

مکان یابی خطا در شبکه هوشمند با در نظر گرفتن تخمین بار دینامیکی فیدر در مواجهه با خاموشی های انسان ساخت

رحمن دشتی^{۱*}، حمید میرشکالی^۲، احمد کشاورز^۳

۱- استادیار، ۲- دانشجوی کارشناسی ارشد، ۳- استادیار، دانشگاه خلیج فارس

(دریافت: ۹۸/۰۳/۲۸، پذیرش: ۹۸/۰۹/۰۴)

چکیده

یکی از دلایلی که باعث ایجاد خطا در شبکه توزیع و در نتیجه آن قطعی برق می شود، عوامل انسان ساخت است، که شناسایی سریع مکان خطا و عوامل خرابکارانه در آن از اهمیت بالایی برخوردار است. در این مقاله روش امیدانسی بهینه جهت مکان یابی خطا در شبکه های هوشمند ارائه شده است. ثباتها، اطلاعات اندازه گیری شده بار خود را با یک دوره زمانی مشخص ذخیره می کنند. با استفاده از اطلاعات موجود از بار، تخمین دقیقی از آن در لحظه خطا زده می شود. امیدانس معادل دیده شده در انتهای هر باس با استفاده از پارامترهای خط و بار تخمینی فیدرها محاسبه می شود. با استفاده از مدل گسترده خطوط و حل رابطه مرتبه پنج به دست آمده نسبت به فاصله خطا، مکان یابی صورت می گیرد. جهت ارزیابی دقت روش ارائه شده شبکه ۱۱ باسه در نرم افزار متلب شبیه سازی شده است. نتایج در شرایط متفاوتی از قبیل فاصله، مقاومت، انواع و زوایای مختلف خطا ارائه شده است. نتایج حاکی از دقت بالای روش پیشنهادی است.

کلیدواژه ها: مکان یابی خطا، شبکه توزیع هوشمند، تخمین بار، خطاهای انسان ساخت

Fault Location in Smart Distribution Network Considering Dynamic Load Estimation of Feeder against Human Made Outages

R. Dashti*, H. Mirshekali, A. Keshavarz

Persian Gulf University.

(Received: 18/06/2019; Accepted: 25/11/2019)

Abstract

Human manipulation is one of the reasons which causes a fault in distribution networks and power outage is occurred. For such matter, a prompt procedure of locating the fault and identifying subversive factors is consequential. In this paper, an improved impedance-based fault location method is proposed in smart distribution networks. Data loggers record load data with a specified time constant. Therefore, the load of each node is estimated by utilizing the pre-recorded load data. Furthermore, by employing line parameters and estimated loads, the equivalent impedance at the end of each section is calculated. Fault location is conducted through solving a fifth order algebraic equation with regard to fault distance using distributed parameters line model. To evaluate the accuracy of the proposed method, a modified 11 node test Feeder is simulated in MATLAB software (R2018b). The results are presented in different fault conditions such as fault distances, fault types, fault resistances and fault inception angles. The results indicate the high accuracy of this method.

Keywords: Fault Location, Smart Distribution Network, Load Estimation, Human Made Faults

۱. مقدمه

گرفته از تخمین‌گر حداقل مربعات خطی استفاده شده است. الگوریتم ارائه شده برای شبکه با و بدون حضور منابع تولید پراکنده است که می‌تواند مکان خطا را به دست آورد [۲].

با تخمین حالت‌های شبکه، خطا در تجهیزات اندازه‌گیری می‌شود و بزرگ‌ترین خطا در تجهیز اندازه‌گیر تحت عنوان اطلاعات بد شناخته می‌شود. خطا ناشناخته و به صورت یک بار موقت در شبکه در نظر گرفته شده است [۳]. مکان‌یابی خطا با استفاده از اطلاعات اول فیدر و بار متصل به باس‌ها به دست آمده است. برای بار مدلی در نظر گرفته شده و با استفاده از ولتاژ فیدرها بار به دست آمده است [۴]. جایابی بهینه تجهیزات اندازه‌گیری با ارائه مدلی جهت رؤیت پذیری کامل شبکه تولید توان با استفاده از قوانین پایه‌ای مدار انجام شده است [۵]. دو مدل کلی برنامه‌ریزی ریاضی برای جایابی بهینه این تجهیزات در نظر گرفته شده است: مدل برنامه‌ریزی عددی یک و دوسطحی [۶]. با استفاده از روش امیدانسی جدیدی نقاطی به عنوان کاندیدهای محل خطا دیده انتخاب می‌شوند [۷]. با استفاده از دو روش جدید محل خطا دیده واقعی تخمین زده می‌شود. در روش اول ولتاژ واقعی ثبت شده در ابتدای فیدر در هنگام خطا با ولتاژ محاسبه شده شبیه‌سازی مقایسه می‌شود هر کدام تطابق بیشتری با مقدار واقعی داشت به عنوان محل واقعی خطا معرفی می‌شود. در روش دوم طیف فرکانسی واقعی با مقادیر محاسبه شده مقایسه و بیشترین تطابق به عنوان محل خطا انتخاب می‌شود.

در روش دیگری [۸]، ابتدا روشی جهت جایابی مناسب تجهیزات بیان شده است. ولتاژ و جریان تمامی فیدرها و خطوط محاسبه می‌شود، سپس بخش خطا و پس از آن مکان خطا در شبکه محاسبه می‌شود.

مکان‌یابی خطا در خطوط انتقال سه ترمیناله بدون نیاز به پارامترهای خطوط ارائه شده است. از اطلاعات هم‌زمان پایانه‌ها پیش و پس از وقوع خطا استفاده می‌نماید. از اطلاعات پیش از وقوع خطا جهت محاسبه پارامترها و از اطلاعات پس از وقوع خطا جهت تعیین مکان خطا استفاده می‌نماید. پس از به دست آوردن رابطه‌های مساله مکان‌یابی خطا به یک مساله بهینه‌سازی تبدیل شده و پس از به دست آوردن پارامترهای خط محل خطا را با دقت بالایی پیدا می‌کند [۹].

تشخیص خطای قوس و بررسی خطاهای گذرا و شناسایی بخش خطا با استفاده از مدل خط کوتاه در حوزه زمان همراه با مدل‌سازی قوس و تخمین اغتشاشات با روش تکرار و حداقل مربعات انجام شده است. خطای قوس یک خطای خاص در خطوط توزیع ولتاژ متوسط می‌باشد که می‌تواند باعث خطر شوک، خرابی ماشین و آتش‌سوزی شود. به خاطر جریان خطای پایین در خطوط توزیع ولتاژ متوسط و یا طول مدت کوتاه آن،

عوامل متعددی باعث ایجاد خطا و خاموشی در شبکه توزیع می‌شوند که به دو دسته کلی طبیعی و غیرطبیعی (انسان‌ساخت) تقسیم‌بندی می‌شوند. در خطاهای انسان‌ساخت مکان‌یابی سریع محل خطا از نقطه نظر جلوگیری از اقدامات خرابکارانه از اهمیت بالایی برخوردار است. شبکه‌های الکتریکی به سرعت در حال گسترش هستند. این گستردگی باعث پیچیدگی هرچه بیشتر آن می‌شود. به دلیل پیشرفت فناوری و نیاز به الگوی بهینه مصرف و پیدایش ریز شبکه‌ها، هوشمند سازی شبکه و تجهیز آن به اندازه‌گیرهای سریع جهت مکان‌یابی دقیق‌تر و سریع‌تر خطا امری ضروری و لازم است.

در شبکه هوشمند، با استفاده از تجهیزات اندازه‌گیری فازوری و قوانین مداری حاکم، ولتاژ و جریان گره‌ها اندازه‌گیری و محاسبه می‌شوند. این تجهیزات قادر به اندازه‌گیری ولتاژ و جریان فازور به صورت هم‌زمان در شبکه الکتریکی هستند. این تجهیزات در باس‌های متفاوت شبکه قرار می‌گیرند و اطلاعات خود را به طور هم‌زمان با دقت زیر یک میکرو ثانیه با استفاده از سیستم موقعیت‌یاب جهانی برای پردازش به مرکز کنترل ارسال می‌کنند. با استفاده از روابط مداری حاکم در شبکه جایابی بهینه این تجهیزات انجام می‌گیرد. در خطوط توزیع به دلیل کوتاه بودن خط انتقال از تجهیزات اندازه‌گیری فازوری میکرو که دارای دقت بیشتری است و امکان ذخیره و آنالیز داده‌ها را در محل دارد، استفاده می‌شود [۱].

از طرفی سیستم توزیع وظیفه تأمین انرژی موردنیاز مشترکین با حداقل تعداد و مدت زمان قطعی را دارد. با توجه به میزان خاموشی‌های شبکه توزیع در میان دیگر اجزا سیستم قدرت، تعیین مکان خطا به دلیل گستردگی این شبکه‌ها مشکل است و این موضوع از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. تعیین محل دقیق خطا با بیشترین دقت و کمترین زمان ممکن باعث بهبود شاخص قابلیت اطمینان سیستم و بازده آن می‌شود. در شبکه‌های هوشمند با استفاده از ثبات‌هایی میزان بار موجود در هر فیدر اندازه‌گیری می‌شود. این اندازه‌گیری دارای یک دوره زمانی خاصی است. در نتیجه بار تمامی فیدرها در همه زمان‌ها در دسترس نیست. از طرفی جهت تعیین مکان دقیق خطا بار موجود در فیدرها در لحظه خطا جهت مکان‌یابی خطا نیاز است. از این رو در این مقاله با استفاده از اطلاعات ذخیره شده بار در ثبات‌ها، تخمین بار در لحظه خطا صورت گرفته است [۲].

با استفاده از داده‌های هم‌زمان یا غیر هم‌زمان ارسالی از تجهیزات موجود در شبکه و با استفاده از پارامترهای خط مکان خطا تشخیص داده شده است. در باس‌هایی که در آن تجهیز قرار

در شبکه با توجه به نحوه تولید توان رفتار نامشخصی دارند، از این رو روش ارائه‌شده مقاوم در برابر این تغییرات است. در این روش با استفاده از اطلاعات جریان و ولتاژ ابتدای فیدر و ترمینال‌های منبع تولید پراکنده رابطه درجه دومی به دست می‌دهد که با حل آن مکان‌یابی خطا انجام می‌شود. از مدل متوسط جهت افزایش دقت محل خطا در شبکه استفاده شده است [۱۷].

مکان‌یابی خطا تک فاز با روش امیدانسی با استفاده از شناسایی الگو انجام شده است. در این مقاله با استفاده از روش امیدانسی ارتقا یافته مکان خطا را پیدا می‌کند. به دلیل چند پاسخی بودن روش امیدانسی روشی جدید جهت یافتن مکان اصلی خطا بیان شده است. فرکانس طبیعی نقاط پیداشده استخراج می‌شود سپس شبیه‌سازی خطای هر بخش را به‌ازای گام‌های کوچک انجام می‌دهد و در نهایت با تطبیق با فرکانس طبیعی بخش خطا دیده تعیین می‌شود [۱۸]. مکان‌یابی سریع خطا در شبکه‌های توزیع برق با حضور واحدهای تولید پراکنده ارائه شده است [۱۹].

شناسایی دقیق و سریع خطاهای انسان‌ساخت در شبکه توزیع از اهمیت بالایی برخوردار است، چراکه با شناسایی عامل خرابکارانه می‌توان اقدامات حقیقی و حقوقی جهت جبران خسارت وارده به شبکه را به عمل آورد. از این رو، در این مقاله از روش مکان‌یابی خطا بهینه‌شده در شبکه توزیع با استفاده از مدل گسترده خط جهت افزایش دقت و کاهش خطا، در حوزه فازور، مکان‌یابی خطا انجام شده است. جهت مکان‌یابی خطا از رابطه‌های جبری مرتبه ۵ به دست آمده از فاصله خطا بر اساس نوع خطا استفاده شده است.

برای خطای نوع یک (خطای تک فاز، دو فاز و سه فاز به زمین) و خطای نوع دو (دو فاز به هم) رابطه‌های استخراج شده است. جهت استفاده از این روش به بار موجود بر روی هر فیدر نیاز است. بنابراین، روشی جدید جهت تخمین بار در لحظه خطا با استفاده از اطلاعات دوره‌ای ضبط‌شده از بار در ثبات‌های هر فیدر در شبکه هوشمند به دست آمده است. در نهایت بر روی شبکه ۱۱ باسه شبیه‌سازی صورت گرفته و تمامی اثرات امیدانسی‌ها و فاصله‌های متفاوت خطا و همچنین زوایای مختلف شروع خطا بررسی شده است.

این مقاله از پنج بخش تشکیل شده است که در بخش دوم به ارائه روش امیدانسی مکان‌یابی خطا و به دست آوردن امیدانسی معادل دیده‌شده از انتهای خط پرداخته است. در بخش سوم روشی جدید با استفاده از اطلاعات ضبط‌شده بار توسط ثبات‌ها جهت تخمین بار دینامیکی فیدر ارائه شده و نتایج و ارزیابی روش

تشخیص یک خطای جرقه در خطوط توزیع، بسیار چالش‌انگیز است. یک روش کلی تشخیص مبتنی بر مدل ارائه شده است که برای جداسازی یک خطای قوس از دیگر اختلالات متداول غیر قوسی به کار می‌رود [۱۰].

روش جدیدی برای مکان‌یابی خطای تک فاز به زمین در سامانه‌های توزیع برق ارائه شده است. رفتار فیدر در هنگام خطاهای تک فاز، از نقطه نظر فاصله خطا، پارامترهای شبکه، جریان‌ها و ولتاژهای اندازه‌گیری شده تنها در ایستگاه مدل‌سازی می‌شود [۱۱].

مکان‌یابی خطا در خطوط دو مداره شبکه قدرت از اهمیت بالایی برخوردار است. روش جدیدی جهت مکان‌یابی خطا شبکه‌های دو مداره فشار متوسط بیان شده است. جهت افزایش دقت مکان‌یابی خطا اثر متقابل دو مدار بر یکدیگر در نظر گرفته شده است. با استفاده از جریان و ولتاژ ابتدای فیدر رابطه درجه دومی جهت مکان‌یابی خطا در شبکه توزیع به دست می‌آید. در این روش از مدل π جهت افزایش دقت مکان‌یابی استفاده شده است [۱۲].

روش جدیدی در حوزه زمان جهت مکان‌یابی خطا در خطوط انتقال فشار قوی جریان مستقیم به دست آمده است. در این روش ارائه‌شده رابطه‌های جهت مکان‌یابی خطا از مدل‌های مختلف خط استنتاج شده است. سپس روشی جهت به دست آوردن مقادیر دقیق پارامترهای خط با استفاده از ولتاژ و جریان قبل خطای دو طرف ترمینال ارائه شده است. رابطه به دست آمده بر اساس ولتاژ و جریان و مقاومت خطا مدل شده است. با استفاده از اطلاعات قبل خطا مقاومت خطا محاسبه شده و در نهایت مکان خطا با دقت بالایی به دست می‌آید [۱۳].

روش جدید جهت مکان‌یابی خطا در خط انتقال با استفاده از تعداد بهینه‌ای تجهیز اندازه‌گیری به دست آمده است. در این روش علاوه بر قابل مشاهده بودن کامل شبکه و جایابی بهینه تجهیزات اندازه‌گیری جهت کاهش هزینه، مکان‌یابی خطا هم در نظر گرفته شده است [۱۴].

روش هیبرید مکان‌یابی خطا جهت خطای تک فاز به زمین ارائه شده است [۱۵]. در ابتدا مکان‌های احتمالی خطا با استفاده از الگوریتم امیدانسی مکان‌یابی خطا به دست می‌آیند، سپس بخش یا محل خطا دیده با استفاده از الگوریتم تطابق سگ ولتاژ محاسبه می‌شود. مکان‌یابی خطای شبکه چهار سیمه با بهینه‌سازی الگوریتم ذکر شده انجام شده است [۱۶].

روش مکان‌یابی امیدانسی جدیدی در شبکه توزیع با حضور منبع تولید پراکنده فتوولتائیک ارائه شده است. منابع فتوولتائیک

ولتاژ نقطه خطا در روند حل مساله مکان‌یابی از رابطه (۳) به‌دست می‌آید.

$$V_F = k_0.V_s + k_1.x.I_s + k_2.x^2.V_s + k_3.x^3.I_s + k_4.x^4.V_s + k_5.x^5.I_s \quad (3)$$

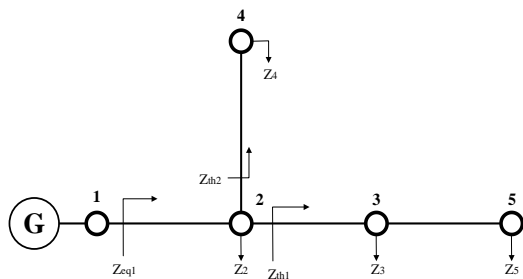
یکی دیگر از پارامترهای موردنیاز برای رسیدن به جواب نهایی داشتن امپدانس معادل در انتهای هر فیدر است. با توجه به شکل (۱) برای به‌دست آوردن امپدانس معادل Z_{Leqj} به‌صورت زیر عمل می‌کنیم:

$$Z_{eq1} = (Z_{th1}^{-1} + Z_{th2}^{-1} + Z_2^{-1})^{-1} \quad (4)$$

$$Y_{th1} = [((Z_5^{-1} + (Y'_{35}) / 2)^{-1} + Z'_{35})^{-1} + (Y'_{35}) / 2 + Z_3^{-1} + (Y'_{23}) / 2]^{-1} + Z'_{23})^{-1} + (Y'_{23}) / 2 \quad (5)$$

$$Y_{th2} = ((Z_4^{-1} + (Y'_{24}) / 2)^{-1} + Z'_{24})^{-1} + (Y'_{24}) / 2 \quad (6)$$

$$Z_{th1} = Y_{th1}^{-1}, Z_{th2} = Y_{th2}^{-1} \quad (7)$$



شکل ۱. نمای تک خطی شبکه نمونه

با توجه به رابطه‌های (۴-۷) امپدانس معادل از سمت فیدر ۲ به‌دست می‌آید. درنهایت با استفاده از امپدانس به‌دست‌آمده در انتهای هر فیدر مکان‌یابی خطا انجام می‌شود.

با استفاده از فرضیات و روابط زیر مکان‌یابی انجام می‌شود:

- ۱- شناسایی نوع خطا.
- ۲- تعیین امپدانس معادل انتها و ولتاژ و جریان ابتدای هر فیدر.
- ۳- جریان بار قبل و بعد از خطا برابر فرض می‌شود. (I_U)
- ۴- جریان ورودی به سمت محل خطا همان جریان ابتدای فیدر است. (I_D)
- ۵- محاسبه جریان خطا از رابطه زیر:

$$I_F = I_D - I_U \quad (8)$$

پیشنهادی در بخش چهار آورده شده است. در بخش پایانی نتیجه‌گیری بیان شده است.

۲. روش تحقیق

۲-۱. روش امپدانس مکان‌یابی خطا

در این مقاله جهت مکان‌یابی خطا از روش بهینه امپدانس استفاده شده است. در این روش با استفاده از رابطه به‌دست‌آمده مرتبه ۵ برحسب فاصله خطا و جریان خطا مکان‌یابی خطا انجام شده است. با استفاده از جریان خطا و قسمت موهومی هر یک از جملات رابطه (۱) و حل آن فاصله خطا به‌دست می‌آید.

$$\begin{aligned} & Im(\sum_{(m \in p)} k_5 m.I_s.I_F m^*).x^5 \\ & + Im(\sum_{(m \in p)} k_4 m.I_s.I_F m^*).x^4 \\ & + Im(\sum_{(m \in p)} k_3 m.I_s.I_F m^*).x^3 \\ & + Im(\sum_{(m \in p)} k_2 m.I_s.I_F m^*).x^2 \\ & + Im(\sum_{(m \in p)} k_1 m.I_s.I_F m^*).x \\ & + Im(\sum_{(m \in p)} k_0 m.I_s.I_F m^*) = 0 \end{aligned} \quad (1)$$

در این رابطه بردارهای k_0 تا k_5 در پیوست آمده است. فازهای خطا دیده را مشخص می‌کند. x و I_{Fm} به ترتیب فاصله و جریان خطا هستند. I_s و V_s ولتاژ و جریان ابتدای سگشن خطا دیده هستند. رابطه (۱) برای خطاهای نوع یک استفاده می‌شوند که عبارت‌اند از خطای تکفاز به زمین، دوفاز به زمین و سه فاز به زمین. در رابطه با خطای نوع دو یعنی دوفاز به هم (به‌عنوان مثال فاز اول و دوم) از رابطه (۲) جهت مکان‌یابی خطا استفاده می‌شود.

همان‌طور که در رابطه (۲) مشخص است در خطای دو فاز از تفاضل ضرایب استفاده می‌شود. رابطه‌های (۱-۲) پنج جواب را به‌عنوان فاصله خطا معرفی می‌کنند که جواب قابل قبول باید ویژگی‌های زیر را دارا باشد:

$$\begin{aligned} & Im((k_5 a - k_5 b).I_s.I_{Fa}^*).x^5 \\ & + Im((k_4 a - k_4 b).I_s.I_{Fa}^*).x^4 \\ & + Im((k_3 a - k_3 b).I_s.I_{Fa}^*).x^3 \\ & + Im((k_2 a - k_2 b).I_s.I_{Fa}^*).x^2 \\ & + Im((k_1 a - k_1 b).I_s.I_{Fa}^*).x^1 \\ & + Im((k_0 a - k_0 b).I_s.I_{Fa}^*) = 0 \end{aligned} \quad (2)$$

- باید حقیقی و مثبت باشد.
- مقدار آن از طول خط کم‌تر باشد.

اندازه‌گیری رابطه زیر در هر شبکه همواره صادق است:

$$x_{j=1} = \sum_{i \in N} x_i + \sum_{\substack{j \in M \\ j \neq 1}} x_j + \gamma \quad (11)$$

در رابطه (۱۱) x_j ها بارهای مشخص و اندازه‌گیری شده در تمام زمان‌ها در فیدر است. مقدار این بارها با سرعت بالا اندازه‌گیری می‌شوند و محدودیت زمانی ندارند. $x_{j=1}$ بار اندازه‌گیری شده در فیدر بالادست است. مجموع بار تمام فیدرها به همراه پارامترهای خط برابر با فیدر بالادست است مقدار γ تأثیر پارامترهای خط را در افت توان در نظر می‌گیرد تا تخمینی هرچه دقیق‌تر از بار به دست آید.

M مجموعه فیدرهای است که اطلاعات دقیق بار را در خود دارند که شامل فیدر بالادست و فیدرهای دارای تجهیز اندازه‌گیری است. x_i بار فیدرهایی است که باید در لحظه خطا تخمین زده شوند. بر روی این فیدرها ثبات‌هایی قرار داده شده که اطلاعات مربوط به بار را با دوره زمانی مشخص ارسال می‌کنند. این بار در لحظه خطا دارای مقدار دقیق و مشخصی نیست و باید تخمین زده شود. N مجموعه فیدرهای دارای ثبات است.

اگر خطا در زمان α رخ دهد، که بین باز زمانی t و $t + T$ رخ دهد مقدار دقیق بار در لحظه t مشخص است و فقط باید این مقدار در لحظه $t + 1$ تعیین شود. با استفاده از اطلاعات موجود رابطه زیر را جهت تخمین بار داریم:

$$x'_{i(t+T)} = \frac{\sum_{k \in K} m_k x_{i(t+T)}^{(k)}}{\sum_{k \in K} m_k} \quad (12)$$

در رابطه (۱۲) $x'_{i(t+T)}$ مربوط بار تخمینی در لحظه $t + T$ است. m_k ضرایب وزنی اطلاعات است که برای روزهای معینی از سال متفاوت است. این ضریب تأثیر رشد بار سالانه فیدرها را هم در خود جای می‌دهد. همچنین تأثیر مناسبت روزها در این ضریب قرار گرفته است چون مصرف برق مشترکین و تغییرات بار به مناسبت‌ها، رشد سالانه بار و ... وابسته است. جهت ساده‌سازی و از اطلاعات دوره یک‌هفته‌ای جهت تخمین استفاده می‌شود و $m_k = 1$ قرار می‌دهیم. در این قسمت مشخص است که بارهای قرار گرفته در پایگاه اطلاعاتی ارزش‌های متفاوتی دارند. K مجموعه تعداد اطلاعات موجود جهت تخمین بار است.

پس از تخمین بار در لحظه $t + T$ برای هر فیدر عضو مجموعه i نوبت به تخمین بار در لحظه خطا (α) است. از رابطه (۱۳) برای تخمین استفاده می‌شود.

۶- با توجه به نوع خطا از رابطه‌های (۲-۱) جهت مکان‌یابی خطا استفاده شود.

۷- اگر مقدار خطا همگرا شد تمام وگرنه بروبه ۸.

۸- تعیین ولتاژ نقطه خطا از رابطه (۳)

۹- به‌روزرسانی I_u و I_D از رابطه‌های (۱۰-۹) و برگشت به مرحله ۵.

$$I_u = [((Z_L^{-1} + Y' / 2.(l - x))^{-1} + Z'.(l - x))^{-1} + Y' / 2.(l - x)].V_F \quad (9)$$

$$I_D = k_0.I_s + k_1.x.V_s + k_2.x^2.I_s + k_3.x^3.V_s + k_4.x^4.I_s + k_5.x^5.V_s \quad (10)$$

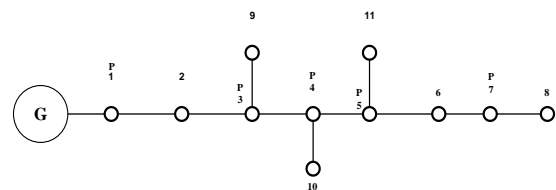
که بردارهای k_{10} تا k_{15} در پیوست آمده است.

در این روش امیدانس بار مربوط به هر فیدر باید در دسترس باشد تا الگوریتم مکان‌یابی بتواند محل خطا را اندازه‌گیری کند.

۲-۲. تخمین بار دینامیکی فیدر

با استفاده از اطلاعات دریافت شده بار از ثبات‌های نصب‌شده روی فیدرها تخمین بار صورت می‌گیرد. اطلاعات دریافتی مربوط به اطلاعات سال‌های گذشته از زمان نصب و راه‌اندازی در فیدرها تا کنون است. در این اطلاعات ارسالی اطلاعاتی مثل میزان رشد بار وجود دارد. فرض کنید خطا در زمان α رخ داده است. چون اطلاعات بار فیدرها به‌صورت گسسته با دوره زمانی T در دسترس هست و در تمام زمان‌ها موجود نیست پس طبیعی است که در زمان α بار فیدرها تغییر کرده است. تمامی فیدرهایی که در آن‌ها تجهیز اندازه‌گیری نصب‌شده است اطلاعات ولتاژ و جریان مربوط به بار را در هر لحظه (به‌خصوص لحظه خطا) ارسال می‌کنند. در نتیجه این اطلاعات مربوط به بار قبل از لحظه خطا همان بار فیدرها را نشان می‌دهند.

در شکل (۲) فیدرهای ۱، ۳، ۴، ۵ و ۷ دارای تجهیز هستند. در این صورت بار متصل به این فیدرها همواره در دسترس است اما بقیه فیدرها با یک دوره زمانی T اطلاعات مربوط به بار خود را ارسال می‌کنند. در ادامه روشی جهت تخمین دقیق بار هر فیدر ارائه شده است.

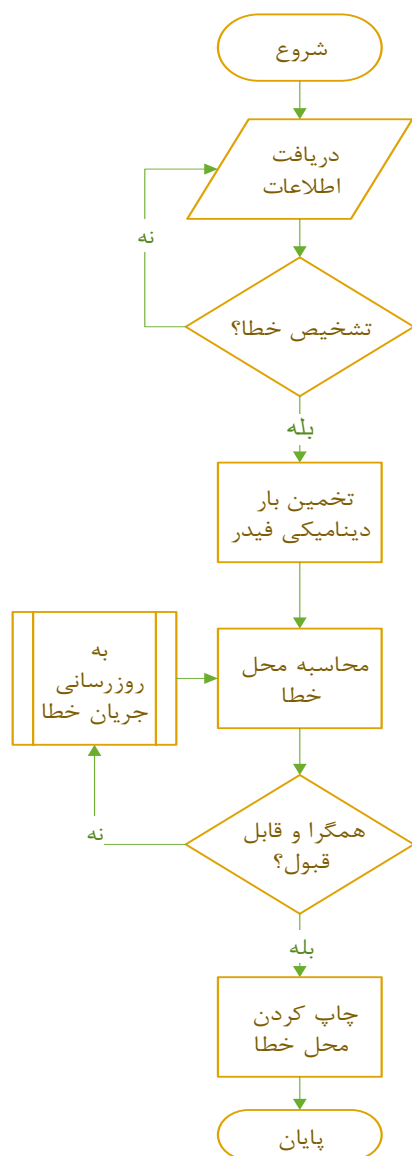


شکل ۲. نمای تک خطی شبکه ۱۱ با سه مجهز به تجهیزات

شده است.

$$error\% = \frac{|x_{actual} - x_{calculated}|}{l} \times 100 \quad (17)$$

l طول کل فیدر مورد مطالعه است. x_{actual} فاصله واقعی خطا و $x_{calculated}$ مقدار محاسبه شده مکان خطا است.



شکل ۳. فلوجارت روش پیشنهادی

نتایج شبیه‌سازی در کیلومتر و مقاومت‌های مختلف در جدول (۱) آورده شده است. همان‌طور که از جدول هم دیده می‌شود دقت روش در فاصله‌های ۰/۳ و ۳/۶۶۳ و ۱۴/۱۰۱۳ و ۲۷/۲۶۳ کیلومتر نسبت به ابتدای فیدر و امیدانس‌های ۰ و ۲۰ و ۵۰ اهم بسیار بالا است. نتایج حاکی از دقت بالای روش نسبت به مکان و مقاومت خطا است. در روش امیدانسی ارائه شده در این مقاله الگوریتم مکان‌یابی نسبت به فاصله و مقاومت خطا

$$x'_{i(\alpha)} = \frac{x'_{i(t+T)} - x_{it}}{T} (\alpha - t) + x_{i(t)} \quad (13)$$

از رابطه (۱۳) مشخص است که هرچه دوره نمونه‌برداری کم‌تر باشد دقت تخمین بیشتر است. در رابطه (۱۳) $x'_{i(\alpha)}$ تخمین بار در لحظه خطا است. این کار را برای تمامی فیدرهای عضو مجموعه N تکرار می‌کنیم و تمامی مقادیر بار را به‌دست می‌آوریم.

پس از تخمین تمامی بارها حال باید رابطه اصلی را چک کنیم یعنی مجموع تمام بارهای تخمین زده شده در رابطه (۱۱) صدق کند. بدیهی است که تخمین بدون خطا نیست و باید مقداری را به‌عنوان خطا نظر گرفته شود. جهت حداقل کردن خطای اندازه‌گیری شده به‌صورت زیر عمل می‌شود:

$$\mathcal{E}_{i=n_1(\alpha)} = x_{j=1} - \sum_{\substack{i \in N \\ i \neq n_1}} x_i - \sum_{\substack{i \in M \\ j \neq 1}} x_j - \gamma \quad (14)$$

در رابطه (۱۴) $\mathcal{E}_{i=n_1(\alpha)}$ مقدار خطای تخمین بار فیدر n_1 است به همین ترتیب این خطا برای فیدرهای باقیمانده هم به‌دست می‌آید. خطا برای هر فیدر مقدار متفاوتی دارد. جهت برقراری رابطه (۱۱) و حداقل سازی خطای تخمین با استفاده از رابطه (۱۴) مقدار جدید بار تخمینی به‌دست می‌آید.

$$\mathcal{E}'_{z=n_z} = \min_{i \in N} \{ \mathcal{E}_{i=n_i(\alpha)} \} \quad (15)$$

$\mathcal{E}'_{z=n_z}$ کم‌ترین خطا به‌دست‌آمده از تقریب مربوط به فیدر z ام است. حال با استفاده از رابطه (۱۵) مقدار جدید بار را در فیدر z ام قرار می‌دهیم که در این صورت رابطه (۱۶) هم برقرار می‌شود.

$$x'_{i=n_z(\alpha)_{new}} = x'_{i=n_z(\alpha)} + \mathcal{E}'_{z=n_z} \quad (16)$$

در نهایت تمامی بارهای فیدرها مشخص شده و رابطه (۱۶) هم برقرار است. الگوریتم روش پیشنهادی در شکل (۳) نشان داده شده است.

۳. شبیه‌سازی

جهت ارزیابی روش شبکه ۱۱ باسه مطابق شکل (۲) در نظر گرفته شده است. در این مقاله از مدل گسترده خط در محیط سیمولینک متلب جهت شبیه‌سازی استفاده شده است. ولتاژ و جریان ابتدا فیدر و نقاط دارای تجهیزات اندازه‌گیری استخراج شده و جهت مکان‌یابی استفاده شده است. جهت جایابی تجهیزات از روش به‌دست‌آمده در [۲۰] استفاده شده است. برای محاسبه مقدار خطای اندازه‌گیری شده از رابطه (۱۷) استفاده

جدول (۳) نتایج خطای دو فاز به زمین است که با مقاوم‌ت‌های مختلف در فاصله ۲۷/۲۶۳ کیلومتری ابتدای فیدر بین دو گره ۷ و ۸ در فاصله ۰٫۵ کیلومتری از گره ۷ خطا رخ داده است.

مقاوم‌ت‌های فاز اول و دوم برابر و مقادیر ۰ و ۱۰ و ۲۵ و ۵۰ اهم دارند. مقاومت زمین هم ۰ و ۲۰ و ۵۰ و ۱۰۰ اهم دارد. طبق نتایج به‌دست‌آمده از جدول (۳) در مقاوم‌ت‌های مختلف دقت مکان‌یابی خطا تغییر چندانی ندارد.

مقاوم است. بالاترین میزان خطا ۰/۴۷۶۱ درصد است که دقت بسیار بالایی به شمار می‌رود.

در جدول (۲) اثر زاویه‌های مختلف خطا در مکان‌یابی شبیه‌سازی شده است. زوایای ۰ و ۴۵ و ۹۰ و ۱۲۰ و ۱۶۵ درجه زاویه‌های شروع خطا هستند و مقاومت خطا هم ۵۰ اهم در نظر گرفته شده است. از نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌شود که زاویه شروع خطا در مکان‌یابی تأثیری ندارد و الگوریتم نسبت به زوایای مختلف خطا مقاوم است.

جدول ۱. نتایج شبیه‌سازی در فواصل و مقاوم‌ت‌های مختلف خطا

مکان واقعی خطا (کیلومتر خط)	مکان واقعی خطا (کیلومتر بین دو گره)	طول و سکشن خطا دید (کیلومتر)	سه فاز به زمین			
			تک فاز	دوفاز به زمین	دوفاز به هم	سه فاز به زمین
۰/۳	۰/۳	۱/۶و۱-۲	۰/۰۱۵۴	۰/۰۲۲۱	۰/۰۷۰۶	۰/۰۲۴۵
۳/۶۶۳	۱/۳	۱/۷و۳-۹	۰/۰۶۱۸	۰/۱۵	۰/۳۱۰۴	۰/۱۰۹۲
۱۴/۱۰۱۳	۲/۰۳۸۳	۲/۷و۵-۶	۰/۰۹۸۳	۰/۳۳۵۴	۰/۴۷۶۱	۰/۱۹۳۱
۲۷/۲۶۳	۰/۵	۴/۸و۷-۸	۰/۰۰۶	۰/۰۲۲۲	۰/۰۲۸۷	۰/۰۱۸۷
۰/۳	۰/۳	۱/۶و۱-۲	۰/۰۱۹۹	۰/۰۶۹۶	۰/۰۱۶۴	۰/۰۲۴۵
۳/۶۶۳	۱/۳	۱/۷و۳-۹	۰/۰۰۱۲	۰/۳۰۵۳	۰/۰۰۵۴	۰/۱۰۹۲
۱۴/۱۰۱۳	۲/۰۳۸۳	۲/۷و۵-۶	۰/۰۴۰۷	۰/۴۶۳۲	۰/۰۱۹۲	۰/۰۱۹۳
۲۷/۲۶۳	۰/۵	۴/۸و۷-۸	۰/۰۰۷۸	۰/۰۲۷۷	۰/۰۰۳۹	۰/۰۱۸۷
۰/۳	۰/۳	۱/۶و۱-۲	۰/۰۲۸۸	۰/۰۷۰۴	۰/۰۲۶۳	۰/۰۲۴۵
۳/۶۶۳	۱/۳	۱/۷و۳-۹	۰/۰۰۳۳	۰/۳۰۹۴	۰/۰۱۷۸	۰/۱۰۹۲
۱۴/۱۰۱۳	۲/۰۳۸۳	۲/۷و۵-۶	۰/۰۴۷۲	۰/۴۷۳۳	۰/۰۳۱۲	۰/۱۹۳۱
۲۷/۲۶۳	۰/۵	۴/۸و۷-۸	۰/۰۰۶۶	۰/۰۲۸۵	۰/۰۰۶۹	۰/۰۱۸۷
۰/۳	۰/۳	۱/۶و۱-۲	۰/۰۳۶۳	۰/۰۷۰۵	۰/۰۴۳۹	۰/۰۲۴۵
۳/۶۶۳	۱/۳	۱/۷و۳-۹	۰/۰۰۷۶	۰/۳۱۰۱	۰/۰۵۶	۰/۱۰۹۲
۱۴/۱۰۱۳	۲/۰۳۸۳	۲/۷و۵-۶	۰/۰۶۶۱	۰/۴۷۵۲	۰/۰۶۳۶	۰/۱۹۳۱
۲۷/۲۶۳	۰/۵	۴/۸و۷-۸	۰/۰۰۷۵	۰/۰۲۸۶	۰/۰۱۷۷	۰/۰۱۸۷

جدول ۲. نتایج شبیه‌سازی در زوایای مختلف شروع خطا

نوع خطا	مکان واقعی خطا (کیلومتر خط)	مکان و سکشن خطا (کیلومتر بین دو گره)	زاویه شروع خطا (درجه)				
			۰	۴۵	۹۰	۱۲۰	۱۶۵
تک فاز به زمین	۰/۳	۱/۶و۱-۲	۰/۰۲۸۸	۰/۰۰۳	۰/۰۰۵۸	۰/۰۲۵۱	۰/۰۲۵۵
	۳/۶۶۳	۱/۷و۳-۹	۰/۰۰۳۳	۰/۰۰۱۸	۰/۰۰۱۲	۰/۰۰۳۲	۰/۰۰۵۵
	۱۴/۱۰۱۳	۲/۷و۵-۶	۰/۰۴۷۲	۰/۰۰۷۴	۰/۰۰۳۵	۰/۰۳۰۷	۰/۰۵۵۱
	۲۷/۲۶۳	۴/۸و۷-۸	۰/۰۲۵۱	۰/۰۰۸۴	۰/۰۰۳۷	۰/۰۱۵۸	۰/۰۲۸۵
دوفاز به زمین	۰/۳	۱/۶و۱-۲	۰/۰۷۰۴	۰/۰۶۴۱	۰/۰۱۶۴	۰/۰۲۳۶	۰/۰۴۴۹
	۳/۶۶۳	۱/۷و۳-۹	۰/۳۰۹۴	۰/۳۰۱۵	۰/۰۶۹	۰/۱۱۲۵	۰/۱۸۹۳
	۱۴/۱۰۱۳	۲/۷و۵-۶	۰/۷۴۳۳	۰/۵۵۹۷	۰/۰۵۸۲	۰/۱۹۵۲	۰/۲۶۵۲
	۲۷/۲۶۳	۴/۸و۷-۸	۰/۱۰۸۶	۰/۱۷۲۱	۰/۰۳۶۸	۰/۰۳۲۲	۰/۰۷۴۱
دوفاز به هم	۰/۳	۱/۶و۱-۲	۰/۰۲۶۳	۰/۰۰۹	۰/۰۴۴۸	۰/۰۶۲۹	۰/۰۴
	۳/۶۶۳	۱/۷و۳-۹	۰/۰۱۷۸	۰/۰۱۳۶	۰/۰۲۱۷	۰/۰۲۴۸	۰/۰۲۰۵
	۱۴/۱۰۱۳	۲/۷و۵-۶	۰/۰۳۱۲	۰/۰۱۲۶	۰/۰۴۲	۰/۰۶۴۷	۰/۰۴۴۹
	۲۷/۲۶۳	۴/۸و۷-۸	۰/۰۲۶۳	۰/۰۱۳۸	۰/۰۳۲۳	۰/۰۴۳۷	۰/۰۳۳۹
سه فاز به زمین	۰/۳	۱/۶و۱-۲	۰/۰۲۴۵	۰/۰۲۴۵	۰/۰۲۴۵	۰/۰۲۴۵	۰/۰۲۴۵
	۳/۶۶۳	۱/۷و۳-۹	۰/۱۰۹۲	۰/۱۰۹۲	۰/۱۰۹۲	۰/۱۰۹۲	۰/۱۰۹۲
	۱۴/۱۰۱۳	۲/۷و۵-۶	۰/۱۹۳۱	۰/۱۹۳۱	۰/۱۹۳۱	۰/۱۸۵۴	۰/۱۸۵۴
	۲۷/۲۶۳	۴/۸و۷-۸	۰/۰۱۹۳۱	۰/۰۱۹۳۱	۰/۰۱۹۳۱	۰/۱۸۵۴	۰/۱۸۵۴

- Accuracy of Impedance-Based Fault-Location Methods for Power Distribution Networks”; *Electr. Power Compo. Sys.* 2013, 41, 1334-1362.
- [5] Baldwin, T. L.; Mili, L.; Boisen, M. B.; Adapa, R. “Power System Observability with Minimal Phasor Measurement Placement”; *IEEE Trans. Power Del.* 1993, 8, 707-715.
- [6] Carvalho, M.; Klimentova, X.; Viana, A. “Observability of Power Systems with Optimal PMU Placement”; *Comput. Oper. Res.* 2018, 96, 330-349.
- [7] Dashti, R.; Sadeh, J. “Fault Section Estimation in Power Distribution Network Using Impedance-Based Fault Distance Calculation and Frequency Spectrum Analysis”; *IET Gener. Transm. Dis.* 2014, 8, 1406-1417.
- [8] Khaleghi, A.; Sadeh, M. O.; Ahsae, M. G. “Permanent Fault Location in Distribution System Using Phasor Measurement Units (PMU) in Phase Domain”; *Int. J. Electrical Comput. Eng.* 2018, 8, 2709.
- [9] Davoudi, M.; Sadeh, J.; Kamyab, E. “Transient-Based Fault Location on Three-Terminal and Tapped Transmission Lines not Requiring Line Parameters”; *IEEE Trans. Power Del.* 2018, 33, 179-188.
- [10] Zhang, W.; Jing, Y.; Xiao, X. “Model-Based General Arcing Fault Detection in Medium-Voltage Distribution Lines”; *IEEE Trans. Power Del.* 2016, 31, 2231-2241.
- [11] Farias, P. E.; Morais, A. P.; Junior, G. C.; Rossini, J. P. “Fault Location in Distribution Systems: A Method Considering the Parameter Estimation Using a RNA Online”; *IEEE Lat. Am. Trans.* 2016, 14, 4741-4749.
- [12] Dashti, R.; Salehizadeh, S.; Shaker, H. R.; Tahavori M. “Fault Location in Double Circuit Medium Power Distribution Networks Using an Impedance-Based Method”; *Appl. Sci.* 2018, 8, 1034.
- [13] Daisy, M.; Dashti, R.; Shaker, H. R. “A New Fault-Location Method for HVDC Transmission-Line Based on DC Components of Voltage and Current under Line Parameter Uncertainty”; *J. Electr. Eng.* 2017, 99, 573-582.
- [14] Liao, Y. “Fault Location Observability Analysis and Optimal Meter Placement Based on Voltage Measurements”; *Electr. Power Syst. Res.* 2009, 79, 1062-1068.
- [15] Daisy, M.; Dashti, R. “Single Phase Fault Location in Electrical Distribution Feeder Using Hybrid Method”; *Energy* 2016, 15, 356-368.
- [16] Dashti, R.; Daisy, M.; Shaker, H. R.; Tahavori, M. “Impedance-Based Fault Location Method for Four-Wire Power Distribution Networks”; *IEEE Access.* 2018, 6, 1342-1349.
- [17] Dashti, R.; Ghasemi, M.; Daisy, M. “Fault Location in Power Distribution Network with Presence of Distributed Generation Resources Using Impedance Based Method and Applying π Line Model”; *Energy* 2018, 159, 344-360.
- [18] Javadi, S.; Daisy, M.; Dashti, R. “A New Simple Matching Algorithm Presentation for Fault Section Estimation in Power Distribution Networ”; *Iranian Electric Industry, Journal of Quality and Productivity* 2019, 7, 11-19.
- [19] Aalami, H. A. “Quick and Accurate Fault Location in Power Distribution Systems in the Presence of DG Units in Military Areas”; *Adv. Defence Sci. Technol.* 2015, 1, 9-18 (In Persian).
- [20] Carvalho, M.; Klimentova, X.; Viana, A. “Observability of Power Systems with Optimal PMU Placement”; *Comput. Oper. Res.* 2018, 96, 330-349.

جدول ۳. خطای مکان‌یابی خطا دوفاز به زمین بین گره ۷ و ۸ در

کیلومتر ۵/۵۷۴		
مقاومت زمین	مقاومت فاز اول و دوم (اهم)	درصد خطا
۰		۰/۰۸۴۸
۲۰		۰/۰۱۰۵
۵۰		۰/۰۱۰۸
۱۰۰		۰/۰۱۰۹
۰		۰/۰۱۵۱
۲۰	۱۰	۰/۰۲۲۷
۵۰		۰/۰۲۳۱
۱۰۰		۰/۰۲۳۲
۰		۰/۰۱۰۹
۲۰	۲۵	۰/۰۱۲۶
۵۰		۰/۰۱۲۳
۱۰۰		۰/۰۱۲
۰		۰/۰۱۴۳
۲۰	۵۰	۰/۰۱۵
۵۰		۰/۰۱۴۴
۱۰۰		۰/۰۱۳۶

۴. نتیجه‌گیری

شبکه توزیع در معرض انواع خطاهای گوناگون، عوامل پدافندی و خطاهای انسان‌ساخت باعث خاموشی می‌شود. در این مقاله با استفاده از رابطه مرتبه ۵ به‌دست آمده نسبت به فاصله خطا و جریان خطا مکان‌یابی انجام شد. برای استفاده از این الگوریتم بار موجود بر روی هر باس باید معین باشد. بر این اساس و با در نظر گرفتن شبکه هوشمند و رؤیت‌پذیری کامل و بهینه شبکه با تجهیزات اندازه‌گیری و وجود ثبات‌های اندازه‌گیر بار بر روی دیگر گره‌ها، بار روی گره‌ها در لحظه خطا تخمین زده می‌شوند. نتایج به‌دست‌آمده نشان‌دهنده دقت بالای روش است. مکان‌یابی خطا به امپدانس خطا و زاویه شروع خطا وابسته نیست. در خطای دو فاز به هم و به زمین تمامی حالت‌های وجود امپدانس بین دو خط و زمین بررسی شد و نتایج نشان‌دهنده مستقل بودن الگوریتم از امپدانس خطا است. در نتیجه مکان خطا با دقت بالا و سریع دست آمده که در نتیجه می‌توانیم اقدامات مؤثری در برابر مخاطرات انسان‌ساخت داشته باشیم.

۵. مراجع‌ها

- [1] Meier, V.; Alexandra, Culler, D.; McEachern, A.; Arghandeh, R. “Micro-Synchrophasors for Distribution Systems”; 5th IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conf. Washington. 2014.
- [2] Majidi, M.; EtezadiAmoli, M. “A New Fault Location Technique in Smart Distribution Networks Using Synchronized/Nonsynchronized Measurements”; *IEEE Trans. Power Del.* 2018, 33, 1358-1368.
- [3] Jamali, S.; Bahmanyar, A.; Bompard, E. “Fault Location Method for Distribution Networks Using Smart Meters”; *Measurement* 2017, 102, 150-157.
- [4] Dashti, R.; Sadeh, J. “Applying Dynamic Load Estimation and Distributed-Parameter Line Model to Enhance the

پیوست:

ماتریس های زیر با استفاده از روابط مدل گسترده خطوط و امپدانس و ادمیتانس مربوطه به دست آمده است.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 k_0 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\
 k_1 = (-\frac{1}{3}) \begin{bmatrix} (z_c^0 \gamma^0) + (z_c^+ \gamma^+) + (z_c^- \gamma^-) & (z_c^0 \gamma^0) + \alpha^2(z_c^+ \gamma^+) + \alpha(z_c^- \gamma^-) & (z_c^0 \gamma^0) + \alpha(z_c^+ \gamma^+) + \alpha^2(z_c^- \gamma^-) \\ (z_c^0 \gamma^0) + \alpha(z_c^+ \gamma^+) + \alpha^2(z_c^- \gamma^-) & (z_c^0 \gamma^0) + (z_c^+ \gamma^+) + (z_c^- \gamma^-) & (z_c^0 \gamma^0) + \alpha^2(z_c^+ \gamma^+) + \alpha(z_c^- \gamma^-) \\ (z_c^0 \gamma^0) + \alpha^2(z_c^+ \gamma^+) + \alpha(z_c^- \gamma^-) & (z_c^0 \gamma^0) + \alpha(z_c^+ \gamma^+) + \alpha^2(z_c^- \gamma^-) & (z_c^0 \gamma^0) + (z_c^+ \gamma^+) + (z_c^- \gamma^-) \end{bmatrix} \\
 k_2 = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} (\gamma^0)^2 + (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + \alpha^2(\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + \alpha(\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 \\ (\gamma^0)^2 + \alpha(\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + \alpha^2(\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 \\ (\gamma^0)^2 + \alpha^2(\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + \alpha(\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 \end{bmatrix} \\
 k_3 = \frac{-1}{18} \begin{bmatrix} z_c^0(\gamma^0)^3 + z_c^+(\gamma^+)^3 + z_c^-(\gamma^-)^3 & z_c^0(\gamma^0)^3 + \alpha^2 z_c^+(\gamma^+)^3 + \alpha z_c^-(\gamma^-)^3 & z_c^0(\gamma^0)^3 + \alpha z_c^+(\gamma^+)^3 + \alpha^2 z_c^-(\gamma^-)^3 \\ z_c^0(\gamma^0)^3 + \alpha z_c^+(\gamma^+)^3 + \alpha^2 z_c^-(\gamma^-)^3 & z_c^0(\gamma^0)^3 + z_c^+(\gamma^+)^3 + z_c^-(\gamma^-)^3 & z_c^0(\gamma^0)^3 + \alpha^2 z_c^+(\gamma^+)^3 + \alpha z_c^-(\gamma^-)^3 \\ z_c^0(\gamma^0)^3 + \alpha^2 z_c^+(\gamma^+)^3 + \alpha z_c^-(\gamma^-)^3 & z_c^0(\gamma^0)^3 + \alpha z_c^+(\gamma^+)^3 + \alpha^2 z_c^-(\gamma^-)^3 & z_c^0(\gamma^0)^3 + z_c^+(\gamma^+)^3 + z_c^-(\gamma^-)^3 \end{bmatrix} \\
 k_4 = \frac{1}{72} \begin{bmatrix} (\gamma^0)^4 + (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + \alpha^2(\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + \alpha(\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 \\ (\gamma^0)^4 + \alpha(\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + \alpha^2(\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 \\ (\gamma^0)^4 + \alpha^2(\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + \alpha(\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 \end{bmatrix} \\
 k_5 = \frac{-1}{360} \begin{bmatrix} z_c^0(\gamma^0)^5 + z_c^+(\gamma^+)^5 + z_c^-(\gamma^-)^5 & z_c^0(\gamma^0)^5 + \alpha^2 z_c^+(\gamma^+)^5 + \alpha z_c^-(\gamma^-)^5 & z_c^0(\gamma^0)^5 + \alpha z_c^+(\gamma^+)^5 + \alpha^2 z_c^-(\gamma^-)^5 \\ z_c^0(\gamma^0)^5 + \alpha z_c^+(\gamma^+)^5 + \alpha^2 z_c^-(\gamma^-)^5 & z_c^0(\gamma^0)^5 + z_c^+(\gamma^+)^5 + z_c^-(\gamma^-)^5 & z_c^0(\gamma^0)^5 + \alpha^2 z_c^+(\gamma^+)^5 + \alpha z_c^-(\gamma^-)^5 \\ z_c^0(\gamma^0)^5 + \alpha^2 z_c^+(\gamma^+)^5 + \alpha z_c^-(\gamma^-)^5 & z_c^0(\gamma^0)^5 + \alpha z_c^+(\gamma^+)^5 + \alpha^2 z_c^-(\gamma^-)^5 & z_c^0(\gamma^0)^5 + z_c^+(\gamma^+)^5 + z_c^-(\gamma^-)^5 \end{bmatrix}
 \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l}
 k_{10} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\
 k_{11} = (-\frac{1}{3}) \begin{bmatrix} (z_c^{0-1} \gamma^0) + (z_c^{+-1} \gamma^+) + (z_c^{-1} \gamma^-) & (z_c^{0-1} \gamma^0) + \alpha^2(z_c^{+-1} \gamma^+) + \alpha(z_c^{-1} \gamma^-) & (z_c^{0-1} \gamma^0) + \alpha(z_c^{+-1} \gamma^+) + \alpha^2(z_c^{-1} \gamma^-) \\ (z_c^{0-1} \gamma^0) + \alpha(z_c^{+-1} \gamma^+) + \alpha^2(z_c^{-1} \gamma^-) & (z_c^{0-1} \gamma^0) + (z_c^{+-1} \gamma^+) + (z_c^{-1} \gamma^-) & (z_c^{0-1} \gamma^0) + \alpha^2(z_c^{+-1} \gamma^+) + \alpha(z_c^{-1} \gamma^-) \\ (z_c^{0-1} \gamma^0) + \alpha^2(z_c^{+-1} \gamma^+) + \alpha(z_c^{-1} \gamma^-) & (z_c^{0-1} \gamma^0) + \alpha(z_c^{+-1} \gamma^+) + \alpha^2(z_c^{-1} \gamma^-) & (z_c^{0-1} \gamma^0) + (z_c^{+-1} \gamma^+) + (z_c^{-1} \gamma^-) \end{bmatrix} \\
 k_{12} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} (\gamma^0)^2 + (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + \alpha^2(\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + \alpha(\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 \\ (\gamma^0)^2 + \alpha(\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + \alpha^2(\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 \\ (\gamma^0)^2 + \alpha^2(\gamma^+)^2 + \alpha(\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + \alpha(\gamma^+)^2 + \alpha^2(\gamma^-)^2 & (\gamma^0)^2 + (\gamma^+)^2 + (\gamma^-)^2 \end{bmatrix} \\
 k_{13} = \frac{-1}{18} \begin{bmatrix} z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + z_c^{-1}(\gamma^-)^3 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + \alpha^2 z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + \alpha z_c^{-1}(\gamma^-)^3 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + \alpha z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + \alpha^2 z_c^{-1}(\gamma^-)^3 \\ z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + \alpha z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + \alpha^2 z_c^{-1}(\gamma^-)^3 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + z_c^{-1}(\gamma^-)^3 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + \alpha^2 z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + \alpha z_c^{-1}(\gamma^-)^3 \\ z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + \alpha^2 z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + \alpha z_c^{-1}(\gamma^-)^3 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + \alpha z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + \alpha^2 z_c^{-1}(\gamma^-)^3 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^3 + z_c^{+-1}(\gamma^+)^3 + z_c^{-1}(\gamma^-)^3 \end{bmatrix} \\
 k_{14} = \frac{1}{72} \begin{bmatrix} (\gamma^0)^4 + (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + \alpha^2(\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + \alpha(\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 \\ (\gamma^0)^4 + \alpha(\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + \alpha^2(\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 \\ (\gamma^0)^4 + \alpha^2(\gamma^+)^4 + \alpha(\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + \alpha(\gamma^+)^4 + \alpha^2(\gamma^-)^4 & (\gamma^0)^4 + (\gamma^+)^4 + (\gamma^-)^4 \end{bmatrix} \\
 k_{15} = \frac{-1}{360} \begin{bmatrix} z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + z_c^{-1}(\gamma^-)^5 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + \alpha^2 z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + \alpha z_c^{-1}(\gamma^-)^5 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + \alpha z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + \alpha^2 z_c^{-1}(\gamma^-)^5 \\ z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + \alpha z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + \alpha^2 z_c^{-1}(\gamma^-)^5 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + z_c^{-1}(\gamma^-)^5 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + \alpha^2 z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + \alpha z_c^{-1}(\gamma^-)^5 \\ z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + \alpha^2 z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + \alpha z_c^{-1}(\gamma^-)^5 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + \alpha z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + \alpha^2 z_c^{-1}(\gamma^-)^5 & z_c^{0-1}(\gamma^0)^5 + z_c^{+-1}(\gamma^+)^5 + z_c^{-1}(\gamma^-)^5 \end{bmatrix}
 \end{array} \right.$$