Archive of SID

روش اصلاح شده مبتنی بر اندازه‌گیری ولتاژ همزمان برای تعیین محل خطا در خطوط دو- ترمینال با حذف ترانسفورماتور جریان

خلیل گرگانی فیروزجاه دانشجوی دکتری مهندسی برق، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل
عبدالرضا شیخ الاسلامی استادیار، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل

چکیده

در این مقاله، روشی جدید، مبتنی بر تکنیک اندازه‌گیری فازوری همزمان، برای تعیین محل خطا در خطوط انتقال دو- ترمینال ارائه شده است. به دلیل مشکلات رایج ترانسفورماتورهای جریان در مبحث حفاظت دیستانس شبکه قدرت، روش پیشنهادی، مستقل از اندازه‌گیری جریان شبکه و تنها بر اساس اندازه‌گیری ولتاژهای ترمینال‌های خط به صورت همزمان و سنکرون پایه‌ریزی شده است. روش ارائه شده، با بهره‌گیری از مدل تونن شبکه هنگام خطا و تبدیل کلیه پارامترها به مولفه‌های متقارن، محل خطا را با Error کمتر از ۰/۷٪ تخمین می‌زند. مزیت این روش این است که علاوه بر حذف ترانسفورماتور جریان، تعیین محل وقوع خطا کاملا مستقل از نوع، مقاومت و زاویه شروع خطا و همچنین زاویه بارگیری خط انتقال می‌باشد. با اعمال الگوریتم بهبود که. بر اساس استقلال تخمین از شرایط می‌باشد، دقت تخمین در تمامی نقاط خط به کمتر از یک متر بهبود می‌یابد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی با نرم‌افزار EMTP/ATP، بیانگر دقت تخمین محل خطا، مستقل از پارامترهای تاثیرگذار شبکه در شرایط خطا علیرغم حذف ترانسفورماتور جریان و در نتیجه عملکرد مطلوب الگوریتم بهبود تخمین می‌باشد.

کلمات کلیدی: محل‌یابی خطا، اندازه‌گیری ولتاژ همزمان، بهبود یافته، خطوط دو-ترمینال، مولفه‌های متقارن، حذف ترانسفورماتور جریان.

A Modified Synchronized Voltage Measurement Based Technique for Fault Location on Two–Terminal Lines Accompanied by CT Elimination

K. G. Firouzjah and A. Sheikholeslami
Nushirvani University of Technology of Babol

Abstract

This paper presents a new fault location method based on synchronized phasor measurement for two–terminal transmission lines. Due to some common problems of current transformers (CT) in power system protection such as low accuracy, this method wipes off the CT requirement. In other word, the method is only based on voltage measurement. Samples of voltage at both ends of line are taken synchronously and used to calculate the location of fault. The algorithm uses thevenin equivalent model of faulted system and symmetrical components theory for estimation of fault distance with reasonable error (0.7%). The proposed method is also independent of fault type, fault resistance, fault inception angle and line angle. In addition to these advantages, the proposed technique is improved by using modified algorithm in order to reduce the estimation error to less than one meter. Simulations with EMTP/ATP were performed to verify the accuracy of the proposed method.

Key words: Fault location, Synchronized voltage measurement, Modified, Two–terminal lines, Symmetrical components, Current transformer elimination.

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

خطوط انتقال در هر سطح ولتاژی در معرض خطا و اتصال کوتاه قرار دارند. شناسایی و تعیین محل خطا در خطوط انتقال، ارتباط تنگاتنگی با سرعت بازگردانی مجدد شبکه قدرت و افزایش کارایی آن دارد [۱]. بر این اساس، روش‌های متنوعی جهت افزایش دقت و کاهش هزینه حفاظت و محل‌یابی خطا ارائه شده‌اند. اکثر این روش‌ها، از ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده برای پردازش استفاده نموده‌اند. با صرف نظر از ایده‌آل بودن رفتار و عملکرد سیستم‌های اندازه‌گیری و تاثیرپذیری آنها از شرایط شبکه در پریود خطا، حذف وابستگی الگوریتم محل‌یابی خطا از برخی از این تجهیزات (نظیر ترانسفورماتورهای جریان، CT) موجب افزایش دقت الگوریتم می‌گردد. در حقیقت، اضافه ولتاژ و حالت گذرای شدید شبکه در حالت خطا، عملکرد نامطلوب CT (ورود به ناحیه اشباع در جریان‌های خطای بزرگ) و در نهایت تخمین نادرست محل خطا توسط رله‌های مرتبط با این ادوات را به دنبال دارد. لذا علیرغم دقت بالای روش‌های متداول، توسعه روش‌های جدید مستقل از جریان، به دلیل مشکلات ذاتیCT، وشی مقتنم به‌شمار می‌آید.

تاکنون روش‌های متعدد مستقل از جریان برای تعیین محل خطا در خطوط انتقال ارائه شده‌اند [۳-۶]. مراجع [۲ و ۳] روشی بر پایه اندازه‌گیری ولتاژ باس‌های یک شبکه چند ترمینال حلقوی و شعاعی ارائه نموده‌اند. در خطوط دو-ترمینال، مراجع [۴ و ۵] اندازه‌گیری ولتاژ را به یک ترمینال تقلیل داده‌اند. اگرچه مرجع [۴]، نسبت به نوع و مقاومت خطا مستقل نبوده و نیازمند شناسایی نوع خطا در محاسبات می‌باشد. مراجع [۵ و ۶] با استفاده از تئوری امواج سیار ولتاژ گذرا، محل خطا را در خطوط دو-ترمینال تخمین زده‌اند. به طور کلی روش‌های محل‌یابی دو-ترمینال از روش‌های تک-ترمینال دقیق‌تر و قادر به مینیمم ساختن یا حذف تاثیر مقاومت خطا، بارگیری سیستم و جریان شارژ خط (مستقل از شناسایی نوع خطا) در الگوریتم می‌باشند [۷].

پیشرفت‌های اخیر در زمینه جمع‌آوری اطلاعات، اندازه‌گیری‌های همزمان مبتنی بر GPS و سیستم‌های هوشمند پردازش سیگنال موجب رویکرد طیف وسیعی از تحقیقات انجام شده در مبحث محل‌یابی خطا به بهره‌گیری از این تکنولوژی‌ها شده است. از جمله این روش‌های نوین تعیین محل خطا می‌توان به روش‌های مبتنی بر تئوری امواج سیار [۵ و ۶]، تبدیل موجک[۶، ۸ و ۹]، شبکه‌های عصبی [۹ و ۱۰] و فازی اشاره نمود. علاوه بر موارد ذکر شده، روش‌های محل‌یابی خطا مبتنی بر اندازه‌گیری فازوری همزمان (synchronized phasor measurement)، از مباحث جدید و مناسب مطرح شده در زمینه حفاظت دیستانس خطوط انتقال به‌شمار می‌آیند. اندازه‌گیری همزمان و محل‌یابی خطا در رله‌های نوین دیجیتالی از پیشینه تاریخی یکسانی برخوردارند [۷ و ۱۱-۱۴]. با شکل‌گیری این روند روش‌های دیگری مبتنی بر اندازه‌گیری فازوری همزمان (فازورهای ولتاژ و جریان) در خطوط انتقال دو-ترمینال را ارائه شده‌اند [۱۵-۱۹]. Jiang و همکاران [۱۷ و ۱۸]، با ارائه الگوریتمی جدید بر پایه تبدیل فوریه زمان گسسته، مقدار دقیق مولفه فرکانس اصلی پارامترهای ولتاژ و جریان را با حذف نویز آنها اندازه‌گیری نموده و در نهایت با دقت بسیار بالایی محل خطا را تخمین زده‌اند. Brahma [۱۹]، با اندازه‌گیری فازوری همزمان ولتاژ و جریان پایانه‌های یک شبکه انتقال چند ترمینال، با تخمین مدل تونن شبکه در هر پایانه و تشکیل ماتریس امپدانس باس، محل خطا را مستقل از مقاومت و نوع خطا محاسبه نموده است.

با توجه مشکلات ذاتی CT در پریود خطا، علاوه بر روش‌های مبتنی بر اندازه‌گیری ولتاژ ، اخیراً مراجع [۲۰-۲۳] با بهره‌گیری از تکنیک اندازه‌گیری ولتاژ همزمان، روش‌هایی مستقل از اندازه‌گیری جریان ارائه نموده‌اند. Brahma [۲۰ و ۲۱]، علیرغم حذف وابستگی جریان در محاسبات نتوانسته است روش ارائه شده را مستقل از مقاومت و نوع خطا نماید. Firouzjah [۲۲ و ۲۳]، با استفاده از روابط حاکم بر شبکه دو ترمینال نمونه، تاثیرپذیری مقدار تخمینی محل وقوع خطا را به نوع و مقاومت خطا در تمامی نقاط خط انتقال ارتباطی بین دو ترمینال ضعف مشروحه در مراجع [۲۰ و ۲۱] به خوبی مرتفع نموده است.

بر اساس مطالبی که به آن اشاره شد، در این مقاله روشی مبتنی بر اندازه‌گیری همزمان ولتاژ (در تکمیل روش پیشنهادی در مراجع [۲۲ و ۲۳]) به منظور تعیین محل خطا در خطوط دو-ترمینال ارائه می‌گردد. هدف اصلی این روش، ارائه روشی مستقل از نوع خطا، مقاومت خطا، زاویه شروع خطا و زاویه بارگیری خط انتقال می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی‌های انجام شده با نرم افزار EMTP/ATP جهت نشان دادن استقلال روش پیشنهادی از موارد ذکر شده، بررسی و با روش سابق مستقل از جریان مبتنی بر تکنیک اندازه‌گیری فازوری همزمان در خطوط دو-ترمینال [۲۰] مقایسه شده که دقت روش پیشنهادی در تمامی شرایط و استقلال آن تائید می‌گردد. بر اساس نتایج به‌دست آمده مبنی بر استقلال روش از تمامی پارامترهای تاثیرگذار شبکه در محاسبه محل خطا، الگوریتم بهبود روش ارائه

www.SID.ir

Archive of SID

شده دارای دقت بسیار بالایی بوده و نتایج شبیه‌سازی‌ها صحت آن تایید می‌نماید.

۲- روش پیشنهادی تعیین محل خطا

شکل (۱) دیاگرام تک خطی یک شبکه انتقال دو- ترمینال خطادار شده را با فرض مشخص بودن مدل تونن شبکه در دو سمت ارسال (A) و دریافت (B) نشان می‌دهد. خطایی در خط انتقال (با طول کل L) به فاصله L_1 از سمت ارسال و L_2 از سمت دریافت لحاظ شده است (بر این اساس پارامتر k به عنوان نسبتی از فاصله وقوع خطا از سمت ارسال و دریافت اختیار می‌گردد). همچنین نوع خطای ایجاد شده نامشخص و لذا نیازی به شناسایی نوع خطا در روند الگوریتم نمی‌باشد.

$$Z_{abc}=\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}, Y_{abc}=\begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (۱)$$

$$k=\frac{L1}{L} \quad , \quad (1-k)=\frac{L2}{L} \quad (۲)$$

مدل خط انتقال در شرایط پیش از وقوع خطا و حین خطا در شکل (۲) نشان داده شده است. یکی از روش‌های موجود جهت محاسبه جریان اتصال کوتاه، استفاده از قضیه تونن می‌باشد. با صفر نمودن منابع اکتیو شبکه و نمایش ژنراتورها، ترانسفورماتورها، خطوط و بارها با امپدانس‌های هم‌ارز مناسب، شبکه تونن (شکل ۳) به‌دست می‌آید. اثر اتصال کوتاه با نیروی محرکه تونن E_T نشان داده شده و ولتاژ باس‌ها و جریان شاخه‌ها نشانگر تغییرات حاصل از اتصال کوتاه است:

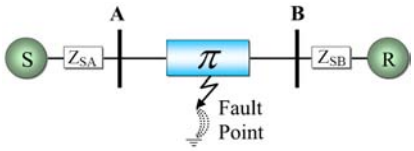
$$\Delta V = V_{\text{Post-Fault}} - V_{\text{Pre-Fault}} = V^{f} - V^{\circ} \quad (۳)$$

$$\Delta VA=\begin{bmatrix} V_{Aa}^{\,f}-V_{Aa}^{\,\circ} \\ V_{Ab}^{\,f}-V_{Ab}^{\,\circ} \\ V_{Ac}^{\,f}-V_{Ac}^{\,\circ} \end{bmatrix}, \Delta VB=\begin{bmatrix} V_{Ba}^{\,f}-V_{Ba}^{\,\circ} \\ V_{Bb}^{\,f}-V_{Bb}^{\,\circ} \\ V_{Bc}^{\,f}-V_{Bc}^{\,\circ} \end{bmatrix} \quad (۴)$$

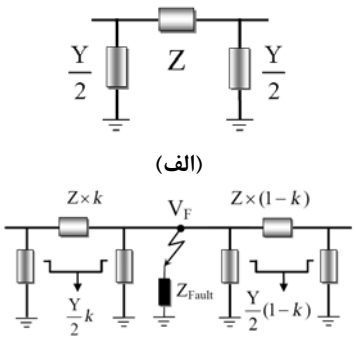
با در نظر گرفتن روابط فوق و در اختیار داشتن تغییرات ولتاژ باس‌ها می‌توان بیان نمود:

$$IA_{abc}=\begin{bmatrix} IA_a \\ IA_b \\ IA_c \end{bmatrix}, \; IB_{abc}=\begin{bmatrix} IB_a \\ IB_b \\ IB_c \end{bmatrix} \quad (۵)$$

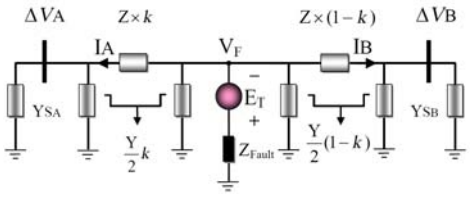
$$IA_{abc}=\left[YSA_{abc}+\frac{Y_{abc}}{2}k\right]\Delta VA_{abc}$$
$$IB_{abc}=\left[YSB_{abc}+\frac{Y_{abc}}{2}(1-k)\right]\Delta VB_{abc} \quad (۶)$$



شکل ۱- سیستم قدرت با خطای ایجاد شده در خط انتقال



شکل ۲- مدل خط انتقال الف) پیش از خطا، ب) هنگام خطا



شکل ۳- معادل تونن شبکه با خطای ایجاد شده در خط انتقال

با در اختیار داشتن جریان عبوری از امپدانس سری خط، ولتاژ محل خطا از دو سمت ارسال و دریافت محاسبه می‌گردد.

$$VF_{abc}=Z_{abc}IA_{abc}k+\Delta VA_{abc}$$
$$VF_{abc}=Z_{abc}IB_{abc}(1-k)+\Delta VB_{abc} \quad (۷)$$

www.SID.ir

Archive of SID

با تعریف ماتریس تبدیل T به عنوان ماتریس تبدیل مولفه‌های متقارن، تمامی روابط و پارامترهای سیستم از جمله مقادیر امپدانس و ادمیتانس خط و همچنین ولتاژها به مختصات توالی صفر، مثبت و منفی منتقل می‌گردند.

$$T=\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & \alpha^2 & \alpha\\ 1 & \alpha & \alpha^2\end{bmatrix},\alpha=e^{\frac{2\pi}{3}i} \qquad (۸)$$

$$\begin{bmatrix}V0\\ V1\\ V2\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & \alpha^2 & \alpha\\ 1 & \alpha & \alpha^2\end{bmatrix}^{-1}\times\begin{bmatrix}Va\\ Vb\\ Vc\end{bmatrix} \qquad (۹)$$

با اعمال ماتریس T، روابط (۶) و (۷) به جریان‌ها ولتاژهای توالی متقارن تبدیل می‌شوند:

$$IA_{012}=\left[YSA_{012}+\frac{Y_{012}}{2}k\right]\Delta VA_{012}$$
$$IB_{012}=\left[YSB_{012}+\frac{Y_{012}}{2}(1-k)\right]\Delta VB_{012} \qquad (۱۰)$$

$$VF_{012}=Z_{012}IA_{012}k+\Delta VA_{012}$$
$$VF_{012}=Z_{012}IB_{012}(1-k)+\Delta VB_{012} \qquad (۱۱)$$

به منظور دستیابی به معادلات مستقل از جریان، مقادیر جریان محاسبه شده توسط رابطه (۱۰) در (۱۱) جاگذاری می‌گردند.

$$VF_{012}=$$
$$\left[I_{3\times3}+k\ Z_{012}\left[YSA_{012}+\frac{Y_{012}}{2}k\right]\right]\Delta VA_{012}=[0]$$

$$VF_{012}=$$
$$\left[I_{3\times3}+(1-k)\ Z_{012}\left[YSB_{012}+\frac{Y_{012}}{2}(1-k)\right]\right]\Delta VB_{012}=[0] \qquad (۱۲)$$

دو معادله رابطه (۱۲)، ولتاژ محل اتصالی به‌دست آمده از پارامترهای هر یک از دو سمت ارسال و دریافت می‌باشند که در شرایط ایده‌آل، هر دو به یک مقدار منتهی شده و لذا تفاضل آن‌ها به سمت صفر نیل می‌نماید. بنابراین با بیان این تفاضل به عنوان معادله هدف، محل خطا به صورت معادله درجه دو با متغیر k در اختیار قرار خواهد گرفت:

$$\left[I_{3\times3}+k\ Z_{012}\left[YSA_{012}+\frac{Y_{012}}{2}k\right]\right]\Delta VA_{012}-$$
$$\left[I_{3\times3}+(1-k)\ Z_{012}\left[YSB_{012}+\frac{Y_{012}}{2}(1-k)\right]\right]\Delta VB_{012}=[0] \qquad (۱۳)$$

$$ak^2+bk+c=0 \qquad (۱۴)$$

$$[a]_{3\times1}=Z_{012}\frac{Y_{012}}{2}\left[\Delta VA_{012}-\Delta VB_{012}\right]$$
$$[b]_{3\times1}=Z_{012}YSA_{012}\left[\Delta VA_{012}+\Delta VB_{012}\right]+Z_{012}Y_{012}\Delta VB_{012}$$
$$[c]_{3\times1}=\left[\Delta VA_{012}-\Delta VB_{012}\right]-Z_{012}\left[YSB_{012}+\frac{Y_{012}}{2}\right]\Delta VB_{012} \qquad (۱۵)$$

ضرایب معادله (۹) به صورت ماتریس‌های 3×1 لحاظ شده‌اند. با توجه به روابط ارائه شده در مختصات مولفه‌های متقارن و بر اساس تقارن ماتریس‌های امپدانس و ادمیتانس خط و ژنراتور در توالی متقارن، معادله (۱۴) به سه معادله در سه توالی صفر و مثبت و منفی تجزیه می‌گردد.

$$[a]_{3\times1}=\begin{bmatrix}a_0\\ a_1\\ a_2\end{bmatrix},\ [b]_{3\times1}=\begin{bmatrix}b_0\\ b_1\\ b_2\end{bmatrix},\ [c]_{3\times1}=\begin{bmatrix}c_0\\ c_1\\ c_2\end{bmatrix} \qquad (۱۶)$$

$$a_ik^2+b_ik+c_i\ ;$$
$$i=0,1,2:Zero,Positive,Negative\ sequence \qquad (۱۷)$$

واضح است که معادله (۱۷) دارای جوابی یکتا برای k در توالی مثبت خواهد بود. لذا با جاگذاری مقدار k حاصل از حل این معادله در رابطه (۲)، محل وقوع خطا محاسبه می‌گردد. با بررسی معادله اخیر، علیرغم حصول رابطه در سه توالی صفر، مثبت و منفی، انتظاری بر صحت نتایج از هر سه توالی نیست. لذا تنها نتایج حاصل از حل معادله در توالی مثبت مورد ارزیابی قرار گرفته و در نتیجه جواب حاصل از این معادله به عنوان تخمینی از محل وقوع اتصالی لحاظ می‌گردد. نتایج شبیه‌سازی در جهت اثبات این مدعا در بخش پیش‌رو ارائه خواهند شد. در نهایت، با در اختیار داشتن تخمینی از محل به منظور بیان اختلاف بین فاصله تخمینی توسط معادلات اخیر و محل واقعی خطا، پارامتر

www.SID.ir

Archive of SID

Error به عنوان درصد این اختلاف در طول کل خط به صورت زیر تعریف می‌گردد.

$$\text{Error}=\frac{|\text{Actual Location-Estimated Location}|}{\text{Total Line Length}}\times 100 \quad (۱۸)$$

در شرایط ایده‌آل هدف روش ارائه شده، دستیابی به کمترین Error و در نتیجه دقت فاصله تخمینی علاوه بر حذف ترانسفورماتور جریان و همچنین استقلال تخمین از نوع، مقاومت و زاویه شروع خطا و زاویه بارگیری خط انتقال می‌باشد. بررسی ضرائب معادله (۱۷)، عدم دخالت پارامترهای ذکر شده را در تخمین محل خطا نشان می‌دهد. همان‌گونه‌که در روابط مشاهده می‌شود، از پارمترهای موثر در معادله نهایی، تغییرات ولتاژ باس‌ها می‌باشد. به وضوح می‌توان عدم تاثیر مقدار زاویه شروع خطا (با توجه به این که تنها بر مقدار هارمونیک جریان بعد از خطا و حالت گذرای پدید آمده موثر است) را دریافت. همچنین روابط ارائه شده با توجه به انتقالشان به مولفه‌های متقارن و عدم ورود ماتریس خطا (امپدانس خطا به صورت مدل ماتریسی سه فاز) در محاسبات مستقل از نوع و مقدار خطا می‌باشند.

در رابطه با زاویه بارگیری خط انتقال، با تکیه بر تئوری تونن مورد استفاده در روابط مشروحه و منحصراً لحاظ شدن تغییرات ولتاژ به جای مقدار ولتاژ، زاویه بارگیری خط را بی‌تاثیر می‌نماید. در پایان بایستی بر این مهم متذکر شد که نیاز الگوریتم پیشنهادی به مقادیر تونن شبکه، اصلی ترین ایراد وارد بر روش فعلی و روش‌های ارائه شده پیشین [۲۰ و ۲۱] می‌باشد. همچنان که Brahma [۲۰] نیز، پیش از ارائه الگوریتم خود، وجود مدل تونن را یکی از ملزومات طرح ذکر نموده است.

دسترسی به مقادیر تونن در یک شبکه دو باسه، مستقل از اندازه‌گیری جریان امری امکان‌ناپذیر جلوه می‌نماید. لذا متذکر می‌گردد که این طرح، علاوه بر مزیت‌هایی که در جهت استقلال روش تخمین محل وقوع خطا از پارامترهای تاثیرگذار شبکه در حالت خطا دارد، فتح بابی نیز در زمینه پیشبرد روش‌های مبتنی بر حذف ترانسفورماتور جریان می‌باشد. با گسترش طرح پیشنهادی در یک شبکه چندین باسه، می‌توان نیاز اندازه‌گیری جریان را از تمامی باس‌ها به تعداد محدودی از باس‌های خاص تقلیل داد. لذا با در اختیار داشتن جریان این باسها، مدل تونن را برای آنها محاسبه نمود. به این ترتیب، مابقی باسها از اندازه‌گیری جریان مستثنا می‌گردند. در این شرایط، مشکلات ناشی از اندازه‌گیری جریان با کاهش باس‌های مربوطه، مرتفع می‌گردد. در نتیجه می‌توان ترانسفورماتورهای باس‌های باقی مانده را (با توجه به مقدار معدودشان) از نوع مرغوب‌تری انتخاب نمود و علاوه بر کاهش هزینه کلی، قابلیت اطمینان عملکرد مکان‌یابی دقیق خطا را در خطاهایی با جریان بالاتر به نحو مطلوبی افزایش داد.

۳- نتایج شبیه‌سازی روش پیشنهادی

شبیه‌سازی‌ها به منظور بیان صحت و دقت روش ارائه شده، برای یک خط انتقال دو ترمینال ۵۰۰ کیلو ولت و توسط نرم‌افزار تحلیل حالت گذرا EMTP/ATP انجام شده است. پارامترهای خط انتقال و شبکه نمونه در جدول (۱) آمده است [۲۰]. پارامترهای مورد استفاده در تحلیل‌ها در مختصات مولفه‌های متقارن لحاظ شده‌اند. دیاگرام مدل شبیه‌سازی در نرم افزار EMTP/ATP در شکل (۴) نشان داده شده است. با توجه به عدم نیاز روابط ارائه شده به اندازه‌گیری جریان شبکه، مقادیر اندازه‌گیری شده در شبیه‌سازی‌ها تنها شامل ولتاژ باس‌ها، قبل و حین خطا، می‌باشند.

جدول ۱- پارامترهای شبیه‌سازی خط دو- ترمینال نمونه

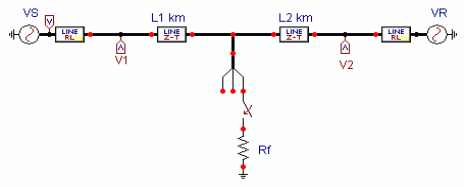
ولتاژ و امپدانس تونن سمت ارسال و دریافت			
S_A	500 kv (δ_A=0º)		
S_B	475 kv (δ_B=-15º)		
ZSA_1	17.177+j 45.5285 Ω		
ZSA_0	2.5904+j 14.7328 Ω		
ZSB_1	15.31+j 45.9245 Ω		
ZSB_0	0.7229+j15.1288 Ω		
پارامترهای خط انتقال با طول کل ۲۰۰ مایل			
R_1	0.249168 Ω/mile	R_0	0.60241 Ω/mile
L_1	1.556277 mH/mile	L_0	4.8303 mH/mile
C_1	19.469 E-9 F/mile	C_0	12.066 E-9 F/mile

به منظور اثبات مبحث بخش (۲) مرتبط با نحوه انتخاب جواب مورد قبول از معادله (۱۷) منحصراً در توالی مثبت، شکل (۵) بیانگر منحنی تغییرات محل تخمینی خطا برحسب محل واقعی وقوع آن با نتایج حاصل از حل معادله (۱۷) در سه توالی صفر، مثبت و منفی می‌باشد که به وضوح صحت نتایج منحصراً

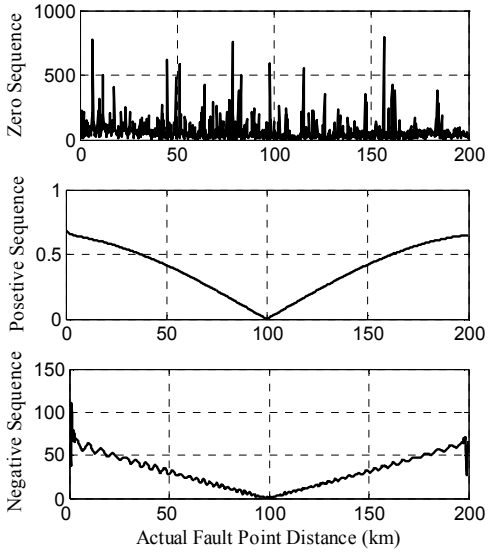
www.SID.ir

Archive of SID

در توالی مثبت با error قابل قبول تائید می‌گردد. در ادامه، نتایج شبیه‌سازی روش پیشنهادی نسبت به پارامترهای تاثیرگذار شبکه در شرایط خطا به صورت بخش‌های زیر ارائه می‌شوند:



شکل ۴- دیاگرام شبیه‌سازی سیستم قدرت نمونه



شکل ۵- درصد Error ، حاصل حل معادله (۱۷) در سه توالی

۳-۱- پارامترهای تاثیرگذار شبکه در شرایط خطا

۳-۱-۱- نوع خطا

استقلال روش محل‌یابی خطا از پارامترهای شبکه اهمیت بالایی دارد. وابستگی روابط به نوع خطا مستلزم در اختیار داشتن نوع خطا و بخشی به عنوان تشخیص نوع خطا می‌گردد. که افزایش دقت الگوریتم، تنها با تعیین نوع خطا و ارائه روابط برای انواع خطا امکان‌پذیر می‌گردد. لذا حذف وابستگی الگوریتم از نوع خطا به عنوان مزیتی تاثیرگذار به‌شمار می‌آید.

جدول (۲)، Error ناشی از اختلاف بین فاصله تخمینی و واقعی خطا را در انواع مختلف خطا و محل‌های متفاوت آن در طول خط انتقال نشان می‌دهد. با توجه به نتایج، روش فوق قادر به تخمین محل خطا مستقل از نوع آن با دقت بالایی می‌باشد (اختلاف Error برای انواع خطا کمتر از ۰/۰۰۱٪ در هر محل).

شکل (۶) اختلاف بین فاصله تخمین زده شده در خطای سه فاز به زمین را نسبت به فاصله تخمینی در خطای دوفاز به زمین و خطای خط به خط نشان می‌دهد. همانند نتایج ارائه شده در جدول (۲)، شکل (۶) مبین اختلاف ناچیز بین فواصل تخمینی توسط الگوریتم در خطاهای مختلف در طول خط انتقال است.

۳-۱-۲- مقاومت خطا

جدول (۳)، Error ناشی از اختلاف بین فاصله تخمینی و فاصله واقعی خطا را در مقاومت‌های خطای ۱۰و۵۰ اهم با خطای مختلف نشان می‌دهد. در این جدول، درصد Error در انواع و مقاومت‌های خطای ذکر شده، برای هر یک از فواصل خطا در طول خط انتقال، با دقت ۰/۰۰۱٪ و مستقل از مقاومت خطا می‌باشد. لذا تغییر مقاومت خطا، تاثیری بر دقت تخمین ندارد و تنها فاصله موجب تغییر دقت تخمین می‌گردد. در زمینه تعیین محل خطا با حذف ترانسفورماتور جریان، مرجع [۲۰] اولین مرجع مبتنی بر اندازه‌گیری فازوری همزمان به‌شمار می‌آید. لذا مقایسه نتایج روش پیشنهادی در این مقاله با مرجع [۲۰] در جهت صحت دقت روش ارائه شده در این مقاله امری مقتنم خواهد بود. Brahma [۲۰]، علیرغم دستیابی به دقت قابل قبول در تخمین محل خطا، نتوانسته است وابستگی آن را نسبت به نوع و مقاومت خطا حذف نماید. شکل (۷) مقایسه درصد Error را برای سه محل وقوع خطا (۱۰ و ۱۰۰ و ۱۸۰ مایل)، با مقاومت خطای (۱۰ و ۵۰) اهم و انواع خطا، توسط روش [۲۰] و روش پیشنهادی در این مقاله را نشان می‌دهد. مقایسه نتایج، بیانگر دقت بالا و برتری این روش می‌باشد.

۳-۱-۳- زاویه شروع خطا

زاویه شروع خطا، از دیگر موارد موثر بر الگوریتم ارائه شده می‌باشد. با توجه ماهیت حالت گذرای ایجاد شده در اثر اتصال کوتاه، می‌توان بیشترین حالت گذرا و هارمونیک ولتاژ را برای خطاهای ایجاد شده در پیک ولتاژ (زاویه ۹۰ درجه ولتاژ) در نظر گرفت. خطاهای ایجاد شده در این زمان، موجب بروز حالت گذرای شدید و تغییر قابل ملاحظه مقدار مولفه فرکانس اصلی ولتاژ شبکه می‌گردد. لذا الگوریتم ارائه شده جهت بررسی عدم وابستگی آن به زاویه شروع خطا مورد بررسی قرار گرفت. شکل (۸) درصد خطا را برای انواع مختلف خطا و مقاومت خطای ۱۰ و ۵۰ اهم برای زاویه شروع خطا ۹۰ درجه نشان می‌دهد. مقادیر Error شکل (۸) برخلاف شکل (۷- ب) بیانگر اختلافی ناچیز در شرایط مختلف می‌باشند. از دلایل استقلال محل تخمینی خطا

www.SID.ir

Archive of SID

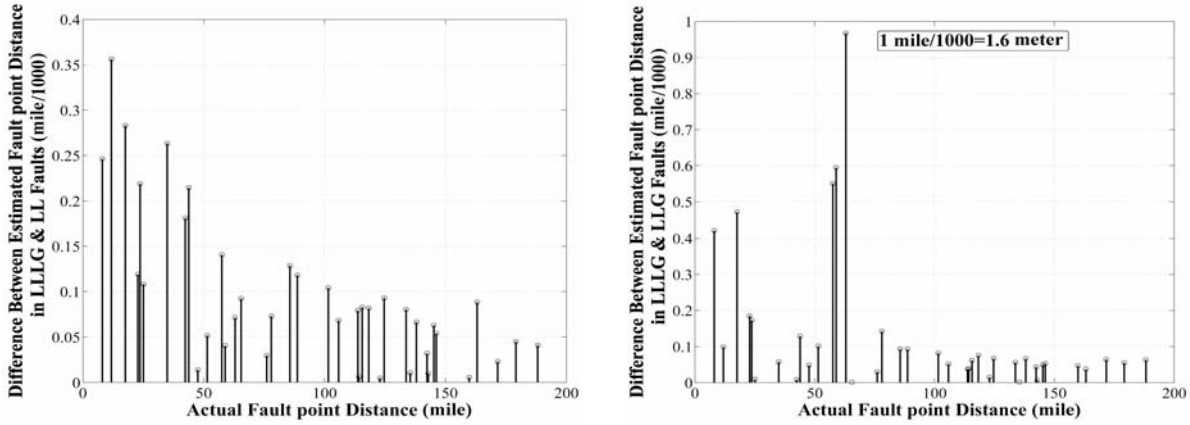
در این مقاله با روش ارائه شده توسط [۲۰]، استفاده تئوری مولفه‌ای متقارن و اعمال نتایج حاصل از توالی مثبت می‌باشد.

استخراج مولفه فرکانس اصلی ولتاژ شبکه در لحظه شروع خطا و پریود خطا، با اعمال فیلتر هارمونیک اصلی، مدت زمانی را به لحاظ پاسخ زمانی فیلتر نیاز دارد. لذا مدت زمانی در حدود ۳ تا ۴ سیکل لازم است تا مقداری دقیق از مولفه فرکانس اصلی شبکه شناسایی گردد که این مدت زمان، کوتاه و کمتر از زمان عملکرد رله‌ها بوده و در نتیجه زمان اندازه‌گیری ولتاژ حین خطا خدشه‌ای در عملکرد رله‌های حفاظتی خط وارد نمی‌نماید. مدت زمان ذکر شده تنها به‌دلیل تاخیر در شناسایی هارمونیک توسط پردازشگر مبتنی بر تبدیل فوریه می‌باشد. با تکیه بر این که مدت زمان عملکرد رله‌های حفاظتی در سیستم‌های قدرت مدرن، به یک سیکل تقلیل یافته، لذا استفاده از الگوریتم‌های تحلیل هارمونیکی نوین و پر سرعت موجب افزایش سرعت الگوریتم پیشنهادی خواهد شد. لذا، یکی از جدیدترین روش‌های شناسایی مولفه فرکانس اصلی در سیستم‌های قدرت در مرجع [۲۴] پیشنهاد می‌گردد. روشن است که در جهت دستیابی به حفاظت دیستانس، سرعت عمل، از پارمترهای مهم و نقش‌آفرین به‌شمار می‌آید. بنابراین، با به‌کارگیری الگوریتم‌هایی نظیر [۲۴]، حفاظت دیستانس سریع نیز جزیی از توانایی‌های طرح خواهد بود.

شکل (۹) درصد Error را در طول دوره خطای تکفاز به زمین با زوایای شروع صفر و ۹۰ درجه ولتاژ را در سه محل از خط انتقال نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل قابل مشاهده می‌باشد، درصد Error پس از ۳ تا ۴ سیکل پس از شروع خطا به کمترین مقدار (یعنی شناسایی دقیق مولفه فرکانس اصلی ولتاژ حین خطا) رسیده است.

جدول۲- درصد Error برای انواع مختلف خطای ایجاد شده در فواصل مختلف خط انتقال توسط شبیه‌سازی با EMTP/ATP

محل خطا	نوع خطا					محل خطا	نوع خطا				
(مایل)	LLLG	LLG	LG	LLL	LL	(مایل)	LLLG	LLG	LG	LLL	LL
8.062	0.6344	0.6342	0.6342	0.6344	0.6343	101.548	0.0148	0.0148	0.0147	0.0148	0.0147
11.856	0.6217	0.6217	0.6214	0.6217	0.6219	105.748	0.0526	0.0525	0.0525	0.0526	0.0525
17.597	0.6005	0.6007	0.6007	0.6005	0.6006	113.780	0.1244	0.1244	0.1243	0.1244	0.1243
23.689	0.5743	0.5744	0.5743	0.5743	0.5744	115.571	0.1402	0.1402	0.1401	0.1402	0.1402
25.066	0.5679	0.5679	0.5678	0.5679	0.5679	118.256	0.1638	0.1638	0.1637	0.1638	0.1638
34.927	0.5155	0.5155	0.5152	0.5155	0.5156	122.892	0.2041	0.2041	0.2042	0.2041	0.2041
43.864	0.4599	0.4600	0.4598	0.4599	0.4600	133.720	0.2951	0.2950	0.2951	0.2951	0.2950
47.576	0.4348	0.4348	0.4350	0.4348	0.4348	135.417	0.3088	0.3088	0.3089	0.3088	0.3089
51.460	0.4073	0.4073	0.4073	0.4073	0.4073	137.999	0.3295	0.3295	0.3289	0.3295	0.3295
57.535	0.3623	0.3625	0.3637	0.3623	0.3623	142.381	0.3636	0.3636	0.3636	0.3636	0.3636
65.458	0.2999	0.2999	0.2997	0.2999	0.2999	159.809	0.4859	0.4859	0.4859	0.4859	0.4859
76.067	0.2113	0.2113	0.2113	0.2113	0.2113	163.124	0.5062	0.5062	0.5061	0.5062	0.5062
77.976	0.1949	0.1949	0.1950	0.1949	0.1949	171.599	0.5533	0.5534	0.5531	0.5533	0.5533
85.636	0.1278	0.1278	0.1280	0.1278	0.1278	179.127	0.5886	0.5886	0.5885	0.5886	0.5886
88.730	0.1003	0.1004	0.1004	0.1003	0.1004	188.178	0.6220	0.6219	0.6222	0.6220	0.6220



(ب) (الف)

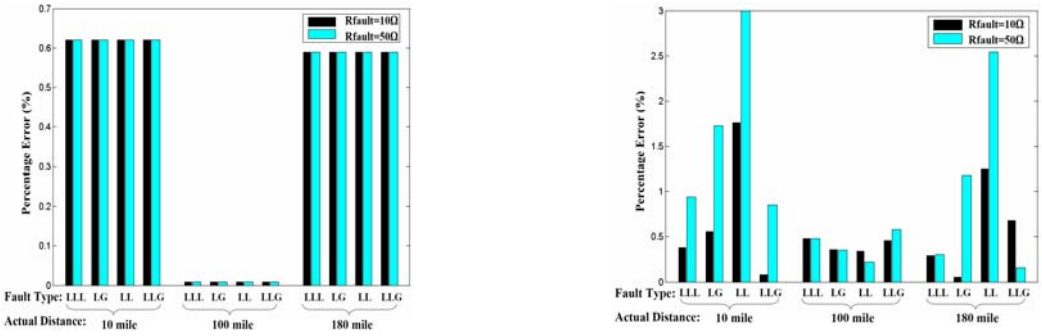
شکل۶- اختلاف بین فاصله تخمینی خطای سه فاز به زمین و الف) خطای دو فاز به زمین ب) خط به خط

www.SID.ir

Archive of SID

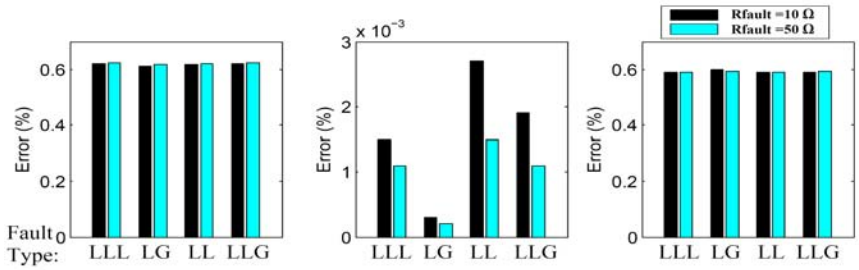
جدول۳- درصد Error برای خطاهای ایجاد شده در فواصل مختلف خط با مقاومت خطای ۱۰ و ۵۰ اهم توسط

محل خطا (مایل)	نوع خطا و مقاومت خطا (اهم)						محل خطا (مایل)	نوع خطا و مقاومت خطا (اهم)					
	LLL 10	LLL 50	LL 10	LL 50	LG 10	LG 50		LLL 10	LLL 50	LL 10	LL 50	LG 10	LG 50
5	0.6453	0.6450	0.6442	0.6447	0.6454	0.6453	105	0.0459	0.0459	0.0456	0.0459	0.0459	0.0459
15	0.6101	0.6105	0.6109	0.6106	0.6102	0.6101	115	0.1351	0.1352	0.1351	0.1352	0.1351	0.1351
25	0.5683	0.5681	0.5681	0.5681	0.5684	0.5683	125	0.2222	0.2222	0.2223	0.2222	0.2222	0.2222
35	0.5151	0.5152	0.5146	0.5150	0.5152	0.5151	135	0.3055	0.3055	0.3054	0.3055	0.3055	0.3055
45	0.4527	0.4524	0.4521	0.4523	0.4527	0.4527	145	0.3834	0.3834	0.3835	0.3835	0.3833	0.3834
55	0.3823	0.3814	0.3817	0.3814	0.3818	0.3823	155	0.4547	0.4545	0.4546	0.4546	0.4547	0.4547
65	0.3035	0.3036	0.3032	0.3035	0.3035	0.3035	165	0.5171	0.5173	0.5171	0.5173	0.5171	0.5171
75	0.2202	0.2204	0.2202	0.2204	0.2204	0.2202	175	0.5703	0.5701	0.5702	0.5701	0.5705	0.5703
85	0.1335	0.1334	0.1337	0.1334	0.1335	0.1335	185	0.6113	0.6115	0.6115	0.6115	0.6112	0.6113
95	0.0442	0.0442	0.0442	0.0442	0.0443	0.0442	195	0.6397	0.6397	0.6396	0.6397	0.6391	0.6397



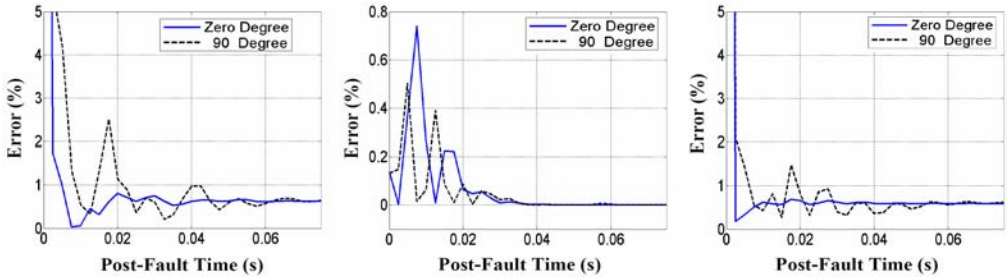
(ب) (الف)

شکل۷- درصد Error بر حسب محل، نوع و مقاومت خطا الف) نتایج مرجع [۲۰] ب) نتایج روش پیشنهادی



فاصله واقعی خطا: ۱۸۰ مایل فاصله واقعی خطا: ۱۰۰ مایل فاصله واقعی خطا: ۱۰ مایل

شکل۸- درصد Error بر حسب محل، نوع و مقاومت خطا برای زاویه شروع خطای ۹۰ درجه



فاصله واقعی خطا: ۱۸۰ مایل فاصله واقعی خطا: ۱۰۰ مایل فاصله واقعی خطا: ۱۰ مایل

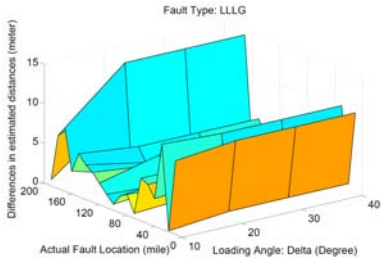
شکل۹- درصد Error در پریود خطا برای خطای تکفاز به زمین در ۱۰، ۱۰۰ و ۱۸۰ مایل و زاویه شروع خطای ۰ و ۹۰ درجه

www.SID.ir

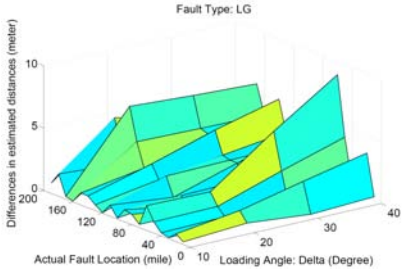
Archive of SID

۳-۱-۴- زاویه بارگیری خط انتقال (δ)

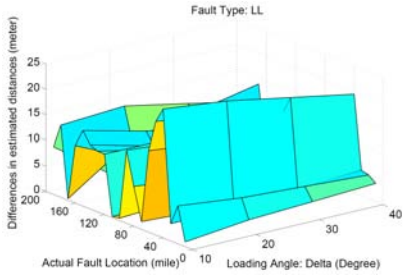
الگوریتم پیشنهادی نسبت به عدم تاثیرپذیری از زاویه بارگیری خط انتقال ($\delta=\delta_A-\delta_B$) نیز مورد بررسی قرار گرفته است. شکل‌های (۱۰ تا ۱۴) اختلاف بین فاصله تخمینی در خطای سه فاز به زمین با $\delta=15^o$ خط را با فاصله تخمینی در انواع مختلف خطا و زوایای بارگیری ۱۰، ۲۰، ۳۰ و ۴۰ درجه خط انتقال نشان می‌دهند. همان طور که مشاهده می‌گردد، اختلاف در همه شرایط کمتر از چند متر به‌دست امده است که این نتیجه مبین عدم وابستگی روش ذکر شده به مقدار زاویه بارگیری خط انتقال می‌باشد. هدف از ارائه این شکل‌ها برحسب متر، بیان نزدیکی بسیار زیاد error تخمین در شرایط مختلف می‌باشد. به منظور تحلیل مناسب و توجه بر این امر که تفاضل error تخمین دو نوع خطای متفاوت در یک فاصله یکسان عددی بسیار کوچک است، لذا اختلاف مربوطه (Δerror) از واحد درصد در واحد متر بیان شد. به عنوان مثال error تخمین برای خطای LL در فاصله ۴۵ مایلی خط برای دو مقاومت خطای ۱۰ و ۵۰ اهم به ترتیب برابر 0.4521% و 0.4523% شده است. مقدار Δerror در این حالت برابر 0.0002% می‌باشد (این مقدار در متر، تقریبا ۶۴ سانتی‌متر می‌شود). یعنی 44.0954 و 44.0958 مایل، مقدار تخمینی در دو خطا واقع شده در فاصله ۴۵ مایلی است که هر دو با یک error مشابه به‌دست آمده است. لذا تنها دلیل ارائه برخی شکل‌ها برحسب متر بیان روشن‌تر شباهت نقاط تخمینی به هم و استقلالشان از پارامترهای ذکر شده می‌باشد.



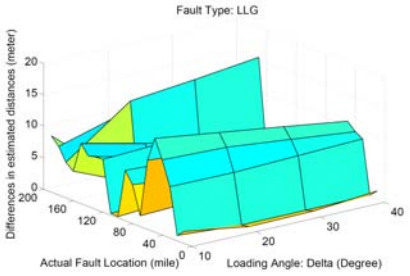
شکل ۱۰- تاثیر زاویه بارگیری خط (خطای سه فاز به زمین)



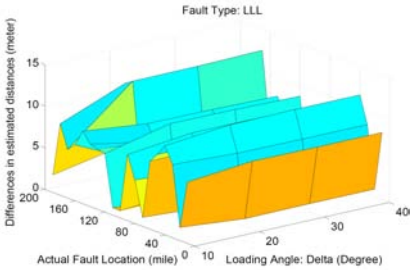
شکل ۱۱- تاثیر زاویه بارگیری خط (خطای تک فاز به زمین)



شکل ۱۲- تاثیر زاویه بارگیری خط (خطای خط به خط)



شکل ۱۳- تاثیر زاویه بارگیری خط (خطای دو فاز به زمین)



شکل ۱۴- تاثیر زاویه بارگیری خط (خطای سه فاز به هم)

۳-۲- تحلیل نتایج

با بررسی‌های انجام شده و نتایج ارائه شده در شرایط فوق می‌توان روش پیشنهادی را کاملا مستقل از نوع خطا، مقاومت خطا، زاویه شروع خطا و زاویه بارگیری خط انتقال در نظر گرفت. تغییرات درصد Error در همه شرایط فوق ثابت بوده و تنها نسبت به محل خطا در تغییر می‌باشد. به همین دلیل می‌توان نمودار شکل (۱۵) را به عنوان منحنی تغییرات درصد Error ناشی از تخمین محل خطاهای ایجاد شده در طول خط انتقال ارائه نمود. با بررسی شکل (۱۵)، اختلاف بین فاصله تخمین زده شده توسط روش پیشنهادی و فاصله واقعی وقوع خطا، در وسط خط انتقال کمترین مقدار (کمتر از چند متر) و در ابتدا و انتها خط انتقال بیشترین مقدار (کمتر از ۱/۳ مایل) را داراست. علت این روند، مدل مورد استفاده برای خط انتقال می‌باشد. این گونه به‌نظر می‌رسد که با نزدیکی محل خطا به هر یک از باس‌ها، جریان عبوری از بخش مربوطه بیشتر شده و نسبت به سمت دیگر خط، عدم تقارن در مدل مورد استفاده و مقدار جریان‌های شارژ خط ایجاد می‌کند. لذا مقادیر معادل خط در دو سمت با

www.SID.ir

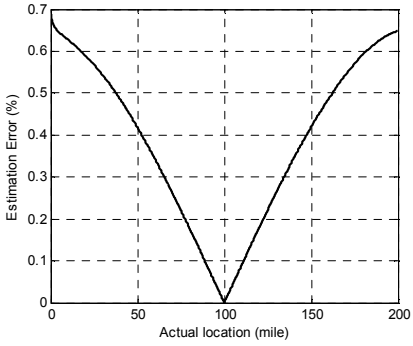
Archive of SID

هم متفاوت و روند تخمین دچار error می‌شود. در حالی که با وقوع خطا در میانه خط انتقال، مدل خط در دو سمت محل خطا یکسان و در نتیجه تخمین با مدل دقیق‌تری انجام می‌پذیرد.

با توجه به این حقیقت که درصد Error در وسط خط انتقال (دورترین محل از دو سمت ارسال و دریافت) کمترین مقدار را به خود اختصاص داده است، فرآیند حفاظت دیستانس خط انتقال خطادار شده علاوه بر عدم نیاز به اندازه‌گیری جریان خطا و استقلال از موارد ذکر شده فوق، عاری از مشکلات ناشی از همپوشانی نواحی حفاظتی رله‌های دیستانس سمت ارسال و دریافت شده است.

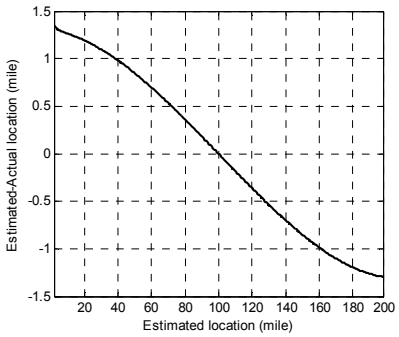
۴- اصلاح روش ارائه شده

براساس نتایج به‌دست آمده بخش (۳) و مشخصاً نمودار شکل (۱۵)، می‌توان روند تخمین محل خطا را با Error مشخص و ثابت در هر نقطه از طول خط و با رابطه منطقی در نظر گرفت. لذا می‌توان با نظم حاکم بر Error به‌دست آمده، مقدار فاصله تخمین زده شده برای محل خطا را به منظور نزدیک نمودن آن به مقدار واقعی به نحو مطلوبی بهبود داد. با بیان دیگری از شکل (۱۵)، می‌توان اختلاف بین فاصله تعیین شده توسط الگوریتم و فاصله واقعی خطا را برحسب فاصله تعیین شده توسط الگوریتم در شکل (۱۶) مشاهده نمود. با بررسی شکل (۱۶)، می‌توان با در اختیار داشتن فاصله تخمینی توسط روش پیشنهادی اختلاف آن را با محل واقعی وقوع خطا محاسبه و با اعمال آن بر فاصله تخمینی، محل دقیق وقوع خطا را به‌دست آورد.

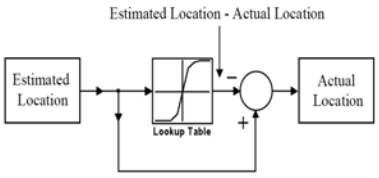


شکل ۱۵- درصد Error بر حسب محل خطا در کل خط

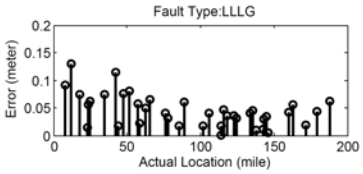
به عبارت دیگر نمودار شکل (۱۶) به عنوان منحنی تصحیح تخمین از پیش در اختیار بوده و لذا مقدار اختلاف محل تعیین شده توسط روش پیشنهادی با محل واقعی پس از وقوع هر خطا، با مراجع به این منحنی محاسبه می‌گردد. و در نهایت درصد Error با دقت بالایی تصحیح می‌گردد. الگوریتم تصحیح ذکر شده در شکل (۱۷) نشان داده شده است. مقادیر درصد Error به‌دست آمده از شکل‌های (۱۸ تا ۲۲) بیانگر افزایش دقت تخمین پس از اعمال الگوریتم تصحیح فوق (شکل ۱۷) بر نتایج جدول (۲) می‌باشند.



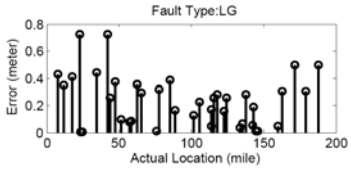
شکل ۱۶- اختلاف بین فاصله تخمینی و واقعی خطا برحسب فاصله تخمینی محل خطا در کل خط انتقال (مایل)



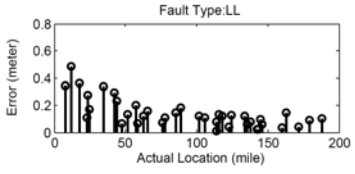
شکل ۱۷- نحوه اعمال الگوریتم بهبود برای اصلاح تخمین اولیه و حذف Error ناشی از آن



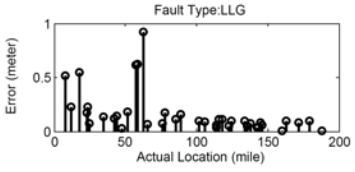
شکل ۱۸- درصد Error برای خطای سه فاز به زمین



شکل ۱۹- درصد Error برای خطای تک فاز به زمین



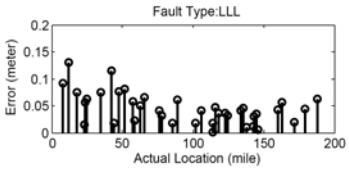
شکل ۲۰- درصد Error برای خطای خط به خط



شکل ۲۱- درصد Error برای خطای دو فاز به زمین

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۲۲- درصد Error برای خطای سه فاز به هم

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، روشی جدید مبتنی بر اندازه‌گیری فازوری همزمان برای تعیین محل خطا در خطوط انتقال دو-ترمینال ارائه شده است. این روش، تنها با استفاده از ولتاژ ترمینال‌ها قبل و حین خطا، محل خطا را با Error کمتر از ۰/۷٪ تخمین می‌زند. مزیت این روش به روش پیشین، علاوه بر حذف ترانسفورماتور جریان به خاطر مشکلات ذاتی CT، حذف وابستگی روش محل‌یابی به نوع، مقاومت و زاویه شروع خطا و همچنین زاویه بارگیری خط انتقال می‌باشد، به‌گونه‌ای که Error تخمین متاثر از موارد مذکور نبوده و تنها متاثر از فاصله وقوع خطا است. حداکثر مقدار Error در نقاط نزدیک به دو سمت ارسال و دریافت و حداقل آن در خطاهای واقع شده در میانه خط به‌دست آمده است، که علاوه بر دیگر مزایا مشکل همپوشانی رله‌های دیستانس دو سمت خط در خطاهای میانه خط نیز رفع می‌گردد. بر اساس استقلال روش از تمامی شرایط، الگوریتم بهبود با استفاده از مقادیر حاصل از محاسبات off-line خطا در طول خط ارائه شده است. دقت الگوریتم بهبود بسیار بالا و اختلاف بین محل تخمینی و واقعی در تمامی شرایط کمتر از یک متر می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی با نرم افزار EMTP/ATP نشان دهنده عملکرد مناسب الگوریتم ارائه شده و در نتیجه دستیابی به روشی بسیار دقیق در تخمین است.

نمادها

L	طول کل خط انتقال
L_1	فاصله خطا از باس ارسال (A)
L_2	فاصله خطا از باس دریافت (B)
Z_{abc}	امپدانس سری خط انتقال
Y_{abc}	ادمیتانس موازی خط انتقال
S_BوS_A	ولتاژ منابع تونن سمت ارسال و دریافت
ZSA_1 و ZSB_1	امپدانس تونن سمت ارسال و دریافت (توالی مثبت)
ZSA_0 و ZSB_0	امپدانس تونن سمت ارسال و دریافت (توالی صفر)
R_0وR_1	مقاومت واحد طول خط (توالی مثبت و صفر)
L_0وL_1	اندوکتانس واحد طول خط (توالی مثبت و صفر)
C_0وC_1	کاپاسیتانس واحد طول خط (توالی مثبت و صفر)
LLLG	خطای سه فاز به زمین
LLG	خطای دو فاز به زمین
LG	خطای تک فاز به زمین
LL	خطای فاز به فاز (خط به خط)
LLL	خطای سه فاز به هم
R_{Fault}	مقاومت خطا
k	نسبت فاصله خطا از دو سمت ارسال و دریافت
V^o	ولتاژ باس هنگام خطا
V^f	ولتاژ باس هنگام خطا
ΔV	تفاضل ولتاژ باس هنگام خطا و پیش از خطا
IA,IB	جریان شاخه سری خط انتقال
VFabc	ولتاژ محل خطا
i	اندیس توالی متقارن
Error	درصد اختلاف بین فاصله تخمینی و فاصله واقعی خطا در طول کل خط

مراجع

[1] A. Sauhats and M. Danilova, "Fault location algorithms for super high voltage power transmission lines", Power Tech, in Proc IEEE, vol. 3, pp. 3, 2003.

[2] Z. Galijasevic and A. Abur, "Fault location using voltage measurements", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 17, no. 2, pp. 441 – 445, 2002.

[3] P. Bastard, L. Garcia-Santander, X. Le. Pivert, I. Gal and E. L. Parra, "A voltage-based fault location method for radial distribution networks", in Proc IEEE, Power System Management and Control International Conference, no. 488, pp. 216 – 221, 2002.

[4] C. E. de Morais Pereira and L. C. Zanetta, "Fault location in transmission lines using one-terminal postfault voltage data", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 19, no. 2, pp. 570 – 575, 2004.

[5] Li Yongli, Yi. Zhang and Ma. Zhiyu, "Fault location method based on the periodicity of the transient voltage traveling wave", TENCON, IEEE Region 10 Conference, vol. 3, pp. 389 – 392, 2004.

[6] Y. J. Xia, X. G. Yin, Z. H. Wang, J. C. Yang and X. B. Zhang, "A novel fault location scheme using voltage traveling-wave of CVTs", UPEC 2004, vol. 2, pp. 768 – 772, 2004.

[7] Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society, "IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines", IEEE Standard C37.114, pp. 10-11, 2005.

www.SID.ir

Archive of SID

[8] H. Zhengyou, C. Yumei and Q. Qingquan, "Study on Adaptation of Traveling Waves Based on Wavelet Transform for Fault Location in Automatic Blocking and Continuous Power Transmission Lines", Transmission and Distribution Conference, IEEE/PES, pp 1 – 6, 2005.

[9] A. Ngaopitakkul, A. Kunakorn and S. Bunjongjit, "Discrete wavelet transform and probabilistic neural networks algorithm for identification of fault locations on transmission systems", PowerCon 2004, vol. 1, pp. 270 – 274, 2004.

[10] H. P. Amorim and L. Huais, "Faults location in transmission lines through neural networks", Transmission and Distribution Conference, IEEE/PES, pp 691 – 695, 2004.

[11] D. J. Lawrence, L. Cabeza and L. Hochberg, "Development of an advanced transmission line fault location system part II-algorithm development and simulation", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 7, no.4, pp. 1972–1983, 1992.

[12] A. A. Girgis, D. G. Hart and W. Peterson, "A new fault location technique for two- and threeterminal lines", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 7, no. 1, pp 98–107, 1992.

[13] D. Hart, D. Novosel and E. Udren, "Application of synchronized phasors to fault location analysis", Applications of Synchronized Phasors Conference, 1993.

[14] M. Kezunovic, "An accurate fault location using synchronized sampling at two ends of a transmission line", Applications of Synchronized Phasors Conference, 1993.

[15] M. Kezunovic and B. Perunicic, "Automated transmission line fault analysis using synchronized sampling at two ends", IEEE Trans. Power System., vol. 11, pp 441–447, 1996.

[16] H. Y. Li, E. P. Southern, P. A. Crossley, S. Potts, S. D. A. Pickering, B. R. J. Caunce and G. C. Weller, "A new type of differential feeder protection relay using the global positioning system for data synchronization", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, pp 1090–1097, 1997.

[17] J. A. Jiang, J. Z. Yang, Y. H. Lin, C. W. Liu and J. C. Ma, "An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines, Part I: Theory and algorithms", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, pp 486–493, 2000.

[18] J. A. Jiang, Y. H. Lin, J. Z. Yang, T. M. Too and C. W. Liu, "An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines, Part II: PMU implementation and performance evaluation", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, pp. 1136–1146, 2000.

[19] S. M. Brahma, "New fault-location method for a single multi terminal transmission line using synchronized phasor measurements", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1148 – 1153, 2006.

[20] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Fault location on a transmission line using synchronized Voltage measurements", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 19, no. 4, pp. 1619 – 1622, 2004.

[21] S. M. Brahma, "Fault location scheme for a multi-terminal transmission line using synchronized Voltage measurements", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 20, no. 2, Part 2, pp. 1325 – 1331, 2005.

[22] K. G. Firouzjah and A. Sheikholeslami, "Current Independent Method Based on Synchronized Voltage Measurement for Fault Location on Transmission Lines," Simulation Modeling Practice and Theory, Elsevier, vol. 17, no.4, pp. 692-707, Apr. 2009.

[23] K. G. Firouzjah and A. Sheikholeslami, "A current independent synchronized phasor measurement based method for fault location on Transmission lines," in Proc. IEEE, ICEE '07, pp. 1-5, 2007.

[24] K. G. Firouzjah, A. Sheikholeslami, M. R. Karami-Mollaei and F. Heydari "A Predictive Current Control Method for Shunt Active Filter with Windowing Based Wavelet Transform in Harmonic Detection," Simulation Modeling Practice and Theory, Elsevier, vol. 17, no. 5, pp. 883–896, May 2009.

www.SID.ir