



High Impedance Fault Detection in Distribution Networks based on Morphological gradient

Moslem Salehi^{1*} , Mahdi Zolfaghari²

¹Faculty Member, Department of Electrical Engineering, Technical and Vocational University, (TVU), Tehran, Iran.

²Electrical Engineering Department, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran.

ARTICLE INFO

Article Type:

Original Research

Received: 04.11.2023

Revised: 05.29.2023

Accepted: 07.02.2023

Keyword:

High Impedance Fault
Mathematical Morphology
Distribution Network

*Corresponding Author:

Moslem Salehi

Email: salehi.mo@fe.lu.ac.ir

ABSTRACT

High impedance fault (HIF) detection is one of the major challenges in power distribution networks. HIF usually occurs when conductors in the distribution network are broken and touch the ground or a tree branch. The current of this fault is close to the load current level and cannot be detected by over-current relays. In the present paper, a new method for detecting HIF from other similar phenomena in the distribution network such as capacitor switching, load switching, inrush current and CT saturation is presented. The proposed method uses morphological gradient edge detection (MGED) to process voltage signals. Using MGED, the edges or transient changes in the signal and its features after two cycles from the beginning of the fault were extracted. Based on these features, a fault detection index (FDI) was introduced for distinguishing and classifying HIF, capacitor switching, load switching, inrush current and CT saturation. The simulation results for different HIF fault conditions and similar phenomena in a 20 kV sample feeder and IEEE 34 bus distribution system in EMTP software environment confirmed the fast and accurate performance of the proposed method.



EXTENDED ABSTRACT

Introduction

Currently, HIF is one of the key challenges in the protection system of distribution networks due to its complex nature and special features. These faults, if not detected in time, can bring heavy economic costs, and fire and safety risks to the public. HIFs are often associated with arcing events and occur at voltages lower than 15 kV, so the currents resulting from them are low, highly distorted, asymmetric, and non-linear. These characteristics overlap with other non-harmful events of the network, such as capacitor switching, load switching and energizing of the transformer. Therefore, HIFs cannot be detected by conventional relays.

In the last three decades, several methods have been presented for the detection of HIF. These methods can be generally classified into frequency domain algorithms, time domain algorithms, the combined frequency and time domain (hybrid) algorithms, and expert systems. When HIF occurs, there are many irregularities and changes in the waveform of current and voltage, and the MM technique can be used as a powerful tool to extract these changes and HIF detection. In this paper, based on MM, an MGED is presented for HIF detection. The MGED was designed in such a way that it extracts edges and feathers of voltage signals. Based on these features, an FDI was introduced for distinguishing and classifying HIF from other regular system phenomena. The proposed method was tested on the 20 kV test feeder simulated using EMTP.

Methodology

High impedance faults have special features that can be distinguished from other disturbances by extracting these features. In this article, a proposed filter based on MG is presented for transient signal processing. By using the proposed MGED filter, all waveforms of transition phenomena were processed and their characteristics extracted. Finally, a suitable FDI was introduced. Based on this index, the proposed HIF detection algorithm was designed.

Assuming that f is a signal defined in the domain D_f and g is a SE defined in the domain D_g , the dilation and erosion of the signal f by g are defined by (1) and (2), respectively:

$$f_d(n) = (f \oplus g)(n) = \max\{f(n-s) + g(s) \mid (n-s) \in D_f, s \in D_g\} \quad (1)$$

$$f_e(n) = (f \ominus g)(n) = \min\{f(n+s) - g(s) \mid (n+s) \in D_f, s \in D_g\}. \quad (2)$$

where f is the signal to be processed and g is the SE. E^\uparrow and E^\downarrow can be defined respectively as the set of samples of ascending and descending edges in signal f by (3) and (4):

$$E^\uparrow = \{s_i \mid (f_d(s_i) - f_d(s_{i-1})) > (f_e(s_i) - f_e(s_{i-1})) > \delta\} \quad (3)$$

$$E^\downarrow = \{s_j | (f_e(s_j) - f_e(s_{j-1})) < (f_d(s_j) - f_d(s_{j-1})) < -\delta\}. \quad (4)$$

Using (1) to (4), MGED for signal f can be defined as follows:

$$\text{MGED}_f = \begin{cases} f_d - f_e & \forall s_i \in E^\uparrow, s_j \in E^\downarrow, i, j = 1, 2, \dots, N \\ 0 & \text{other} \end{cases} \quad (5)$$

According to the extracted properties of HIF and the studied phenomena using MGED method, and the difference of MGED output related to HIF with other regular system phenomena, it is possible to distinguish HIF from other disturbances. If we denote the number of edges in the first and second cycles of the signal f after the moment of the fault starting with E_1 and E_2 respectively, then:

$$E_1 = \sum_{i=i_0}^{i_0+N} \text{MGE}_f(s_i) \quad (6)$$

$$E_2 = \sum_{i=i_0+N}^{i_0+2N} \text{MGE}_f(s_i). \quad (7)$$

where N is the number of samples in one cycle and i_0 is the first sample corresponding to the start of the disturbance. Therefore, by defining the FDI , it is possible to distinguish the HIF fault from other disturbances:

$$FDI = \frac{E_1 - E_2}{E_1 + E_2} \quad (8)$$

According to the mentioned features for each of the disturbances, it is clear that in the case of capacitor and load switching, $FDI = 1$, in CT saturation mode, $FDI = 0$ and for HIF mode, it is always $0 < FDI < 1$.

Results and discussion

To show the performance of the proposed method, a sample of 20 kV distribution feeder was simulated in EMTP and some of the results were presented. The location of the HIF fault was considered 10 km away from the bus M where the measuring devices were installed. Other disturbances such as capacitor switching (on and off), load switching (on and off) and CT saturation mode were also simulated. For different HIFs on phases A, B and C, as well as for capacitor switching, load switching and CT saturation, simulations were carried out and some of the results are shown in Table 1.

Table 1. The result of applying the proposed HIF detection method for different fault conditions.

Fault type	Inception time	E_1	E_2	FDI
HIF				
A	35	124	40	0.512

Fault type	Inception time	E_1	E_2	FDI
B	35	95	27	0.557
Capacitor switching				
A	40	38	0	1
B	45	47	0	1
Load switching				
B	45	92	24	0.586
A	35	26	0	1
B	40	32	0	1
CT saturation				
AC saturation	50	4	4	0
DC saturation	35	3	3	0

The results presented in the above table show that for the HIF, there are transient changes in the voltage waveform over a long period of time, and as a result, parameters E_1 and E_2 have non-zero values, but in the capacitor and load switching, transient changes in the waveform appear in a short period of time. Therefore, only parameter E_1 has non-zero values and parameter E_2 has zero value. Therefore, the value of FDI index for capacitor and load switching is always equal to 1. Figure 1 shows the voltage waveform for a phase A to ground HIF at 30 ms and the corresponding MGED output.

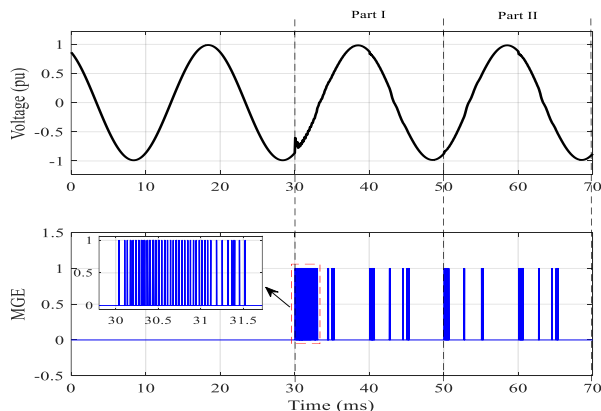


Fig. 1. Voltage waveform and MGED output for HIF.

Conclusion

In this paper, a new scheme based on MM for HIF detection in distribution network was presented. In the proposed method, by sampling the voltage signals close to the substation and processing them with MGED, a suitable detection index FDI was defined and based on this index, HIF fault and other disturbances such as capacitor switching (ON and OFF), load switching (ON and OFF), CT saturation and transformer inrush current were detected. The proposed method only uses two cycles after the fault inception time to detect the fault. Various simulations for different conditions including types of faults and disturbances with different inception times were performed in the EMTP software environment. The results showed that the proposed method can detect HIF successfully with high accuracy.



تشخیص خطای امیدانس بالا در شبکه توزیع مبتنی بر گرادیان مورفولوژیکی

مسلم صالحی^{*۱}، مهدی ذولفقاری^۲

۱- عضو هیئت علمی، گروه مهندسی برق، دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران.

۲- دکترای تخصصی، گروه مهندسی برق، دانشگاه امیرکبیر، تهران، ایران.

اطلاعات مقاله	چکیده
نوع مقاله: مقاله پژوهشی	تشخیص خطای امیدانس بالا (HIF) یکی از بزرگترین چالش‌ها در شبکه توزیع برق است. HIF معمولاً زمانی رخ می‌دهد که هادی‌ها در شبکه توزیع شکسته و سطح زمین یا شاخه درخت را لمس کنند. جریان این خطا، نزدیک به سطح جریان بار است و توسط رله‌های جریان زیاد، قابل تشخیص نیست. در این مقاله، یک روش جدید برای تشخیص HIF از سایر پدیده‌های مشابه در شبکه توزیع مانند کلیدزنی خازنی، کلیدزنی بار، جریان هجومی و اشباع CT ارائه شده است. روش پیشنهادی از گرادیان مورفولوژیکی تشخیص لبه (MGED) برای پردازش سیگنال‌های ولتاژ استفاده می‌کند. با استفاده از MGED، لبه‌ها یا تغییرات ایجاد شده در سیگنال و ویژگی‌های آن بعد از دو سیکل از شروع خطا، استخراج می‌شوند. بر اساس این ویژگی‌ها، یک شاخص تشخیص خطا (FDI) برای تمایز و طبقه‌بندی HIF، کلیدزنی خازنی، کلیدزنی بار، جریان هجومی و اشباع CT معرفی می‌شود. نتایج حاصل از شبیه‌سازی برای شرایط مختلف خطای HIF و پدیده‌های مشابه در یک فیدر نمونه ۲۰ kV و شبکه توزیع ۳۴ شینه IEEE در محیط نرم افزار EMTP، عملکرد سریع و دقیق روش پیشنهادی را تأیید می‌کنند.
دریافت مقاله: ۱۴۰۲/۰۱/۲۲ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۳/۰۸ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۰۴/۱۱	
کلید واژگان: خطای امیدانس بالا مورفولوژی ریاضی شبکه توزیع	
*نویسنده مسئول: مسلم صالحی پست الکترونیکی: salehi.mo@fe.lu.ac.ir	

مقدمه

خطاهای امپدانس بالا (HIFs^۱) به دلیل تماس هادی‌ها با برخی از سطوح دارای مسیرهای امپدانس بالا مانند شاخه‌های درختان، بتن، جاده آسفالتی و غیره رخ می‌دهند. تشخیص این گونه خطاها با رله‌های اضافه جریان سنتی دشوار است زیرا مقدار جریان خطا در چنین خطاهایی معمولاً کم‌تر از میزان قابل تشخیص توسط رله‌ها است. با این حال، چنین خطاهایی، اگر به موقع تشخیص داده نشوند، می‌توانند هزینه‌های اقتصادی سنگین، آتش‌سوزی و خطرات ایمنی را برای عموم به همراه داشته باشند و بر عملکرد سیستم و شاخص‌های قابلیت اطمینان تأثیر منفی داشته باشند [۱]. در حال حاضر، HIF به دلیل ماهیت پیچیده و ویژگی‌های خاص آن، یکی از چالش‌های کلیدی در سیستم حفاظتی شبکه‌های توزیع است. HIFها اغلب با رویدادهای قوس‌دار همراه هستند و در ولتاژهای کمتر از ۲۵ kV رخ می‌دهند، لذا جریان‌های ناشی از آنها کم، به شدت دارای اعوجاج، نامتقارن، غیر خطی و متناوب هستند [۲]. این ویژگی‌ها با سایر پدیده‌های گذرا در شبکه مانند کلیدزنی بارها و خازن‌ها، برق‌دار کردن ترانسفورماتور و غیره هم‌پوشانی دارند [۳]. بنابراین، HIFها را نمی‌توان توسط رله‌های جریان زیاد معمولی تشخیص داد.

در سه دهه گذشته، روش‌های متعددی برای تشخیص HIF ارائه شده است. این روش‌ها را می‌توان به طور کلی به الگوریتم‌های حوزه فرکانس [۴]، الگوریتم‌های حوزه زمان [۵]، الگوریتم‌های ترکیبی [۶] و هوش مصنوعی [۷] طبقه‌بندی کرد.

در روش‌های مبتنی بر فرکانس از مؤلفه‌های توالی و تغییرات انرژی هارمونیک آنها [۸] استفاده می‌شود. در بعضی از روش‌های حوزه زمان، الگوریتم تصادفی [۹] و برهم نهی سیگنال [۱۰] به کار می‌رود. در روش‌های ترکیبی حوزه فرکانس و زمان، تبدیل موجک گسسته [۱۱] توسط محققان پیشنهاد شده است. الگوریتم‌های مبتنی بر سیستم‌های خبره نیز از تکنیک‌هایی همچون فیلتر کالمن^۲ [۱۲]، شبکه‌های عصبی مصنوعی، روش عصبی فازی و الگوریتم ژنتیک [۱۳] استفاده می‌کنند.

ویژگی‌های معمولی جریان‌های HIF مانند غیرخطی بودن، عدم تقارن و تناوب باعث شده است که محققان از تکنیک‌های مدرن مانند هوش مصنوعی و تبدیل موجک [۱۴؛ ۱۵] و انرژی ضرایب موجک [۱۶] برای تشخیص خطای HIF استفاده نمایند؛ ولی اکثر رویکردهای تشخیص HIF مبتنی بر موجک، به روش‌های ترکیبی پیچیده وابسته هستند و سطوح تجزیه مختلفی نیاز دارند. علاوه بر این، عملکرد روش‌های مبتنی بر موجک تا حد زیادی تحت تأثیر انتخاب موجک مادر است که می‌تواند تأخیر زمانی ایجاد کند.

یک روش تشخیص سریع جهت‌دار بر اساس توالی صفر خازن شبکه برای خطاهای HIF، LIF^۴ و حالت‌های گذرا در [۱۷] پیشنهاد شده است. یکی دیگر از تکنیک‌های تشخیص HIF که بر اساس مشاهده شکل موج اعوجاج یافته و مشخصه‌های غیرخطی جریان - ولتاژ در طول فرآیند خاموش شدن قوس و برخورد مجدد آن عمل می‌کند، در [۱۸] ارائه شده است. در بعضی از روش‌ها [۱۹؛ ۲۰]، از عملگر انرژی تیجر برای تشخیص خطای امپدانس بالا HIF استفاده شده است. چنین تکنیک‌هایی پنجره اطلاعاتی بزرگی را برای تأیید وقوع HIF در نظر می‌گیرند. به دلیل وجود ویژگی‌های خاص در شکل موج‌های جریان و ولتاژ ناشی از خطاهای امپدانس بالا، بعضی از محققان [۲۱؛ ۲۲] از تکنیک مورفولوژی ریاضی^۵ (MM) برای پردازش سیگنال‌ها و تشخیص HIF استفاده کرده‌اند.

¹ High Impedance Faults (HIFs)

² Discret Wavelet Transform

³ Kalman Filter

⁴ Low Impedance Fault

⁵ Mathematical Morphology

هنگام بروز HIF، بی‌نظمی‌ها و تغییرات زیادی در شکل موج جریان و ولتاژ ایجاد می‌شود که تکنیک MM به عنوان یک ابزار قوی می‌تواند برای استخراج این تغییرات و تشخیص HIF به کار گرفته شود. نوآوری این مقاله شامل دو بخش است: در بخش اول، بر اساس MM یک آشکارساز لبه مبتنی بر گرادیان مورفولوژیکی^۱ (MGED) برای تشخیص HIF ارائه شده است. MGED به گونه‌ای طراحی شده است که با دقت بالا تغییرات در سیگنال‌های جریان ناشی از HIF را استخراج می‌کند و خروجی آن مقادیر صفر یا یک می‌باشد. یعنی اگر سیگنال تغییری نداشته باشد، خروجی MGED، صفر و اگر تغییری باشد خروجی، یک خواهد شد. در بخش دوم، با کمک نتایج حاصل از MGED و ویژگی‌های استخراج شده، یک شاخص FDI و الگوریتم پیشنهادی برای تمایز و طبقه‌بندی HIF ارائه شده است. این الگوریتم به گونه‌ای طراحی شده است که خطای HIF را از سایر رویدادهای شبکه مانند کلیدزنی خازنی، کلید زنی بار، جریان هجومی و اشباع هسته ترانسفورماتور به خوبی تشخیص می‌دهد.

ویژگی‌های HIF و مدل آن

HIF یکی از اختلال‌های سیستم قدرت است که به دلیل امیدانس زیاد، از تولید جریان کافی که برای قطع رله‌های اضافه جریان لازم است، جلوگیری می‌کند. HIFها معمولاً در شبکه‌های توزیع (۱۵-۲۵ کیلوولت) رخ می‌دهند و دارای ویژگی‌های زیر هستند [۲]:

- **منقطع بودن قوس:** در بعضی از سیکل‌ها، بخاطر تماس هادی، جریان برقرار است و در بعضی از سیکل‌ها به علت قطع تماس هادی، جریان برقرار نیست.
 - **افزایش تدریجی جریان:** دامنه جریان به صورت تدریجی به حداکثر خود می‌رسد.
 - **جریان غیر ایستا:** طیف فرکانس جریان با زمان تغییر می‌کند.
 - **تصادفی بودن:** مقدار جریان، فواصل تماس و قطع تماس هادی به صورت تصادفی هستند.
 - **عدم تقارن:** جریان خطا در نیم سیکل‌های مثبت و منفی مقادیر متفاوتی دارد.
 - **غیر خطی:** مشخصه ولتاژ - جریان HIF به دلیل وجود قوس، غیرخطی است.
- مؤلفه‌های فرکانس بالا در شکل موج جریان: قوس منجر به مؤلفه‌های فرکانس بالا در شکل موج جریان می‌شود.

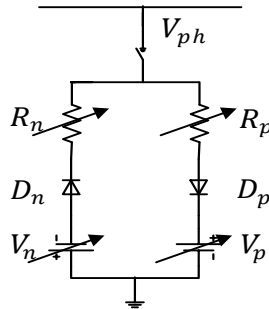
مدل HIF

HIFها تقریباً همیشه با قوس همراه هستند که باعث می‌شود جریان خطا غیرقابل پیش‌بینی و به صورت تصادفی باشد. بسته به نوع سطح درگیر در مسیر خطا، مقاومت خطا ممکن است به دلیل گرمای تولید شده توسط قوس تغییر کند و مقدار جریان خطا را به طور تصادفی تغییر دهد. بنابراین، HIF یک پدیده تصادفی است و منجر به تغییرات گسترده‌ای در دامنه، شکل موج، محتوای فرکانس جریان و ولتاژ می‌شود. لذا، ارائه یک مدل مناسب برای HIF که در برگیرنده همه ویژگی‌ها و رفتار HIF باشد، کار ساده‌ای نیست. پژوهشگران تا کنون مدل‌های مختلفی برای HIF ارائه نموده‌اند، هرچند این مدل‌ها کامل نیستند ولی چون مبتنی بر نتایج آزمایش‌های عملی هستند تا حد زیادی ویژگی‌های HIF را در بر دارند. اولین مدل HIF تنها با یک مقاومت در محل خطا ارائه شد [۲۳]. برای نشان دادن خاصیت نامتقارن جریان خطا و مدل‌سازی رفتار تصادفی جریان خطا، یک مدل کامل‌تر شامل دو دیود، دو منبع ولتاژ DC و دو مقاومت متغیر به صورت اتصال معکوس و موازی در [۲۴] ارائه گردید.

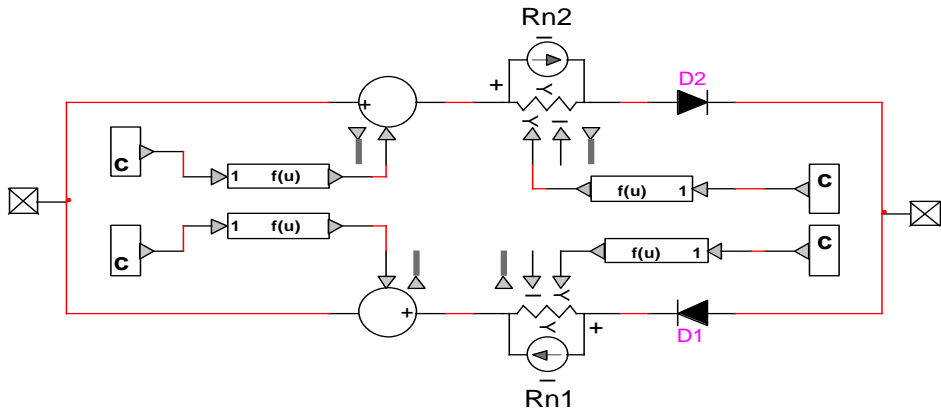
در این مقاله، از یک مدل شامل دیود، منبع ولتاژ DC و مقاومت متغیر مطابق شکل ۱، برای شبیه‌سازی HIF استفاده شده است [۲۱]. این مدل تقریباً تمام ویژگی‌های جریان خطا را در بر دارد و شامل دو منبع ولتاژ V_n و V_p

¹ Morphological Gradient Edge Detector

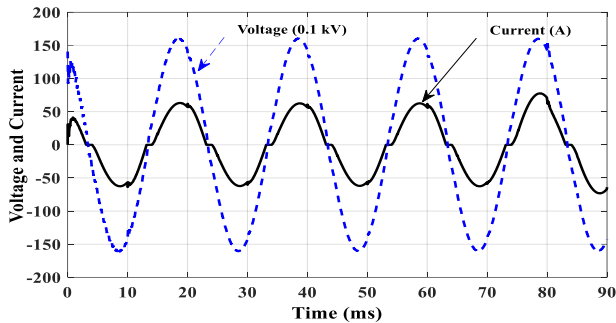
است که به ترتیب با دو دیود D_n و D_p به صورت سری و معکوس وصل شده‌اند. منابع ولتاژ DC دامنه یکسانی ندارند و به صورت تصادفی هر $0/1$ ms حوالی مقادیر V_p و V_n با تفرانس $\pm 10\%$ تغییر می‌کنند. این آرایش ماهیت نامتقارن جریان خطا و خاموشی قوس میانی را مدل می‌کند. مقاومت‌های R_n و R_p نیز به صورت سری با دیودها متصل می‌شوند و به طور تصادفی هر $0/1$ ms بین مقادیر 100 تا 300 اهم تغییر می‌کنند. در واقع این دو مقاومت تغییرات تصادفی مقاومت قوس HIF را مدل می‌کنند.



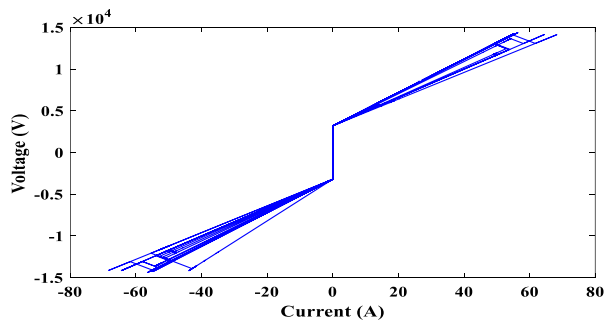
شکل ۱. مدل HIF.



شکل ۲. مدل HIF در نرم‌افزار EMTP.



شکل ۳. شکل موج ولتاژ و جریان HIF.



شکل ۴. مشخصه ولتاژ - جریان HIF.

مدل شبیه‌سازی شده با نرم‌افزار EMTP در شکل ۲ نشان داده شده است. مدل HIF بین فاز با ولتاژ V_{ph} و زمین قرار می‌گیرد. اگر $V_{ph} > V_p$ باشد، جریان از فاز شبکه به سمت زمین عبور می‌کند و اگر $V_{ph} < V_n$ باشد، جهت جریان معکوس می‌شود. در حالتی که $V_n < V_{ph} < V_p$ باشد، جریانی عبور نمی‌کند. شکل موج‌های ولتاژ و جریان و مشخصه ولتاژ - جریان هنگام وقوع HIF با مدل بیان شده در شکل ۱، به ترتیب در شکل‌های ۳ و ۴ نشان داده شده‌اند. مطابق شکل ۳، واضح است که جریان HIF دارای خواص غیرخطی، نامتقارن و تصادفی است.

استخراج ویژگی‌های گذرای یک سیگنال توسط MM

در این بخش، نحوه استخراج ویژگی‌های گذرای یک سیگنال با استفاده از MM شرح داده می‌شود. MM در سال ۱۹۶۴ برای اولین بار توسط دو محقق فرانسوی به نام‌های مترون^۱ و سراج^۲ معرفی شد [۲۵; ۲۶]. MM را می‌توان به عنوان یک نظریه و تکنیک برای تجزیه و تحلیل ساختارهای فضایی، بر اساس نظریه مجموعه‌ها و هندسه انتگرالی تعریف کرد. این روش با روش‌هایی مانند تبدیل موجک و فوریه که مبتنی بر تبدیل انتگرالی هستند، کاملاً متفاوت است و به

¹ Matheron

² Serra

عنوان یک تبدیل سیگنال غیرخطی، تمرکز آن بر شکل و ظاهر سیگنال در حوزه زمان به جای حوزه فرکانس است. گشایش^۱ و فرسایش^۲ دو تبدیل اولیه و پایه در MM هستند و تمام تبدیل‌های دیگر از این دو به دست می‌آیند. MM برای پردازش سیگنال از یک تابع به نام عنصر ساختاری (SE^T) استفاده می‌کند. SE، پایه و اساس در تمام تبدیل‌های مورفولوژی است و به عنوان کاوشگر برای استخراج ویژگی‌های تصویر و سیگنال به کار می‌رود. عنصر ساختاری از لحاظ شکل، انواع مختلفی شامل خطی، مربعی، دایره‌ای و سایر اشکال هندسی دارد که در پردازش سیگنال باید از نوع خطی استفاده شود. با فرض آن که f یک سیگنال تعریف شده در دامنه D_f و g عنصر ساختاری تعریف شده در دامنه D_g باشد، گشایش و فرسایش سیگنال f توسط عنصر ساختاری g به ترتیب توسط روابط (۱) و (۲) تعریف می‌شوند [۲۷؛ ۲۸]:

$$f_d(n) = (f \oplus g)(n) = \max\{f(n-s) + g(s)\} | (n-s) \in D_f, s \in D_g \quad (1)$$

$$f_e(n) = (f \ominus g)(n) = \min\{f(n+s) - g(s)\} | (n+s) \in D_f, s \in D_g \quad (2)$$

که در آن f سیگنال مورد پردازش و g عنصر ساختاری است. با توجه به ویژگی‌های f_d و f_e می‌توان از ترکیب این دو عملگر برای تشخیص لبه‌های یک سیگنال استفاده کرد که در بخش بعدی توضیح داده شده است.

تشخیص لبه سیگنال مبتنی بر گرادیان مورفولوژیکی (MG^f)

MG به عنوان اختلاف گشایش و فرسایش یک سیگنال توسط SE تعریف می‌شود. با انتخاب SE به صورت خطی، می‌توان از MG به عنوان یک ابزار قوی برای تشخیص لبه سیگنال استفاده کرد. تشخیص لبه در سیگنال‌های گذرا در واقع تشخیص تغییرات سیگنال است. در شکل ۵، لبه‌های بالارونده و پایین‌رونده از یک سیگنال همراه با خروجی حاصل از اعمال عملگرهای گشایش و فرسایش نشان داده شده است. مطابق با شکل، واضح است هنگامی که سیگنال هیچ تغییری ندارد، عملگرهای f_d و f_e بر هم منطبق و هم فازند اما هنگام تغییر در سیگنال، نسبت به هم اختلاف فاز دارند که از این ویژگی می‌توان برای تشخیص لبه سیگنال استفاده کرد. مطابق با شکل ۵، برای نمونه s_i ام از سیگنال f به عنوان یک لبه بالارونده، می‌توان رابطه زیر را نوشت:

$$\Delta f_d - \Delta f_e = (f_d(s_i) - f_d(s_{i-1})) - (f_e(s_i) - f_e(s_{i-1})) > \delta \quad (3)$$

که در آن δ به عنوان حد آستانه و مقدار مثبت بسیار کوچکی دارد. در این مقاله، مقدار آن 0.001 در نظر گرفته شده است. این مقدار با توجه به شبیه‌سازی‌های متعدد، انتخاب شده است. به طور مشابه برای نمونه s_j ام از سیگنال f به عنوان یک لبه پایین‌رونده، می‌توان رابطه زیر را نوشت:

$$\Delta f_e - \Delta f_d = (f_e(s_i) - f_e(s_{i-1})) - (f_d(s_i) - f_d(s_{i-1})) < -\delta \quad (4)$$

¹ Dilation

² Erosion

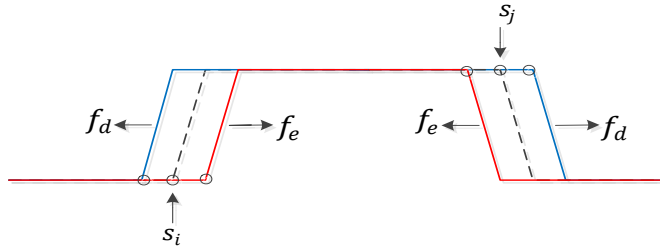
³ Structuring Element

⁴ Morphological Gradient

بنابراین می‌توان E^\uparrow و E^\downarrow را به ترتیب به عنوان مجموعه نمونه‌های لبه‌های بالارونده و پایین‌رونده در سیگنال f با روابط (۵) و (۶) تعریف کرد:

$$E^\uparrow = \{s_i | (f_d(s_i) - f_e(s_{i-1})) > (f_e(s_i) - f_e(s_{i-1})) > \delta\} \quad (5)$$

$$E^\downarrow = \{s_j | (f_e(s_j) - f_e(s_{j-1})) > (f_d(s_j) - f_d(s_{j-1})) < -\delta\} \quad (6)$$

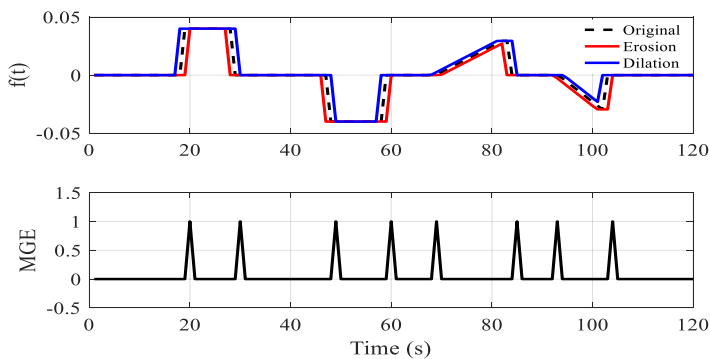


شکل ۵. اثر عملگرهای فرسایش و گشایش بر یک نمونه سیگنال در لبه‌های بالارونده و پایین‌رونده.

با توجه به معادلات (۱) تا (۶)، تبدیل MGED برای سیگنال f را می‌توان به صورت رابطه (۷) تعریف کرد:

$$MGED = \begin{cases} f_d - f_e & \forall s_i \in E^\uparrow, s_j \in E^\downarrow, i, j = 1, 2, \dots, N \\ 0 & \text{سایر} \end{cases} \quad (7)$$

مطابق با معادله (۷)، MGED فقط به ازای لبه‌ها یا تغییرات در سیگنال دارای خروجی غیر صفر است بنابراین، می‌توان آن را به صورت یک کمیت دیجیتال تعریف نمود که خروجی آن فقط دارای مقادیر «۱» و «۰» باشد. مقدار «۱» برای نمونه‌هایی از سیگنال که به عنوان لبه یا تغییر در سیگنال هستند و مقدار «۰» برای سایر نمونه‌های سیگنال بدون تغییر است. در شکل ۶، یک سیگنال نمونه f با تغییرات پله‌ای و شیب و پردازش آن با MGED نشان داده شده است. مطابق با شکل، مشاهده می‌شود که تبدیل MGED با دقت و به طور واضح تغییرات یا لبه‌های سیگنال را تشخیص می‌دهد.



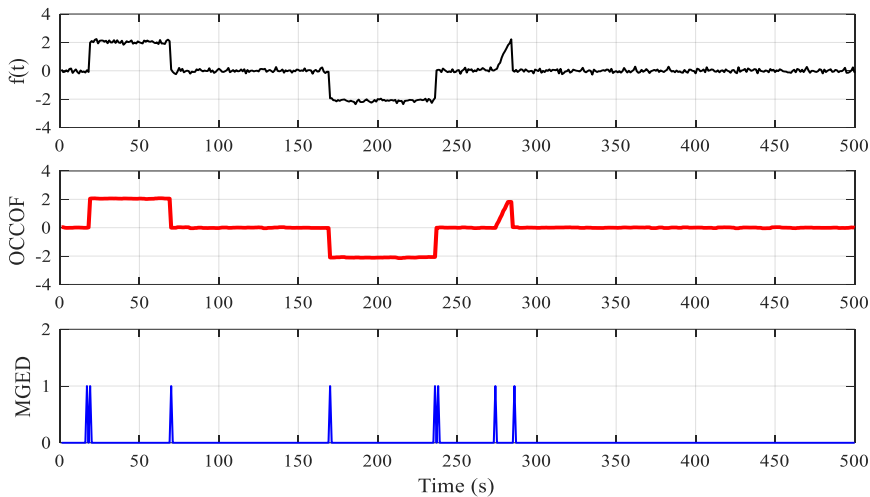
شکل ۶. سیگنال نمونه f و پردازش آن با MGED.

کاهش اثر نویز

سیگنال‌های گذرا در سیستم قدرت معمولاً دارای نویز هستند که این نویزها می‌توانند بر عملکرد تبدیل MGED تأثیر منفی داشته باشند. برای کاهش تأثیر نویز در سیگنال‌ها، فیلتر^۱ OCCOF در این بخش معرفی می‌شود. این فیلتر با ترکیب دو عملگر باز^۲ (o) و بسته^۳ (•) به صورت زیر تعریف می‌شود [۲۸]:

$$OCCOF(n) = f(n) \bullet [f(n) \circ g(s)] + f(n) \circ [f(n) \bullet g(s)] \quad (۸)$$

فیلتر فوق قادر است نویزهای موجود در سیگنال‌های گذرا در سیستم قدرت، مانند سیگنال ولتاژ و جریان خطای امپدانس بالا را کاهش دهد. نتایج پردازش یک سیگنال همراه با نویز (SNR=20 dB) توسط فیلتر پیشنهادی در شکل ۷ نشان داده شده است. مطابق با شکل، واضح است که فیلتر پیشنهادی قادر است اثر نویز را به خوبی حذف کند و لبه‌های سیگنال را تشخیص دهد. در این مقاله از فیلتر فوق جهت کاهش تأثیر نویز استفاده شده است.



شکل ۷. حذف نویز توسط فیلتر OCCOF.

الگوریتم تشخیص HIF

حالت HIF

هدف اصلی، تمایز HIF ها از سایر اختلال‌ها در شبکه است. این اختلال‌ها شامل کلیدزنی خازنی، کلیدزنی بار، جریان هجومی ترانسفورماتور و اشباع CT^۴ هستند. این تمایز بر اساس ویژگی‌ها و ظاهر شکل موج جریان یا ولتاژ انجام می‌شود. بدین منظور، همه اختلال‌ها در این مقاله شبیه‌سازی شده است، سپس با پردازش و تحلیل شکل‌موج آنها،

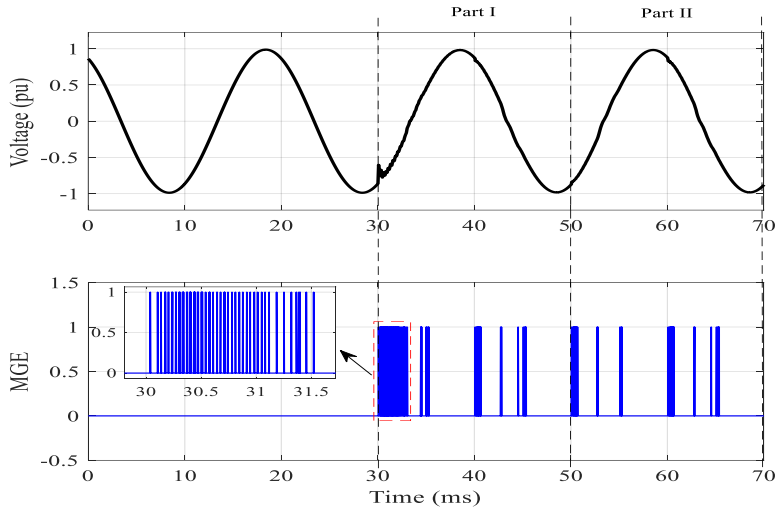
¹ Opening Closing Closing Opening Filter (OCCOF)

² Opening

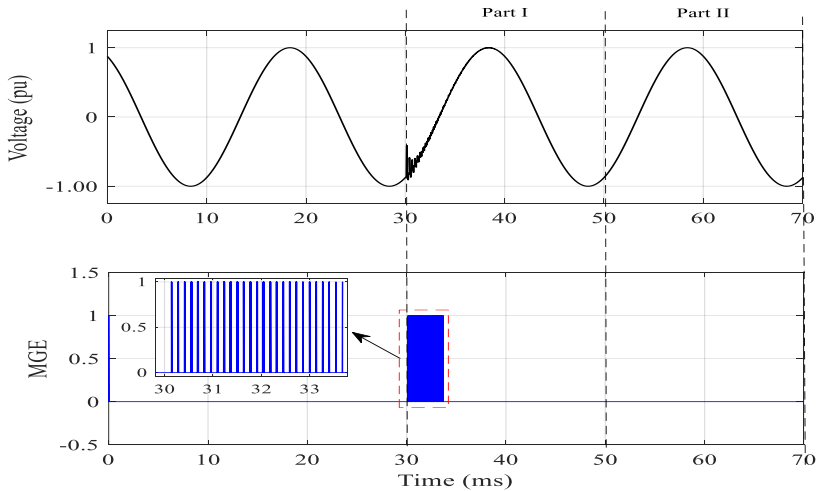
³ Closing

⁴ Current Transformer

ویژگی‌های هر کدام استخراج شده است. شکل ۸، شکل موج جریان برای خطای امپدانس بالا در فاز A در لحظه ۳۰ میلی‌ثانیه و خروجی MGED مربوط به آن را نشان می‌دهد. مطابق با شکل، واضح است که قبل از وقوع خطا، خروجی MGED برای حالت نرمال صفر است ولی هنگام وقوع خطا، تغییرات در سیگنال جریان و در نتیجه لبه‌های زیادی برای مدت زمان طولانی در سیکل‌های اول، دوم و سوم به بعد (بخش ۱، ۲ و ۳ به بعد) ایجاد می‌گردند که این تغییرات در خروجی MGED به خوبی نشان داده شده‌اند.



شکل ۸. شکل موج ولتاژ و خروجی MGED برای حالت HIF.



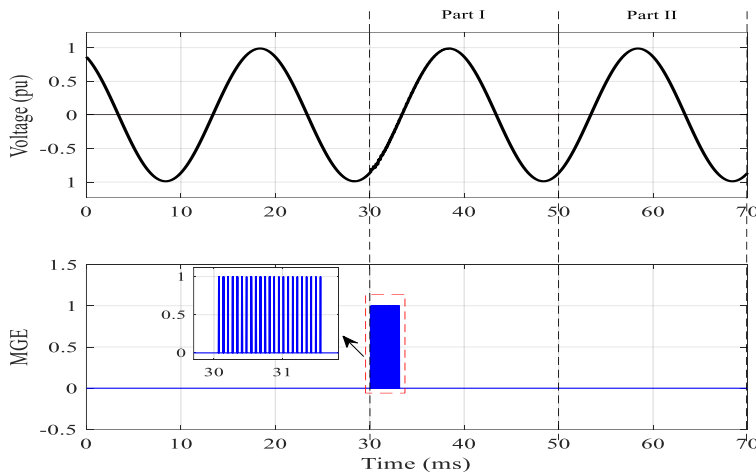
شکل ۹. شکل موج ولتاژ و خروجی MGED برای حالت کلیدزنی خازنی.

کلیدزنی خازنی

عمل کلیدزنی برای وصل یا قطع یک بانک خازنی منجر به ایجاد حالت‌های گذرا در جریان و ولتاژ می‌شود. این حالت‌های گذرا در لحظه اول کلیدزنی، شدید بوده و معمولاً بعد از مدت کوتاهی میرا می‌شوند. شکل ۹، شکل موج ولتاژ هنگام کلیدزنی خازنی در لحظه ۳۰ میلی‌ثانیه و خروجی MGED مربوط به آن را نشان می‌دهد. با توجه به شکل مشاهده می‌شود که در کلیدزنی خازنی، مدت زمان حالت گذرای ایجاد شده نسبت به حالت HIF کمتر است و تأثیر کلیدزنی خازنی بر شکل موج ولتاژ و جریان، بعد از دوره زمانی کوتاه (کسری از یک سیکل) از بین می‌رود. بنابراین، تغییرات به وجود آمده در سیگنال ولتاژ و لبه‌ها، مطابق خروجی MGED فقط در سیکل اول (بخش ۱) دیده می‌شوند.

کلیدزنی بار

هنگام کلیدزنی بار، وضعیت بار در یک لحظه کوتاه تغییر می‌کند که باعث ایجاد تغییرات فرکانسی در بازه کوچک و حالت‌های گذرا در شکل موج ولتاژ و جریان می‌گردد. شکل ۱۰، شکل موج ولتاژ برای حالت کلیدزنی بار و خروجی MGED مربوط به آن را نشان می‌دهد. مطابق با شکل، واضح است که در این حالت نیز، تغییرات در سیگنال و حالت‌های گذرا در یک دوره زمانی کوتاه ایجاد می‌شوند و خروجی MGED دارای تعداد کمی لبه است که فقط در سیکل اول (بخش ۱) ظاهر می‌شوند که با حالت HIF متفاوت است.

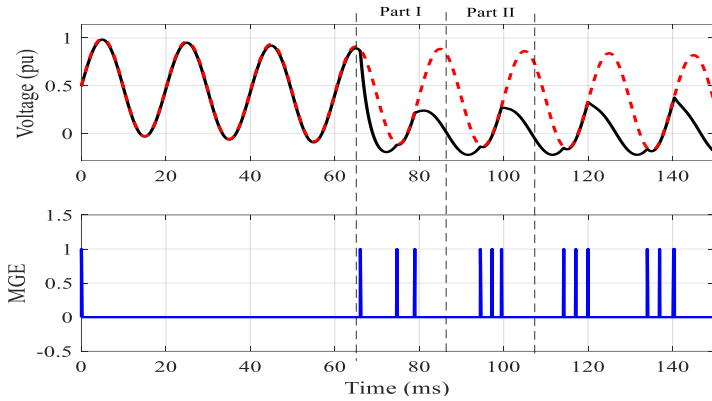


شکل ۹. شکل موج ولتاژ و خروجی MGED برای حالت کلیدزنی بار.

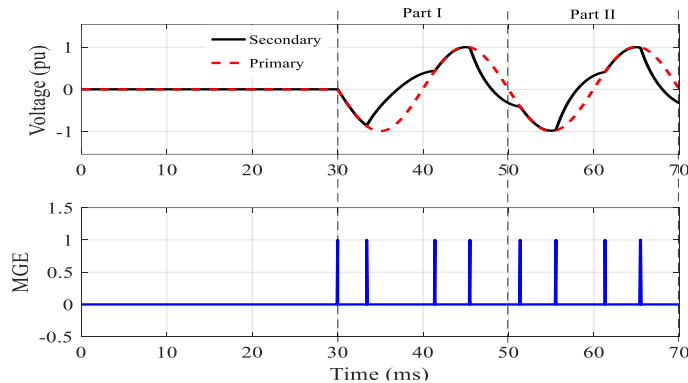
اشباع هسته ترانسفورماتور

عملیات کلیدزنی برای برق‌دار کردن یک ترانسفورماتور، به دلیل اشباع مدار مغناطیسی یک جریان زیاد گذرا (جریان هجومی) ایجاد می‌کند. جریان هجومی یک جریان یک‌طرفه گذرا و بیش از حد نامی است. این جریان دارای یک مؤلفه DC است که به صورت نمایی کاهش می‌یابد و دامنه و شدت آن به لحظه کلیدزنی (لحظه اعمال ولتاژ) بستگی دارد. لحظه عبور موج ولتاژ از نقطه صفر، حداکثر مؤلفه DC جریان را ایجاد می‌کند که باعث اشباع CT می‌گردد و به آن اشباع DC گفته می‌شود. در حالت اشباع DC، شکل موج جریان در ثانویه CT اعوجاج پیدا می‌کند که این اعوجاج به صورت نامتقارن و متناوب است که چند سیکل طول می‌کشد. شکل ۱۱، شکل موج جریان و ولتاژ برای حالت اشباع

DC و خروجی MGED مربوط به آن را نشان می‌دهد. با توجه به شکل، مشاهده می‌شود که بعد از چند سیکل، اشباع در هسته رخ می‌دهد و اعوجاج‌ها در شکل موج ثانویه ظاهر می‌شوند.



شکل ۱۱. شکل موج ولتاژ و خروجی MGED برای حالت اشباع CT ناشی از جریان هجومی (اشباع DC).



شکل ۱۲. شکل موج ولتاژ و خروجی MGED برای حالت اشباع CT ناشی از جریان اتصال کوتاه (اشباع AC).

یکی دیگر از حالت‌های اشباع CT به علت جریان اتصال کوتاه زیاد در اولیه، رخ می‌دهد که به آن حالت اشباع AC گفته می‌شود. در این حالت اعوجاج ایجاد شده در شکل موج ثانویه به صورت متقارن و متناوب است. شکل ۱۲، شکل موج جریان و ولتاژ برای حالت اشباع AC و خروجی MGED مربوط به آن را نشان می‌دهد. مطابق با شکل، واضح است که در حالت اشباع بر خلاف سایر رویدادها، تغییرات گذرای ایجاد شده، کم، متناوب و در همه سیکل‌های بعد از رویداد، با هم برابر هستند.

با توجه به شبیه‌سازی‌های انجام شده و متفاوت بودن خروجی MGED مربوط به HIF با سایر رویدادهای، می‌توان HIF را از سایر رویدادها تشخیص داد. مطابق با شکل‌های ۸ تا ۱۲، رویدادهای شبکه توزیع مانند کلیدزنی بار و کلیدزنی خازنی، گذراهای مشابهی در شکل موج جریان و ولتاژ ایجاد می‌کنند اما تفاوت این گذراها با خطای امپدانس بالا در مدت زمان تداوم آنها است. حالت‌های کلیدزنی، رویدادهای کوتاه مدتی هستند که گذراهای ناشی از آنها بعد از مدت زمان کمی برطرف می‌شوند اما خطای امپدانس بالا، رویدادی دائمی است و تا زمانی که برطرف نشود، گذراهای موجود

در شکل موج ولتاژ و جریان باقی می‌مانند. بنابراین در بعضی از روش‌ها بر اساس این مدت زمان و تعریف حد آستانه برای آن، خطای HIF را از سایر رویدادهای شبکه تشخیص می‌دهند. در این مقاله با استفاده از فیلتر MGED و استخراج تعداد لبه‌ها از سیگنال ولتاژ یا جریان در چند سیکل بعد از وقوع خطا (دو سیکل) و تعریف شاخص FDI، خطای HIF از سایر رویدادهای شبکه توزیع تشخیص داده می‌شود. واضح است در حالت کلیدزنی خازنی یا بار، تعداد لبه‌ها به علت مدت‌زمان اندکی که گذرا در شکل موج وجود دارد (معمولاً حداکثر یک سیکل)، لبه‌ها نیز فقط در سیکل اول بعد از خطا وجود دارند اما در حالت HIF، به علت وجود گذرا در مدت زمان طولانی‌تر، لبه‌ها در چندین سیکل بعد از وقوع خطا وجود دارند. در سایر رویدادها مانند کلیدزنی بار غیرخطی و اشباع CT، گذراها نیز مدت زمان زیادی در شکل موج جریان یا ولتاژ وجود دارند، اما این گذراها در سیکل‌های متوالی مشابه هستند. بنابراین بر اساس الگوریتم پیشنهادی شاخص FDI به گونه‌ای تعریف شده است که مقدار آن برای حالت اشباع و کلیدزنی بار غیرخطی، صفر ولی برای حالت HIF غیرصفر می‌باشد. مطابق با شکل‌های ۸ تا ۱۲، اگر تعداد لبه‌ها در سیکل اول و دوم از سیگنال f بعد از لحظه شروع خطا را به ترتیب با E_1 و E_2 نشان دهیم آنگاه:

$$E_1 = \sum_{i=i_0}^{i_0+N} MGED_f(s_i) \quad (9)$$

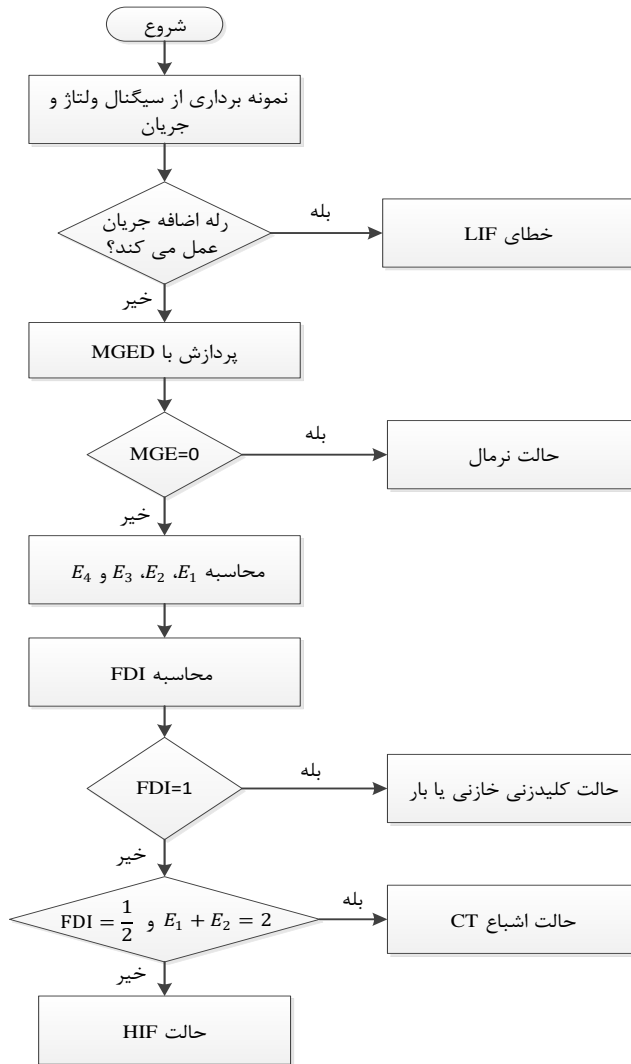
$$E_2 = \sum_{i=i_0+N}^{i_0+2N} MGED_f(s_i) \quad (10)$$

که در آن N ، تعداد نمونه‌ها در یک سیکل و i_0 اولین نمونه متناظر با لحظه شروع اختلال است. مطابق با شکل‌های ۸ تا ۱۲، در حالت کلیدزنی خازنی و بار، فقط در ربع سیکل اول یا بخشی از سیکل اول، لبه یا تغییر در سیگنال وجود دارد، یعنی؛ $E_2 = 0$ و $E_1 \neq 0$. برای حالت HIF، لبه‌ها در یک دوره زمانی طولانی و در همه سیکل‌ها وجود دارند و تعداد لبه‌ها در سیکل اول بیشتر از سایر سیکل‌ها است. یعنی؛ $E_1 > E_2$. شکل موج حالت اشباع CT با سایر اختلال‌ها متفاوت است. در این حالت تغییرات گذرای کمتری در سیگنال ایجاد می‌شود و این تغییرات به صورت متناوب و یکسان در سیکل‌های اول و دوم به بعد تکرار می‌شوند. به عبارت دیگر، تعداد لبه‌ها محدود و در سیکل‌های اول، دوم و سوم به بعد با هم برابر هستند یعنی؛ $E_1 = E_2$. بنابراین با تعریف شاخص تشخیص خطا FDI با رابطه (۱۳)، می‌توان خطای HIF را از سایر رویدادها تشخیص داد:

$$FDI = \frac{E_1 - E_2}{E_1 + E_2} \quad (11)$$

با توجه به ویژگی‌های ذکر شده برای هر کدام از رویدادها، واضح است که در حالت کلیدزنی خازنی و بار، $FDI = 0$ ، در حالت اشباع CT، $FDI = 0$ و برای حالت HIF، همواره $0 < FDI < 1$ است. فلوجارت روش پیشنهادی برای تشخیص HIF از سایر رویدادها، در شکل ۱۳ نشان داده شده است. مطابق با الگوریتم پیشنهادی، ابتدا سیگنال اندازه‌گیری شده وارد رله اضافه جریان می‌گردد و چنانچه جریان خطا به حد آستانه رله برسد، خطای اتصال کوتاه LIF تشخیص داده می‌شود و رله اضافه جریان عمل می‌کند. در غیر این صورت، فرایند تشخیص خطای HIF توسط رله پیشنهادی شروع می‌شود. با پردازش سیگنال توسط MGED، چنانچه خروجی MGED صفر باشد، شبکه در حالت نرمال و در غیر این صورت، نوع رویداد شامل کلیدزنی خازنی یا بار، حالت اشباع CT و حالت HIF تشخیص داده می‌شود.

¹ Fault Detection Index (FDI)



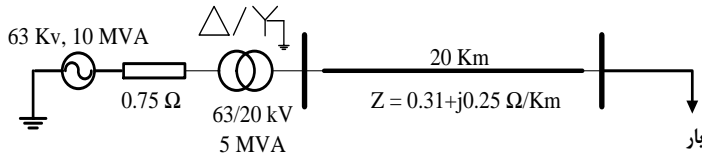
شکل ۱۳. فلوچارت روش پیشنهادی برای تشخیص HIF.

نتایج شبیه سازی

در این بخش، برای نشان دادن عملکرد روش پیشنهادی، دو نمونه شبکه توزیع ۲۰ کیلوولت و ۳۴ شینه IEEE مطابق شکل های ۱۴ و ۱۵، در نرم افزار EMTP شبیه سازی شده اند. طول فیدر در شبکه ۲۰ کیلوولت، ۲۰ کیلومتر و مکان خطای HIF در فاصله ۲۰ کیلومتری از شین M که وسایل اندازه گیری نصب شده اند، در نظر گرفته شده است. در شبیه سازی، از خط با مدل پارامتر ثابت^۱ (CP) در نرم افزار EMTP استفاده شده است. پارامترهای خط در جدول ۱

^۱ Constant Parameter

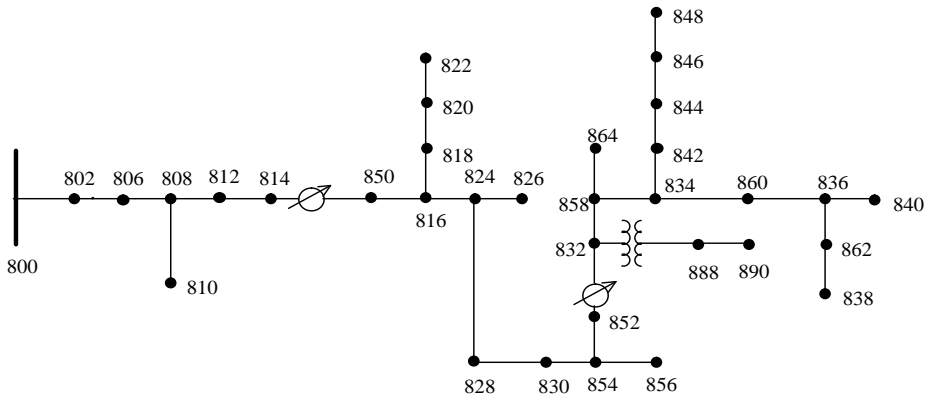
آمده است. سایر رویدادها مانند کلیدزنی خازنی (وصل و قطع)، کلیدزنی بار (وصل و قطع) و حالت اشباع CT با یک مدل مناسب نیز شبیه‌سازی شده‌اند. پس از اجرای هر شبیه‌سازی، داده‌های سیگنال ولتاژ و جریان برای تحلیل، پردازش با MGED و اجرای الگوریتم پیشنهادی به نرم افزار MATLAB انتقال داده می‌شوند. برای حالت‌های مختلف خطای HIF روی فازهای A، B و C و همچنین حالت‌های کلیدزنی خازنی، بار و اشباع CT، شبیه‌سازی انجام گرفته و نتایج در جدول ۲ نشان داده شده است.



شکل ۱۴. دیاگرام تک خطی فیدر ۲۰ kV.

جدول ۱. پارامترهای خط در شبکه مورد مطالعه.

مؤلفه	طول خط (km)	R(Ω)	L(mH)	C(μF)
۰	۲۰	۰/۳	۳	۰/۰۰۸
۱	۲۰	۰/۰۲	۰/۹	۰/۰۱۲۶



شکل ۱۵. دیاگرام تک خطی شبکه توزیع ۲۴ شینه IEEE.

برای هر حالت پارامترهای E_1 ، E_2 و همچنین شاخص FDI محاسبه و در جدول ۲ نشان داده شده‌اند. به منظور ارزیابی بهتر عملکرد روش پیشنهادی، زمان‌های مختلفی از یک سیکل برای شروع خطا یا اختلال از ۳۵ تا ۵۰ میلی ثانیه در نظر گرفته شده است زیرا شدت حالت گذرا ایجاد شده در شکل موج ولتاژ بستگی به زمان شروع خطا یا اختلال دارد. نتایج جدول نشان می‌دهند که برای حالت HIF، تغییرات گذرا در شکل موج ولتاژ در یک دوره زمانی طولانی وجود دارند و در نتیجه پارامترهای E_1 و E_2 ، دارای مقادیر غیرصفر می‌باشند اما در حالت‌های کلیدزنی خازنی و بار، تغییرات گذرا در شکل موج در دوره زمانی کوتاه (ربع سیکل اول) ظاهر می‌شوند و لذا فقط پارامتر E_1 دارای مقادیر غیرصفر است و پارامتر E_2 دارای مقدار صفر است. بنابراین، مقدار شاخص FDI برای حالت‌های کلیدزنی خازنی و بار همواره برابر ۱

است. شکل موج حالت اشباع CT با شکل موج سایر اختلال‌ها کاملاً متفاوت است. برای اشباع CT دو حالت AC و DC بررسی شده است. در حالت اشباع AC که به علت جریان زیاد ناشی از اتصال کوتاه رخ می‌دهد، هسته به اشباع رفته و باعث ایجاد اعوجاج در ثانویه CT می‌گردد که این اعوجاج به صورت متقارن و متناوب در شکل موج ظاهر می‌شود. در حالت اشباع DC ناشی از جریان هجومی ترانسفورماتور، اعوجاج‌ها به صورت نامتقارن و متناوب در ثانویه CT مطابق شکل ۱۰ ایجاد می‌شوند. بنابراین، در حالت اشباع CT به صورت AC یا DC، همواره $FDI = 0$ است.

جدول ۲. نتایج حاصل از اعمال روش پیشنهادی تشخیص HIF برای شرایط مختلف خطا در فیدر ۲۰ kV.

نوع خطا	زمان شروع	E_1	E_2	FDI
خطای امیدانس بالا				
A	۳۵	۱۲۴	۴۰	۰/۵۱۲
A	۴۰	۹۸	۳۲	۰/۵۰۷
A	۴۵	۱۱۲	۳۷	۰/۵۰۳
A	۵۰	۸۷	۱۹	۰/۶۴۱
B	۳۵	۹۵	۲۷	۰/۵۵۷
B	۴۰	۱۱۸	۳۹	۰/۵۰۳
B	۴۵	۹۲	۲۴	۰/۵۸۶
C	۳۵	۱۰۳	۱۹	۰/۶۸۸
C	۴۰	۹۶	۲۵	۰/۵۸۶
C	۴۵	۱۱۷	۳۸	۰/۵۰۹
کلیدزنی خازنی				
ABC	۳۵	۹۴	۰	۱
ABC	۴۰	۸۳	۰	۱
ABC	۴۵	۵۸	۰	۱
ABC	۵۰	۸۹	۰	۱
A	۳۵	۴۳	۰	۱
A	۴۰	۳۸	۰	۱
B	۴۵	۴۷	۰	۱
C	۵۰	۳۴	۰	۱
C(OFF)	۵۰	۳	۰	۱
ABC(OFF)	۳۵	۱۲	۰	۱

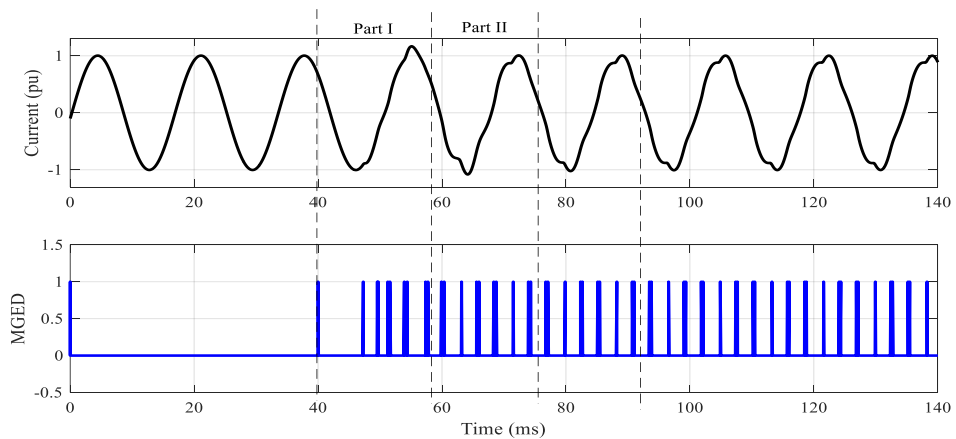
ادامه جدول ۲. نتایج حاصل از اعمال روش پیشنهادی تشخیص HIF برای شرایط مختلف خطا در فیدر ۲۰ kV.

نوع خطا	زمان شروع	E_1	E_2	FDI
ABC(OFF)	۴۰	۹	۰	۱
کلیدزنی بار				
ABC	۳۵	۳۶	۰	۱
ABC	۴۰	۴۲	۰	۱
ABC	۴۵	۳۳	۰	۱

نوع خطا	زمان شروع	E_1	E_2	FDI
ABC	۵۰	۴۲	۰	۱
A	۳۵	۲۶	۰	۱
B	۴۰	۳۲	۰	۱
C	۵۰	۲۹	۰	۱
ABC(OFF)	۳۵	۲	۰	۱
ABC(OFF)	۴۵	۳	۰	۱
اشباع CT				
اشباع AC	۳۵	۴	۴	۰
اشباع AC	۴۰	۴	۴	۰
اشباع AC	۵۰	۴	۴	۰
اشباع DC	۳۵	۳	۳	۰
اشباع DC	۴۰	۳	۳	۰
اشباع DC	۵۰	۳	۳	۰

حالت کلیدزنی بار غیرخطی

به منظور بررسی عملکرد روش پیشنهادی در حالت کلیدزنی بار غیرخطی، یک بار DC با توان ۶۵۰ kW از طریق یک مبدل شش پالسه به انتهای فیدر در شبکه ۲۰ کیلوولت متصل می‌شود. این بار در لحظه ۳۰ ms وصل می‌شود. شکل موج جریان‌های سه فاز و خروجی فیلتر MGED در شکل ۱۶ نشان داده شده‌اند. مطابق شکل واضح است که هر چند کلیدزنی بار غیرخطی باعث ایجاد اعوجاج‌های دائمی در شکل موج جریان می‌شود اما این اعوجاج‌ها در سیکل‌های متوالی مشابه هستند، لذا بر اساس روش پیشنهادی تعداد لبه‌های سیگنال در سیکل‌های متوالی با هم برابر هستند یعنی؛ $E_1 = E_2$ و در نتیجه شاخص FDI برای حالت کلیدزنی بار غیرخطی صفر می‌شود. بنابراین روش پیشنهادی در حالت کلیدزنی بار غیرخطی عملکرد خوبی دارد.



شکل ۱۶. شکل موج جریان و خروجی MGED برای حالت کلیدزنی بار غیرخطی.

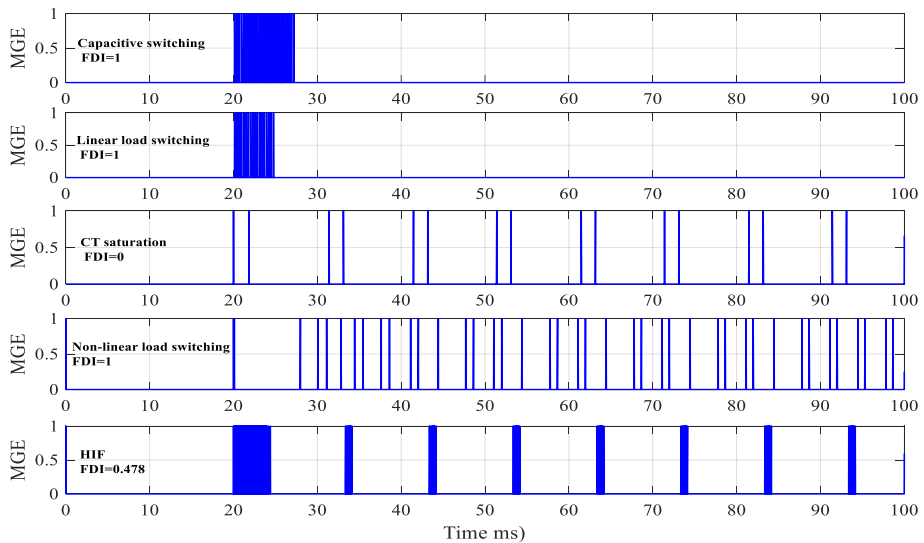
به منظور ارزیابی بهتر عملکرد روش پیشنهادی، شبکه ۳۴ شینه IEEE که دیگرام تک خطی آن در شکل ۱۵ نشان داده شده است، مورد مطالعه و شبیه سازی قرار گرفته است. این شبکه دارای پنج خط هوایی سه فاز و تک فاز با هادی های مختلف می باشد که در نرم افزار EMTP با مدل وابسته به فرکانس شبیه سازی شده اند. بارهای شبکه نیز از نوع سه فاز و تک فاز می باشند که یک بار یک سوساز شش پالسه در باس ۸۳۰ در نظر گرفته شده است که بیانگر بار غیر خطی و هارمونیکی می باشد. شبکه توسط یک ترانسفورماتور توزیع (۲۵ kV، ۶۹/۳۴۹) به پست فوق توزیع متصل شده است. اطلاعات کامل این شبکه در [۲۹] ارائه شده است. مکان های مختلفی برای خطاهای HIF، کلیدزنی خازنی، اشباع CT، کلیدزنی بار خطی و غیر خطی در باس های ۸۱۶، ۸۳۰، ۸۳۴، ۸۴۰، ۸۴۴، ۸۴۸ و ۸۹۰ در زمان های مختلف از ۲۰ تا ۶۰ ms (زوایای شروع مختلف) در نظر گرفته شده است. با تغییر پارامترهایی مانند شار پس ماند، دامنه جریان اولیه و زاویه شروع خطا، شکل موج های مختلفی برای حالت اشباع CT حاصل شده و مورد بررسی قرار گرفته اند. بارهای غیر خطی نیز، بارهای DC هستند که از طریق مبدل شش پالسه به باس های ۸۴۰ و ۸۴۸ متصل می شوند. زاویه آتش تریستورها از ۵ تا ۵۰ درجه و ضریب توان آنها از ۰/۷ تا ۰/۹۵ تغییر می کند. وسایل اندازه گیری و پردازش سیگنال های ولتاژ و جریان در محل پست (باس ۸۰۰) نصب شده اند.

خلاصه نتایج حاصل از شبیه سازی برای شرایط مختلف خطا، در جدول ۳ نشان داده شده است. این نتایج نشان می دهند که روش پیشنهادی قادر است خطای HIF را از سایر اختلال های شبکه به خوبی تشخیص دهد. شکل ۱۷، خروجی MGED را برای خطای HIF در باس ۸۱۶، کلیدزنی بار در باس ۸۴۰، کلیدزنی خازنی و بار غیر خطی در باس ۸۴۸ و اشباع CT در باس ۸۱۶ نشان می دهد. برای همه این حالات، زمان شروع خطا در لحظه ۲۰ ms در نظر گرفته شده است. با توجه به شکل ۱۷، واضح است که در حالت کلیدزنی خازنی و بار خطی، تغییرات گذرای سیگنال فقط در سیکل اول دیده می شوند و بنابراین فیلتر MGED فقط در سیکل اول دارای مقدار غیر صفر است. در حالت های HIF، کلیدزنی بار غیر خطی و اشباع CT تغییرات گذرا در سیکل های دوم به بعد نیز ادامه دارند و لذا فیلتر MGED در این سیکل ها دارای مقدار غیر صفر است. اما تغییرات گذرا در حالت بار غیر خطی و اشباع CT بر خلاف حالت HIF، در سیکل های متوالی مشابه هستند یعنی؛ $E_1 = E_2$. لذا شاخص پیشنهادی FDI برای آنها صفر می شود.

جدول ۳. نتایج حاصل از اعمال روش پیشنهادی تشخیص HIF برای شرایط مختلف خطا در شبکه ۳۴ شینه IEEE.

نوع خطا	مکان (باس)	زمان شروع	E_1	E_2	FDI
خطای امیدانس بالا					
A	۸۱۶	۲۰	۱۱۹	۴۲	۰/۴۷۸
A	۸۳۴	۲۵	۱۰۸	۳۷	۰/۴۸۹
A	۸۴۸	۳۰	۹۹	۲۶	۰/۵۸۴
B	۸۱۶	۳۵	۷۵	۲۱	۰/۵۶۲
B	۸۳۴	۴۰	۸۴	۲۳	۰/۵۷۰
B	۸۴۸	۴۵	۱۱۲	۳۴	۰/۵۳۴
C	۸۱۶	۵۵	۸۸	۲۶	۰/۵۴۴
C	۸۳۴	۵۵	۱۰۹	۳۱	۰/۵۵۷
C	۸۴۸	۶۰	۱۰۱	۳۸	۰/۴۲۶
کلیدزنی خازنی					
ABC	۸۴۸	۲۰	۵۲	۰	۱
ABC	۸۴۴	۲۵	۴۹	۰	۱
ABC(OFF)	۸۴۸	۳۰	۳۸	۰	۱

نوع خطا	مکان (باس)	زمان شروع	E_1	E_2	FDI
ABC(OFF)	۸۴۴	۳۵	۴۱	۰	۱
کلیدزنی بار خطی					
ABC	۸۴۰	۲۰	۲۷	۰	۱
ABC	۸۴۴	۳۰	۳۱	۰	۱
ABC	۸۴۸	۴۰	۲۴	۰	۱
ABC(OFF)	۸۴۴	۵۰	۱۸	۰	۱
ABC(OFF)	۸۴۸	۶۰	۱۷	۰	۱
کلیدزنی بار غیرخطی					
ABC	۸۳۰	۲۰	۲۰	۲۰	۰
ABC	۸۴۸	۳۰	۲۰	۲۰	۰
A	۸۳۰	۴۰	۱۸	۱۸	۰
B	۸۴۸	۵۰	۱۸	۱۸	۰
اشباع CT					
اشباع AC	۸۹۰	۲۰	۴	۴	۰
اشباع AC	۸۹۰	۳۰	۴	۴	۰
اشباع DC	۸۹۰	۴۰	۳	۳	۰
اشباع DC	۸۹۰	۵۰	۳	۳	۰



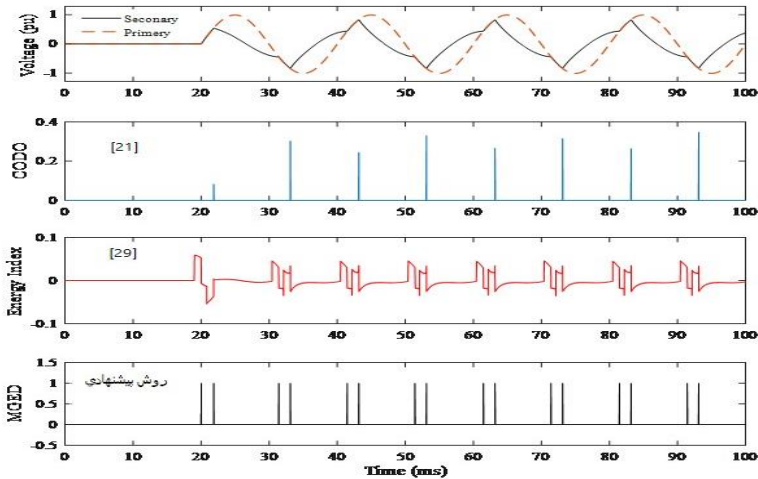
شکل ۱۷. خروجی فیلتر MGED برای حالت‌های کلیدزنی خازنی، کلیدزنی بار، اشباع CT، کلیدزنی بار غیرخطی و HIF (لحظه شروع ۲۰ ms).

مقایسه روش پیشنهادی با روش‌های موجود

در این بخش عملکرد روش پیشنهادی با سایر روش‌های موجود [۲۹; ۲۱] که مبتنی بر مورفولوژی ریاضی هستند، مقایسه شده است. در [۲۹]، سیگنال ولتاژ با کمک مورفولوژی پردازش می‌شود و سپس از یک شاخص انرژی برای تشخیص HIF استفاده می‌گردد. بر اساس این روش، چنانچه مقدار شاخص برای مدت زمان بیش از ۸۰ ms، از حد آستانه بزرگتر باشد، به عنوان خطای HIF تشخیص داده می‌شود و برای مدت زمان کمتر از ۸۰ ms به عنوان کلیدزنی بار یا خازنی تشخیص داده می‌شود. در [۲۱]، نیز از تبدیل مورفولوژی CODO برای پردازش سیگنال استفاده شده است. بر اساس این روش، خروجی CODO برای شرایط نرمال، صفر و برای شرایط خطا و کلیدزنی دارای خروجی غیر صفر به صورت سیگنال‌های ضربه با دامنه‌های مختلف می‌باشد. اگر خروجی CODO بیش از یک زمان مشخص از یک حد آستانه بیشتر باشد، به عنوان خطای HIF تشخیص داده می‌شود، در غیر این صورت به عنوان کلیدزنی بار یا خازنی تشخیص داده می‌شود. روش پیشنهادی در این مقاله، از یک فیلتر MGED برای پردازش سیگنال استفاده می‌کند. فیلتر به گونه‌ای طراحی شده است که خروجی آن صفر یا یک است و به کمک آن تعداد لبه‌های سیگنال، تشخیص داده می‌شود. نتایج حاصل از مقایسه عملکرد روش‌های فوق با روش پیشنهادی در جدول ۴ نشان داده شده است. مطابق با این جدول، روش‌های فوق در همه حالات قادر به تشخیص خطای HIF نیستند. عملکرد این روش‌ها برای پدیده اشباع هسته CT بررسی نشده است. نتایج شبیه‌سازی برای حالت اشباع هسته ترانسفورماتور مطابق شکل ۱۸، نشان می‌دهند که این روش‌ها قادر به تشخیص پدیده اشباع هسته نیستند و آن را به عنوان خطای HIF تشخیص می‌دهند زیرا در روش [۲۱] خروجی فیلتر CODO و در روش [۲۹]

جدول ۲. نتایج حاصل از مقایسه روش پیشنهادی با روش‌های موجود.

روش	تکنیک بکار رفته	حالت HIF	کلیدزنی خازنی	کلیدزنی بار	اشباع هسته CT	زمان تشخیص (ms)
[۲۱]	شاخص انرژی مورفولوژی - زمان آستانه	√	√	√	×	۵۸۸
[۲۹]	فیلتر CODO - زمان آستانه	√	√	√	×	۸۰
روش پیشنهادی	فیلتر MGED - تعداد لبه	√	√	√	√	۴۰



شکل ۱۸. مقایسه عملکرد روش پیشنهادی با روش‌های [۲۱] و [۲۹] در حالت اشباع CT.

شاخص انرژی برای یک مدت طولانی و بیش از مدت زمان مشخص (حد آستانه)، غیر صفر هستند که متناظر با خطای HIF می‌باشند، اما الگوریتم پیشنهادی در این مقاله که بر اساس تعداد لبه‌ها در سیکل اول و دوم بعد از وقوع خطا عمل می‌کند، به خوبی پدیده اشباع هسته را نیز تشخیص می‌دهد. علاوه بر آن، روش پیشنهادی بعد از دو سیکل معادل ۴۰ ms در فرکانس ۵۰ Hz، خطای HIF را تشخیص می‌دهد، در حالی که روش [۲۹] بعد از ۸۰ ms و روش [۲۱] در بعضی شرایط بعد از ۵۰۰ ms خطای HIF را تشخیص می‌دهد. به عبارت دیگر روش پیشنهادی دارای سرعت تشخیص بالاتری است.

نتیجه‌گیری

در این مقاله یک طرح جدید برای تشخیص HIF در شبکه توزیع مبتنی بر MM ارائه شد. در روش پیشنهادی با نمونه برداری از سیگنال‌های ولتاژ نزدیک پست و پردازش آنها با فیلتر پیشنهادی MGED، یک شاخص تشخیص مناسب FDI تعریف می‌شود و بر اساس این شاخص، خطای HIF و سایر رویدادها مانند کلیدزنی خازنی (وصل و قطع)، کلیدزنی بار خطی و غیرخطی (وصل و قطع)، اشباع CT و جریان هجومی ترانسفورماتور تشخیص داده می‌شوند. روش پیشنهادی فقط از دو سیکل بعد از زمان شروع خطا برای تشخیص HIF و سایر رویدادها استفاده می‌کند و از تکنیک MM که فقط دارای عملگرهای جمع و تفریق است، برای پردازش سیگنال استفاده می‌کند، بنابراین، نسبت به سایر روش‌ها حجم محاسباتی کمتر، سرعت و دقت بالاتری دارد. شبیه‌سازی‌های متنوعی برای شرایط مختلف شامل انواع خطا و اختلال با زمان‌های شروع مختلف در محیط نرم افزار EMTP انجام شد. نتایج حاصل نشان می‌دهند که روش پیشنهادی قادر است HIF را با دقت بالا تشخیص دهد.

References

- [1] Askari, F. (2021). Assessment of the Impact of Distributed Generation and Distribution Network Faults on Generation Reliability Indices. *Quarterly Scientific Journal of Technical and Vocational University*, 18(3), 13-33. <https://doi.org/10.48301/kssa.2021.277262.1427>

- [2] Ghaderi, A., Ginn, H. L., & Mohammadpour, H. A. (2017). High impedance fault detection: A review. *Electric Power Systems Research*, 143, 376-388. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.021>
- [3] Sarwar, M., Mehmood, F., Abid, M., Khan, A. Q., Gul, S. T., & Khan, A. S. (2020). High impedance fault detection and isolation in power distribution networks using support vector machines. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 32(8), 524-535. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2019.07.001>
- [4] Keng-Yu, L., Shi-Lin, C., Ching-Jung, L., Tzong-Yih, G., Tsair-Ming, L., & Jer-Sheng, S. (1999). Energy variance criterion and threshold tuning scheme for high impedance fault detection. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 14(3), 810-817. <https://doi.org/10.1109/61.772319>
- [5] Carr, J. (1981). Detection of High Impedance Faults on Multi-Grounded Primary Distribution Systems. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(4), 2008-2016. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1981.316556>
- [6] Mahari, A., & Seyedi, H. (2015). High impedance fault protection in transmission lines using a WPT-based algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 67, 537-545. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.022>
- [7] Sarangi, S., Sahu, B. K., & Rout, P. K. (2023). High-impedance fault identification and location by using mode decomposition integrated adaptive multi-kernel extreme learning machine technique for distributed generator-based microgrid. *Electrical Engineering*, 105(1), 383-406. <https://doi.org/10.1007/s00202-022-01658-6>
- [8] Lopes, G. N., Menezes, T. S., Santos, G. G., Trondoli, L. H. P. C., & Vieira, J. C. M. (2022). High Impedance Fault detection based on harmonic energy variation via S-transform. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 136, 107681. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107681>
- [9] Benner, C., Carswell, P., & Don Russell, B. (1989). Improved algorithm for detecting arcing faults using random fault behavior. *Electric Power Systems Research*, 17(1), 49-56. [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(89\)90059-X](https://doi.org/10.1016/0378-7796(89)90059-X)
- [10] Zamora, I., Mazon, A. J., Sagastabeitia, K. J., & Zamora, J. J. (2007). New Method for Detecting Low Current Faults in Electrical Distribution Systems. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 22(4), 2072-2079. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.905273>
- [11] Lavanya, S., Prabakaran, S., & Kumar, N. (2022). Analysis of high impedance fault using discrete wavelet transform technique. *International Journal of Engineering Trends and Technology*, 70(8), 238-246. <https://doi.org/10.14445/22315381/IJETT-V70I8P225>
- [12] Girgis, A. A., Chang, W., & Makram, E. B. (1990). Analysis of high-impedance fault generated signals using a Kalman filtering approach. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 5(4), 1714-1724. <https://doi.org/10.1109/61.103666>
- [13] Sousa Carvalho, J. G., Rocha Almeida, A., Ferreira, D. D., Dos Santos, B. F., Pereira Vasconcelos, L. H., & De Oliveira Sobreira, D. (2022). High-impedance fault modeling and classification in power distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 204, 107676. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107676>

- [14] Mortazavi, S. H., Moravej, Z., & Shahrtash, S. M. (2018). A hybrid method for arcing faults detection in large distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 94, 141-150. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.06.036>
- [15] Sarlak, M., & Shahrtash, S. M. (2013). High-Impedance Faulted Branch Identification Using Magnetic-Field Signature Analysis. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 28(1), 67-74. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2222056>
- [16] Costa, F. B. (2014). Fault-Induced Transient Detection Based on Real-Time Analysis of the Wavelet Coefficient Energy. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 29(1), 140-153. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2278272>
- [17] Gonzalez, C., Tant, J., Germain, J. G., Rybel, T. D., & Driesen, J. (2018). Directional, High-Impedance Fault Detection in Isolated Neutral Distribution Grids. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 33(5), 2474-2483. <http://doi.org/10.1109/TPWRD.2018.2808428>
- [18] Wang, B., Geng, J., & Dong, X. (2018). High-Impedance Fault Detection Based on Nonlinear Voltage-Current Characteristic Profile Identification. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Smart Grid*, 9(4), 3783-3791. <https://doi.org/10.1109/TS.G.2016.2642988>
- [19] Biswal, M., Ghore, S., Malik, O. P., & Bansal, R. C. (2021). Development of Time-Frequency Based Approach to Detect High Impedance Fault in an Inverter Interfaced Distribution System. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 36(6), 3825-3833. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2021.3049572>
- [20] Wang, X., Gao, J., Wei, X., Song, G., Wu, L., Liu, J., Zeng, Z., & Kheshti, M. (2019). High Impedance Fault Detection Method Based on Variational Mode Decomposition and Teager-Kaiser Energy Operators for Distribution Network. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Smart Grid*, 10(6), 6041-6054. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2895634>
- [21] Gautam, S., & Brahma, S. M. (2013). Detection of High Impedance Fault in Power Distribution Systems Using Mathematical Morphology. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Systems*, 28(2), 1226-1234. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2215630>
- [22] Sarlak, M., & Shahrtash, S. M. (2011). High impedance fault detection using combination of multi-layer perceptron neural networks based on multi-resolution morphological gradient features of current waveform. *Institution of Engineering and Technology Generation, Transmission & Distribution*, 5(5), 588-595. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2010.0702>
- [23] Lee, R. E., & Bishop, M. T. (1985). A Comparison of Measured High Impedance Fault Data to Digital Computer Modeling Results. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104(10), 2754-2758. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1985.319117>
- [24] Sortomme, E., Venkata, S. S., & Mitra, J. (2010). Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 25(4), 2789-2796. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2035810>
- [25] Matheron, G. (1974). *Random Sets and Integral Geometry*. Wiley. <https://books.google.com/books?id=bgzvAAAAMAAJ>

- [26] Serra, J. (1982). *Image analysis and mathematical morphology*. Academic Press. https://books.google.com/books/about/Image_Analysis_and_Mathematical_Morphology?id=BpdTAAAYAAJ
- [27] Namdari, F., & Salehi, M. (2017). High-Speed Protection Scheme Based on Initial Current Traveling Wave for Transmission Lines Employing Mathematical Morphology. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Delivery*, 32(1), 246-253. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2571341>
- [28] Salehi, M., & Namdari, F. (2018). Fault classification and faulted phase selection for transmission line using morphological edge detection filter. *Institution of Engineering and Technology Generation, Transmission & Distribution*, 12(7), 1595-1605. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0999>
- [29] Panigrahi, R. R., Mishra, M., Rajan, A., & Mohapatra, S. (2018, October 22-24). *High Impedance Fault Detection based on Mathematical Morphology for Radial Distribution Network* [Conference session]. 2018 International Conference on Applied Electromagnetics, Signal Processing and Communication, Bhubaneswar, India. <https://doi.org/10.1109/AESPC44649.2018.9033309>