



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

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

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.

تاریخ دریافت مقاله:

۱۹ دی ۸۶

تاریخ پذیرش مقاله:

۸ اسفند ۸۶

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

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 [۱-۳].

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 می‌برد، حضور منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع مشکلات زیادی را برای طراحی سیستم حفاظت این شبکه‌ها به وجود 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 بر روی سیستم‌های حفاظتی شبکه توزیع بیشتر احساس گردد.

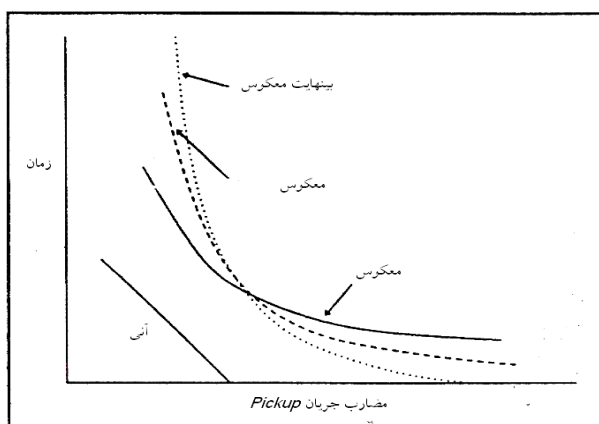
ظهور این مشکلات به مشخصات شبکه و منابع تولید پراکنده بستگی دارد و در اکثر مواقع برای جلوگیری از آن باید حفاظت شبکه به کلی تغییر کند. این تغییر طرح حفاظتی ممکن است بسیار پیچیده باشد، چرا که باید کل سیستم، از جمله شبکه و DG مدل شوند، به طوری که تصور بهترین طرح حفاظتی هنوز بسیار دور از دسترس است [۳و۵].

میزان اثرگذاری DG بر هماهنگی به اندازه، نوع و محل نصب DG بستگی دارد. در هر حال بسته به اندازه و محل 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 استفاده از معادلات ریاضی 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 ظرفیت تولید پراکنده قابل نفوذ به شبکه‌های توزیع، برای اینکه هماهنگی موجود بین ادوات حفاظتی آن شبکه حفظ شود، محاسبه می‌گردد. در انتها نیز نتایج شبیه‌سازی روش ارائه شده بر روی یک شبکه توزیع نمونه در محیط نرم‌افزار 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 سیستم انتقال با استفاده از رله‌های گوناگون و کلیدهای قدرت انجام می‌پذیرد، درحالی‌که در سیستم توزیع تنها از فیوزها، رله‌های جریان زیاد، بازبست‌ها، سکسیونرها 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 نامش پیداست، در صورتی فعال می‌شود که جریان‌های گذرنده از یک بخش معین سیستم قدرت، از یک مقدار از پیش تعیین شده بیشتر شود. رله‌های جریان زیاد دارای دو گونه اصلی هستند: رله‌های با کارکرد آنی و رله‌های جریان زیاد با تأخیر زمانی. مشخصه کارکردی این رله‌ها در شکل (۱) نشان داده شده است.



شکل (۱): مشخصه عملکردی رله جریان زیاد

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 می‌تواند کمک بسیاری به ساده‌سازی محاسبات نماید. معادله‌ای که می‌توان منحنی فیوز را در محورهای لگاریتمی با آن بیان کرد بصورت زیر است:

$$\log(t) = a \cdot \log(I) + b \quad (1)$$

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 فیدر اصلی قرار می‌گیرند و عموماً به رله‌های اضافه جریان با منحنی مشخصه‌های زمان معکوس مجهز می‌باشند. این مشخصه‌ها را می‌توان بصورت زیر نمایش داد [۱۲]:

$$t(I) = \frac{A}{M^p - 1} + B \quad (2)$$

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)

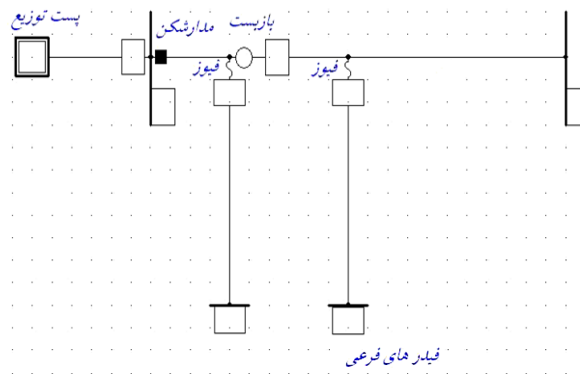
را نشان می‌دهند و A ، B و p ثابتهایی برای مشخص نمودن نوع منحنی مشخصه است که در جدول (۱) مقادیر آن از استاندارد ارائه شده است [۱۲].

جدول (۱): ثابتهای منحنی مشخصه جریان معکوس

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

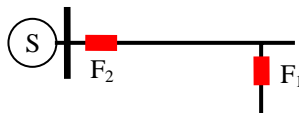
فلسفه حاکم بر هماهنگی حفاظتی در شبکه‌های توزیع سنتی

در شکل (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.

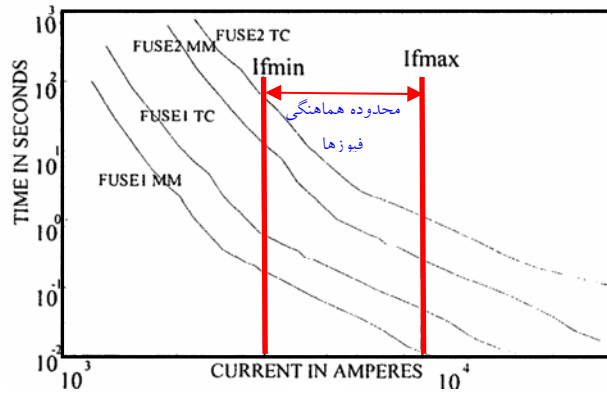


شکل (۲): یک فیدر ساده توزیع سنتی

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 به وجود 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_{Fmin} و I_{Fmax} این هماهنگی وجود دارد. لذا تا زمانی که جریان خطا در فیدر ۱ در محدوده هماهنگی باشد، این فیوزها با هم هماهنگ هستند.

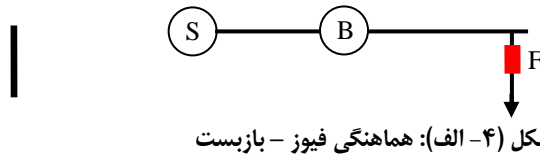


شکل (۳-الف): هماهنگی فیوز - فیوز

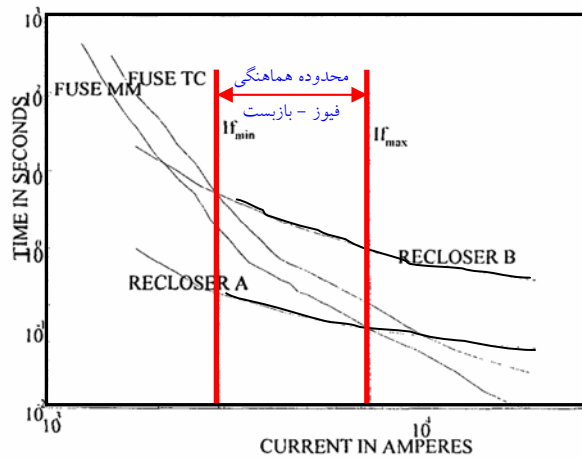


شکل (۳-ب): محدوده هماهنگی فیوز - فیوز

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

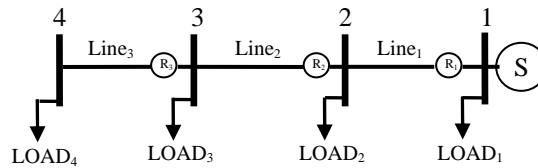


شکل (۴-ب): محدوده هماهنگی فیوز - بازبست

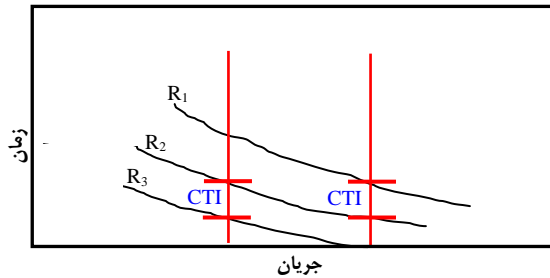
نحوه هماهنگی با فرض عدم حضور DG در شکل (۴-ب) نمایش داده شده است. همان گونه که مشاهده می شود، بین I_{Fmax} و I_{Fmin} منحنی عملکرد سریع بازبست زیر منحنی MM فیوز قرار گرفته است، لذا بازبست در زمان کوتاه تری نسبت به زمان ذوب فیوز عمل می کند. یک نوع توالی عملکرد بازبست F-F-S-S می باشد (F نشانه عملکرد سریع و S نشانه عملکرد با تأخیر است). اگر خطا گذرا باشد قبل از بسته شدن بازبست در دومین عملکرد سریع آن از بین می رود 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_{Fmin} پایین تر از منحنی عملکرد کند بازبست قرار دارد. لذا برای خطاهای دائمی فیوز قبل از عملکرد کند بازبست عمل می کند 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 می دهد که از طریق منبع S تغذیه می شود و با رله های جریان زیاد معکوس R_1 ، R_2 و R_3 حفاظت می شود. هماهنگی بین این رله ها 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 می دهد، 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 رله های R_1 و R_2 نیز به ازای ماکزیمم جریان خطا در باس (۲) با هم هماهنگ می شوند. طبیعت منحنی رله جریان زیاد معکوس بدین گونه است که اگر به ازای جریان ماکزیمم با هم هماهنگ باشند به ازای جریان های کمتر نیز با هم هماهنگ خواهند بود. همان گونه 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

تأثیر حضور DG بر هماهنگی فیوز-بازبست

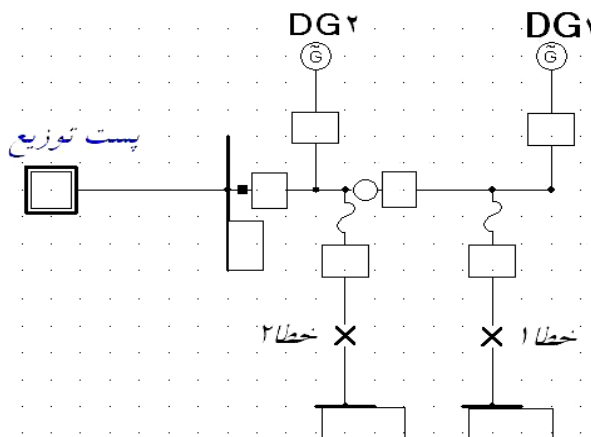
حضور DG بر روی فیدر به این معنی است که منابع مختلفی برای تغذیه جریان خطا به وجود آمده است و فلسفه عملکردی بازبست که در بخش قبل به آن اشاره شد محقق نخواهد شد. در این شرایط واحدهای DG، جریان خطا را در مدت زمان باز بودن بازبست تأمین می‌کنند و لذا خطای گذرا بدین وسیله تبدیل به خطای دائمی می‌شود و به وسیله بازبست از بین نمی‌رود.

علاوه بر جلوگیری از بازبست موفق، حضور DG می‌تواند باعث بازبست غیرسنکرون نیز بشود که در این مقاله به این مسأله پرداخته نمی‌شود. به هر حال این مشکل چه از نقطه نظر اقتصادی و چه از نقطه نظر فنی به هیچ وجه قابل توجیه 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 توزیع با اضافه شدن DG، شبیه سازی شده در نرم افزار DiGSILENT، نشان داده شده است. با توجه به شکل و بسته به محل قرارگیری DG نسبت به بازبست چهار حالت می‌توان در نظر گرفت که در جدول (۲) ارائه شده‌اند.

جدول (۲): حالت‌های مورد بررسی

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



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



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 سائز 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 اتصال کوتاه 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.

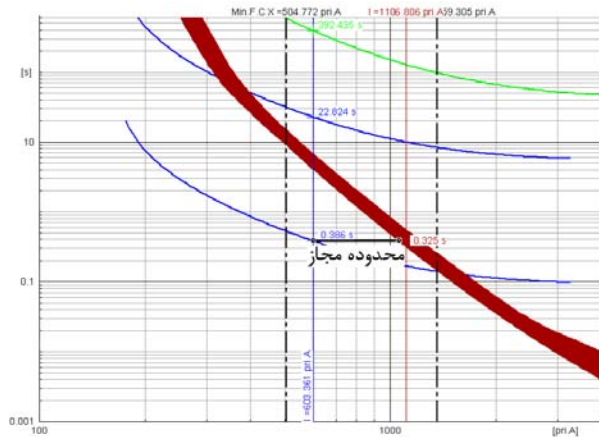
در حالت ۴ نیز، بازبست جریان خطا را نخواهد دید و از نظر هماهنگی حفاظتی تأثیری بر هماهنگی سیستم موجود نخواهد گذاشت.

با بررسی ۴ حالت فوق می‌توان نتیجه گرفت که فقط در حالت‌های ۱، ۲ و 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 می‌بیند، باید توجه شود که این جریان در محدوده عملکرد هر المان قرار گیرد. اگرچه برای حل چنین مسائلی در شبکه راه‌حلهایی از جمله استفاده از رله‌های جهت‌دار و تغییر تنظیمات شبکه ارائه شده است [۱۳]. 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 سائز 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 سائز DG در پی خواهد داشت. شکل (۷) این محدودیت سائز 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.



شکل (۷): محدوده مجاز برای تزریق جریان DG

این تفاوت ناشی از مشارکت DG در تغذیه محل خطا می‌باشد که خود وابسته به اندازه و همچنین نزدیکی و دوری DG از فیدر باری است که خطا در آن اتفاق افتاده است. به این ترتیب که هر چقدر DG جریان بیشتری را تزریق کند و یا به فیدر تغذیه بار نزدیک‌تر شود احتمال از بین رفتن هماهنگی بسیار بیشتر می‌شود و برعکس. برای نمونه در شکل (۷) مقادیر جریان عبوری از بازبست و فیوز یک شبکه توزیع نمونه شبیه سازی شده، نمایش داده شده است. به ازای جریان خطای مشخص، چنانچه تفاوت بین I_F و I_R از محدوده هماهنگی بیشتر باشد، فیوز قبل از این که بازبست در مد سریع 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 نیز از رابطه (۱) قابل محاسبه است. با توجه به فلسفه هماهنگی مورد بحث در قسمت "هماهنگی بازبست - فیوز"، در زمان t که فیوز و بازبست همزمان عمل می‌نمایند، می‌توان میزان $I_{fuse, margin}$ که از حاصل جمع برداری جریان DG و جریان عبوری از پست توزیع ناشی می‌شود را بدست آورد.

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

$$I_S + I_{DG} < I_{fuse, margin} \quad (3)$$

که در آن

I_S : جریان خطای ناشی از پست توزیع است.

I_{DG} : جریان خطای ناشی از DG است.

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

$$I_{DG} < 10^{((\log(t)-b)/a)} - I_S \quad (4)$$

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:

$$t(I) = \frac{A}{(I_S / I_P)^P - 1} + B \quad (5)$$

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

$$t(I) = \frac{A}{(I_{DG} / I_P)^P - 1} + B \quad (6)$$

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

$$t(I) = \frac{A}{(I_S + I_{DG} / I_P)^P - 1} + B \quad (7)$$

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

معمولاً سائیز 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:

$$Short - Circuit \ MVA = \sqrt{3} \times V_{DG} \times I_{DG} \quad (8)$$

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

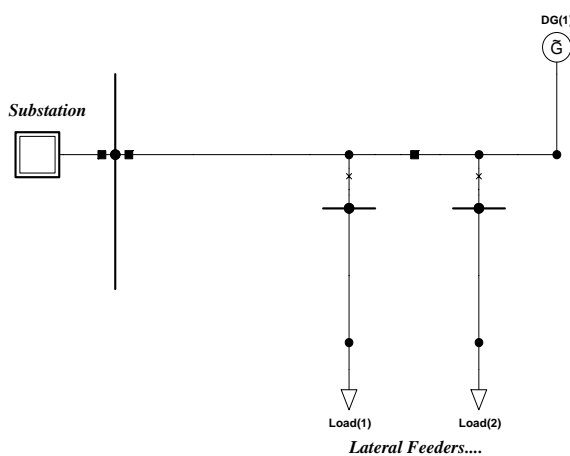
$$S_{DG} < \sqrt{3} \times V_{DG} \times \left(10^{((\log(t)-b)/a)} - I_S \right) \quad (9)$$

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،

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 سه فاز 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

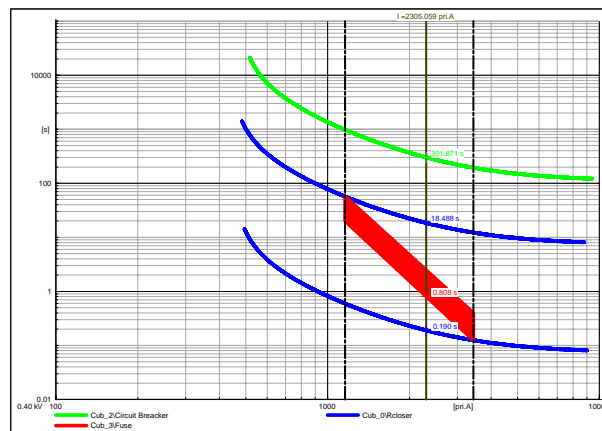
برای محاسبه حداکثر ظرفیت DG قابل نصب در انتهای فیدر باید حالت‌های ۱ و ۲ مورد بحث در قسمت ۳ مورد بررسی قرار گیرند. با استفاده از معادلات (۱) و (۲)، معادله منحنی عملکرد بازبست شبکه شبیه‌سازی شده، مطابق با رابطه (۱۰) و معادلات مربوط به مشخصه عملکردی MM و TC فیوزهای شبکه، به ترتیب مطابق با روابط (۱۱) و (۱۲)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

$$t(I) = \frac{2.9415}{\left(\frac{I}{450}\right)^2 - 1} + 0.0736 \quad (10)$$

$$\text{Log}(t) = -4.669 \times \text{Log}(I) + 15.608 \quad (11)$$

$$\text{Log}(t) = -4.567 \times \text{Log}(I) + 15.7515 \quad (12)$$

شکل (۹) نمودار هماهنگی حفاظتی حاکم بر شبکه توزیع شبیه‌سازی شده را قبل از اتصال DG و به ازای بدترین شرایط 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:

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

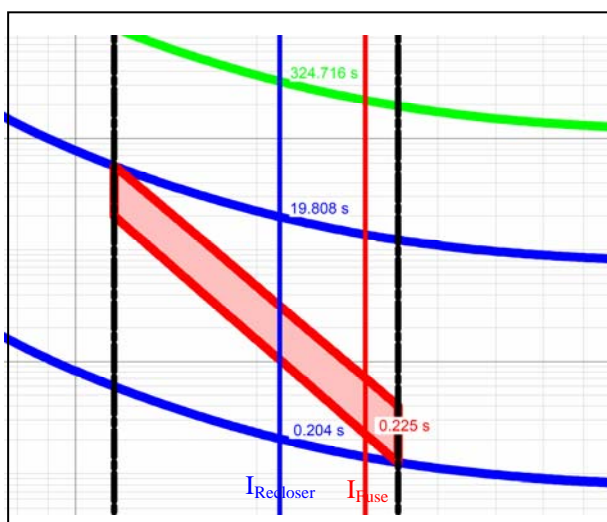
از رابطه فوق، با جایگذاری I_S بر حسب I_{DG} و پارامترهای معلوم شبکه و در نهایت حل نامعادله، مقادیر قابل قبول I_{DG} محاسبه شده است.

علت اینکه در این حالت منحنی TC فیوز در نظر گرفته شد این است که در شرایط مورد نظر خطا در بالادست بازبست قرار دارد، بنابراین بازبست نباید به آن واکنشی نشان دهد و قطع خطا به عهده فیوز فیدر تغذیه بار است. بنابراین برای حفظ هماهنگی باید قبل از اینکه بازبست در عملکرد سریع خود فیدر را قطع کند، فیوز خطا را به طور کامل پاکسازی کرده باشد.

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



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

نتیجه‌گیری

در سیستم‌های توزیع بر اساس الگوریتمها و ملاحظات مربوطه، گزینه‌هایی جهت جابجایی و تعیین ساینز 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 شبیه‌سازی مذکور نشان می‌دهد که می‌توان با مبنا قرار دادن فرمولهای ارائه شده، تعیین مکان و ساینز بهینه منابع تولید پراکنده با قید حفظ هماهنگی حفاظتی سیستم، به‌عنوان یک عامل مکمل در تعیین ساینز 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.



- [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" in 7th 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 رله‌های حفاظتی، " دهمین کنفرانس دانشجویی مهندسی برق، اصفهان، شهریور ماه ۱۳۸۶.
- [۱۹] سید علی محمد جوادیان، مجید شهبابی 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.