نشریه انرژی ایران
۱ سال ۱۱ شماره ۲۷ خرداد ۱۳۸۷

تعیین حداکثر ظرفیت منابع تولید پراکنده برای حفظ هماهنگی فیوز ـ بازبست در شبکه‌های توزیع

علی فرزانه رفعت[۱]، سیدعلی محمد جوادیان[۱و۲]، محمودرضا حقی فام[۳]، سیدمحمد تقی بطحایی[۲]

تاریخ دریافت مقاله:
۱۹ دی ۸۶
تاریخ پذیرش مقاله:
۸ اسفند ۸۶

چکیده:
شبکه‌های توزیع سنتی ماهیتی شعاعی دارند که به واسطه یک منبع تغذیه از شبکه سراسری تغذیه می‌شوند. سیستم حفاظت این گونه شبکه‌ها بسیار ساده است و معمولاً به وسیله فیوز، بازبست و رله اضافه جریان پیاده‌سازی می‌شود. در سال‌های اخیر، با توجه به کاربردهای متنوع و فواید اتصال نیروگاههای تولید پراکنده به شبکه‌های توزیع ، توجه زیادی به استفاده از این واحدها در سطح شبکه‌های توزیع شده است. اما این فواید زمانی محقق خواهند شد که تبعات ناشی از ورود این واحدها به سیستم توزیع نیز به‌طور کامل بررسی و معایب آن مرتفع گردد. به عنوان مثال، حضور این گونه منابع تولیدی باعث می‌شود که شبکه‌های توزیع ماهیت شعاعی خود را از دست بدهند و به واسطه آن هماهنگی تجهیزات حفاظتی از بین برود. در این مقاله روشی جدید برای تعیین حداکثر ظرفیت تولید پراکنده قابل تزریق به شبکه‌های توزیع، جهت حفظ هماهنگی موجود بین ادوات حفاظتی آن شبکه، با به‌کارگیری معادلات ریاضی منحنی‌های عملکرد ادوات حفاظتی ارائه شده است. همچنین روش پیشنهادی بر روی یک شبکه توزیع نمونه و با استفاده از نرم‌افزارهای DIgSILENT و MATLAB شبیه‌سازی شده و نتایج آن ارائه شده است.

کلمات کلیدی:
شبکه توزیع، تولید پراکنده، هماهنگی حفاظتی، بازبست

۱) دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات
۲) دانشگاه تربیت مدرس ایران، بخش مهندسی برق، آزمایشگاه پژوهشی سیستم‌های انتقال و توزیع قدرت
۳) دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، دانشکده مهندسی برق

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

مقدمه

تولیدات پراکنده منابع تولید انرژی الکتریکی هستند که به شبکه توزیع متصل می‌گردند. این منابع در مقایسه با ژنراتورهای بزرگ و نیروگاه‌ها، حجم و ظرفیت تولید کمتری داشته و با هزینه پایین‌تری راه‌اندازی می‌شوند. همچنین اتصال این منابع به شبکه‌های توزیع منافع زیادی به دنبال دارد. از جمله مواردی که استفاده از واحدهای تولید پراکنده را مورد توجه قرار می‌دهد می‌توان به مسائلی نظیر مسائل اقتصادی در توسعه نیروگاهها، کاهش آلودگی محیط زیست، بالا بودن بازدهی این منابع در تولید برق، بالا بردن کیفیت برق رسانی به مشتریان، کاهش تلفات در شبکه‌های توزیع، بهبود پروفیل ولتاژ، آزاد سازی ظرفیت شبکه و بسیاری از موارد دیگر اشاره نمود. نیروگاه‌های آبی، بادی، پیل‌های سوختی، سلول‌های خورشیدی، میکروتوربین‌ها، باتری‌ها، سیستم‌های زمین گرمایی و تلمبه ذخیره‌ای از مهمترین انواع منابع تولید پراکنده هستند[۳-۱].

شبکه‌های توزیع سنتی به صورت شعاعی بهره‌برداری می‌شوند، بنابراین طراحی سیستم حفاظت برای این شبکه‌ها چندان پیچیده نیست. اما با توجه به این که در چند سال گذشته توجه زیادی به نصب واحدهای DG در شبکه‌های توزیع شده است و حضور این منابع ماهیت شعاعی بودن شبکه توزیع را از بین می‌برند، حضور منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع مشکلات زیادی را برای طراحی سیستم حفاظت این شبکه‌ها به‌وجود آورده است[۴].

توضیح در مورد بعضی از این مشکلات و برخی از راه‌حلهایی که تا کنون برای غلبه بر آنها ارائه شده است را می‌توان در منابع [۱]- [۱۱] یافت و در اینجا فقط به ذکر برخی از آنها بسنده می‌شود:

- تریپ اشتباه فیدرها؛
- تریپ اشتباه واحدهای تولیدی؛
- کور شدن حفاظت؛
- افزایش و کاهش سطح اتصال کوتاه؛
- جزیره‌ای شدن ناخواسته؛
- جلوگیری از بازبست اتوماتیک؛
- بازبست غیر سنکرون؛

که همه این عوامل در مجموع سبب می‌شوند تا ضرورت تجزیه و تحلیل تبعات ناشی از ورود DG ها برروی سیستمهای حفاظتی شبکه توزیع بیشتر احساس گردد.

ظهور این مشکلات به مشخصات شبکه و منابع تولید پراکنده بستگی دارد و در اکثر مواقع برای جلوگیری از آن باید حفاظت شبکه به کلی تغییر کند. این تغییر طرح حفاظتی ممکن است بسیار پیچیده باشد، چرا که باید کل سیستم، از جمله شبکه و DG مدل شوند، به طوری که تصور بهترین طرح حفاظتی هنوز بسیار دور از دسترس است[۳و۵].

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

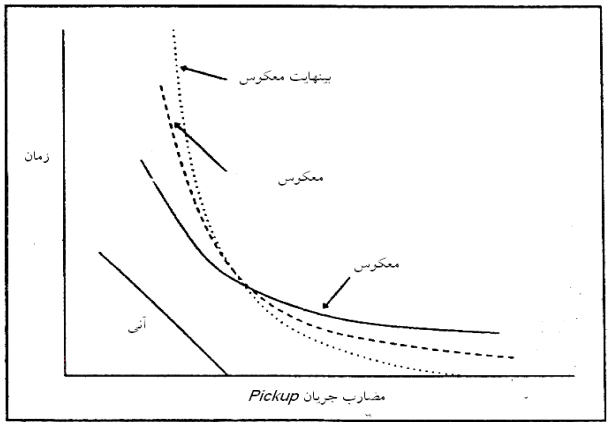
میزان اثرگذاری DG بر هماهنگی به اندازه، نوع و محل نصب DG بستگی دارد. در هر حال بسته بـه انـدازه و محـل DG، محدوده‌هایی وجود دارد که هماهنگی حفظ می‌شود و در برخی حالات هیچ محدوده‌ای برای هماهنگی باقی نخواهد ماند[۱۱-۶] .

در این مقاله ابتدا مبانی حفاظت شبکه‌های توزیع مورد بررسی قرار گرفته و پس از آن با اسـتفاده از معـادلات ریاضـی منحنی‌های عملکرد ادوات حفاظتی، محدودیتهایی که از سوی سیستم حفاظت برای تزریق جریان DG ها تحمیل می‌شود استخراج می‌شود. سپس با اعمال این محدودیتها و بدست آوردن بدترین شرایط ممکن برای حضور DG ، حداکثر ظرفیـت تولید پراکنده قابل نفوذ به شبکه‌های توزیع، برای اینکه هماهنگی موجود بین ادوات حفاظتی آن شبکه حفظ شود، محاسـبه می‌گردد. در انتها نیز نتایج شبیه‌سازی روش ارائه شده بر روی یک شبکه توزیع نمونه در محیط نـرم‌افـزار DIgSILENT ارائه شده است.

مبانی حفاظت شبکه‌های توزیع

حفاظت سیستم‌های توزیع تا حدود زیادی با دیگر بخش‌های سیستم قدرت متفاوت است. بر خلاف سیستم‌های انتقال و فوق توزیع، سیستم‌های توزیع شعاعی هستند. علاوه بر این حفاظت سیـستم انتقـال بـا اسـتفاده از رلـه‌هـای گونـاگون و کلیدهای قدرت انجام می‌پذیرد، درحالی‌که در سیستم توزیع تنها از فیوزها، رله‌های جریان زیاد، بازبست‌هـا، سکـسیونرها و کلیدها استفاده می‌شود. در ادامه مروری بر این المانها، منحنی‌های مشخصه و هماهنگی حفاظتی بین آنها شده است.

رله جریان زیاد یکی از ساده‌ترین انواع تجهیزات حفاظتی است. این رله چنان‌که از نـامش پیداسـت، در صـورتی فعـال می‌شود که جریان‌های گذرنده از یک بخش معین سیستم قدرت، از یک مقدار از پیش تعیین شـده بیـشتر شـود. رلـه‌هـای جریان زیاد دارای دو گونه اصلی هستند : رله‌های با کارکرد آنی و رله‌های جریان زیاد با تأخیر زمانی. مشخـصه کـارکردی این رله‌ها در شکل (۱) نشان داده شده است.



شکل(۱): مشخصه عملکردی رله جریان زیاد

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

فیوزها یکی از پرکاربردترین المانهای حفاظتی در شبکه هستند که در ابتدای فیدرهای فرعی و برای حفاظت این فیدرها نصب می‌شوند. منحنی مشخصه هر فیوز عموماً از دو منحنی تشکیل شده است. یکی مینیمم زمان ذوب (Minimum Melting) و دیگری زمان قطع کامل (Total Clearing) جریان خطا را تعیین می‌کند. هر یک از این منحنی‌ها، دارای مشخصه اضافه جریان زمان معکوس هستند و برای نمایش آنها از خطهای مستقیم I^2t در صفحه لگاریتمی استفاده می‌شود. اگرچه در صفحه لگاریتمی برای فیوز از تابع درجه دو استفاده می‌شود، لیکن می‌توان در محدوده هماهنگی (Range Coordination) ، که بین جریان خطای ماکزیمم و مینیمم تعریف می‌شود، با تقریب قابل قبولی آنها را خط مستقیم در نظر گرفت. همچنین یک تابع خطی می تواند کمک بسیاری به ساده‌سازی محاسبات نماید. معادله‌ای که می‌توان منحنی فیوز را در محورهای لگاریتمی با آن بیان کرد بصورت زیر است:

$$\log(t) = a.\log(I) + b \qquad (۱)$$

که t و I، زمان و جریان مربوطه و ثابتهای a و b برای مشخص نمودن منحنی بکار می‌روند.

کلیدها و بازبست‌ها برای قطع مدار در ابتدا و وسط فیدراصلی قرار می‌گیرند و عموماً به رله‌های اضافه جریان با منحنی مشخصه‌های زمان معکوس مجهز می‌باشند. این مشخصه‌ها را می‌توان بصورت زیر نمایش داد[۱۲]:

$$t(I) = \frac{A}{M^P - 1} + B \qquad (۲)$$

که در آن:

t : زمان عملکرد المان حفاظتی با مشخصه اضافه جریان زمان معکوس

I : جریان دیده شده توسط المان حفاظتی

M : نسبت I / I_{Pickup} (که I_{Pickup} جریان تنظیم شده برای شروع به عمل رله است)

را نشان می‌دهند و A، B و p ثابتهایی برای مشخص نمودن نوع منحنی مشخصه است که در جدول (۱) مقادیر آن از استاندارد ارائه شده است[۱۲].

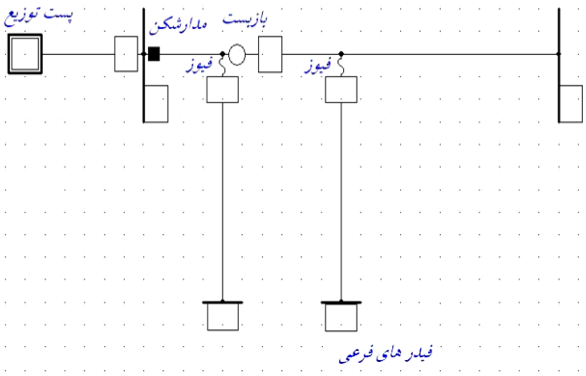
جدول (۱): ثابتهای منحنی مشخصه جریان معکوس

منحنی مشخصه	A	B	p
معکوس	۰/۰۵۱۵	۰/۱۱۴۰	۰/۰۲
بسیار معکوس	۱۹/۶۱	۰/۴۹۱	۲
بینهایت معکوس	۲۸/۲	۰/۱۲۱۷	۲

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

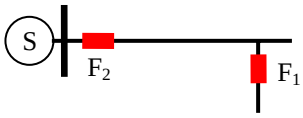
فلسفه حاکم بر هماهنگی حفاظتی در شبکه‌های توزیع سنتی

درشکل (۲) یک فیدر ساده توزیع سنتی به همراه ادوات حفاظتی آن، که در محیط نرم افزار DIgSILENT شبیه سازی شده، به منظور بررسی فلسفه هماهنگی ادواتی مانند فیوز – فیوز، فیوز – بازبست و رله – رله، نمایش داده شده است.



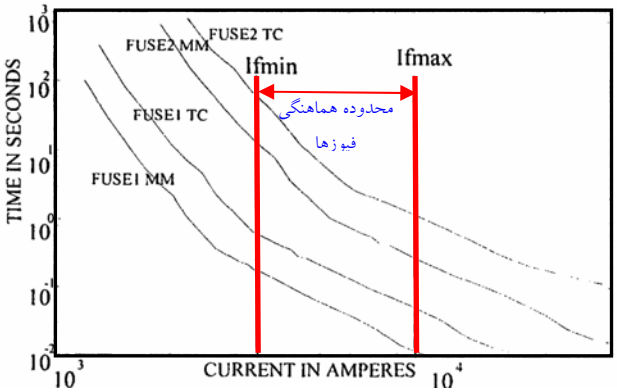
شکل(۲): یک فیدر ساده توزیع سنتی

هماهنگی فیوز _فیوز: شکل (۳) نشان می‌دهد که هماهنگی فیوز– فیوز در شبکه‌های سنتی چگونه انجام می‌گیرد. شکل (۳– الف) دو فیوز را نشان می‌دهد که با هم هماهنگ شده‌اند. برای هماهنگی بین فیوز اول و دوم به ازای هر خطای روی فیدر تغذیه بار، فیوز اول باید قبل از فیوز دوم عمل کند. این هماهنگی زمانی به‌وجود می‌آید که مشخصه TC فیوز اول پایین‌تر از مشخصه MM فیوز دوم باشد. شکل (۳– ب) منحنی‌های هماهنگی را نشان می‌دهد. این منحنی نشان می‌دهد که برای تمامی جریان‌های خطای بین I_{Fmax} و I_{Fmin} این هماهنگی وجود دارد. لذا تا زمانی که جریان خطا در فیدر ۱ در محدوده هماهنگی باشد، این فیوزها با هم هماهنگ هستند.



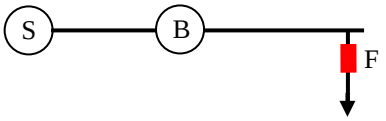
شکل (۳– الف): هماهنگی فیوز – فیوز

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

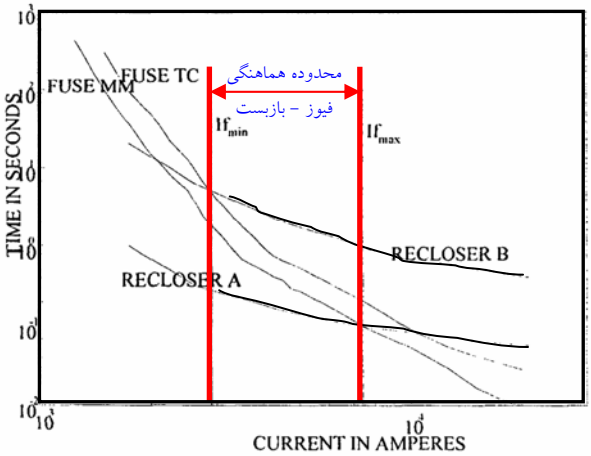


شکل (۳- ب): محدوده هماهنگی فیوز - فیوز

هماهنگی بازبست- فیوز: شکل (۴- الف) یک خط توزیع راکه به بار متصل می‌شود نشان می‌دهد. فیدر تغذیه بار توسط یک فیوز حفاظت می‌شود. فلسفه عملکرد در اینجا این است که فیوز باید فقط به ازای خطاهای ماندگار عمل کند، برای خطاهای گذرا بازبست باید مدار را به وسیله عملکرد سریع خود قطع کند و به خطا فرصت از بین رفتن را بدهد. بدین ترتیب فیدر تغذیه بار به ازای همه خطاهای گذرا قطع نمی‌شود. همچنین عملکرد مد آهسته بازبست حفاظت پشتیبان فیوز است.



شکل (۴- الف): هماهنگی فیوز – بازبست



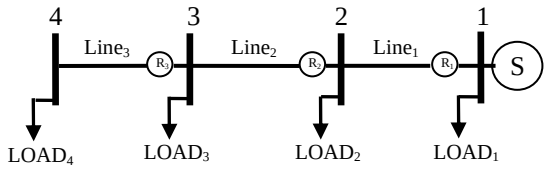
شکل (۴- ب): محدوده هماهنگی فیوز - بازبست

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

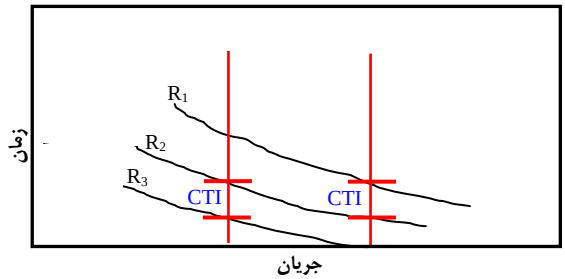
نحوه هماهنگی با فرض عدم حضور DG در شکل (۴- ب) نمایش داده شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، بین I_{Fmax} و I_{Fmin} منحنی عملکرد سریع بازبست زیر منحنی MM فیوز قرار گرفته است، لذا بازبست در زمان کوتاه‌تری نسبت به زمان ذوب فیوز عمل می‌کند. یک نوع توالی عملکرد بازبست F-F-S-S می‌باشد (F نشانه عملکرد سریع و S نشانه عملکرد با تأخیر است). اگر خطا گذرا باشد قبل از بسته شدن بازبست در دومین عملکرد سریع آن از بین می‌رود و اگر از بین نرفت خطا دائمی است و در این حالت فیوز باید عمل کند. همچنین در شکل (۴- ب) مشخص است که منحنی TC فیوز در فاصله بین I_{Fmax} و I_{Fmin} پایین‌تر از منحنی عملکرد کند بازبست قرار دارد. لذا برای خطاهای دائمی فیوز قبل از عملکرد کند بازبست عمل می‌کند و اگر فیوز عمل نکرد بازبست از آن پشتیبانی کرده و مدار را قطع خواهد کرد.

هماهنگی رله – رله: شکل (۵- الف) یک فیدر اصلی توزیع را نشان می‌دهد که از طریق منبع S تغذیه می‌شود و با رله‌های جریان زیاد معکوس R_1 ، R_2 و R_3 حفاظت می‌شود. هماهنگی بین این رله‌ها در شکل (۵- ب) نشان داده شده است.

فلسفه حفاظت در این جا این است که به ازای ماکزیمم جریان خطا در باس (۳)، که به ازای به وجود آمدن خطا در باس (۳) رخ می‌دهد، زمان عملکرد رله R_2 بیشتر از R_3 خواهد بود (حداقل به اندازه یک فاصله زمانی که به CTI معروف است). به طور مشابه رله‌های R_1 و R_2 نیز به ازای ماکزیمم جریان خطا در باس (۲) با هم هماهنگ می‌شوند. طبیعت منحنی رله جریان زیاد معکوس بدین گونه است که اگر به ازای جریان ماکزیمم با هم هماهنگ باشند به ازای جریان‌های کمتر نیز با هم هماهنگ خواهند بود. همان‌گونه که در شکل (۵) مشخص است R_1 به عنوان پشتیبان R_2 و R_2 پشتیبان R_3 است.



شکل (۵- الف): هماهنگی رله – رله



شکل (۵- ب): محدوده هماهنگی رله – رله

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

تأثیر حضور DG بر هماهنگی فیوز- بازبست

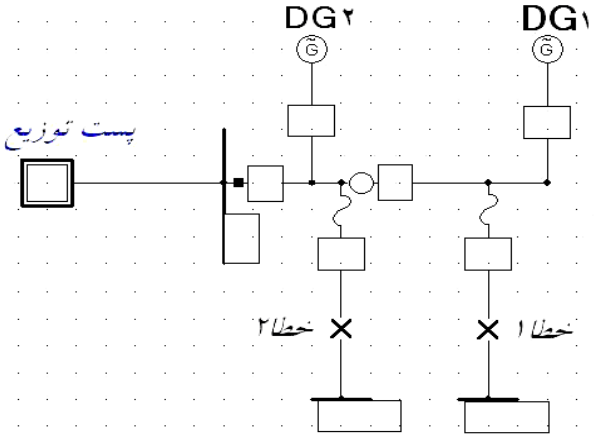
حضور DG برروی فیدر به این معنی است که منابع مختلفی برای تغذیه جریان خطا بـه‌وجـود آمـده اسـت و فلـسفه عملکردی بازبست که در بخش قبل به آن اشاره شد محقق نخواهد شد. در این شرایط واحدهای DG ، جریـان خطـا را در مدت زمان باز بودن بازبست تأمین می‌کنند و لذا خطای گذرا بدین وسیله تبدیل بـه خطـای دائمـی مـی‌شـود و بـه وسـیله بازبست از بین نمی‌رود.

علاوه بر جلوگیری از بازبست موفق، حضور DG می‌تواند باعث بازبست غیرسنکرون نیز بشود که در این مقاله به ایـن مسأله پرداخته نمی‌شود. به هرحال این مشکل چه از نقطه نظر اقتصادی و چه از نقطه نظر فنی به هیچ وجـه قابـل توجیـه نیست و باعث کاهش شدید قابلیت اطمینان سیستم خواهد شد.

به منظور روشن شدن بیشتر موضوع و بررسی حالتهای مختلف ناشی از ورود DG، در شکل (۶) یک فیدر ساده توزیـع با اضافه شدن DG، شبیه سازی شده در نرم‌افزار DIgSILENT، نشان داده شده است. با توجه به شکل و بسته به محل قرارگیری DG نسبت به بازبست چهار حالت می‌توان در نظرگرفت که در جدول (۲) ارائه شده‌اند.

جدول (۲): حالتهای مورد بررسی

محل خطا	واحد DG	حالت
خطا۱	DG ۱	۱
خطا۲	DG ۱	۲
خطا۱	DG ۲	۳
خطا۲	DG ۲	۴



شکل (۶): یک فیدر ساده توزیع به همراه DG

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

در حالت ۱ جریان خطای دیده شده توسط فیوز برابر با حاصل جمع برداری جریان خطای DG (I_{DG}) و جریان پست (I_S) است. این بدین معناست که در صورتیکه محل خطا و DG در پائین دست بازبست قرار گیرند و در صورت رخداد خطای گذرا، محل خطا همواره توسط DG تغذیه می‌شود و بازبست قادر نیست این خطا را برطرف نماید. در این حالت جریان خطای عبوری از پست توزیع و بازبست یکسان است ($I_S=I_R$).

در حالت ۲ جریان معکوس از بازبست عبور می‌کند. به‌هنگام وقوع خطا، فیوز باید قبل از بازبست عمل قطع را انجام دهد. بنابراین سایز DG نیز باید به‌گونه‌ای انتخاب شود که بازبست قادر به دیدن خطای جریان معکوس نباشد.

در حالت ۳ تغذیه خطا توسط جریان DG و پست می‌تواند منجر به افزایش ماکزیمم جریان اتصال‌کوتاه شود. در نتیجه محدوده حفاظتی تغییر خواهد کرد و امکان بهم خوردن توالی عملکرد فیوز و بازبست در هنگام وقوع خطا وجود خواهد داشت. در این حالت جریان خطای دیده شده توسط فیوز و بازبست یکسان و برابر حاصلجمع برداری جریان خطای DG (I_{DG}) و جریان پست (I_S) است.

در حالت ۴ نیز، بازبست جریان خطا را نخواهد دید و از نظر هماهنگی حفاظتی تأثیری بر هماهنگی سیستم موجود نخواهد گذاشت.

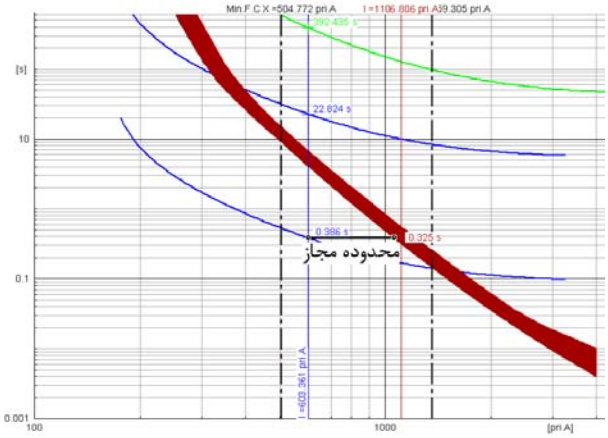
با بررسی ۴ حالت فوق می‌توان نتیجه گرفت که فقط در حالتهای ۱، ۲و ۳ هماهنگی حفاظتی موجود از بین خواهد رفت و باید مورد بررسی قرار گیرند. البته شایان ذکر است که در مواردی که المان حفاظتی جمع دو جریان را می‌بینند، باید توجه شود که این جریان در محدوده عملکرد هر المان قرار گیرد. اگرچه برای حل چنین مسائلی در شبکه راه‌حل‌هائی از جمله استفاده از رله‌های جهت‌دار و تغییر تنظیمات شبکه ارائه شده است [۶و۱۳]، اما هزینه‌های ناشی از این تغییرات و تنظیمات جدید می‌تواند باعث عدم دستیابی به فواید استفاده از تولیدات پراکنده شود. در بخش بعد روشی جدید برای فائق آمدن بر این مسئله پیشنهاد می‌شود.

تعیین حداکثر سایز DG جهت حفظ هماهنگی فیوز- بازبست

یکی از راه‌حل‌هایی که برای مشکل مطرح شده می‌تواند ارائه شود، محدود نمودن جریان خطای DG است. به این معنی که برای حفظ هماهنگی حفاظتی شبکه موجود، میزان مشارکت DG در تغذیه جریان خطا محدود شود. به عبارت دیگر حفظ هماهنگی شبکه محدودیتهایی برای سایز DG در پی خواهد داشت. شکل (۷) این محدودیت سایز برای DG را بیشتر روشن می‌کند.

همان‌گونه که در قسمت قبل توضیح داده شد، در حالتهای مختلف میزان جریان عبوری از فیوز و بازبست متفاوت است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]



شکل(۷): محدوده مجاز برای تزریق جریان DG

این تفاوت ناشی از مشارکت DG در تغذیه محل خطا می‌باشد که خود وابسته به انـدازه و همچنـین نزدیکـی و دوری DG از فیدر باری است که خطا در آن اتفاق افتاده است. به این ترتیب که هر چقدرDG جریان بیشتری را تزریق کند و یـا به فیدر تغذیه بار نزدیک‌تر شود احتمال از بین رفتن هماهنگی بسیار بیشتر می‌شود و بـرعکس. بـرای نمونـه در شـکل (۷) مقادیر جریان عبوری از بازبست و فیوز یک شبکه توزیع نمونه شبیه سازی شده، نمایش داده شـده اسـت. بـه ازای جریـان خطای مشخص، چنانچه تفاوت بین I_R و I_F از محدوده هماهنگی بیشتر باشد، فیوز قبل از این کـه بازبـست در مـد سـریع خود عمل کند ذوب می‌شود و هماهنگی از بین می‌رود.

برای پیدا کردن اندازه DG می‌توان به این ترتیب عمل نمود:

با استفاده از رابطه (۲) می‌توان جریان بازبست را در زمان t محاسبه نمود، جریان فیوز در همان زمان نیـز از رابطـه (۱) قابل محاسبه است. با توجه به فلسفه هماهنگی مورد بحث در قسمت "هماهنگی بازبست ـ فیوز" ، در زمان t کـه فیـوز و بازبست همزمان عمل می‌نمایند، می‌توان میزان $I_{fuse,margin}$ که از حاصل جمع برداری جریان DG و جریـان عبـوری از پست توزیع ناشی می‌شود را بدست آورد.

این مقدار باید به‌گونه‌ای تعیین شود که حاصل جمع برداری جریان DG و جریان عبوری از پست توزیع کمتر از این مقـدار شود. یا به عبارت دیگر:

$$I_S + I_{DG} < I_{fuse,margin} \qquad (۳)$$

که در آن

I_S: جریان خطای ناشی از پست توزیع است.

I_{DG}: جریان خطای ناشی از DG است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

$I_{f\ use,margin}$: جریان خطای دیده شده توسط فیوز با در نظر گرفتن جریان مجاز ناشی از DG است.

با استفاده از رابطه (۱) و با جایگذاری در رابطه (۳)، می‌توان رابطه (۴) را بدست آورد.

$$I_{DG} < 10^{((\log(t)-b)/a)} - I_S \qquad (۴)$$

از طرفی با داشتن معادله زمان عملکرد منحنی سریع بازبست از رابطه (۲) و با توجه به مقادیر جریان عبوری از بازبست در حالات مختلف می‌توان زمان قطع بازبست در مد کند آن را محاسبه نمود.

در حالت ۱ با توجه به اینکه جریان عبوری از بازبست برابر I_S است، خواهیم داشت:

$$t(I) = \frac{A}{(I_S / I_P)^P - 1} + B \qquad (۵)$$

در حالت ۲ و با توجه به اینکه جریان بازبست برابر I_{DG} است، خواهیم داشت:

$$t(I) = \frac{A}{(I_{DG} / I_P)^P - 1} + B \qquad (۶)$$

و نهایتاً در حالت ۳ و با توجه به اینکه جریان بازبست برابر با $I_{DG} + I_S$ است، خواهیم داشت:

$$t(I) = \frac{A}{(I_S + I_{DG} / I_P)^P - 1} + B \qquad (۷)$$

بنابراین به واسطه ترکیب رابطه (۴)، با روابط (۵) و (۶) و (۷) می‌توان جریان مجاز DG در هنگام خطا برای جلوگیری از به‌هم خوردن هماهنگی را بدست آورد.

معمولاً سایز DG ها بر اساس ظرفیت اتصال کوتاه بیان می‌شود. بدین منظور برای بدست آوردن ظرفیت اتصال کوتاه (MVA) مجاز DG ، می‌توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$Short-Circuit \quad MVA = \sqrt{3} \times V_{DG} \times I_{DG} \qquad (۸)$$

که با جایگذاری رابطه (۴) در رابطه (۸)، ماکزیمم ظرفیت اتصال کوتاه DG ، S_{DG} ، به این ترتیب بدست می آید:

$$S_{DG} < \sqrt{3} \times V_{DG} \times \left(10^{((\log(t)-b)/a)} - I_S\right) \qquad (۹)$$

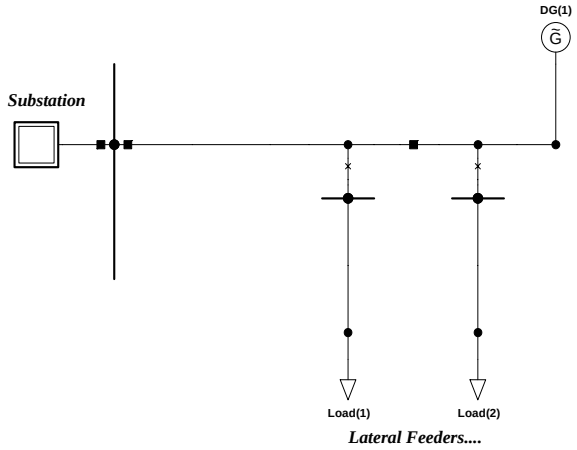
که زمان (t) در این رابطه بنابراینکه کدام یک از حالت‌های ۱ تا ۳ برقرار باشد از رابطه (۵)، (۶) و یا (۷) قابل محاسبه است. لازم به ذکر است که در تمام مراحل فوق، به منظور در نظر گرفتن بدترین شرایط، برای انتخاب محل و نوع خطا،

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

باید به نحوی عمل شود که جریان عبوری از المانهای حفاظتی مقدار بیشینه خود را داشته باشد. بنابراین برای انجام محاسبات فوق لازم است که ابتدای فیدر تغذیه بار به عنوان محل خطا و خطای سه‌فاز متقارن به عنوان نوع خطا انتخاب شود و مقادیر جریانهای مورد نیاز با شبیه‌سازی شرایط فوق محاسبه گردند.

شبیه‌سازی شبکه توزیع نمونه

شبکه توزیع شبیه‌سازی شده در این مقاله، یک فیدر توزیع ۲۰kV است که در شکل (۸) نشان داده شده است. برای پیاده‌سازی روش پیشنهادی بر روی شبکه فوق، فرض شده است که تنها نقطه کاندید برای نصب DG انتهای فیدر بوده و هدف تعیین حداکثر سایز DG قابل نصب در نقطه فوق، جهت حفظ هماهنگی بازبست با فیوزهای شبکه می‌باشد.



شکل (۸): شبکه توزیع شبیه‌سازی شده

برای محاسبه حداکثر ظرفیت DG قابل نصب در انتهای فیدر باید حالتهای ۱و۲ مورد بحث در قسمت ۳ مورد بررسی قرار گیرند. با استفاده از معادلات (۱) و (۲)، معادله منحنی عملکرد بازبست شبکه شبیه‌سازی شده، مطابق با رابطه (۱۰) و معادلات مربوط به مشخصه عملکردی MM و TC فیوزهای شبکه، به ترتیب مطابق با روابط (۱۱) و (۱۲) می‌باشند.

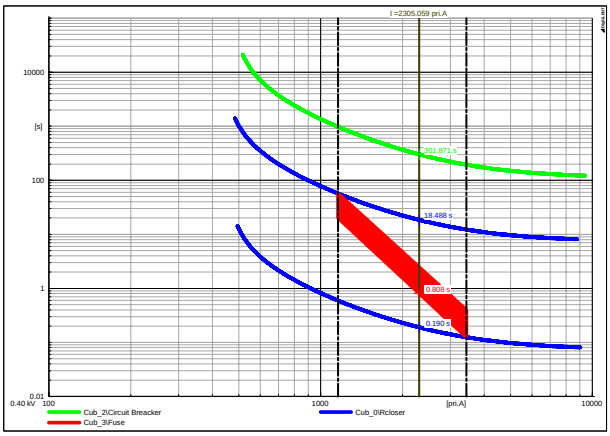
$$t(I) = \frac{2.9415}{(\frac{I}{450})^2 - 1} + 0.0736 \qquad (۱۰)$$

$$\mathrm{Log(t)} = -4.669 \times \mathrm{Log(I)} + 15.608 \qquad (۱۱)$$

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

$$Log(t)= -4.567\times Log(I) + 15.7515 \qquad (۱۲)$$

شکل (۹) نمودار هماهنگی حفاظتی حاکم بر شبکه توزیع شبیه‌سازی شده را قبل از اتصال DG و به ازای بـدترین شـرایط ممکن نمایش می‌دهد.



شکل(۹): نمودار هماهنگی حفاظتی بدون DG

با بررسی حالت ۲ برای بدترین شرایط ممکن و ترکیب روابط (۱۰)، (۱۲) و (۴) خواهیم داشت:

$$I_{DG} \le 10^{\left[\frac{Log(580570-0.0736 I^2_{DG})-Log(I^2_{DG}-1)-15.7515}{-4.657}\right]} - I_S$$

از رابطه فوق، با جایگذاری I_S بر حسب I_{DG} و پارامترهای معلوم شبکه و در نهایت حل نامعادلـه، مقـادیر قابـل قبـول I_{DG} محاسبه شده است.

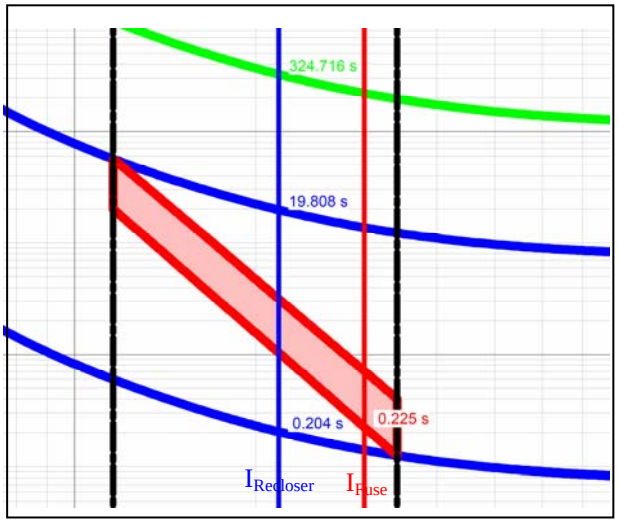
علت اینکه در این حالت منحنی TC فیوز در نظر گرفته شد این اسـت کـه در شـرایط مـورد نظـر خطـا در بالادسـت بازبست قرار دارد، بنابراین بازبست نباید به آن واکنشی نشان دهد و قطع خطا به عهده فیوز فیدر تغذیه بار اسـت. بنـابراین برای حفظ هماهنگی باید قبل از اینکه بازبست در عملکرد سریع خود فیدر را قطع کند، فیوز خطا را به طور کامل پاکـسازی کرده باشد.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

تمام مراحل فوق را می‌توان به طور مشابه برای حالت ۱ نیز تکرار کرد و حداکثر سایز DG قابل نصب در انتهای فیدر، به منظور صدق کردن در شرایط این حالت را نیز به راحتی محاسبه نمود. با این تفاوت که در این شرایط باید منحنی MM فیوز (رابطه (۱۱)) در محاسبات لحاظ گردد.

در نهایت با مقایسه مقادیر بدست آمده در دو حالت فوق و انتخاب مقدار کمینه، حداکثر سایز DG قابل نصب در انتهای فیدر برای حفظ هماهنگی موجود بین بازبست و فیوزهای شبکه قابل محاسبه خواهد بود.

تمام مراحل فوق با استفاده از نرم‌افزارهای MATLAB و DIgSILENT شبیه‌سازی شده و بر روی شبکه توزیع نشان داده شده در شکل (۸) پیاده‌سازی شده است. برای انجام این مطالعات، از نرم‌افزار DIgSILENT برای شبیه‌سازی شبکه نمونه و انجام محاسبات پخش بار و اتصال کوتاه، و از نرم‌افزار MATLAB برای شبیه‌سازی و حل معادلات ریاضی استفاده شده است. نتایج حاصل از این شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در نقطه مورد نظر در فیدر مورد مطالعه، برای حفظ هماهنگی موجود بین ادوات حفاظتی، می‌توان حداکثر به اندازه ۳۵۸KVA تولید پراکنده قرار داد که این مقدار تقریباً برابر با ۱۴ درصد بار پیک کل شبکه می‌باشد.



شکل(۱۰): صحت عملکرد ادوات حفاظتی پس از اتصال DG

شکل (۱۰) نمودار هماهنگی حفاظتی حاکم بر شبکه توزیع شبیه‌سازی شده را بعد از اتصال DG و به ازای بدترین شرایط ممکن نمایش می‌دهد. همان‌گونه که ملاحظه می‌شود، نتایج شبیه‌سازی صحت عملکرد ادوات حفاظتی را پس از اتصال

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

DG محاسبه شده، نشان می‌دهد. در این شرایط، به ازای وقوع خطای سه‌فاز متقارن در ابتدای فیدر تغذیه بار زمان عملکرد سریع بازبست برابر با ۰/۲۰۴ ثانیه است، که این زمان کوتاه‌تر از زمان شروع به ذوب فیوز (۰/۲۲۵ ثانیه) می‌باشد.

نتیجه گیری

در سیستمهای توزیع بر اساس الگوریتمها و ملاحظات مربوطه،گزینه‌هائی جهت جایابی و تعیین سایز DG ها ارائه می‌گردد. در این مقاله با مروری بر هماهنگی حفاظتی در شبکه‌های توزیع سنتی، در حضور منابع تولید پراکنده، تأثیر این منابع بر روی هماهنگی، در حالتهای مختلف با استفاده از شبیه‌سازی بیان گردید و در نهایت محدود سازی جریان خطای ناشی از DG ها و متعاقباً اندازه آنها جهت حفظ این هماهنگی پس از حضور DG به‌عنوان یک راه حل پیشنهاد گردید. همچنین روش ارائه شده بر روی یک شبکه توزیع نمونه شبیه‌سازی و صحت عملکرد آن مورد آزمایش قرار گرفت. نتایج حاصل از شبیه سازی مذکور نشان می‌دهد که می‌توان با مبنا قرار دادن فرمولهای ارائه شده، تعیین مکان و سایز بهینه منابع تولید پراکنده با قید حفظ هماهنگی حفاظتی سیستم، به‌عنوان یک عامل مکمل در تعیین سایز و مکان قرارگیری این واحدها لحاظ گردد.

منابع

[1] H. Wan, K.K. Li, K.P. Wong, "An multi-agent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system," Industry Applications Conference, Fortieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005, 2-6 Oct. 2005, pp.830 – 836, Vol. 2.

[2] A. Girgis, S. Brahma, " Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," Power Delivery, IEEE Transactions on Volume 19, Issue 1, Jan. 2004, pp.56 – 63.

[3] P. P. Barker, R. W. de Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: part1-radial distribution systems," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, pp. 486–493, Apr. 2000.

[4] A. Girgis, S. Brahma, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System," Power Engineering, LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference, 11-13 July 2001, pp. 115 – 119.

[5] R. C. Dugan, T. E. McDermott, "Operating conflicts for Distributed Generation interconnected with Utility Distribution Systems," IEEE Industry Applications Magazines, 19-25, Mar/Apr. 2002.

[6] K. Kauhaniemi, L. Kumpulainen, "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks," Developments in Power System Protection, Eighth IEE International Conference , 5-8 April 2004, Vol.1, pp. 315 - 318.

[7] N. Jenkins, R. Allan,P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, " Embedded Generation," IEE, 2000.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]

[8] P. Barker, R. W. De Mello, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Power Systems," Presented at IEEE PES summer power meeting, Seattle, WA, July, 2000.

[9] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Impact of distributed generation on fuse and relay coordination: analysis and remedies," in Proc. Int. Assoc. Sci. Technol. Develop., Clearwater, FL, 2001, pp. 384–389.

[10] M. T. Doyle, "Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection," Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE Vol.1, pp. 103 - 105.

[11] L. K. Kumpulainen, K. T. Kauhaniemi, "Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing," Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES 10-13 Oct. 2004, Vol.1 pp. 603 - 608.

[12] IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays, IEEE Std C37.112-1996.

[13] T. E. McDermott and R. C. Dugen, "Distributed generation impact on reliability and power quality indices" in IEEE Rural Electric Power Conf., May 2002 , pp. D3-D3_7.

[14] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, "An appropriate distributed generation sizing considering recloser-fuse coordination," in IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Conf., Asia and Pasific, Dalian 2005 IEEE/PES,pp 1-6.

[15] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, “Impact of Protection Coordination on Sizes of Several Distributed Generation Sources” in7th International Power engineering Conference , IPEC 2005, 29 Nov.-2 Dec. Vol. 2. pp 669- 674.

[16] Yahia Baghzouz, “Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation –Acase Study.

[۱۷] سید علی محمد جوادیان و محمودرضا حقی‌فام، " بررسی تأثیر حضور منابع تولید پراکنده در عملکرد سیستم حفاظت شبکه‌های توزیع،" دوازدهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق، اردیبهشت ۱۳۸۶، ۲۷۹-۲۷۱.

[۱۸] علی فرزانه رفعت و سید محمد تقی بطحایی، " یک روش جدید جهت تعیین حدود ظرفیت و مکان نیروگاههای تولید پراکنده، بدون نیاز به تغییر هماهنگی رله های حفاظتی،" دهمین کنفرانس دانشجویی مهندسی برق، اصفهان، شهریور ماه ۱۳۸۶.

[۱۹] سید علی محمد جوادیان، مجید شهابی و محمودرضا حقی‌فام، " روشی جدید برای حفاظت شبکه‌های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده با قابلیت عملکرد جزیره‌ای ،" دوازدهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق، اردیبهشت ۱۳۸۶، ۲۵۵-۲۴۷.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-02-19]