



Technovations in Electrical Engineering & Green Energy System

Research Article

(2022) 1(1):63-80

A New Protection Coordination Scheme for Restoration Over Current Protection Device in Distribution Networks with Distributed Generations

Hadi Bisheh¹, *PhD Student*, Ehsan Heydarian-Forushani², *Assistant Professor*,
Hassan Haes Alhelou³, *Assistant Professor*

¹ Esfahan Regional Electric Company (EREC), Isfahan, Iran.

² Department of Electrical and Computer Engineering, Qom University of Technology, Qom, Iran.

³ Department of Electrical Power Engineering, Tishreen University, Syria.

Abstract:

In today's power systems, grid parameters are usually monitored by controlling agents to ensure the quality of produced electrical energy. Uninterrupted service to the network customers and continuous power supply may be disrupted through various disturbances. On this basis, the network requires a completely reliable, fast, and precise protection system. The protection of distribution networks is controlled by overcurrent equipment, which is complicated with increasing penetration of distributed generation resources due to change in the direction of current. This paper investigates how these resources affect the coordinated performance of the network protection system and proposes a new solution with the aim of restoration and fixing the miscoordination problem. The proposed method could be implemented on traditional overcurrent protection equipment while being able to meet the challenge of protection coordination with the lowest cost. The simulation results verify the effectiveness of the proposed algorithm.

Keywords: Distributed Generation, Protection Coordination, Over Current, Distribution Network

Received: 10 March 2022

Revised: 8 May 2022

Accepted: 12 June 2022

Corresponding Author: Dr. Ehsan Heydarian-Forushani, heydarian@qut.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2022.691146>





مقاله پژوهشی

فناوری‌های نوین در مهندسی برق و سیستم انرژی سبز

یک طرح هماهنگی حفاظتی جدید به منظور بازیابی هماهنگی تجهیزات حفاظتی اضافه جریان در شبکه توزیع در حضور منابع تولید پراکنده

هادی بیشه^۱، دانشجوی دکتری، احسان حیدریان فروشانی^۲، استادیار، حسن هایس الحلو^۳، استادیار

۱- شرکت برق منطقه ای اصفهان، اصفهان، ایران

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی قم، قم، ایران

۳- دانشکده مهندسی برق، دانشگاه تشرین، سوریه

چکیده: امروزه معمولاً در سیستم‌های قدرت پارامترهای شبکه توسط عامل‌های کنترل کننده پایش شده تا از کیفیت انرژی الکتریکی تولید شده اطمینان حاصل شود. تداوم در برق رسانی و سرویس دهی به مشترکین شبکه از مواردی بوده که ممکن است توسط اغتشاش‌های گوناگون دچار اختلال شود، لذا شبکه نیازمند سیستم حفاظتی کاملاً مطمئن، سریع و با تشخیص انتخاب صحیح می‌باشد. حفاظت سیستم‌های توزیع توسط تجهیزات اضافه جریان کنترل شده که با توجه به افزایش حضور منابع تولید پراکنده هماهنگی آنها به دلیل جابجا شدن جهت جریان، پیچیده می‌شود. در این مقاله با مطالعه بر روی چگونگی تأثیر این منابع بر عملکرد هماهنگی سیستم حفاظتی شبکه، اقدام به ارائه یک راهکار جدید به منظور بازیابی و رفع مشکل ناهماهنگی حفاظتی شده است. روش پیشنهادی بر روی تجهیزات حفاظتی اضافه جریان سنتی قابل پیاده سازی بوده و قادر است با کمترین هزینه پاسخگوی چالش هماهنگی حفاظتی در شرایط مورد مطالعه باشد. نتایج شبیه سازی صحت مطالعه انجام شده را به خوبی نشان می‌دهد.

واژه های کلیدی: منبع تولید پراکنده، هماهنگی حفاظتی، اضافه جریان، شبکه توزیع

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۱۲/۱۹

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۰۲/۱۸

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۳/۲۲

نویسنده‌ی مسئول: دکتر احسان حیدریان فروشانی ، heydarian@qut.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2022.691146>

در چند سال اخیر، به کارگیری تکنولوژی‌های جدید منابع تولید پراکنده^۱ و گسترش ریزشبکه‌ها^۲ در سیستم قدرت رشد قابل توجهی داشته است. از مهمترین دلایل این افزایش، بهره مندی از انرژی‌های تجدید پذیر می‌باشد [۱]. منابع تولید پراکنده مبتنی بر انرژی‌های نو نظیر انرژی خورشیدی، بادی، زمین گرمایی و غیره از انرژی پایان ناپذیر و پاک استفاده می‌کند. ویژگی این نوع انرژی‌ها، حجم آلاینده‌گی بسیار پایین، راندمان بالا و بی پایان بودن آنها می‌باشد. اما با توجه به ملاحظات تبدیل انرژی اولیه به انرژی الکتریکی در این نوع منابع تجدید پذیر، امکان بهره برداری از آنها به عنوان یک واحد نیروگاهی با ظرفیت بالا وجود ندارد. از این رو به صورت واحدهای با ظرفیت کم و به شکل پراکنده (DG) به شبکه متصل می‌گردد. برای این منظور و به جهت کاهش تلفات توان، عموماً منابع DG در بخش انتهایی شبکه قدرت یعنی سمت شبکه توزیع نصب می‌گردد [۲].

از دیگر عوامل تأثیر گذار در افزایش به کارگیری منابع DG در شبکه توزیع، کاهش تلفات سیستم می‌باشد. با توجه به نوع تکنولوژی منابع تجدید پذیر و ظرفیت نسبتاً کوچک این منابع، بهترین مکان برای اتصال به شبکه آنها، نصب در سمت مشترکین شبکه و مصرف کنندگان برق می‌باشد [۳]. علاوه بر کاهش تلفات، با توجه به تأمین بخشی از انرژی مورد نیاز مشترکین شبکه قدرت از سوی منابع پراکنده نصب شده در شبکه توزیع، تقاضای توان از سمت سیستم قدرت بالادست کاهش می‌یابد [۴]. از این رو می‌توان گفت حضور منابع DG سبب کاهش بار گذاری بر روی خطوط انتقال و در نتیجه آزاد سازی ظرفیت آنها می‌شود.

کمک به شرایط اوج بار شبکه، بعنوان دیگر مزیت حضور منبع پراکنده برای سیستم قدرت می‌باشد. از یک سو بر باری خطوط در دوره زمانی اوج بار شبکه از طریق نصب منابع DG کمتر رخ داده، از سوی دیگر، افزایش ظرفیت تولید توان در شبکه قدرت از طریق سرمایه گذاری بر روی منابع پراکنده منجر به تأمین مطمئن بارهای شبکه در شرایط اوج مصرف شبکه شده و احتمال وقوع بی برقی را در این دوره زمانی به حداقل می‌رساند.

علاوه بر بهبود عملکرد سیستم قدرت در شرایط اوج بار شبکه، از نظر سرمایه گذاری و توسعه شبکه برق نیز، حضور منابع پراکنده می‌تواند محبوبیت استفاده این منابع را افزایش دهد [۵]. احداث نیروگاه و همچنین خطوط انتقال از جمله طرح‌های پر هزینه و زمان بر در سیستم قدرت می‌باشد. چنانچه این توسعه به دلیل افزایش ظرفیت شبکه و تأمین توان مورد نیاز مصرف کنندگان شبکه باشد، از طریق نصب منابع تولید پراکنده با ظرفیت‌های کوچک و با هزینه احداث به مراتب پایین‌تر از یک نیروگاه حرارتی با ظرفیت بالا، می‌توان مشکل سیستم قدرت را با صرف هزینه بسیار کمتر و با سرعت اجرای بالاتر، برطرف نمود [۶،۷].

در کنار تمام مزایای مطرح شده در بالا، حضور منابع تولید پراکنده در سیستم قدرت، سبب پیچیده‌تر شدن شرایط بهره برداری از شبکه در شرایط وقوع اتصال کوتاه، شده است [۸-۱۱]. منابع DG که در سطح شبکه‌های توزیع به سیستم قدرت متصل می‌گردند، ساختار از یک سو تغذیه بودن شبکه را تغییر داده و شبکه را در سمت پایین دست به حالت اکتیو تبدیل می‌نماید [۱۲، ۱۳]. شبکه توزیع از یک سو تغذیه سنتی، دارای سیستم حفاظتی متناسب با این ساختار می‌باشد. در این شبکه عموماً از تجهیزات حفاظتی اندازه گیری کننده دامنه کمیت جریان استفاده می‌شود. این تجهیزات به طور متداول، رله‌های اضافه جریان، ریکلوزر و فیوز می‌باشد. در شرایطی که ساختار شبکه توزیع به واسطه حضور منابع پراکنده به صورت از چند سو تغذیه تبدیل گردد، جهت انتقال جریان و به عبارت دیگر، پروفایل جریان شبکه متفاوت از ساختار سنتی خود خواهد بود. این مسأله سبب اختلال در عملکرد تجهیزات حفاظتی شبکه می‌شود.

طرح‌های حفاظتی جدید برای برطرف نمودن عملکرد نادرست سیستم حفاظتی به منظور رسیدن به عملکرد پایدار و مطمئن در شبکه در چند سال اخیر ارایه شده است. در مرجع [۱۴] راهکاری مبتنی بر اندازه گیری‌های محلی از طریق محاسبه توان‌های اکتیو و راکتیو توسط رله پیشنهاد شده است. در این روش با استفاده از محاسبات پخش بار توان‌های اکتیو و راکتیو در محل رله توسط اندازه گیری فازورهای ولتاژ و جریان، به خوبی مشکل سیستم حفاظتی شبکه در حضور منابع DG مرتفع شده است. اما باید در نظر داشت که انجام پخش بار در محل رله، محاسبات سنگین و پیچیده‌ای داشته و ممکن است زمان بر باشد. به علاوه در این روش نیاز به داشتن نمونه ولتاژی و استفاده از رله‌های جهتی بوده که ممکن است در شبکه‌های توزیع در دسترس نباشد. در مرجع [۱۵] نیز یک راهکار کنترلی جدید به منظور بازیابی هماهنگی بین فیوز و ریکلوزر پیشنهاد شده است. در این روش یک عملکرد مبتنی بر ولتاژ برای ریکلوزر ارایه شده است. این روش توانایی بهبود عملکرد سیستم حفاظتی در شرایط حضور منبع تولید پراکنده در شبکه را دارد. اما



بهره مندی از ولتاژ برای شبکه توزیع سنتی عموماً سبب افزایش هزینه و زمان طراحی و اجرای استراتژی مورد نظر را به همراه دارد. در [۱۶، ۱۷] راهکار کنترلی حفاظتی از طریق کنترل بهینه تنظیمات حفاظتی رله‌ها و همچنین حداقل نمودن اندازه راکتانس محدود کننده جریان خط^۲ در مقابل حضور منابع DG در شبکه فراهم نموده است. استفاده از محدود کننده جریان خط از روش‌های پر کار برد در اصلاح مشکل هماهنگی حفاظتی محسوب می‌شود [۱۸-۲۱]. این متد با برنامه ریزی غیر خطی فرمول بندی شده و به دنبال یافتن حداقل هزینه نصب و اندازه FCL می‌باشد. باید در نظر داشت که محاسبات زیاد و غیر خطی در تصمیم گیری سیستم حفاظتی نقش مهمی دارد و می‌تواند در شرایط وقوع اتصالی، مانع از عملکرد به موقع رله‌ها شود. از سوی دیگر، نصب تجهیز جدید FCL برای سیستم قدرت افزایش هزینه اولیه و همچنین برنامه‌های تعمیرات سالانه را به همراه دارد.

بررسی اتصالی‌های مختلف در شرایط حضور منبع DG در مرجع [۲۲] مطالعه شده است. این مقاله با استفاده از یک روش بهینه سازی اقدام به کنترل پارامترهای تنظیمی رله‌های اضافه جریان نموده و مشکل هماهنگی را برطرف نموده است. اما در این راهکار به ازای هر گونه تغییر در شبکه نظیر قطع و وصل یک منبع DG، محاسبات بی اعتبار بوده و نیاز به باز اصلاح داشته و منجر به اختلال در عملکرد سیستم حفاظتی خواهد شد.

در این مقاله با ارایه یک روش جدید مشکل ناهماهنگی سیستم حفاظتی در شرایط حضور منابع تولید پراکنده برطرف می‌شود. برای این منظور از طریق محاسبات اتصال کوتاه در شبکه و تعیین جریان فیدرهای شبکه در شرایط حضور و همچنین عدم حضور منابع تولید پراکنده به بررسی تغییرات پروفایل جریان شبکه پرداخته می‌شود. از طریق اندازه گیری‌ها و کنترل‌های محلی هماهنگی از دست رفته بازگردانده می‌شود. در این روش هیچ گونه محدودیتی بر روی منابع اعمال نشده و منابع DG می‌تواند با ظرفیت و نوع گوناگون در شبکه نصب گردد. همچنین راهکار پیشنهادی قابلیت پیاده سازی بر روی رله‌های قدیمی و سنتی شبکه را دارا بوده و سبب کاهش هزینه اجرا و پیاده سازی می‌گردد. مطالب ارایه شده در این مقاله در بخش‌های (۲) تا (۵) به تفکیک زیر بیان می‌شود.

- در ادامه در بخش (۲) به مطالعه سیستم حفاظتی شبکه و اثر منابع DG بر آنها پرداخته شده،
- در بخش (۳) روش پیشنهادی جدید ارایه شده،
- در بخش (۴) نتایج حاصل از شبیه سازی بیان شده،
- در بخش (۵) نتیجه گیری نهایی این مطالعه ارایه شده است.

۲- ارزیابی عملکرد سیستم حفاظتی در حضور منابع تولید پراکنده

۲-۱- حفاظت اضافه جریان در شبکه توزیع

شبکه توزیع متداول دارای ساختار شعاعی و از یک سو تغذیه می‌باشد. از این رو تجهیز حفاظتی^۳ مورد نیاز در این شبکه دارای قابلیت جهتی نبوده و تنها از طریق محاسبه اندازه کمیت جریان شبکه، اتصال کوتاه به وقوع پیوسته را تشخیص می‌دهد. در شبکه توزیع تجهیزات حفاظتی که بیشتر مورد استفاده قرار می‌گیرد، فیوز، ریکلوزر و رله اضافه جریان می‌باشد. در این مطالعه، شبکه توزیع دارای سیستم حفاظتی متشکل از رله‌های اضافه جریان در نظر گرفته شده است.

رله‌های اضافه جریان دارای چند نوع مشخصه حفاظتی بوده که از جمله آنها می‌توان به مشخصه زمان ثابت، مشخصه جریان ثابت و همچنین مشخصه زمان معکوس اشاره نمود. منحنی مشخصه زمان معکوس برای رله‌های اضافه جریان بسیار متداول و مرسوم است. بر اساس این مشخصه با افزایش جریان اتصال کوتاه عبوری از رله، زمان عملکرد آن رله کاهش می‌یابد. همچنین با کاهش جریان عبوری، زمان عملکرد آن افزایش می‌یابد. به عبارت دیگر یک رابطه معکوس بین زمان عملکرد و جریان عبوری از رله وجود دارد. این ویژگی سبب می‌شود که اتصال کوتاه‌های نزدیکتر به منبع قدرت دارای سطح اتصال کوتاه بالاتر، در حداقل زمان ممکن اقدام به جداسازی بخش خطا دیده نماید.

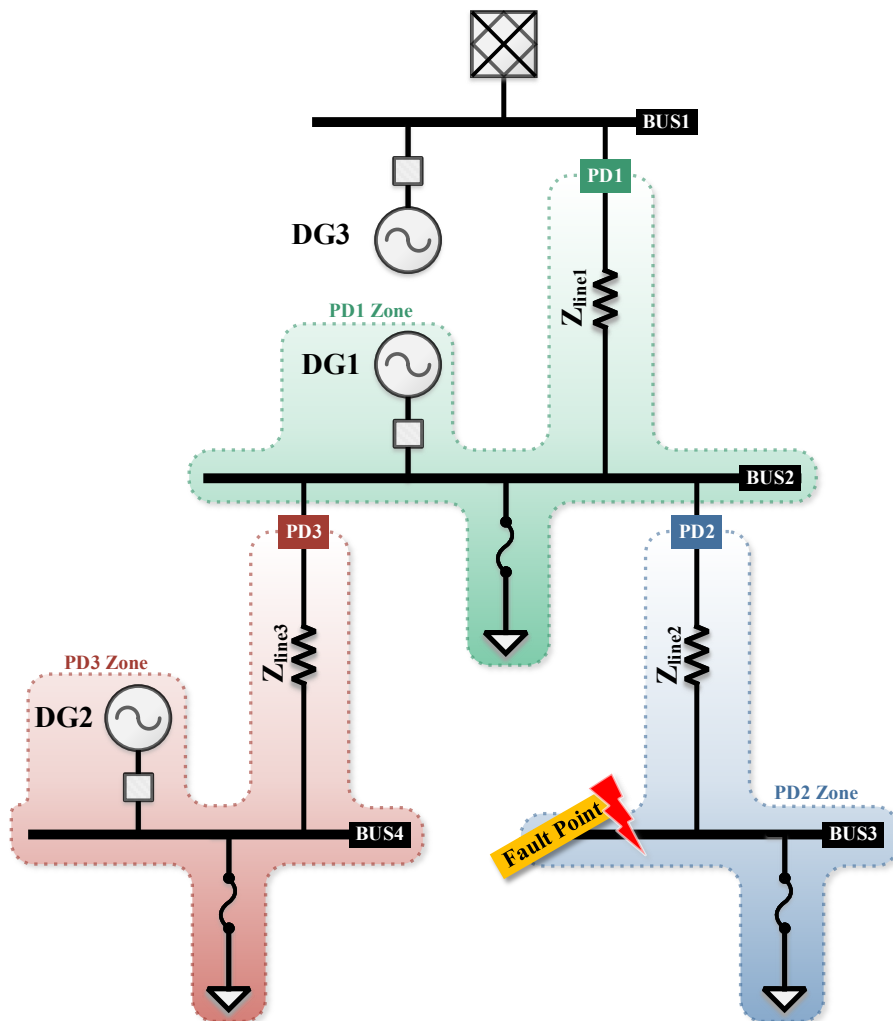
در شبکه توزیع نمونه ارایه شده در شکل (۱)، یک شبکه دارای ساختار شعاعی نمایش داده شده است. این شبکه دارای سه فیدر بوده که در ابتدای هر یک از آنها یک رله اضافه جریان زمان معکوس قرار داده شده است. مطابق این شکل، هر رله وظیفه حفاظت از ناحیه حفاظتی^۵ مختص به خود را دارد. این ناحیه با رنگ بندی برای هر PD نمایش داده شده است.

تجهیزات حفاظتی علاوه عملکرد به عنوان حفاظتی اصلی در نواحی حفاظتی تعریف شده، به عنوان تجهیز حفاظتی پشتیبان برای



ناحیه حفاظتی مربوط به PD قرار گرفته در پایین دست خود نیز در نظر گرفته می شود. هر PD برای عملکرد به عنوان حفاظت پشتیبان، تأخیر زمانی بیشتری نسبت به زمان عملکرد در ناحیه حفاظتی از پیش تعیین شده خود را دارد. از این رو نیاز بوده که بین عملکردهای در دو تجهیز حفاظتی پشت سر هم، یک حاشیه زمانی عملکرد مناسب در نظر گرفته شود. طبق تعریف، این حاشیه زمانی، حاشیه هماهنگی مجاز^۶ نامیده می شود. رله های مورد نظر در شبکه شکل (۱) از نوع اضافه جریان زمان معکوس استاندارد بوده که براساس شدت جریان عبوری، زمان عملکرد آنها مشخص می شود. رابطه زمان عملکرد رله بر حسب جریان عبوری از آن مطابق رابطه (۱) می باشد [۲۳].

$$t_{Relay} = \frac{A}{\left(\frac{I_{Relay}}{I_{Pickup}}\right)^P - 1} TMS \quad (1)$$



شکل (۱): شبکه توزیع شعاعی نمونه

که در این رابطه t_{Relay} زمان عملکرد رله اضافه جریان، A و P پارامترهای ثابت تعیین کننده شیب و نوع منحنی زمان معکوس، I_{Pickup} و TMS نیز به ترتیب ضریب تنظیم زمانی و ضریب تنظیم جریانی و در نهایت، I_{Relay} برابر جریان عبوری از رله می باشد. در این رابطه نسبت معکوس بین زمان عملکرد رله با جریان عبوری از آن قابل مشاهده است. چنانچه در رابطه (۱) مشاهده می شود، تمامی پارامترها به غیر از I_{Relay} ثابت بوده و در مرحله طراحی و اجرای طرح حفاظتی یک بار تنظیم شده است. پارامترهای A و P بر اساس استاندارد دارای مقادیر ثابت و مشخصی بر اساس نوع منحنی زمان معکوس بوده که از طریق جدول (۱) قابل انتخاب و تنظیم بر روی



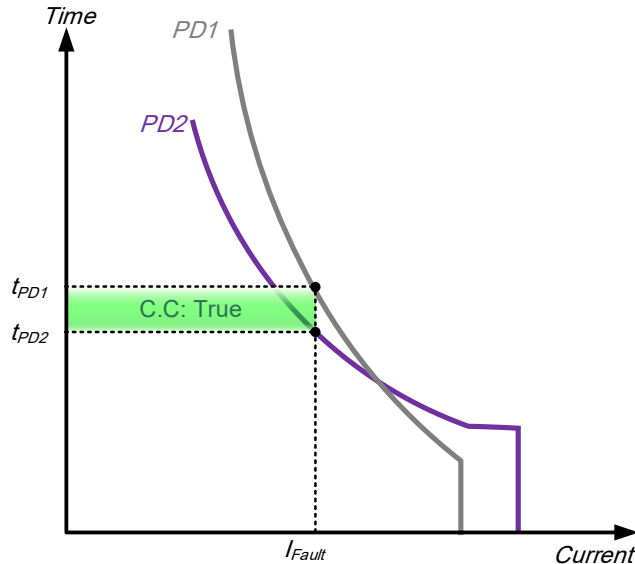
رله است.

در شکل (۱)، به هر اندازه که تجهیز حفاظتی از شبکه قدرت بالا دست فاصله داشته باشد، جریان اتصال کوتاه عبوری از آن تجهیز کاهش یافته و در نتیجه زمان عملکرد آن افزایش می‌یابد. این مسأله باعث شده که هماهنگی بین تجهیزات حفاظتی دارای مشخصه زمان معکوس ساده‌تر انجام شود. برای نمونه، منحنی مشخصه حفاظتی زمان بر حسب جریان دو تجهیز PD1 و PD2 در شکل (۲) نمایش داده شده است. چنانچه در شکل مشاهده می‌شود به ازای خطای نمایش داده در شکل (۱)، جریان I_{Fault} از دو تجهیز PD1 و PD2 عبور کرده و زمان‌های عملکرد آنها به ترتیب برابر t_{PD2} و t_{PD1} می‌باشند. ملاحظه می‌گردد با توجه به منحنی‌های حفاظتی دو تجهیز، ابتدا رله PD2 و پس از آن PD1 عملکرد دارد.

با توجه به ترتیب صحیح عملکرد دو تجهیز حفاظتی PD1 و PD2 مطابق مشخصه حفاظتی آنها، هماهنگی حفاظتی میان آن دو تجهیز تعریف می‌گردد. به عبارت دیگر حاشیه عملکرد مجاز بین دو رله (CTI) در شکل (۲) برقرار می‌باشد. به منظور درک بهتر موضوع هماهنگی، در این شکل با استفاده از یک تعریف، وضعیت هماهنگی حفاظتی بررسی شده است. بنابراین مطابق شکل (۲) می‌توان گفت در شرایط عدم حضور منبع DG، هماهنگی اولیه بین رله‌ها برقرار بوده که با رنگ سبز نمایش داده شده است (C.C: True).

جدول (۱): پارامترهای رله اضافه جریان بر اساس استاندارد IEC 60255 [23]

IEC Curve	Parameters	
	A	P
Normal Inverse	0.14	0.02
Very Inverse	13.5	1
Extremely Inverse	80	2
Long Time Inverse	120	1
Short Time Inverse	0.05	0.04



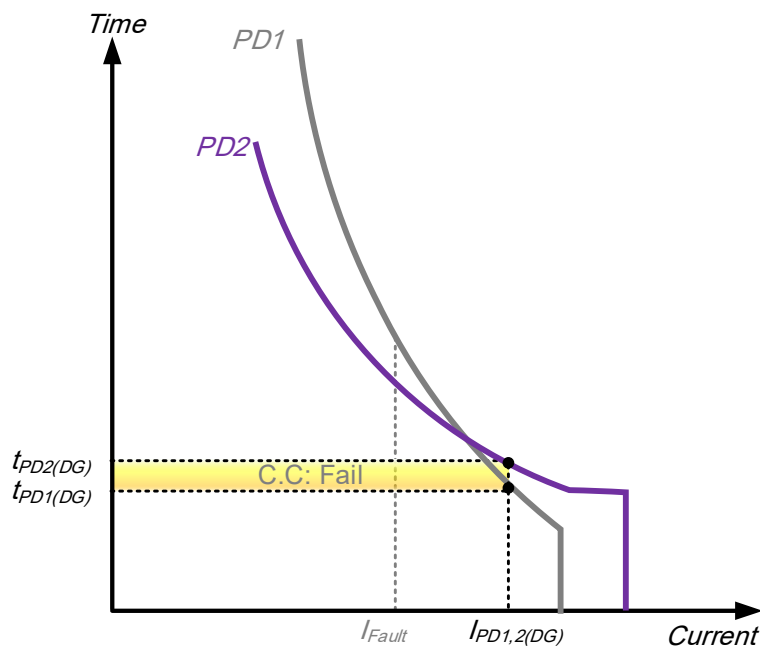
شکل (۲): منحنی مشخصه حفاظتی رله‌های شبکه مورد مطالعه

بر اساس رابطه (۱)، تنها متغیر تأثیر گذار بر زمان عملکرد رله، جریان عبوری از آن می‌باشد. به عبارت دیگر با تغییر در جریان عبوری از رله با توجه به ثابت بودن سایر پارامترها، زمان عملکرد رله اصلاح می‌شود. با توجه به اینکه حضور منابع تولید پراکنده از جمله عوامل تأثیر گذار بر پروفایل جریان شبکه می‌باشد، عملکرد رله اضافه جریان به دلیل تغییر در جریان عبوری از آن دچار اختلال شده و منجر به عملکرد نادرست سیستم حفاظتی شود. در ادامه به بررسی اثر پذیری جریان شبکه در حضور منابع DG پرداخته شده است.



۲-۲- نصب منبع DG در شبکه

زمانی که منبع DG در شبکه نصب شده باشد، پروفایل جریان شبکه تحت تأثیر قرار می‌گیرد. برای این منظور مطابق شکل (۱) فرض می‌شود خطایی در نقطه Fault Point واقع در باسبار BUS3 و در ناحیه حفاظتی PD2 رخ داده باشد. شبکه مورد مطالعه در این شکل از چهار باسبار اصلی تشکیل شده که مکان نصب منابع DG در شبکه است. مطابق شکل (۱) سه منبع پراکنده برای مطالعه در نظر گرفته شده است. منبع DG3 بر روی باسبار BUS1 و در سمت شبکه بالادست قرار گرفته است. منبع DG2 بر روی باسبار BUS4 و در سمت انتهای شبکه قرار گرفته و منبع DG1 بر روی باسبار BUS2 و در بخش میانی شبکه در نظر گرفته شده است. هنگامی که DG در پایین دست یک PD قرار داشته باشد، سبب کاهش جریان عبوری از آن می‌شود. این کاهش در جریان عبوری به سبب نزدیکی منبع DG به محل خطا و وجود امپدانس پایین‌تر نسبت به شبکه قدرت بالادست تأمین کننده جریان اتصال کوتاه می‌باشد. به عبارت دیگر بخشی از جریان خطا توسط منبع پراکنده تأمین شده و همین امر موجب کاهش جریان تزریق شده از سمت شبکه بالادست می‌شود.



شکل (۳): اثر حضور منبع DG3 بر هماهنگی حفاظتی PD1 و PD2

زمانی که منبع DG در بالا دست یک تجهیز حفاظتی قرار داشته باشد، موجب افزایش جریان عبوری از آن تجهیز می‌گردد. در این حالت حضور منبع پراکنده به عنوان یک جریان حمایتی در کنار جریان اتصال کوتاه شبکه بالادست قرار گرفته و منجر به افزایش جریان عبوری از تجهیز حفاظتی می‌شود. در شبکه مورد مطالعه، بر اساس قرار گرفتن هر یک از منابع در شبکه، اثر آنها نیز بر روی هر یک از تجهیزات حفاظتی متفاوت خواهد بود. به عنوان نمونه، نحوه تأثیر منابع پراکنده DG1، DG2 و DG3 بر روی تجهیز حفاظتی PD1 به صورت زیر می‌باشد:

- منبع DG1: کاهش جریان عبوری از PD1
- منبع DG2: کاهش جریان عبوری از PD1
- منبع DG3: افزایش جریان عبوری از PD1

با توجه به وضعیت در مدار بودن هر یک از منابع DG جریان خطای عبوری از تجهیزات متفاوت می‌باشد. در حالت کلی می‌توان مطابق رابطه (۲) جریان را محاسبه نمود.

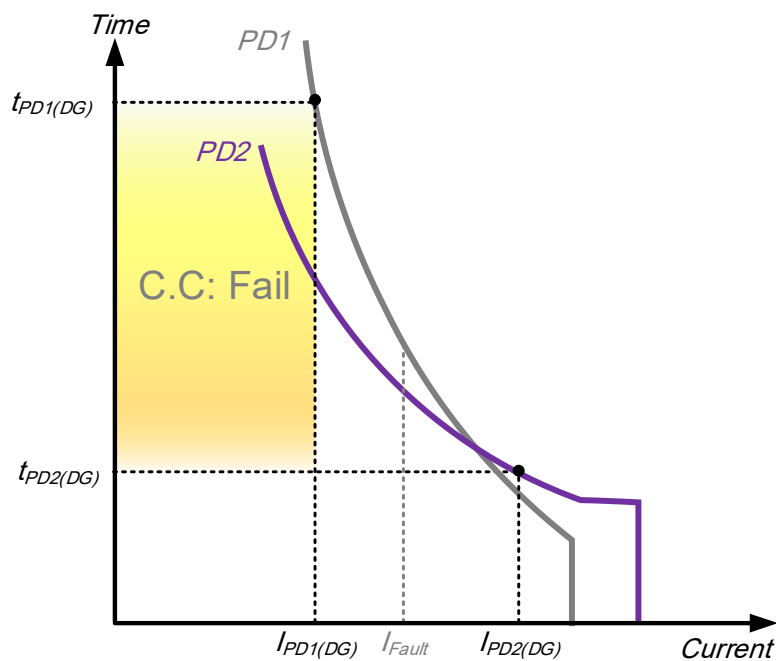
$$I_{PD} = I_{Fault} \pm K_{DG} I_{DG} \quad (۲)$$



که در این رابطه I_{PD} جریان خطای عبوری از تجهیز حفاظتی، I_{Fault} جریان خطای تأمین شده توسط شبکه بالادست در زمان عدم حضور منبع DG، K_{DG} ضریب امیدانسی مرتبط با مکان قرار گیری منبع پراکنده و I_{DG} جریان خطای منبع تولید پراکنده می‌باشد. ضریب با توجه به قرارگیری منبع DG نسبت به PD در شبکه، میتواند افزایشدهنده و یا کاهشدهنده باشد. چنانچه در رابطه (۲) ارایه گردید، حضور منبع DG می‌تواند به اندازه‌ای جریان عبوری از PD را تغییر دهد که بر اساس رابطه (۱) زمان عملکرد رله اضافه جریان را از محدوده عملکرد خارج نماید. در شرایطی که هنوز جریان خطا در شبکه جاری است، بخشی از سیستم حفاظتی دچار عدم عملکرد یا ناهماهنگی حفاظتی می‌گردد. به عبارت دیگر اثر حضور منبع DG به تنهایی بر روی هر یک از PD ها اعمال نشده و همزمان بر همه اثر گذار می‌باشد. بعنوان نمونه در ادامه اثر حضور منابع DG در شبکه شکل (۱) برای دو تجهیز حفاظتی PD1 و PD2 بررسی می‌شود.

۲-۳- اثر منبع DG بر هماهنگی حفاظتی رله‌های PD1 و PD2

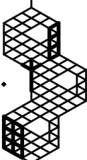
با توجه به نحوه قرار گیری منابع DG در شبکه نمونه، دو حالت مختلف از اثر منابع پراکنده می‌تواند برای هماهنگی رله‌های PD1 و PD2 مورد بررسی قرار گیرد:



شکل (۴): اثر حضور منبع DG1 یا DG2 بر هماهنگی حفاظتی PD1 و PD2

- منبع DG3 در شبکه حضور داشته باشد،
- هر یک از منابع DG1 یا DG2 در شبکه حضور داشته باشد.

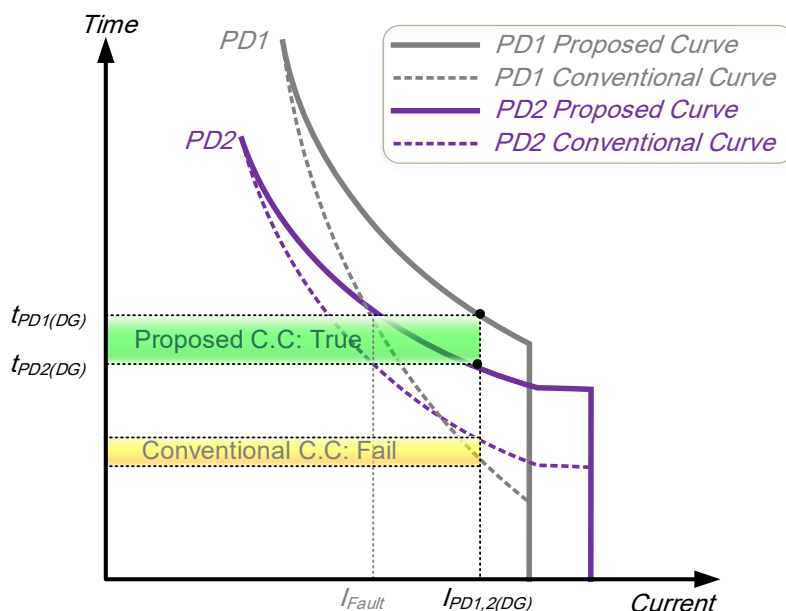
در شکل (۳) و شکل (۴) منحنی مشخصه حفاظتی دو رله مورد مطالعه در این زیر بخش برای دو حالت اشاره شده از حضور منابع DG در شبکه شکل (۱) نمایش داده شده است. شکل (۳) مربوط به شرایط حضور منبع DG3 می‌باشد. با حضور منبع DG3 جریان خطای عبوری از دو تجهیز حفاظتی افزایش می‌یابد. این افزایش جریان عبوری مطابق رابطه (۱)، موجب کاهش در زمان عملکرد آن رله می‌شود. این کاهش زمان عملکرد وابسته به منبع DG3 می‌باشد. به عبارت دیگر، هر اندازه ظرفیت نصب شده این منبع و یا قدرت تأمین جریان خطای آن با توجه به تکنولوژی منبع DG افزایش یابد و یا فاصله آن منبع نسبت به محل وقوع خطا کاهش یابد، روند کاهش زمان عملکرد دو تجهیز حفاظتی ادامه می‌یابد. تا جایی که مطابق شکل (۳) زمان عملکرد رله حفاظتی PD1 سریعتر از PD2 می‌گردد. در نتیجه با وجود اینکه اتصال کوتاه در ناحیه حفاظتی PD2 رخ داده اما PD1 سریعتر از آن عملیات بی برق کردن خطا را انجام می‌دهد و سبب ایجاد خاموشی گسترده‌تری می‌شود. بنابراین در این شرایط هماهنگی حفاظتی از دست رفته است (C.C: Fail).



شکل (۴) مربوط به قرار گرفتن منبع DG1 یا DG2 در شبکه مورد مطالعه می‌باشد. به طور مشابه، با حضور منابع DG1 یا DG2 جریان خطای عبوری از رله PD2 افزایش و زمان عملکرد آن کاهش می‌یابد. اما در این شرایط جریان عبوری از رله PD1 کاهش یافته و زمان عملکرد آن افزایش می‌یابد. این افزایش چنانچه مقدار کمی داشته باشد، سبب عملکرد مطمئن‌تر با حاشیه زمانی مجاز بیشتر بین دو رله تبدیل می‌گردد. اما با افزایش ظرفیت تولیدی منبع DG این افزایش زمان عملکرد رله PD1 به اندازه‌ای افزایش می‌یابد که سبب عدم عملکرد رله بر روی مشخصه حفاظتی خود می‌شود. به عبارت دیگر این رله نمی‌تواند بعنوان حفاظت اضافه جریان عمل کند و تنها به صورت حفاظت اضافه بار و با تأخیر بسیار زیاد عملکرد دارد. نکته با اهمیت در این شرایط، برقرار بودن جریان اتصال کوتاه می‌باشد. به عبارت دیگر در شرایطی که بخشی از شبکه دچار اتصال شده و جریان خطای بسیار بزرگی از هادی‌های تجهیزات آنها عبور می‌کند، رله PD1 با تأخیر عملکرد دارد. در این شرایط نیز هماهنگی حفاظتی از دست رفته است (C.C: Fail).

۳- بیان استراتژی پیشنهادی

بر اساس رابطه (۲) در زمان حضور منابع در شبکه جریان عبوری از تجهیزات حفاظتی شبکه از دو بخش تشکیل شده است. یک بخش مربوط به شبکه قدرت بالا دست و یک بخش مربوط به منابع DG بوده که موجب اختلال در عملکرد سیستم‌های حفاظتی می‌شود. بر اساس استراتژی پیشنهادی این مقاله، بخش متغیر متأثر از منابع DG در رابطه (۲) اصلاح می‌شود.



شکل (۵): منحنی مشخصه پیشنهادی رله‌های شبکه مورد مطالعه

کنترل جریان تجهیزات حفاظتی شبکه بر اساس استراتژی پیشنهادی به گونه‌ای انجام می‌شود که بخش متغیر جریان که متأثر از حضور منابع DG می‌باشد در عملکرد رله اختلال ایجاد نکند. به عبارت دیگر، زمان عملکرد متناظر با آن جریان مشابه شرایط عدم حضور منابع پراکنده در شبکه گردد. در شکل (۵) منحنی مشخصه پیشنهادی رله‌های PD1 و PD2 در شرایط حضور منبع DG نمایش داده شده است.

همان گونه که در تصویر شکل (۵) مشاهده می‌شود، منحنی مشخصه حفاظتی پیشنهادی و همچنین منحنی مشخصه اولیه هر رله نمایش داده شده و با یکدیگر قابل مقایسه می‌باشد (مشخصه اولیه به صورت خط چین می‌باشد). مطابق این شکل، منبع DG موجب جاری شدن جریانی معادل $I_{PD1,2(DG)}$ در رله‌های PD1 و PD2 می‌گردد. بر اساس منحنی مشخصه اولیه دو تجهیز حفاظتی، رله PD1 که باید بعنوان پشتیبان رله PD2 عمل کند، در این شرایط زودتر از PD2 عملکرد داشته و هماهنگی بین دو رله از دست رفته است (Conventional C.C: Fail). در حالی که بر اساس مشخصه پیشنهادی دو رله، حتی به ازای جریان عبوری در حضور منبع DG





زمان‌های عملکرد دو رله به گونه‌ای اصلاح شده که باز هم هماهنگی حفاظتی میان دو تجهیز PD1 و PD2 برقرار می‌باشد. به عبارت دیگر در حضور منبع DG باز هم ترتیب صحیح عملکرد که ابتدا PD2 و سپس PD1 می‌باشد، باقی مانده است (Proposed C.C: True).

در روش پیشنهادی حالات گوناگون اثر منابع تولید پراکنده در شبکه مورد مطالعه قرار گرفته دسته بندی می‌شود. در هر یک از حالات اثر منابع بر تجهیز حفاظتی در مسیر جریان خطا محاسبه می‌شود. این اطلاعات پس از دسته بندی و طبقه بندی بر روی هر تجهیز حفاظتی PD1 الی PD3 اعمال می‌گردد. به عبارت دیگر با استفاده از گروه‌های تنظیمی اعمال شده بر روی هر یک از تجهیزات عملکرد آنها مطابق شرایط حضور منابع در شبکه کنترل می‌گردد.

با اعمال گروه‌های تنظیمی، پارامترهای تجهیز حفاظتی مربوطه با توجه به هر یک از دسته بندی‌های مرتبط با شرایط قرار گیری منابع DG، اصلاح می‌گردد. به گونه‌ای که اثر قسمت متغیر جریان عبوری از تجهیز حفاظتی متأثر از حضور منابع پراکنده حذف شود و تجهیزات حفاظتی همانند شرایط عدم حضور منابع تولید پراکنده در شبکه عملکرد داشته و دچار اختلال نشود. در شبکه نمونه ارایه شده در شکل (۱)، زمانی که خطایی مطابق شکل در شبکه رخ می‌دهد، بر اساس نواحی حفاظتی تعریف شده، و حفاظت پشتیبان عملکرد دارد. در جدول (۲) حالات گوناگون حضور منابع در شبکه به ازای چنین شرایطی ارایه شده است. بر اساس این جدول برای هر وضعیت از حضور منابع DG1 الی DG3 ضریب مناسب محاسبه می‌شود و این مقدار به عنوان یک حالت از پیش تعریف شده برای تجهیزات حفاظتی شبکه در نظر گرفته می‌شود.

بر اساس روش پیشنهادی تنظیمات سیستم حفاظتی شبکه به صورت تطبیقی با توجه به شرایط قرار گیری منابع DG در شبکه، اصلاح شده، هماهنگی حفاظتی برقرار می‌شود. از این رو می‌توان گفت استراتژی بیان شده محدودیتی در نوع منابع به کار برده شده، توپولوژی و همچنین اندازه شبکه مورد مطالعه ندارد. به عبارت دیگر چنانچه در جدول (۲) نیز اشاره شده است، با در نظر گرفتن هر یک از حالات در مدار بودن و یا خارج از مدار بودن منابع تولید پراکنده برای یک شبکه گسترده، تنظیمات حفاظتی برقرار بوده و به خوبی هماهنگی بازیابی می‌گردد.

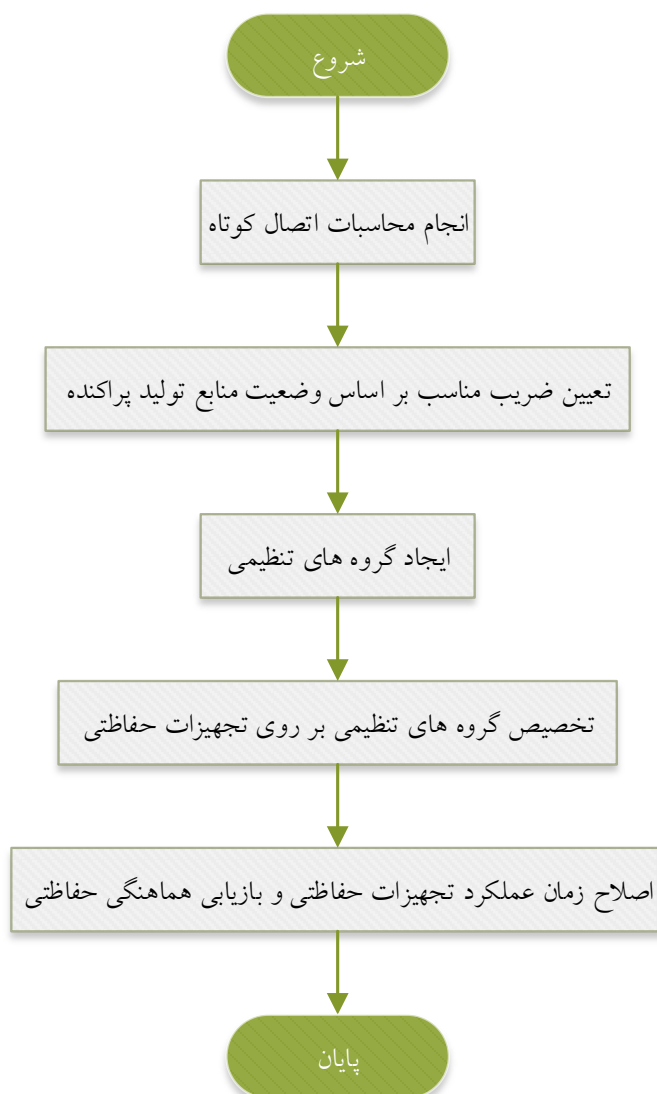
جدول (۲): دسته بندی حالات مختلف قرار گیری منابع DG به ازای خطای رخ داده در شبکه شکل (۱)

PD Number	DG Number	K_{DG} Sign	Proposed K_{DG}
1	1	-	$(Z_{line2})/(Z_{line1}+Z_{line2})$
	2	-	$(Z_{line2}+Z_{line3})/(Z_{line1}+Z_{line2})$
	3	+	$(Z_s)/(Z_{line1}+Z_{line2})$
2	1	+	$(Z_{line1})/(Z_{line1}+Z_{line2})$
	2	+	$(Z_{line1}+Z_{line3})/(Z_{line1}+Z_{line2})$
	3	+	$(Z_s)/(Z_{line1}+Z_{line2})$

۳-۱- فلوچارت الگوریتم پیشنهادی

فلوچارت استراتژی پیشنهادی در شکل (۶) ارایه شده است. مطابق این فلوچارت، در ابتدا به وسیله محاسبات اتصال کوتاه، جریان فیدرهای شبکه محاسبه شده، در نتیجه جریان عبوری از هر تجهیز حفاظتی در شرایط عدم حضور منابع DG مشخص می‌شود. با تعیین جریان‌های عبوری، زمان عملکرد هر یک از تجهیزات حفاظتی بر اساس تنظیمات اولیه آنها مطابق رابطه (۱) به دست می‌آید. مجدداً محاسبات اتصال کوتاه و این بار با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده در شبکه انجام می‌شود. به در نظر گرفتن تمامی حالات از ظرفیت و مکان نصب شده منابع DG در شبکه، زمان‌های عملکرد تجهیزات حفاظتی تعیین شده، شرایط از دست رفتن هماهنگی حفاظتی مشخص می‌گردد. پس از آن بر اساس استراتژی پیشنهادی ضریب مناسب برای هر یک از حالت‌های حضور منابع DG محاسبه شده و تنظیمات حفاظتی لازم برای هر حالت، لحاظ می‌گردد. این تنظیم حفاظتی در صورت نیاز در گروه‌های قابل تنظیم بر روی تجهیز حفاظتی مورد نظر اعمال شده و هماهنگی حفاظتی حفظ می‌شود.





شکل (۶): فلوچارت الگوریتم پیشنهادی





جدول (۳): مشخصات شبکه شبیه سازی شده شکل (۷)

Network	short-circuit power	450 MVA
	feeder length	1-3 Km
Conductor	Type	Pirelli-AACSR/AC
	Size	120 mm ²
	Line shape	Horizontal Headway type not transposed
	Legs altitude	9 m
Load	Total Demand	1100 KW
	Transformer	20/0.4 KV 1250 KVA DYg
Devices	Type	SIEMENS-7SJ601-Over Current Relay
	PD1	Very Inverse Curve
	PD2	Normal Inverse Curve

۴- نتایج شبیه سازی

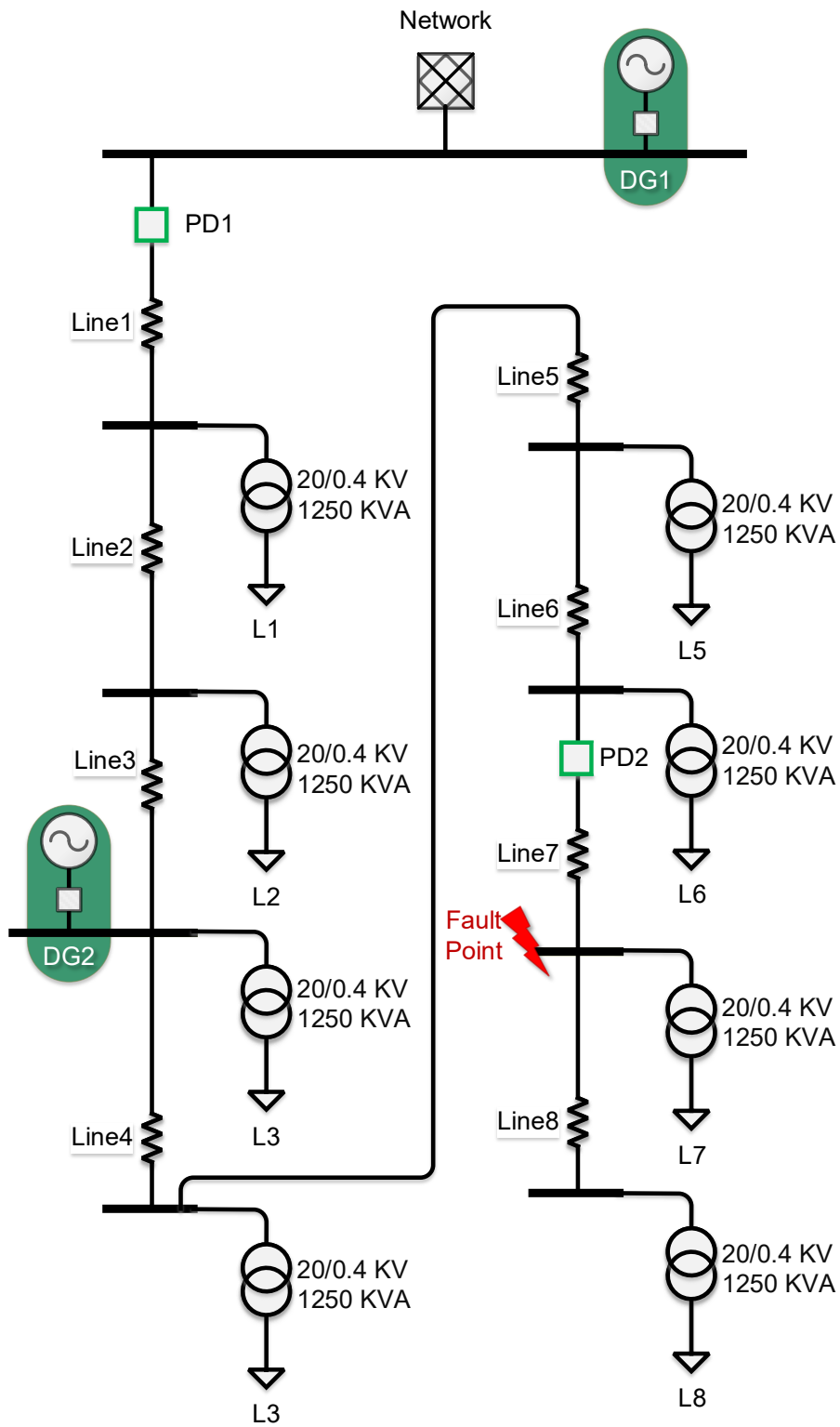
به منظور ارزیابی استراتژی جدید پیشنهادی در این مقاله، از نرم افزار ETAP برای شبیه سازی استفاده شده است. برای این منظور از یک شبکه تست نمونه برای اجرای الگوریتم پیشنهادی با مشخصات مطابق جدول (۳) استفاده شده است. این شبکه دارای سطوح ولتاژی ۲۰ و ۰/۴ کیلو ولت می باشد. بارهای شبکه در شاخه های جانبی و از طریق ترانسفورماتور به شبکه متصل شده اند. در شبکه شکل (۷) شمای تک خطی فیدر شبیه سازی شده نمایش داده شده است. تجهیزات حفاظتی شبکه شامل PD1 و PD2 بوده که از نوع رله اضافه جریان زمان معکوس استاندارد می باشند. بر این اساس، مشخصات رله های حفاظتی مطابق جدول (۳) در نظر گرفته شده است.

اساس عملکرد هر تجهیز حفاظتی، برطرف نمودن خطاهای به وجود آمده در زون حفاظتی خود با حداقل تأخیر زمانی ممکن می باشد. همچنین رله ها با تجهیز پایین دست خود هماهنگ عمل کرده و علاوه بر حفاظت اصلی برای آن تجهیز به عنوان حفاظت پشتیبان عمل می نماید. مطابق جدول (۴) حاشیه هماهنگی اولیه برای عملکرد صحیح سیستم حفاظتی زمان ۳۵۰ میلی ثانیه در نظر گرفته شده است. حداقل حاشیه هماهنگی مجاز و قابل قبول برابر ۲۰۰ میلی ثانیه و حداکثر زمان مجاز رفع خطا برای هر رله ۱۰۰۰ میلی ثانیه در نظر گرفته شده است.

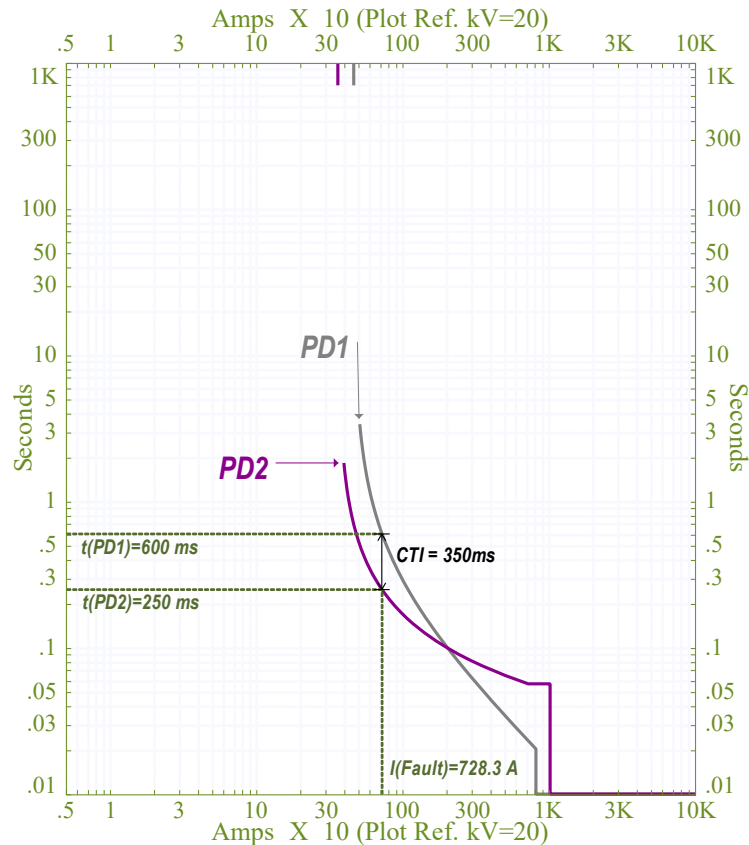
جدول (۴): فیلد در نظر گرفته شده سیستم حفاظتی

Items	ms
CTI	350
Minimum time margin	200
Maximum Operation time	1000





شکل (۷): شبکه شبیه سازی شده



شکل (۸): منحنی مشخصه حفاظتی PD2 و PD1

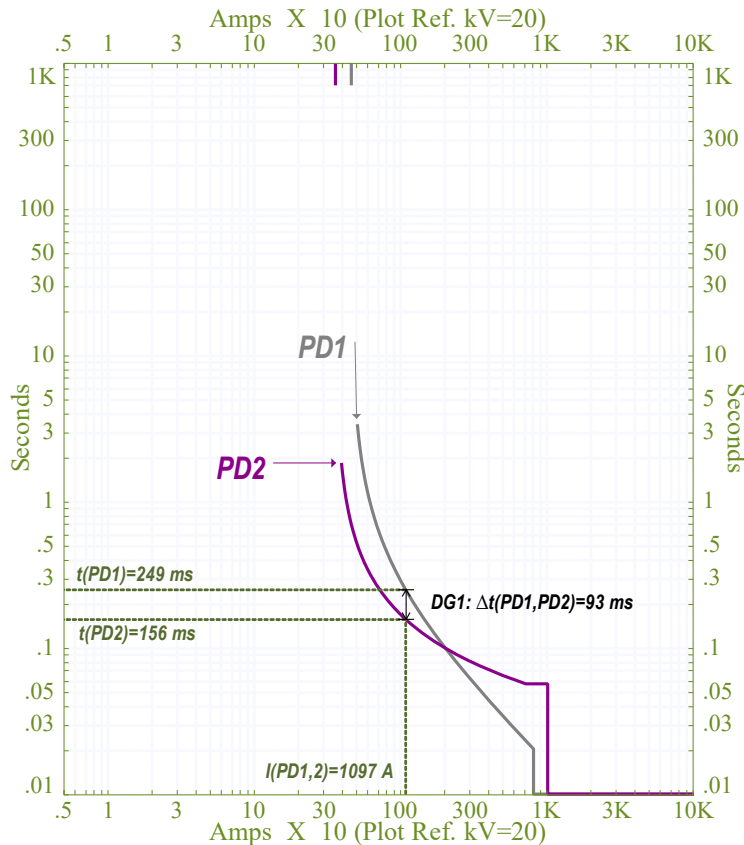
۴-۱- شرایط اولیه و عدم حضور منبع پراکنده

در شبکه شبیه سازی شده در شکل (۷)، به ازای وقوع خطای مطابق شکل، در شرایط عدم حضور منبع تولید پراکنده، زمان عملکرد رله PD2 که نزدیکترین تجهیز به محل اتصالی می باشد، برابر ۲۵۰ میلی ثانیه است. رله PD1 که در این مورد اتصالی به عنوان حفاظت پشتیبان برای رله PD2 در نظر گرفته می شود، در زمان ۶۰۰ میلی ثانیه عملکرد دارد. همان گونه که ملاحظه می شود، اختلاف زمانی میان زمان های عملکردی PD1 و PD2 برابر ۳۵۰ میلی ثانیه بوده که نشان می دهد در شرایط عدم حضور منبع DG دارای حاشیه مناسبی بوده و هماهنگی حفاظتی برقرار است. در شکل (۸) منحنی مشخصه حفاظتی دو تجهیز حفاظتی شبیه سازی شده است. مشاهده می شود در شرایط عدم حضور منابع DG حاشیه هماهنگی (CTI) به خوبی برقرار می باشد.

۴-۲- حضور منبع پراکنده در شبکه

با توجه به توپولوژی شبکه تست شکل (۷)، حضور منبع پراکنده در دو موقعیت می تواند موجب اختلال در عملکرد تجهیزات حفاظتی شود. موقعیت اول در بالادست PD1 یعنی قرار گیری منبع DG1 و موقعیت دوم در مابین دو تجهیز PD1 و PD2 یعنی قرار گیری منبع DG2.

اگر منبع DG1 در شبکه حضور داشته باشد، به ازای خطای مورد مطالعه در شبکه شکل (۷)، زمان عملکرد تجهیزات حفاظتی اصلی و پشتیبان یعنی PD1 و PD2 به ترتیب برابر ۱۵۶ و ۲۴۹ میلی ثانیه می گردد. در نتیجه حاشیه هماهنگی بین آنها در این شرایط برابر ۹۳ میلی ثانیه می باشد. ملاحظه می شود که این حاشیه زمانی بسیار ناچیز بوده و از حداقل مقدار مجاز نیز کمتر شده است. از این رو در این شرایط از حضور منبع پراکنده، هماهنگی حفاظتی نقض شده است. در شکل (۹) نتایج حاصل از شبیه سازی شرایط از دست رفتن حاشیه هماهنگی بین دو رله به ازای حضور منبع DG1 در شبکه تحت تست نمایش داده شده است.



شکل (۹): اثر حضور منبع DG1 بر روی هماهنگی حفاظتی PD1 و PD2

اگر منبع DG در موقعیت مابین دو تجهیز حفاظتی اصلی و پشتیبان قرار داشته باشد (DG2)، زمان عملکرد PD1 و PD2 به ترتیب برابر ۱۲۳ و ۱۳۱۱ میلی ثانیه می‌باشد. علی‌رغم اینکه حاشیه زمانی در این شرایط به اندازه کافی بزرگ شده اما، زمان عملکرد حفاظت پشتیبان یعنی PD1 به اندازه‌ای افزایش یافته که از حد تحمل حرارتی هادی‌های شبکه فراتر رفته و بجای عملکرد در محدوده اضافه جریان، به عنوان حفاظت اضافه بار و با تأخیر زیاد عملکرد دارد. در شکل (۱۰) نتایج حاصل از شبیه‌سازی قرارگیری منبع DG2 در شبکه تحت تست، نشان داده شده است.

۳-۴- پیاده‌سازی استراتژی پیشنهادی

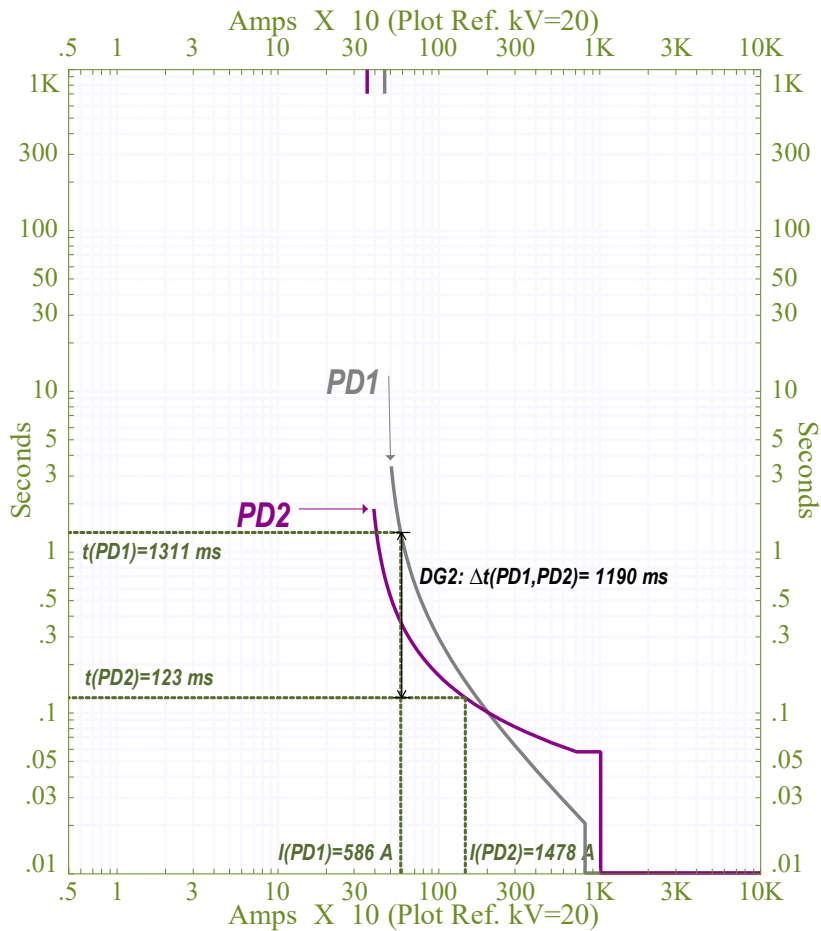
با توجه به هماهنگی حفاظتی از دست رفته در شرایط حضور منبع DG در شبکه مورد مطالعه شکل (۷)، نیاز به بازیابی هماهنگی از طریق اجرای استراتژی پیشنهادی در این مقاله می‌باشد. بر اساس جدول (۲) و فلوچارت شکل (۶) ضرایب مربوط به مکان قرارگیری منابع پراکنده در شبکه محاسبه شده و این مقادیر به عنوان یک گروه تنظیمی بر روی هر یک از تجهیزات حفاظتی تنظیم می‌گردد. در جدول (۵) نتایج شبیه‌سازی و محاسبات مربوط به ضرایب مورد نظر ارائه شده است. مطابق جدول (۵) با اعمال ضرایب مطابق وضعیت

جدول (۵): دسته‌بندی حالات مختلف قرارگیری منابع DG به ازای خطای رخ داده در شبکه شکل (۷)

PD Number	DG Number	K_{DG}
1	1	0.2592
	2	-0.096
2	1	0.2592
	2	0.4912



قرار گیری منابع DG در شبکه، جریان عبوری از تجهیزات حفاظتی شبکه به گونه‌ای اصلاح شده که منبع DG اثری بر روی جریان عبوری از PD1 و یا PD2 نداشته باشد. با اعمال مقادیر جدول (۵) برای تجهیزات، در شرایط قرارگیری منبع DG1 در بالادست شبکه، زمان عملکرد دو تجهیز حفاظتی PD1 و PD2 به ترتیب برابر ۵۱۹ و ۲۳۱ میلی ثانیه شده (حاشیه هماهنگی برابر ۲۸۱) که این مقادیر پیش از اعمال استراتژی پیشنهادی به ترتیب برابر ۲۴۹ و ۱۵۶ میلی ثانیه بوده است. همچنین در شرایط قرارگیری منبع DG2 مابین PD1 و PD2 زمان عملکرد PD1 به عنوان حفاظت پشتیبان برابر ۶۱۴ میلی ثانیه شده که پیش از اعمال راهکار پیشنهادی زمان عملکرد آن برابر ۱۳۱۱ میلی ثانیه گردیده بود. نتایج نشان دهنده بازیابی موفقیت آمیز هماهنگی حفاظتی در روش پیشنهادی می‌باشد.



شکل (۱۰): اثر حضور منبع DG2 بر روی هماهنگی حفاظتی PD1 و PD2

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله به مطالعه اثر منابع تولید پراکنده بر سیستم حفاظتی شبکه توزیع پرداخته شد. در بخش (۲) مشاهده گردید که چگونه حضور منابع DG با توجه به مکان و ظرفیت نصب شده در شبکه موجب تغییر در پروفایل جریان عبوری از تجهیزات حفاظتی می‌شود. این تغییرات جریانی سبب اختلال در عملکرد تجهیزات حفاظتی مبتنی بر اضافه جریان در شبکه شده، ناهماهنگی حفاظتی به وجود می‌آید. از طریق پیاده سازی یک راهکار جدید بر روی تجهیزات اضافه جریان شبکه سنتی و دسته بندی حالات مختلف حضور منابع DG به خوبی هماهنگی حفاظتی از دست رفته بازیابی گردید. با توجه به حجم محاسباتی کم و عدم نیاز به ارتباط مخابراتی، استراتژی پیشنهادی کم هزینه بوده و قابلیت پیاده سازی سریع دارد. در بخش (۴) عملکرد سیستم حفاظتی شبکه توزیع متداول و همچنین روش پیشنهادی در حضور منابع DG شبیه‌سازی گردید. نتایج حاصل از شبیه سازی استراتژی پیشنهادی نشان دهنده عملکرد موفق روش ارایه شده در این مقاله می‌باشد.



- [1] M. L. Tuballa and M. L. Abundo, "A review of the development of Smart Grid technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 710–725, Jun. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.011.
- [2] I. - International Energy Agency, "Informing Energy Sector Transformations," 2017.
- [3] M. Muratori, B. A. Schuelke-Leech, and G. Rizzoni, "Role of residential demand response in modern electricity markets," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 546–553, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.02.027.
- [4] N. G. Paterakis, O. Erdinç, and J. P. S. Catalão, "An overview of Demand Response: Key-elements and international experience," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 871–891, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.167.
- [5] T. Samad, E. Koch, and P. Stluka, "Automated Demand Response for Smart Buildings and Microgrids: The State of the Practice and Research Challenges," *Proc. IEEE*, vol. 104, no. 4, pp. 726–744, 2016, doi: 10.1109/JPROC.2016.2520639.
- [6] M. Muratori and G. Rizzoni, "Residential Demand Response: Dynamic Energy Management and Time-Varying Electricity Pricing," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1108–1117, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2414880.
- [7] P. T. Manditereza and R. Bansal, "Renewable distributed generation: The hidden challenges - A review from the protection perspective," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.276.
- [8] S. Choudhury, "A comprehensive review on issues, investigations, control and protection trends, technical challenges and future directions for Microgrid technology," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 9, 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12446.
- [9] E. H. Trinklein, M. D. Cook, G. G. Parker, and W. W. Weaver, "Exergy optimal multi-physics aircraft microgrid control architecture," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 114, p. 105403, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105403.
- [10] B. K. Chaitanya, A. Yadav, and M. Pazoki, "Wide area monitoring and protection of microgrid with DGs using modular artificial neural networks," *Neural Comput. Appl.*, vol. 32, no. 7, pp. 2125–2139, 2020, doi: 10.1007/s00521-018-3750-4.
- [11] T. S. Ustun and R. H. Khan, "Multiterminal Hybrid Protection of Microgrids over Wireless Communications Network," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2493–2500, 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2406886.
- [12] M. Yadav, N. Pal, and D. K. Saini, "Microgrid Control, Storage, and Communication Strategies to Enhance Resiliency for Survival of Critical Load," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 169047–169069, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3023087.
- [13] O. A. Gashteroodkhani, M. Majidi, M. S. Fadali, M. Etezadi-Amoli, and E. Maali-Amiri, "A protection scheme for microgrids using time-time matrix z-score vector," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 110, pp. 400–410, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.040.
- [14] P. Singh and A. K. Pradhan, "A Local measurement based protection technique for distribution system with photovoltaic plants," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, no. 6, pp. 996–1003, 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0996.
- [15] S. Jamali and H. Borhani-Bahabadi, "Recloser time-current-voltage characteristic for fuse saving in distribution networks with DG," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 1, pp. 272–279, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0979.
- [16] X. Lu, J. Wang, J. M. Guerrero, and D. Zhao, "Virtual-impedance-based fault current limiters for inverter dominated AC microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 1599–1612, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2594811.
- [17] S. Abrisham Foroushan Asl, M. Gandomkar, and J. Nikoukar, "Optimal protection coordination in the micro-grid including inverter-based distributed generations and energy storage system with considering grid-connected and islanded modes," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 184, p. 106317, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106317.
- [18] F. G. K. Guarda, G. C. Junior, and C. D. L. Da Silva, "Fault current limiter placement to reduce recloser-fuse miscoordination in electric distribution systems with distributed generation using multiobjective particle swarm optimization," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 7, pp. 1914–1920,



- 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8447357.
- [19] B. Fani, F. Hajimohammadi, M. Moazzami, and M. J. Morshed, "An adaptive current limiting strategy to prevent fuse-recloser miscoordination in PV-dominated distribution feeders," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 157, pp. 177–186, 2018, doi:
- [20] W. K. A. Najy, H. H. Zeineldin, and W. L. Woon, "Optimal protection coordination for microgrids with grid-connected and islanded capability," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1668–1677, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2017.12.020.
- [21] S. Beheshtaein, M. Savaghebi, R. M. Cuzner, S. Golestan, and J. M. Guerrero, "Modified Secondary-Control-Based Fault Current Limiter for Inverters," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 6, pp. 4798–4804, 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2851970.
- [22] A. Sharma and B. K. Panigrahi, "Phase Fault Protection Scheme for Reliable Operation of Microgrids," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 3, pp. 2646–2655, 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2787691.
- [23] *IEC 60255-1 Measuring Relays and Protection Equipment - Part 1: Common*. IEC BSI, 2009.

زیر نویس ها

-
- ¹ Distributed Generation (DG)
² Micro Grid (MG)
³ Fault Current Limiter (FCL)
⁴ Protection Device (PD)
⁵ Protection Zone
⁶ Coordination Time Interval (CTI)
⁷ Coordination Check (C.C)

