بررسی روش پیشنهادی در سیستم موردمطالعه

- **بررسی روش پیشنهادی در مکان‌های مختلف**

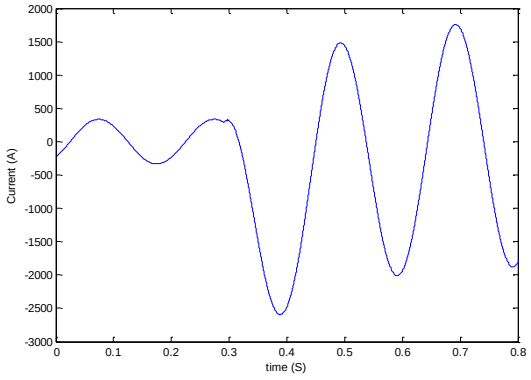
با قرار دادن خطای واقعی بافاصله ۰/۳ کیلومتر از ابتدای فیدر در بخش ۴-۳ و اعمال روش امپدانسی، مکان‌های ممکن خطا در قطعات ۴-۳ و ۹-۳ به دست می‌آیند. مکان‌های ممکن خطا برای ۰/۳ کیلومتر به ترتیب ۰/۳۰۰۵ و ۰/۳۹۷۵ کیلومتر از ابتدای بخش با مقاومت خطای ۵۰ اهم می‌باشند. جدول (۱)، سه مکان واقعی خطا را در بخش ۴-۳ مورد تحلیل قرار داده که پس از اجرای روش امپدانسی برای هر خطای واقعی، دو مکان ممکن بدست آمده است. با استفاده از معیار نورم دو که در ستون چهارم از این جدول نشان داده شده، می‌توان بخش اصلی خطا را مشخص کرد. شکل‌های (۶) و (۷) به ترتیب شکل موج‌های ولتاژ و جریان را در لحظه وقوع خطا در بخش ۴-۳ و در فاصله ۰/۳ کیلومتری از ابتدای فیدر نشان می‌دهند.




**شکل (۶): شکل موج ولتاژ خطا در بخش ۴-۳ در فاصله ۰/۳ کیلومتر با مقاومت خطای ۵۰ Ω**

[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]




**شکل (۷): شکل جریان خطا در بخش ۴-۳ در فاصله ۰/۳ کیلومتر با مقاومت خطای ۵۰ Ω**

**جدول (۱): نقاط ممکن خطا در بخش ۴-۳ در فواصل مختلف**

| مکان واقعی خطا | اولین مکان ممکن خطا و فاصله آن (km) | دومین مکان ممکن خطا و فاصله آن (km) | معیار نورم ۲ |
|---|---|---|---|
| ۰ | بخش ۴-۳، ۰/۰۰۰۶ | بخش ۹-۳، ۰/۰۰۳۰ | ۵/۶۴۶۲e+۰۶ |
| ۰/۳ | بخش ۴-۳، ۰/۳۰۰۵ | بخش ۹-۳، ۰/۳۹۷۵ | ۰ |
| ۰/۷ | بخش ۴-۳، ۰/۷۰۰۳ | بخش ۹-۳، ۰/۹۲۴۴ | ۶/۳۳۰۸e+۰۶ |

جهت بررسی دقت روش پیشنهادی در مکان‌های مختلف وقوع خطا، با قرار دادن خطای واقعی با فاصله ۰/۳ کیلومتر در بخش ۱۰-۴ و اعمال روش امپدانسی پیشنهادی، مکان‌های ممکن خطا در بخش‌های ۵-۴، ۱۰-۴ و ۹-۳ به دست می‌آیند که فواصل آن‌ها به ترتیب ۰/۳۰۳۰، ۰/۲۵۱۲ و ۱/۲۲۵۷ کیلومتر از ابتدای بخش با مقاومت خطای ۵۰Ω می‌باشد. جدول (۲) به بررسی چهار نقطه وقوع خطا پرداخته است که پس از اجرای روش امپدانسی، سه نقطه ممکن برای هر خطای واقعی بدست آمده است. سپس با استفاده از معیار نورم ۲، بخش اصلی خطا مشخص شده است. نتایج بدست آمده از جدول‌های (۱) و (۲) بیانگر دقت بالای روش پیشنهادی برای مکان‌های مختلف وقوع خطا می‌باشد.

**جدول (۲): نقاط ممکن خطا در بخش ۱۰-۴ در فواصل مختلف**

| مکان واقعی خطا | اولین مکان ممکن خطا و فاصله آن (km) | دومین مکان ممکن خطا و فاصله آن (km) | سومین مکان ممکن خطا و فاصله آن (km) | معیار نورم ۲ |
|---|---|---|---|---|
| ۰/۳ | ۴-۱۰<br>۰/۳۰۳۰ | ۴-۵<br>۰/۲۵۱۲ | ۳-۹<br>۱/۲۲۵۷ | ۰ |
| ۲/۱ | ۴-۱۰<br>۲/۱۰۳۰ | ۴-۵<br>۱/۷۴۰۹ | ۳-۹<br>۳/۰۳۳۴ | ۱/۰۵۰۸e+۰۷ |
| ۳/۳ | ۴-۱۰<br>۳/۳۰۳۱ | ۴-۵<br>۲/۷۳۰۴ | ۳-۹<br>۴/۲۳۸۵ | ۱/۲۰۲۵e+۰۷ |
| ۴/۵ | ۴-۱۰<br>۴/۵۰۳۰ | ۴-۵<br>۳/۷۱۶۸ | ۳-۹<br>۵/۴۴۳۴ | ۱/۳۰۷۳e+۰۷ |

- **بررسی زاویه شروع خطا و مقاومت‌های مختلف خطا بر روی روش پیشنهادی**

برای بررسی زاویه شروع خطا و مقاومت‌های مختلف خطا بر دقت روش پیشنهادی، شبیه‌سازی‌های مختلف با پنج زاویه ۰، ۴۵، ۹۰، ۱۲۰، ۱۶۰ درجه و مقاومت‌های خطای ۰، ۲۵، ۵۰، ۱۰۰ و ۱۵۰ اهم انجام شده است. جدول (۳) نتایج حاصل از این ارزیابی را نشان می‌دهد. با بررسی نتایج شبیه‌سازی برای مقاومت ۱۰۰Ω در زاویه‌های مختلف می‌توان دریافت که حداکثر خطای روش پیشنهادی در زاویه صفر درجه با ۰/۰۳۱۲٪ و حداقل خطا در زاویه ۱۶۰ درجه با ۰/۰۲۸۷٪ می‌باشد که بیانگر عدم حساسیت روش پیشنهادی به زاویه شروع خطا می‌باشد. همچنین با تحلیل مقاومت خطا در ۱۵۰Ω که حداکثر خطای روش پیشنهادی در آن ۰/۰۷۰۲٪ می‌باشد، دقت بالای الگوریتم پیشنهادی در مقاومت‌های خطا مشخص می‌شود.

**جدول (۳): زوایای مختلف شروع خطا در بخش ۶-۵ با مقاومت‌های مختلف**

| مقاومت خطا (Ω) | مکان‌های ممکن خطا | زاویه شروع خطا (درجه) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ۰ | ۴۵ | ۹۰ | ۱۲۰ | ۱۶۰ |
| | | خطا% | | | | |
| R = ۰ | ۵_۶ | ۰/۲۱۰۱ | ۰/۱۴۸۳ | ۰/۰۷۲۳ | ۰/۲۸۳۳ | ۰/۰۵۵۱۷ |
| | ۵_۱۱ | ۰/۱۸۳۴ | ۰/۱۲۲۹ | ۰/۰۹۳۱ | ۰/۲۹۹۸ | ۰/۰۵۶۲۹ |
| R = ۲۵ | ۵_۶ | ۰/۰۰۲۱ | ۰/۰۰۰۸ | ۰/۰۰۱۳ | ۰/۰۰۵۲ | ۰/۰۰۳۲ |
| | ۵_۱۱ | ۰/۰۵۰۷ | ۰/۰۴۷۷ | ۰/۰۴۹۹ | ۰/۰۵۳۹ | ۰/۰۵۱۹ |
| R = ۵۰ | ۵_۶ | ۰/۰۱۲۶ | ۰/۰۱۰۷ | ۰/۰۱۳۰ | ۰/۰۱۲۹ | ۰/۰۱۳۴ |
| | ۵_۱۱ | ۰/۱۲۴۲ | ۰/۱۲۲۰ | ۰/۱۲۴۵ | ۰/۱۲۴۴ | ۰/۱۲۴۹ |
| R = ۱۰۰ | ۵_۶ | ۰/۰۳۱۲ | ۰/۰۳۰۸ | ۰/۰۳۰۹ | ۰/۰۲۹۲ | ۰/۰۲۸۷ |
| | ۵_۱۱ | ۰/۲۷۵۴ | ۰/۲۷۴۹ | ۰/۲۷۵۱ | ۰/۲۷۲۹ | ۰/۲۷۲۴ |
| R = ۱۵۰ | ۵_۶ | ۰/۰۷۰۲ | ۰/۰۷۰۰ | ۰/۰۶۹۳ | ۰/۰۶۷۹ | ۰/۰۶۶۱ |
| | ۵_۱۱ | ۰/۴۳۵۵ | ۰/۴۳۵۳ | ۰/۴۳۴۴ | ۰/۴۳۲۶ | ۰/۴۳۰۲ |

## ۳-۳- مزیت و مقایسه روش پیشنهادی با دیگر روش‌های ارائه شده

این مقاله بر روی تعیین فاصله خطا و تخمین بخش خطا تمرکز دارد، لذا باید در مقایسه با روش‌های دیگر ارزیابی شود. در ابتدا، دقت مکان‌یابی خطا به روش امپدانسی با مقالات دیگر مقایسه و در جدول (۴) ارائه شده است. همه خطاها برای مقاومت خطای ۱۰۰Ω محاسبه شده‌اند، درحالی‌که حداکثر خطا برای روش امپدانسی بهبودیافته ۰/۴۲٪ است. طبق این جدول می‌توان نتیجه گرفت که دقت روش امپدانسی بهبودیافته پیشنهادی، بالاتر از مقالات دیگر است که این یکی از مزایای روش پیشنهادی می‌باشد. در مرحله دوم، روش‌های ارائه‌شده تخمین بخش خطا با روش پیشنهادی مقایسه شده‌اند. تخمین صحیح بخش خطا در شرایط مختلف بهره‌برداری و توسعه شبکه بالادست و پایین‌دست توزیع بسیار مهم است. از دیگر مزایای این روش نسبت به روش‌های دیگر می‌توان به سرعت بالا، سادگی، ارزان بودن و عدم حساسیت به مکان‌های مختلف وقوع خطا، زاویه‌های مختلف شروع خطا و مقاومت‌های مختلف خطا اشاره کرد. شرایط مختلف برای چند روش ارائه‌شده، مقایسه و نتایج آن به این صورت



[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]

گزارش‌شده‌اند:

- در [۱۵] یک روش برای تخمین بخش و فاصله خطا در سیستم توزیع بر اساس امواج سیار ارائه گردیده است؛ اما روش‌های امواج سیار دارای محدودیت‌هایی هستند که از جمله آن‌ها می‌توان به اشکال در تشخیص بین امواج سیار بازگشتی از نقطه خطا و از انتهای خط و وجود معادلات و ساختار عملیاتی پیچیده اشاره کرد که علاوه بر ایجاد مشکل در پیاده‌سازی سبب افزایش هزینه تمام شده آن می‌شود. همچنین دقت این روش‌ها به نوع خطا، زاویه ولتاژ هنگام وقوع خطا و موقعیت خطا و مقاومت خطا بسیار وابسته است که در این موارد روش‌های امپدانسی با مشکلات کمتری روبرو بوده و علاوه بر آن روشی ساده و کم‌هزینه‌تر است.
- در [۱۹]، برای تعیین بخش خطا دیده از شبکه عصبی استفاده می‌شود. در شبکه عصبی، به بانک داده و یادگیری نیاز است، لذا این روش برای شبکه توزیع مناسب نیست، زیرا این شبکه مطابق با شرایط مختلف تغییر می‌کند. درنتیجه بانک داده و مجموعه یادگیری آن باید به‌روز شوند.
- در [۲۰] و [۲۱]، بخش دچار خطا، با ادوات حفاظتی و کات اوت فیوزها که یکی از آن‌ها قطع‌شده، تعیین‌شده است. این وسیله با ذوب عنصر و حرکت مکانیکی کار می‌کند. اگر سرویس قسمت مکانیکی این وسیله در زمان‌بندی منظم انجام نشود، هماهنگی حفاظت از دست می‌رود و تخمین بخش خطا دچار اشتباه خواهد شد. همچنین اگر فیوز لینک این وسیله متناسب با شبکه توزیع انتخاب نشده باشد، عملکرد این وسیله با خطا مواجه شده و هماهنگی حفاظت از دست می‌رود.
- مرجع [۹] از طریق روش امپدانسی و با استفاده از ولتاژ و جریان ثبت شده در ابتدای فیدر مکان‌های ممکن خطا را تعیین و سپس از طریق ادوات حفاظتی عملکردِ مکان اصلی خطا را مشخص می‌نماید. در این مقاله مدل دینامیکی بار در نظر گرفته شده است. مشکل این روش عدم ایجاد خصوصیات یکتا برای هر بخش در الگوی جریانی است؛ زیرا که تعداد ادوات حفاظتی محدود و انشعابات فیدرهای توزیع متعدد است. با توجه به گستردگی و توسعه روزافزون شبکه توزیع، تنظیم و هماهنگی ادوات حفاظتی، بعد از مدتی کارایی خود را در یکتایی الگوی جریان از دست می‌دهد.
- درروش پیشنهادی، بخش دچار خطا به‌صورت آنلاین و بدون نیاز به بانک داده آفلاین، تخمین زده می‌شود. سپس خطای مشابه با مشخصات استخراج‌شده از روش امپدانسی در محل‌های ممکن خطا شبیه‌سازی می‌گردد و ولتاژ ابتدای فیدر ثبت می‌گردد. سپس با استفاده از تبدیل فوریه و شاخص تطبیقی تعریف‌شده میان ولتاژ ذخیره‌شده خطای واقعی و ولتاژهای استخراج‌شده از شبیه‌سازی، مکان اصلی خطا تعیین می‌گردد. مزیت روش پیشنهادی، مقاوم بودن نسبت به شرایط خطاست. طبق نتایج حالت‌های قبل می‌توان نتیجه گرفت که همه بخش‌های دچار خطا به‌طور صحیح تخمین زده می‌شوند.

**جدول (٤): مقایسه روش پیشنهادی و دیگر روش‌های ارائه‌شده در موضوع تعیین فاصله خطا**

| درصد خطا و معادل طول آن | | | |
|---|---|---|---|
| روش پیشنهادی | [۱] | [۲۲] | [۲۱،۱۹] |
| ۰/۴۲ | ۸/۱۵ | ۱/۲۹ | ۸/۰۶ |
| ( ۲۷۴/۶۷m) | ( ۸۰۰۰/۴۱m) | ( ۱۲۶۶/۳۲m) | ( ۷۹۱۲/۰۶m) |

## ۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله روشی جدید جهت تعیین مکان دقیق خطا در سیستم‌های توزیع بر اساس اطلاعات ثبت‌شده در ابتدای فیدر خروجی از پست ارائه شده است. درروش پیشنهادی ابتدا سیستم توزیع موردنظر در محیط نرم‌افزار MATLAB مدل‌سازی و سپس خطا در چندین نقطه از سیستم توزیع با فواصل مختلف و در بخش‌های متفاوت شبیه‌سازی شده است. برای هر خطا اطلاعات ولتاژ ثبت شده در ابتدای فیدر، به‌صورت آنلاین فراخوانی و ذخیره می‌گردد. سپس با استفاده از اطلاعات ذخیره شده و بر اساس الگوریتم پیشنهادی، بخش خطادار و مکان دقیق خطا در سیستم توزیع شناسایی شده است.

## ضمایم

$$
\begin{cases}
\boldsymbol{k_0} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{s_a} \\ V_{s_b} \\ V_{s_c} \end{bmatrix} \\
\boldsymbol{k_1} = -\frac{1}{3}\left(z_c^+\gamma^+ + z_c^-\gamma^- + z_c^0\gamma^0\right) \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{s_a} \\ I_{s_b} \\ I_{s_c} \end{bmatrix} \\
\boldsymbol{k_2} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 + (\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 + \alpha(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 + \alpha^2(\gamma^0)^2 \\ (\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 + \alpha^2(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 + (\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 + \alpha(\gamma^0)^2 \\ (\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 + \alpha(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 + \alpha^2(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 + (\gamma^0)^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{s_a} \\ V_{s_b} \\ V_{s_c} \end{bmatrix} \\
\boldsymbol{k_3} = -\frac{1}{18} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^3 + (\gamma^-)^3 + (\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + \alpha^2(\gamma^-)^3 + \alpha(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + \alpha(\gamma^-)^3 + \alpha^2(\gamma^0)^3 \\ (\gamma^+)^3 + \alpha(\gamma^-)^3 + \alpha^2(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + (\gamma^-)^3 + (\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + \alpha^2(\gamma^-)^3 + \alpha(\gamma^0)^3 \\ (\gamma^+)^3 + \alpha^2(\gamma^-)^3 + \alpha(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + \alpha(\gamma^-)^3 + \alpha^2(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + (\gamma^-)^3 + (\gamma^0)^3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{s_a} \\ I_{s_b} \\ I_{s_c} \end{bmatrix} \\
\boldsymbol{k_4} = \frac{1}{72} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 + (\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 + \alpha(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 + \alpha^2(\gamma^0)^4 \\ (\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 + \alpha^2(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 + (\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 + \alpha(\gamma^0)^4 \\ (\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 + \alpha(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 + \alpha^2(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 + (\gamma^0)^4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{s_a} \\ V_{s_b} \\ V_{s_c} \end{bmatrix} \\
\boldsymbol{k_5} = -\frac{1}{360} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^5 + (\gamma^-)^5 + (\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + \alpha^2(\gamma^-)^5 + \alpha(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + \alpha(\gamma^-)^5 + \alpha^2(\gamma^0)^5 \\ (\gamma^+)^5 + \alpha(\gamma^-)^5 + \alpha^2(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + (\gamma^-)^5 + (\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + \alpha^2(\gamma^-)^5 + \alpha(\gamma^0)^5 \\ (\gamma^+)^5 + \alpha^2(\gamma^-)^5 + \alpha(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + \alpha(\gamma^-)^5 + \alpha^2(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + (\gamma^-)^5 + (\gamma^0)^5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{s_a} \\ I_{s_b} \\ I_{s_c} \end{bmatrix}
\end{cases}
$$



[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]

$$
\begin{cases}
k_{I0} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \\
k_{I1} = -\frac{1}{3}\left(z_c^+\gamma^+ + z_c^-\gamma^- + z_c^0\gamma^0\right) \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \\
k_{I2} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 + (\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 + \alpha(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 + \alpha^2(\gamma^0)^2 \\ (\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 + \alpha^2(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 + (\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 + \alpha(\gamma^0)^2 \\ (\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 + \alpha(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 + \alpha^2(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 + (\gamma^0)^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \\
k_{I3} = -\frac{1}{18} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^3 + (\gamma^-)^3 + (\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + \alpha^2(\gamma^-)^3 + \alpha(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + \alpha(\gamma^-)^3 + \alpha^2(\gamma^0)^3 \\ (\gamma^+)^3 + \alpha(\gamma^-)^3 + \alpha^2(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + (\gamma^-)^3 + (\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + \alpha^2(\gamma^-)^3 + \alpha(\gamma^0)^3 \\ (\gamma^+)^3 + \alpha^2(\gamma^-)^3 + \alpha(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + \alpha(\gamma^-)^3 + \alpha^2(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3 + (\gamma^-)^3 + (\gamma^0)^3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \\
k_{I4} = \frac{1}{72} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 + (\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 + \alpha(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 + \alpha^2(\gamma^0)^4 \\ (\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 + \alpha^2(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 + (\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 + \alpha(\gamma^0)^4 \\ (\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 + \alpha(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 + \alpha^2(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 + (\gamma^0)^4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \\
k_{I5} = -\frac{1}{360} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^5 + (\gamma^-)^5 + (\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + \alpha^2(\gamma^-)^5 + \alpha(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + \alpha(\gamma^-)^5 + \alpha^2(\gamma^0)^5 \\ (\gamma^+)^5 + \alpha(\gamma^-)^5 + \alpha^2(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + (\gamma^-)^5 + (\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + \alpha^2(\gamma^-)^5 + \alpha(\gamma^0)^5 \\ (\gamma^+)^5 + \alpha^2(\gamma^-)^5 + \alpha(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + \alpha(\gamma^-)^5 + \alpha^2(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5 + (\gamma^-)^5 + (\gamma^0)^5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix}
\end{cases}
$$

## مراجع


[1] M.S.Choi and J.J. Lee and S.D. Lee, et al, "*A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems*", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 19, no. 1, pp. 35–41, 2004.

[2] A. Borghetti and M. Bosetti and M.D. Silvestro, et al, "Continuous wavelet transform for fault location in distribution power networks: definitionof mother wavelets inferred from fault originated transients", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, pp. 380-388, 2008.

[3] A. Borghetti and S. Corsi and C.A. Nucci, et al, "*On the use of continuous-wavelet transform for fault location in distribution power networks*", International Journal of Electrical Power of Energy System, vol. 28, no. 1, pp. 608–617, 2006.

[4] M. Pourahmadi-Nakhli and A.A. Safavi, "*Path characteristic frequency-based fault locating in radial distribution systems using wavelets and neural networks*", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 26, no. 2, pp. 772-781, 2011.

[5] R.Dashti and J.Sadeh, "*Accuracy improvement of impedance based fault location method for power distribution network using distributed-parameter line model*", Int Trans Electr Energy Syst, Vol. 24, no 3, pp. 318-34, March 2014.

[6] S.Kongming and G.Zhanjun and L.Dawei, et al, "*Generalized Impedance-based Fault Distance Calculation Mehtod for Power Distribution Systems*", Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), pp. 1-4, 2014.

[7] A.Ghaderi and H.A.Mohammadpour and H.Ginn, "*Active fault location in distribution network using time-frequency reflectometry*", Power and Energy Conference at Illinois (PECI), pp. 1-7, 2015.

[8] X.Deng and R.Yuan and Zh.X, et al, "*Fault location in loop distribution network using SVM technology*", Electrical Power and Energy Systems, pp. 254–261, 2015.

[9] R. Dashti and J. Sadeh, "*Fault section estimation in power distribution network only with special cutout fuse links setting*", Woulfenia Journal, pp. 317-323, 2012.

[۱۰] رحمن دشتی و جواد ساده، **"ارائه روشی اجرایی و نوین جهت شناسایی بخش خطا در شبکه‌های توزیع،"** مجله انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران، سال دهم، شماره اول، بهار و تابستان ۱۳۹۲.

[11] R.Dashti and J.Sadeh, "*Fault section estimation in power distribution network using impedance-based fault distance calculation and frequency spectrum analysis*", IET Journal: Generation, Transmission and Distribution, vol. 8, no. 8, pp. 1406-1417, 2014.

[12] J. Mora-Florez**,** et al, "*K-means algorithm and mixture distributions for locating faults in power systems*", Electric Power Systems Research, vol. 79, no. 5, pp. 714-721, 2009.

[13] J.M. Florez and V.B. Nuez and G.C. Caicedo, "*Fault location in power distribution systems using a learning algorithm for multivariable data analysis*", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, no. 3, pp. 1715–1721, 2007.

[14] M. Daisy, R. Dashti, "*Single Phase Fault Location in Electrical Distribution Feeder Using Hybrid Method*", Electrical Power and Energy Systems, vol. 103, pp. 356-368, 2016.

[15] J. Sadeh and E. Bakhshizadeh and R. Kazemzadeh, "*A new fault location algorithm for radial distribution systems using modal analysis*", Electeric Power and Energy System, vol. 45, no.1, pp. 271–278, 2013.

[16] E.Bakhshizadeh and J.Sadeh and Sh.maasomi, et al, "*A new and efficient technique for fault location in distribution systems based on fault generated traveling waves*", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 45, no. 1, pp. 271–278, 2013.

[۱۷] محمد دیسی و رحمن دشتی، **"مکان‌یابی خطا در شبکه‌های توزیع با استفاده از ترکیب روش امپدانسی و فرورفتگی ولتاژ"**، مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران - الف مهندسی برق، دوره ۱۵، شماره ۱، صفحه ۱۲-۲۰. بهار ۱۳۹۶.

[18] R. Dashti, M. Daisy, H. R. Shaker and M. Tahavori, "*Impedance-Based Fault Location Method for Four-Wire Power Distribution Networks*", IEEE Access, vol. 6, no. 1, pp. 1342-1349, 2017.

[19] Salim, R. H., Resener, M. and Filomena,"*Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems*", IEEE transactions on power delivery, vol. 24, no. 2, April. 2009.

[20] R. Dashti and J. Sadeh, "*Applying Dynamic Load Estimation and Distributed-parameter Line Model to Enhance the Accuracy of Impedance-based Fault-location Methods for Power Distribution Networks*," Electric Power Components and Systems Journal, vol. 14, no. 1, pp. 1334-1362, 2013.

[21] S. J. Lee, M. S. Choi, S. H. Kang, B. G. Jin, D. S. Lee, et al. "*An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems*". IEEE Trans. Power Delivery, vol. 19, no. 2, pp. 524–532. 2004.

[22] R.H. Salim, K. C. O. Salim; A. S. Bretas, "*Further improvements on impedance-based fault location For power distribution systems*," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 5, pp. 467-478, 2011.


[ Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22 ]

[ DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.1.7 ]