



ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده با در نظر گرفتن هماهنگی بازبست - فیوز

سید علی محمد جوادیان فیروزآبادی

شرکت مهندسی مشاور قدس نیرو

دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات

محمود فتوحی فیروزآبادی

دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی برق،

قطب علمی مدیریت و کنترل شبکه های قدرت

واژه های کلیدی: تولید پراکنده، شبکه توزیع، قابلیت اطمینان، هماهنگی حفاظتی

چکیده

شبکه اصلی وارد عمل شود [۲۱]. با قطع برق شبکه بالادست، سیستم به صورت جزیره ای درمی آید و بارهای ناحیه به وسیله DG های واقع در همان ناحیه تغذیه می شوند. با توجه به مسائل فوق انتظار می رود که اگر ملاحظات مربوط به اتصال DG رعایت شود، اتصال DG به شبکه باعث افزایش قابلیت اطمینان شود. به عنوان مثال، ناحیه جزیره ای شده باید قدرت حفظ پروفیل ولتاژ و فرکانس را در محدوده مجاز دارا باشد. همچنین هماهنگی موجود بین ادوات حفاظتی پس از اتصال DG نباید از بین برود. مدارهای کنترلی مربوط به انواع منابع تولید پراکنده شامل ژنراتورهای گردان و سیستمهای اینورترتربیس پاسخگوی کنترل ولتاژ و فرکانس هستند [۳].

در این مقاله فرض شده است که به غیر از مسأله هماهنگی، حفاظتی تمام مسائل و مشکلات مربوط به اتصال DG ها حل شده است. علت اصلی این فرضیه نیز تمرکز بر روی تأثیر DG بر هماهنگی حفاظتی، به خصوص بر هماهنگی بازبست - فیوز، که تأثیر بسیار زیادی بر قابلیت اطمینان شبکه های توزیع دارد، می باشد [۴]. حضور DG به دلیل تغییر در جریان خطا ممکن است باعث از بین بردن هماهنگی موجود بین بازبست و فیوز شود. در عمل، بازبست باید وقوع خطای گذرا را تشخیص دهد و سریعتر از فیوز شاخه فرعی عمل کند، ولی با اضافه شدن جریان DG ممکن است فیوز قبل از بازبست عمل کند و باعث قطع برق شود. با عملکرد فیوز، خطاهای گذرا تبدیل به خطایی ماندگار می شوند. علاوه بر این نصب DG در شبکه می تواند باعث عدم

منابع تولید پراکنده به عنوان منابع تولید انرژی پشتیبان و با هدف افزایش قابلیت اطمینان به شبکه های توزیع متصل می شوند. از سوی دیگر تزریق جریان خطا به وسیله اینگونه منابع باعث از بین رفتن هماهنگی موجود بین ادوات حفاظتی مانند هماهنگی فیوز - بازبست و رله-رله در شبکه می شود. این مشکل نیز می تواند باعث افت شدید قابلیت اطمینان شبکه شود. در شبکه هایی که دارای تعداد زیادی DG باشند، این مشکل بسیار حادتر است. بنابراین برای مقابله با این پدیده باید اتصال DG ها به شبکه با مطالعات و بررسی های بسیار زیادی انجام شود. در این مقاله یک مدل ترکیبی برای جریان خطای تزریقی توسط DG ها به منظور محاسبه مقدار مرزی آن که باعث از بین رفتن هماهنگی حفاظتی می شود پیشنهاد داده شده است. همچنین موارد از بین رفتن هماهنگی حفاظتی همراه با تبعات آن شرح داده شده و در پایان شاخص های قابلیت اطمینان برای یک شبکه توزیع نمونه شبیه سازی شده در محیط نرم افزار DIGSILENT محاسبه شده است.

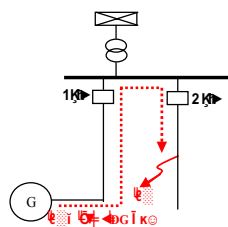
۱- مقدمه

تولید پراکنده روز به روز مورد توجه بیشتر مهندسی قدرت قرار می گیرد. ترویج روزافزون DG در شبکه های توزیع به دلیل صرفه اقتصادی آن، قدرت بهبود کیفیت برق و سازگاری با محیط زیست است. در رابطه با کیفیت برق، DG می تواند علاوه بر عملکرد نرمال، به عنوان منبع تولید پشتیبان در مواقع قطع برق

می‌افتد. علاوه بر این، این مشکل به پیچیدگی عدم هماهنگی بازبست- فیوز نیست، بنابراین این مقاله بر روی مشکل عدم هماهنگی بازبست- فیوز تأکید بیشتری دارد، لذا در بخش ۳-۱ مختصری در رابطه با مشکل عدم هماهنگی رله-رله توضیح داده می‌شود و سپس در بخشهای ۳-۲ و ۳-۳ مشکل عدم هماهنگی بازبست- فیوز به طور مشروح مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۳-۱- از بین رفتن هماهنگی رله- رله

شکل (۱) یک شبکه توزیع متشکل از دو فیدر را نشان می‌دهد. وقتی در فیدر شماره ۲ خطایی رخ می‌دهد باید رله ابتدای همان فیدر خطا را ببیند و قطع کند. با این حال با توجه به وجود DG در فیدر و تزریق جریان خطا توسط آن ممکن است رله ابتدای این فیدر نیز نسبت به جریان خروجی از DG واکنش نشان داده و فیدر سالم را قطع کند. هرچه ظرفیت DG واقع بر روی این فیدر بزرگتر بوده و سهم بیشتری در تزریق جریان DG داشته باشد احتمال قطع فیدر سالم بیشتر می‌شود و این پدیده باعث ایجاد یک قطعی گسترده در شبکه می‌شود. در شرایطی که سایز DG خیلی بزرگ نباشد و رله فیدرهای سالم و خطا دیده نیز مشابه بوده و دارای تنظیمات یکسانی باشند این مشکل چندان شدید نیست. علت این امر این است که زمان عملکرد دو رله به دلیل اختلاف در جریان خطای گذرنده از آنها با یکدیگر متفاوت خواهد بود، چراکه با صرفنظر از جریان بار، جریان خطای گذرنده از فیدر سالم تنها جریان خروجی از DG و جریان خطای گذرنده از فیدر خطا دیده مجموع جریان DG و جریان تزریقی از شبکه خواهد بود. بنابراین زمان عملکرد رله ابتدای فیدر خطا دیده کمتر از زمان عملکرد رله ابتدای فیدر سالم است [۶].



شکل (۱): از بین رفتن هماهنگی رله- رله

۳-۲- از بین رفتن هماهنگی بازبست- فیوز

همانگونه که در شکل (۲) مشاهده می‌شود، هماهنگی حفاظتی در یک شبکه توزیع شعاعی و معمولی را می‌توان به صورت یک عملکرد ترکیبی از رله جریان زیاد، بازبست و فیوزهای شاخه‌های فرعی تعریف کرد.

فلسفه سیستم حفاظت در اینجا این است که هماهنگی بین ادوات حفاظتی باید به گونه‌ای باشد که به هنگام وقوع خطا در شبکه کمترین قطعی در شبکه رخ دهد. مشکلات ایجاد شده به

هماهنگی رله- رله شود. با وجود اینکه این مشکل بسیار کم و به ندرت در شبکه اتفاق می‌افتد ولی تأثیر آنها در قابلیت اطمینان شبکه بسیار زیاد و قابل توجه است، چرا که باعث وقوع قطعی‌های گسترده در شبکه می‌شود. متأسفانه مسائل مربوط به از بین رفتن هماهنگی حفاظتی از نظر مهندسی چندان مورد توجه قرار نگرفته است. اگر چه در هنگام وقوع خطا DG ها باید قطع شوند، ولی احتمال ادامه عملکرد DG و مشارکت آن در جریان خطا صفر نیست. علاوه بر این، هیچ تضمینی وجود ندارد که DG قبل از عملکرد ادوات حفاظتی از مدار خارج شود. با توجه به اینکه منابع تولید پراکنده به سه دسته ماشین سنکرون، ژنراتور القایی و منابع اینورتر بیس تقسیم‌بندی می‌شوند، در این مقاله تأثیر جریان خطای تزریقی توسط DGها به صورت یک مدل احتمالاتی ترکیبی از انواع مختلف DG مدلسازی شده است. علاوه بر این، حضور تولید پراکنده بر روی فیدرهایی که امکان تغذیه توسط فیدرهای دیگر شبکه و یا سایر پست‌ها و از طریق نقاط مانور را داشته باشند ممکن است دارای منافع کمتری باشد. اما در برخی موارد به دلیل اینکه نقاط مانور قدرت تغذیه مداوم و پیوسته بارهای پشت خطای روی شاخه فرعی را ندارند، استفاده از DG دارای برتری است.

در این مقاله قابلیت اطمینان برای حالت‌های مهم در بحث هماهنگی حفاظتی مورد ارزیابی قرار گرفته و برای هر حالت شاخص‌های SAIFI، SAIDI و ENS محاسبه شده است.

۲- تولید انرژی پشتیبان

در این مقاله تولید انرژی پشتیبان به وسیله منابع تولید پراکنده، به معنی انرژی تولید شده توسط این منابع برای ناحیه جزیره‌ای شده است. مسأله جزیره‌ای شدن در مهندسی قدرت بحث چندان جدیدی نیست [۵]. همچنین جزیره‌ای شدن در شبکه‌های از یک سو تغذیه، مانند شبکه‌های توزیع شعاعی، فواید زیادی ندارد. ولی پس از اتصال DG به شبکه، جزیره‌ای شدن بسیار مفید خواهد بود، مخصوصاً در شرایطی که یک DG با ظرفیت مناسب در انتهای فیدر نصب شده باشد. دلیل این امر مهم این است که DG متصل شده قدرت تغذیه بارهای واقع در شبکه بالادست و بعد از خطا را دارا خواهد بود. در این شرایط به این بارها قدرت تغذیه شدن قبل از زمان رفع عیب (زمان تعمیر) و تنها پس از گذشت مدت زمان لازم برای کلیدزنی داده می‌شود. این مسأله نیز باعث افزایش شدید قابلیت اطمینان شبکه می‌شود.

۳- هماهنگی حفاظتی

برخلاف از بین رفتن هماهنگی بازبست- فیوز، از بین رفتن هماهنگی رله-رله در شبکه‌های توزیع شعاعی به ندرت اتفاق

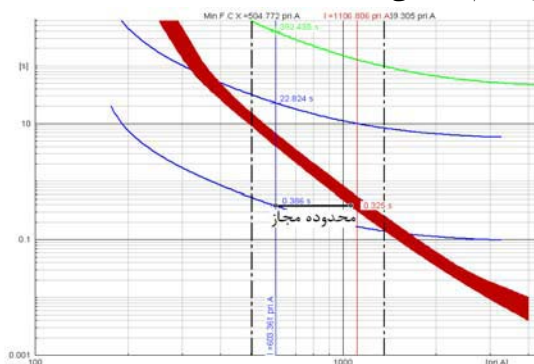
که در آن:

I_s : جریان خطای تزریقی از شبکه؛

I_{margin} : حداکثر جریان مجاز تزریقی توسط DG؛

$I_{fuse,margin}$: جریانی که فیوز به ازای تزریق I_{margin} از DG

در هنگام خطا می‌بیند؛



شکل (۳): هماهنگی بازبست- فیوز در شبکه توزیع

برای اطمینان از اینکه منحنی سریع بازبست قبل از منحنی MM فیوز عمل کند باید جریان خطای تزریقی DG کمتر از I_{margin} باشد. یا به عبارت دیگر:

$$I_{DG} < I_{margin} \quad (2)$$

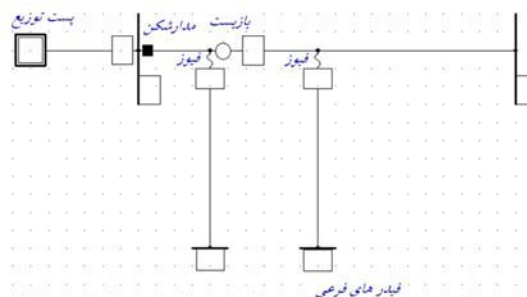
که در آن I_{DG} بیانگر جریان خطای تزریقی از DG است. با استفاده از روابط (۱) و (۲)، می‌توان جریان خطای DG را محاسبه کرد (رابطه (۳)). با توجه به اینکه با بزرگتر شدن ظرفیت DG، جریان خطای تزریقی توسط آن نیز افزایش می‌یابد، می‌توان از آن ارتباط برای یافتن حداکثر ظرفیت DG به منظور حفظ هماهنگی استفاده کرد. جزئیات مربوط به محاسبات حداکثر ظرفیت DG با استفاده از روابط ریاضی مربوط به منحنی‌های عملکرد فیوز و بازبست در [۷] ارائه شده است.

$$I_{DG} < I_{fuse,margin} - I_s \quad (3)$$

۳-۳- موارد از بین رفتن هماهنگی فیوز- بازبست

در قسمت قبل با ذکر یک مثال نشان داده شد که در یک شبکه توزیع دارای DG، در صورت بزرگ بودن DG، عملکرد فیوزهای شاخه‌های فرعی می‌تواند باعث ایجاد قطعی دائمی به ازای وقوع خطای گذرا شود. قبل از پرداختن به مسأله ارزیابی قابلیت اطمینان لازم است که تمام مواردی که در آن امکان از بین رفتن هماهنگی وجود دارد مورد بررسی قرار گیرد. با توجه به شکل (۴) و با فرض اینکه تنها یک DG در نقاط مشخص شده می‌توان نصب کرد، چهار حالت مختلف در شبکه می‌تواند به وجود آید که در جدول (۱) نشان داده شده‌اند. در جدول مذکور I_F و I_R به ترتیب بیانگر جریان خطای عبور از بازبست و فیوز بوده و I_s و I_{DG} به ترتیب بیانگر جریان خطای شبکه و DG هستند [۷].

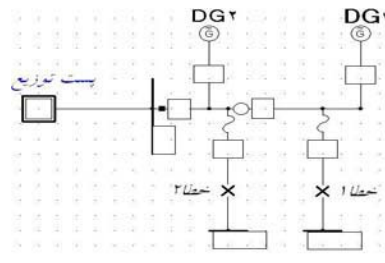
واسطه حضور DG برای هماهنگی فیوز- بازبست به شدت بر روی قابلیت اطمینان شبکه تأثیر می‌گذارد. وقتی که در یکی از شاخه‌های فرعی خطایی رخ می‌دهد، بازبست باید توسط عملکرد سریع خود مدار را قطع کند تا خطای گذرا فرصت از بین رفتن را بیابد. اگر پس از وصل مجد بازبست خطا همچنان وجود داشته باشد، فیوز شاخه فرعی می‌سوزد و باعث از بین رفتن خطای ماندگار ایجاد شده می‌شود. علاوه بر این، اگر فیوز به هر دلیلی نتواند خطا را از بین ببرد، بازبست توسط عملکرد کند خود به عنوان حفاظت پشتیبان عمل کرده و خطا را از بین می‌برد. برای اینکه این هماهنگی بین فیوز و بازبست ایجاد شود باید مقادیر بیشینه و کمینه جریان خطا در محدوده مشخص شده در شکل (۳) قرار داشته باشند. حال اگر به عنوان مثال یک DG در انتهای فیدر اصلی به شبکه متصل شود و یک خطا بر روی یکی از شاخه‌های فرعی پایین دست بازبست اتفاق بیفتد، جریان خطایی که از بازبست عبور می‌کند با جریانی که از فیوز عبور می‌کند متفاوت خواهد بود. واضح است که در این حالت جریان عبور کننده از فیوز بیشتر از جریان خطای عبوری از بازبست است. این اختلاف جریانی بازبست و فیوز ناشی از مشارکت DG در جریان خطا است. در شکل (۳) جریان عبوری از بازبست و فیوز برای این حالت نشان داده شده‌اند. اختلاف بین جریان فیوز و بازبست می‌تواند باعث عملکرد سریعتر فیوز نسبت به بازبست شود و این امکان را ایجاد نماید که به ازای خطای گذرا نیز فیوز قبل از بازبست عمل کند. با توجه به اینکه نرخ وقوع خطاهای گذرا در شبکه‌های توزیع بسیار بالا است، مسأله هماهنگی بازبست فیوز برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است و باید مورد توجه قرار گیرد.



شکل (۴): یک شبکه توزیع شعاعی معمولی

شکل (۳) همچنین نشان می‌دهد برای اینکه هماهنگی موجود بین فیوز و بازبست حفظ شود، یک محدوده جریانی برای مشارکت DG در جریان خطا وجود دارد. بنابراین برای حفظ هماهنگی باید رابطه زیر بین جریان خطای تزریقی از شبکه و حداکثر جریان مجاز تزریقی توسط DG برقرار باشد:

$$I_{fuse,margin} = I_s + I_{margin} \quad (1)$$



شکل (۴): شبکه توزیع نمونه

جدول (۱): حالت‌های ممکن برای از بین رفتن هماهنگی

توضیحات	محل خطا	واحد DG	حالت
$I_F > I_R$	خط ۱	DG ۱	۱
$I_R < 0$	خط ۲	DG ۱	۲
$I_F = I_R$	خط ۱	DG ۲	۳
$I_R = 0$	خط ۲	DG ۲	۴

در حالت اول، جریان خطای عبوری از بازبست برابر با جریان خطای تزریقی از شبکه و جریان خطای عبوری از فیوز برابر مجموع جریانهای تزریقی به واسطه شبکه و DG است. در این شرایط به دلیل اینکه هم DG و هم محل خطا در پایین دست بازبست قرار دارند، مشکل از بین رفتن هماهنگی بازبست- فیوز بسیار محتمل است. برخلاف حالت اول، در حالت دوم فیوز باید سریعتر از بازبست عمل کند، ولی این امکان وجود دارد که منحنی سریع عملکرد بازبست قبل از منحنی TC فیوز عمل کرده و باعث ایجاد قطعی در پایین دست فیدر شود. با توجه به اینکه پایین دست فیدر می تواند به صورت اتوماتیک و در عرض چند سیکل بازیابی شود، وقوع این پدیده تنها باعث ایجاد یک قطعی کوتاه مدت در شبکه می شود که تقریباً قابل صرف نظر است. در حالت سوم، جریان خطای عبوری از فیوز و بازبست یکسان است، بنابراین به نظر می رسد که در این حالت فیوز و بازبست می توانند هماهنگ با یکدیگر عمل کنند، مگر اینکه تزریق جریان خطا توسط DG آنقدر زیاد باشد که جریان عبوری از فیوز و بازبست بزرگتر از حداکثر جریان نشان داده شده در شکل (۳) باشد. وقوع این پدیده باعث می شود که فیوز قبل از بازبست عمل کند. در حالت چهارم مشکل عدم هماهنگی فیوز- بازبست بوجود نمی آید. در این حالت تمام جریان خطای تزریقی توسط شبکه و DG از فیوز عبور می کند و بازبست هیچ خطایی را نمی بیند. با توجه به مطالب فوق در این مقاله فقط حالت های اول و سوم مورد بررسی قرار می گیرند [۷].

۴- مدلسازی جریان خطای DG

در این مقاله، انرژی تولیدی توسط DG های متصل به هر باس به صورت یک منبع تولیدی مرکب از واحدهای تولیدی مختلف در نظر گرفته شده است. به عنوان مثال، یک منبع تولید پراکنده مرکب می تواند از ماشینهای سنکرون، القایی و منابع اینورترتربیس

تشکیل شده باشد. این سه نوع تکنولوژی تولید پراکنده می توانند رفتارهای متفاوتی در حین وقوع خطا از خود نشان دهند. مقادیر مربوط به جریان خروجی و زمان میرایی پاسخ آنها در جدول (۲) ارائه شده است [۸]. با توجه به زمان معلوم عملکرد ادوات حفاظتی، جریان خطا را می توان به صورت درصدی از جریان نامی ژنراتور نوع ژام (F_z) تقریب زد. برای محاسبه جریان خطای تزریقی هر ژنراتور، باید رفتار تمام انواع ژنراتورها را در هنگام وقوع خطا دانست. بنابراین احتمال تغذیه جریان خطا به وسیله ژنراتورهای متصل به شبکه که در تغذیه جریان خطا مشارکت می کنند را می توان بدست آورد. این احتمال برای ژنراتور نوع ژام، P_j نامیده می شود. در نتیجه مقدار نهایی جریان خطای مورد انتظار تزریقی توسط هر DG می تواند به صورت زیر تقریب زده شود:

$$I_{f, total} = \sum_{j=1}^{N_j} (P_j \times F_j \times I_{rated, j}) \quad (۴)$$

که در آن $I_{rated, j}$ بیانگر جریان نامی خروجی ژنراتور نوع ژام است و مقدار N_j برابر با ۳ می باشد.

جدول (۲): مشخصه های جریان خطا

نوع ژنراتور	جریان خطای تزریقی به صورت درصدی از جریان نامی خروجی
ژنراتور سنکرون با تحریک مجزا	۵۰۰ تا ۱۰۰۰ درصد برای چند سیکل اول و قابل کاهش تا ۲۰۰ تا ۴۰۰ درصد
ژنراتور القایی یا ژنراتور سنکرون خود تحریک	۵۰۰ تا ۱۰۰۰ درصد برای چند سیکل اول و بسیار ناچیز پس از ۱۰ سیکل
اینورترتربیس	۱۰۰ تا ۴۰۰ درصد و حتی کمتر از ۱۰۰ درصد برای بعضی از اینورترها، مدت تغذیه بستگی به تکنولوژی و تنظیمات کنترل کننده دارد

۵- تأثیر عدم هماهنگی بازبست- فیوز

همانگونه که پیش از این به آن اشاره شد، عدم هماهنگی بازبست- فیوز به خاطر اینکه باعث ایجاد قطعی های طولانی مدت به ازای وقوع خطاهای گذرا می شود می تواند قابلیت اطمینان سیستم را کاهش دهد. در این مقاله، خطاهایی که کمتر از چند ثانیه طول می کشند به عنوان خطای گذرا در نظر گرفته می شوند. در ادامه ابتدا در بخش ۵-۱ شاخصهای قابلیت اطمینان مرتبط با این مسأله معرفی می شوند و سپس در بخش ۵-۲ نحوه محاسبه تغییر در زمان قطعی توضیح داده می شود.

۵-۱- خطاهای گذرا و ماندگار

به طور معمول شاخصهای قابلیت اطمینان مربوط به نقاط بار برای ارزیابی قابلیت اعتماد شبکه های توزیع مورد استفاده قرار

می‌گیرند [۴]. برای ارزیابی قابلیت اطمینان المان i ام شبکه سه پارامتر در نظر گرفته می‌شود که عبارتند از:

λ_i : متوسط نرخ خرابی بر حسب تعداد خطا در سال (f/yr)؛

r_i : متوسط زمان تعمیر بر حسب ساعت؛

U_i : متوسط زمان خرابی سالیانه المان بر حسب ساعت در سال؛
در این مقاله، λ_i فقط به ازای خطاهای الکتریکی در نظر گرفته می‌شود و خروجیهای ناشی از ظرفیت حرارتی تجهیزات، خروجی‌های برنامه‌ریزی شده و غیره در نظر گرفته نمی‌شود. همانگونه که در بخش ۲ ذکر شد، هر کدام از تجهیزات شبکه بسته به محل آن تجهیز، موقعیت المان خراب و نوع خطا به اندازه مدت زمان لازم برای تعمیر یا مدت زمان کلیدزنی دچار قطعی می‌شود. طبیعتاً این مدت زمان قطعی بیانگر مدت زمان بی‌برقی بارهای متصل به المان قطع شده است. بنابراین اطلاعات مربوط به بی‌برقی نقاط بار را می‌توان به مستقیماً با استفاده از شاخص‌های قابلیت اطمینان مربوط به تجهیزات شبکه به دست آورد. با توجه به اینکه در این مقاله هم خطاهای گذرا و هم خطای ماندگار در نظر گرفته شده است، هر کدام از شاخص‌های قابلیت اطمینان (λ_i ، r_i و U_i) باید به دو بخش گذرا و ماندگار تقسیم‌بندی شوند. برای شروع، میزان نرخ متوسط خرابی را می‌توان به صورت نشان داده شده در (۵) نمایش داد.

$$\lambda_i = \lambda_{p,i} + \lambda_{t,i} \quad (5)$$

که در آن $\lambda_{p,i}$ و $\lambda_{t,i}$ به ترتیب بیانگر نرخ متوسط خطای ماندگار و نرخ متوسط خطای گذرا می‌باشند. هر کدام از این خطاها دارای مدت زمان تعمیر وابسته به خود و یا $r_{p,i}$ و $r_{t,i}$ می‌باشند. به ازای وقوع خطای ماندگار، $r_{p,i}$ همان زمان تعمیر است که در بخش ۲ توضیح داده شد. این در حالی است که $r_{t,i}$ فقط چند ثانیه است که در آن خطای گذرای اتفاق افتاده از بین می‌رود. در نتیجه متوسط خروج سالیانه ناشی از هر دو نوع خطا را می‌توان توسط روابط زیر بدست آورد:

$$U_{p,i} = \lambda_{p,i} \times r_{p,i} \quad (6)$$

$$U_{t,i} = \lambda_{t,i} \times r_{t,i} \quad (7)$$

در نهایت مقدار متوسط خروجی سالیانه و مدت زمان تعمیر متوسط از روابط زیر محاسبه می‌شوند:

$$U_i = U_{p,i} + U_{t,i} \quad (8)$$

$$r_i = U_i / \lambda_i \quad (9)$$

لازم به ذکر است که مدت زمان تعمیر متوسط خطاهای گذرا ($r_{t,i}$) بسیار کوتاه است. بنابراین بدون در نظر گرفتن تغییر در زمان قطعی، روابط (۵) تا (۹) را می‌توان به سادگی و تنها با در نظر گرفتن پارامترهای مربوط به خطاهای ماندگار محاسبه نمود.

۵-۲- تغییر در مدت زمان قطعی

موارد مطروح در قسمت قبل (۵-۱) زمانی صحیح است که هماهنگی مناسبی بین تجهیزات حفاظتی شبکه برقرار باشد. ولی از بین رفتن هماهنگی بازبست- فیوز می‌تواند باعث بروز قطعی دائمی به ازای وقوع خطای گذرا در برخی از المانها و نقاط بار شبکه شود. به عنوان مثال با بروز یک خطای گذرا در یک شاخه فرعی و عملکرد فیوز آن شاخه قبل از بازبست، مدت زمان قطعی المانها و نقاط بار متصل به آن شاخه فرعی، به زمان تعمیر و یا تعویض فیوز افزایش می‌یابد. بنابراین در این شرایط، مقادیر λ_i ، r_i و U_i محاسبه شده در قسمت قبل، به دلیل تغییر در مدت زمان قطعی صحیح نمی‌باشند. در این حالت، مقدار نرخ متوسط خرابی را همچنان می‌توان از رابطه (۵) بدست آورد، ولی زمان تعمیر برای خطاهای گذرا به مدت زمان تعمیر فیوز ($r_{f,i}$) افزایش خواهد یافت.

با فرض اینکه نحوه ترکیب منابع تولید پراکنده مختلف در نقطه اتصال آنها به شبکه معلوم است، مدل احتمالاتی منابع تولید پراکنده، طبق آنچه در بخش ۴ توضیح داده شد، قابل استخراج است. با عدم قطعیت در نحوه ترکیب منابع مختلف تولید پراکنده، میزان مشارکت آنها در جریان خطا و از بین بردن هماهنگی بازبست- فیوز نیز می‌تواند به صورت احتمالاتی بیان شود. بنابراین اگر احتمال از بین رفتن هماهنگی حفاظتی P باشد، مدت زمان متوسط قطعی خطاهای گذرا را می‌توان به صورت زیر فرموله کرد:

$$U_{t,i} = \lambda_{t,i} \times ((1-P) \times r_{t,i} + P \times r_{f,i}) \quad (10)$$

با توجه به کوتاه بودن زمان $r_{t,i}$ می‌توان از آن صرف نظر کرده و رابطه (۱۱) را بدست آورد:

$$U_{t,i} = \lambda_{t,i} \times (P \times r_{f,i}) \quad (11)$$

لازم به ذکر است $r_{f,i}$ بسیار طولانی‌تر از چند ثانیه است، به طوری که بار با قطعی بسیار طولانی مواجه می‌شود و می‌توان آن را به صورت خطای دائمی در نظر گرفت.

۶- روش انجام مطالعات

برای بررسی تناقض ناشی از حضور DG به عنوان منبع تولید پشتیبان و از بین رفتن هماهنگی حفاظتی، در این مقاله سه سناریو مورد بررسی قرار گرفته شده است:

- ۱- سیستم بدون DG؛
- ۲- سیستم دارای DG، ولی بدون در نظر گرفتن عدم هماهنگی حفاظتی؛
- ۳- سیستم دارای DG و با در نظر گرفتن عدم هماهنگی حفاظتی؛

۶-۱- سناریوی اول

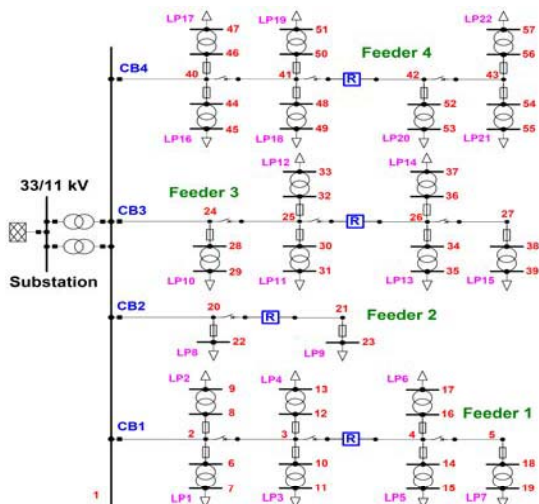
موجود و یا از طریق شبکه اصلی قابل تغذیه می‌باشند. بنابراین در این حالت به جای زمان تعمیر، زمان کلیدزنی به عنوان مدت زمان قطعی تمام این بارها در نظر گرفته می‌شود. با توجه به صرفنظر از عدم هماهنگی فیوز- بازبست در این سناریو، مقادیر مربوط به $U_{t,i}$ ، $r_{t,i}$ و $\lambda_{t,i}$ در این حالت نیز قابل چشم‌پوشی است. بنابراین شاخص‌های قابلیت اطمینان در این سناریو نیز همانند سناریوی اول قابل محاسبه خواهند بود.

۶-۳- سناریوی سوم

سناریوی سوم تناقض ناشی از حضور DG به عنوان منبع تولید پشتیبان و از بین رفتن هماهنگی حفاظتی را نشان می‌دهد. همانند سناریوی دوم، در این سناریو نیز تنها نقاط باری که مستقیماً به آلمان خطا دیده متصل شده‌اند به اندازه زمان تعمیر آن آلمان دچار قطعی می‌شوند. سایر نقاط بار به اندازه زمان کلیدزنی با بی‌برقی مواجه می‌شوند. از آنجا که مشکل عدم هماهنگی فیوز- بازبست در این سناریو در نظر گرفته شده است، شاخص‌های قابلیت اطمینان مرتبط با خطاهای گذرا ($r_{t,i}$ ، $\lambda_{t,i}$ و $U_{t,i}$) نیز باید در نظر گرفته شوند. شاخص‌های قابلیت اطمینان در این سناریو نیز همانند روش توضیح داده شده در سناریوی اول قابل محاسبه می‌باشند.

۷- نتایج شبیه سازی

شکل (۵) شبکه توزیع تست قابلیت اطمینان مورد استفاده در این مقاله را نشان می‌دهد [۹]. تمام اطلاعات مربوط به شبکه فوق در [۹] ذکر شده است. تمام DG های شبکه نیز به صورت مرکب در نظر گرفته شده‌اند.



شکل (۵): شبکه توزیع مورد مطالعه

انجام محاسبات با تعیین خروجی‌های تک آلمان (N-1) آغاز می‌شود. در ابتدا برای شبیه‌سازی بدترین شرایط احتمال عدم هماهنگی حفاظتی برابر با یک فرض شده، سپس در آنالیز

هدف از بررسی این سناریو تعریف و تعیین شاخص‌های قابلیت اطمینان یک شبکه توزیع شعاعی معمولی است که برای مقایسه با سناریوهای دیگر مورد استفاده قرار خواهد گرفت. ابتدا باید تمام خروجی‌های تک آلمان (N-1) برای تجهیزات شبکه، به منظور محاسبه شاخص‌های نقاط بار تعیین شود. آلمان خطا دیده به اندازه زمان تعمیرش از مدار خارج خواهد بود، که این خروج باعث دو دسته قطعی در بارهای شبکه می‌شود. دسته اول مربوط به نقاط باری که مستقیماً به آن آلمان متصل شده‌اند و دسته دوم مربوط به نقاط بار واقع در پایین دست آن می‌شود. مدت زمان قطعی برای نقاط باری که در بالادست آلمان خطا دیده واقع شده‌اند برابر مدت زمان لازم کلیدزنی است و بلافاصله پس از ایزوله شدن آلمان خطا دیده از بقیه مدار، از طریق منبع تغذیه کننده شبکه تغذیه می‌شوند. بنابراین زمان متوسط قطعی به ازای خطاهای ماندگار برای این بارها ($r_{p,i}$) همان زمان کلیدزنی ($r_{s,i}$) خواهد بود. با توجه به اینکه مدت زمان خطاهای گذرا بسیار کوچک است مقادیر $\lambda_{t,i}$ ، $r_{t,i}$ و $U_{t,i}$ در این مرحله قابل صرفنظر هستند. شاخص‌های قابلیت اطمینان SAIFI، SAIDI و ENS را می‌توان به شکل زیر تعریف کرد:

$$SAIFI = \frac{\text{تعداد کل قطعی-مشترک کل}}{\text{تعداد مشترکین}} = \frac{\sum \lambda_k N_k}{\sum N_k} \quad (12)$$

$$SAIDI = \frac{\text{مجموع کل قطعی}}{\text{تعداد مشترکین}} = \frac{\sum U_k N_k}{\sum N_k} \quad (13)$$

$$ENS = \sum L_{a,k} U_k = \text{مجموع کل انرژی تأمین نشده} \quad (14)$$

که در آن U_k و λ_k به ترتیب میانگن متوسط نرخ خرابی و مدت زمان متوسط قطعی سالیانه برای نقطه بار k ام هستند و N_k و $L_{a,k}$ به ترتیب میانگن تعداد مشترکین و بار متوسط متصل به نقطه بار k ام می‌باشند.

۶-۲- سناریوی دوم

با حضور منابع تولید پراکنده بزرگ، در سناریوی دوم مشکل عدم هماهنگی بازبست- فیوز اتفاق خواهد افتاد، ولی برای مدل‌سازی ایده‌آل‌ترین حالت حضور DG در شبکه توزیع از دید قابلیت اطمینان، در این سناریو از بروز این مشکل چشم‌پوشی شده است. بنابراین در این سناریو تنها نقاط باری که مستقیماً به آلمان خطا دیده متصل می‌شوند به اندازه زمان تعمیر آن آلمان دچار قطعی می‌شوند. بقیه نقاط بار تنها به اندازه زمان کلیدزنی دچار بی‌برقی می‌شوند. علت این امر هم این است که تمام این بارها پس از جداسازی آلمان خطا دیده از شبکه، یا از طریق DG های

حساسیت محاسبات با سایر مقادیر این احتمال انجام می‌شود. در تمام سناریوها، مقادیر SAIFI، SAIDI و ENS ناشی از خطاهای ماندگار با استفاده از روابط (۱۲) تا (۱۴) قابل محاسبه است. در سناریوی سوم نیز مقادیر SAIFI، SAIDI و ENS ناشی از تغییر در زمان قطعی به دلیل عدم هماهنگی حفاظتی نیز از روابط مذکور محاسبه می‌شوند. بنابراین مقادیر SAIFI، SAIDI و ENS در سناریوهای اول و دوم مستقیماً و در سناریوی سوم از حاصل جمع مقادیر مربوط به خطاهای ماندگار و تغییر زمان قطعی خطاهای گذرا محاسبه می‌شوند.

در جدول (۳) نتایج حاصل از این شبیه‌سازی به طور خلاصه ارائه شده است. با مقایسه نتایج سناریوی اول و دوم مشاهده می‌شود که نصب DG باعث کاهش SAIFI نمی‌شود. دلیل این امر این است که در سناریوی دوم ادوات حفاظتی بدون اشتباهند و می‌توانند ناحیه خطا را با اطمینان کامل جدا کنند. اما نصب DG در شبکه باعث بهبود شاخص SAIDI می‌شود و دلیل آن هم کاهش زمان قطع در نقاط مختلف بار است. همچنین این پدیده باعث کاهش ENS در شبکه نیز می‌شود.

در سناریوی سوم مقدار SAIFI-perm (ناشی از خطاهای ماندگار) مساوی با مقادیر مشابه برای سناریوهای اول و دوم است که دلیل این امر عملکرد یکسان ادوات حفاظتی در هر سه سناریو به ازای خطاهای ماندگار می‌باشد. با وجود اینکه مقدار SAIDI-perm (ناشی از خطاهای گذرا) در این سناریو نیز مانند سناریوی قبل بهبود می‌یابد، ولی تغییر در مدت زمان قطعی باعث ایجاد مقادیر اضافی SAIFI-temp و SAIDI-temp می‌شود. با توجه به اینکه تعداد خطاهای گذرا در شبکه‌های توزیع بسیار بیشتر از خطاهای ماندگار است مقدار SAIFI کل شبکه دچار افزایش قابل ملاحظه‌ای می‌شود. به طور مشابه، تغییر مدت زمان قطعی باعث افزایش ENS شبکه نیز می‌گردد. با توجه به نتایج ارائه شده در جدول (۳) می‌توان نتیجه گرفت که با صرف‌نظر از این بین رفتن هماهنگی بازبست-فیوز (سناریوی دوم)، نصب DG در شبکه قابلیت اطمینان را به طور محسوسی بهبود می‌دهد. ولی با در نظر گرفتن عدم هماهنگی بازبست-فیوز (سناریوی سوم) شاخص SAIFI شبکه به شدت خراب می‌شود. این در حالی است که در این سناریو شاخص‌های SAIDI و ENS همچنان می‌توانند بهبود یابند. نتایج حاصل این مطلب را تأیید می‌کنند که نصب DG بر روی قابلیت اطمینان شبکه هم می‌تواند تأثیر مثبت داشته باشد و هم تأثیر منفی. برای اطمینان از تأثیرگذرای مثبت نصب DG بر قابلیت اطمینان شبکه، می‌توان سایز DG را به حدی محدود کرد که مشکل عدم هماهنگی بازبست-فیوز هیچگاه رخ ندهد. همانطور

که در بخش ۳ توضیح داده شد می‌توان حداکثر جریان خطای خروجی DG برای حفظ هماهنگی موجود بین ادوات حفاظتی را محاسبه کرد. بنابراین با استفاده از حداکثر جریان خطای خروجی از DG، می‌توان حداکثر ظرفیت قابل نصب DG را بدست آورد [۷]. با انجام محاسبات فوق برای شبکه شبیه‌سازی شده در این مقاله، مقدار مرزی ظرفیت DG برای هر یک از فیدرها ۱/۷۹MW بدست خواهد آمد.

نتایج ارائه شده در جدول (۴) نشان می‌دهد که قابلیت اطمینان این شبکه بهتر از سناریوی اول و بسیار بدتر از سناریوی دوم است. همچنین در مقایسه با سناریوی سوم شاخص‌های SAIFI و SAIDI بهبود یافته ولی مقدار ENS شبکه افزایش یافته است. علت این پدیده این است که به خاطر محدودیت ظرفیت DG های نصب شده در هنگام عملکرد جزیره‌ای برخی از بارهای شبکه باید قطع شوند. همانگونه که ملاحظه می‌شود مقدار ENS-shed در جدول (۳) برای تمام سناریوها صفر است.

ممکن است این سؤال به وجود آید که مقدار بهینه ظرفیت DG چقدر است. برای پاسخ به این سؤال، در این مقاله، آنالیز حساسیت نیز انجام شده است. نتایج ارائه شده در جداول (۳) و (۴) با فرض عدد یک برای احتمال از بین رفتن هماهنگی حفاظتی محاسبه شده‌اند، که گویای بدترین شرایط ممکن می‌باشند. برای بررسی تأثیر این احتمال مطالعات فوق به ازای مقادیر ۰، ۰/۲۵، ۰/۵ و ۰/۷۵ نیز مجدداً انجام گرفته است. همچنین برای بررسی تأثیر ظرفیت DG، تمام مراحل فوق با تغییر در ظرفیت DG نیز انجام گرفته است. علاوه بر این برای سادگی ارائه نتایج حاصل از آنالیز حساسیت، مطالعات فوق تنها بر روی فیدر ۱ صورت گرفته است. مقدار کل ظرفیت DG بین صفر تا ۴/۵ فرض شده است. همانطور که اشاره شد، نصب DG باعث بهبود شاخص‌های SAIDI و ENS می‌شود. با توجه به شکل (۶)، شاخص SAIDI به ۳/۵۶۹۴ کاهش می‌یابد. این در حالی است که مقدار ENS تا زمانی که تعادل تولید و مصرف در جزیره بوجود آمده برقرار شود کاهش می‌یابد، ولی با توجه به اینکه مقدار مرزی برای ظرفیت DG برابر با ۱/۷۹MW است با افزایش سایز DG به مقادیر بزرگتر از آن مشکل عدم هماهنگی بازبست-فیوز ایجاد می‌شود. بنابراین شاخص‌های SAIFI، SAIDI و ENS با افزایش سایز DG از ۱/۵ به ۲ مگاوات دچار افزایش شدیدی می‌شوند. پس از این با افزایش سایز DG، شاخص‌های قابلیت اطمینان نیز روند طبیعی خود را طی می‌کنند. در رابطه با تأثیر احتمال از بین رفتن هماهنگی حفاظتی، واضح است که هرچه این احتمال بیشتر شود، شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه نیز وضعیت بدتری خواهند داشت.

جدول (۳): مقایسه نتایج حاصل از شبیه‌سازی سناریوهای تعریف شده

شاخص	فیدر ۱		فیدر ۲			فیدر ۳			فیدر ۴			کل سیستم		
	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم
SAIFI-perm (intr/cus)	-/۱۹۹۰۷	-/۱۹۹۰۷	-/۱۹۹۰۷	-/۱۵۶۲۵	-/۱۵۶۲۵	-/۱۹۹۸۱	-/۱۹۹۸۱	-/۱۹۹۸۱	-/۱۹۷۰۳	-/۱۹۷۰۳	-/۱۹۷۰۳	-/۱۹۸۶۱	-/۱۹۸۶۱	-/۱۹۸۶۱
SAIDI-perm (hrs/cus)	۳/۶۶۶۱	۳/۵۶۹۴	۳/۵۶۹۴	-/۶۵۵۲۵	-/۵۳۹۷۵	۳/۷۲۸۳	۳/۵۷۳۷	۳/۵۷۳۷	۳/۷۱۸	۳/۵۵۵۱	۳/۵۵۵۱	۳/۷۰۰۵	۳/۵۶۳	۳/۵۶۳
SAIFI-temp (intr/cus)	-	-	-/۲۵۰۹۷	-	-/۲۰۸	-	-	-/۲۴۵۵۶	-	-	-/۲۲۴۴۳	-	-	-/۲۴۲۷
SAIDI-temp (hrs/cus)	-	-	-/۱۲۵۴۹	-	-/۱۰۴	-	-	-/۱۲۲۷۸	-	-	-/۱۱۷۱۶	-	-	-/۱۲۱۹
ENS-perm (MWh)	۱۴/۰۵۶	۱۳/۱۱۳	۱۳/۱۱۳	۱/۴۲۳۴	۱/۱۶۰۵	۱۲/۱۴	۱۱/۱۸۲	۱۱/۱۸۲	۱۳/۲۹۸	۱۲/۲۱۲	۱۲/۲۱۲	۱۳/۱۶۱	۱۲/۱۶۷	۱۲/۱۶۷
ENS-shed (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENS-temp (MWh)	-	-	-/۴۵۶۸۵	-	-/۲۲۳۶	-	-	-/۳۸۳۳۳	-	-	-/۴۲۴۲۳	-	-	-/۴۲۱۶
Total SAIFI (intr/cus)	-/۱۹۹۰۷	-/۱۹۹۰۷	-/۴۵۰۰۴	-/۱۵۶۲۵	-/۱۵۶۲۵	-/۱۹۹۸۱	-/۱۹۹۸۱	-/۴۴۵۳۷	-/۱۹۷۰۳	-/۱۹۷۰۳	-/۴۳۱۳۶	-/۱۹۸۶۱	-/۱۹۸۶۱	-/۴۴۲۳
Total SAIDI (hrs/cus)	۳/۶۶۶۱	۳/۵۶۹۴	۳/۶۹۴۸۹	-/۶۵۵۲۵	-/۵۳۹۷۵	۳/۷۲۸۳	۳/۵۷۳۷	۳/۶۶۶۴۸	۳/۷۱۸	۳/۵۵۵۱	۳/۶۷۲۲۶	۳/۷۰۰۵	۳/۵۶۳	۳/۶۸۴۸
Total ENS (MWh)	۱۴/۰۵۶	۱۳/۱۱۳	۱۳/۵۶۹۸۵	۱/۴۲۳۴	۱/۱۶۰۵	۱۲/۱۴	۱۱/۱۸۲	۱۱/۵۶۵۳۳	۱۳/۲۹۸	۱۲/۲۱۲	۱۲/۶۳۶۲۳	۱۳/۱۶۱	۱۲/۱۶۷	۱۲/۵۸۸۷۵

شبیه‌سازی آن بر روی یک شبکه توزیع نمونه، به بررسی این تناقض پرداخته شد و این نتیجه حاصل شد که برای دستیابی به قابلیت اطمینان بالاتر در شبکه توزیع لازم است ظرفیت و محل DG مورد نظر با انجام مطالعات دقیق انتخاب شود.

۹- مراجع

[۱] S.A.M. Javadian, M.-R. Haghifam, "Designing a New Protection System for Distribution Networks including DG", The ۹th IET International conf. on Developments in Power System Protection, ۱۷ - ۲۰ March ۲۰۰۸, UK.

[۲] S.A.M. Javadian, M.-R. Haghifam, P. Barzandeh, A. Farzanehrfat, "A New Protection Scheme for MV Distribution Systems in Presence of Distributed Generation", Power Systems Conference ۲۰۰۸, March ۱۱-۱۴, ۲۰۰۸, Clemson, USA.

[۳] Y. Li, D. M. Vilathgamuwa, P. C. Loh, "Design, analysis and real-time testing of a controller for multibus microgrid system," IEEE Trans. Power Electronics, vol. ۱۹, pp. ۱۱۹۵-۱۲۰۴, Sept. ۲۰۰۴.

[۴] S. Chaitusaney, A. Yokoyama, "Reliability Analysis of Distribution System with Distributed Generation Considering Loss of Protection coordination," ۹th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Sweden, June ۱۱-۱۵, ۲۰۰۶.

[۵] R. Billinton, R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power System, Massachusetts: Pitman Publishing Inc, ۱۹۸۴.

[۶] جوادیان و حقی‌فام، "بررسی تأثیر حضور منابع تولید پراکنده در عملکرد سیستم حفاظت شبکه‌های توزیع،" دوازدهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق، اردیبهشت ۱۳۸۶.

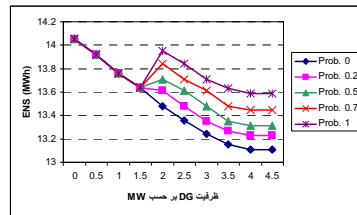
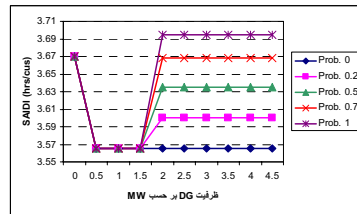
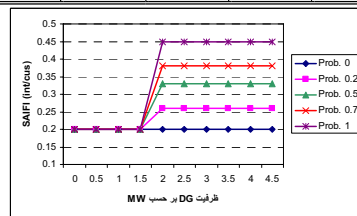
[۷] A. Farzanehrfat, S.A.M. Javadian, S.M.T. Bathaee, M.-R. Haghifam, "Maintaining the Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems in Presence of DG by Determining DG's Size", The ۹th IET International conf. on Developments in Power System Protection, ۱۷-۲۰ March ۲۰۰۸, Glasgow, UK.

[۸] IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems, IEEE Standard ۱۰۰۱-۱۹۸۸, Apr. ۱۹۸۹.

[۹] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, K. S. So, "A reliability test system for educational purposes - basic distribution system data and results," IEEE Trans. Power Systems, vol. ۶, pp. ۸۱۳-۸۲۰, May. ۱۹۹۱.

جدول (۴): نتایج شبیه‌سازی شبکه با نصب حداکثر DG

شاخص	فیدر ۱	فیدر ۲	فیدر ۳	فیدر ۴	کل سیستم
SAIFI-perm (intr/cus)	-/۱۹۹۰۷	-/۱۵۶۲۵	-/۱۹۹۸۱	-/۱۹۷۰۳	-/۱۹۸۶۱
SAIDI-perm (hrs/cus)	۳/۵۶۹۴	-/۵۳۹۷۵	۳/۵۷۳۷	۳/۵۵۵۱	۳/۵۶۳
SAIFI-temp (intr/cus)	-	-	-	-	-
SAIDI-temp (hrs/cus)	-	-	-	-	-
ENS-perm (MWh)	۱۳/۱۱۳	۱/۱۶۰۵	۱۱/۱۸۲	۱۲/۲۱۲	۱۲/۱۶۷
ENS-shed (MWh)	-/۴۴۳۴۸	-/۰۰۹۷۰۲	-/۴۶۲۹۹	-/۵۷۰۳۶	-/۴۹۰۸۵
ENS-temp (MWh)	-	-	-	-	-
Total SAIFI (intr/cus)	-/۱۹۹۰۷	-/۱۵۶۲۵	-/۱۹۹۸۱	-/۱۹۷۰۳	-/۱۹۸۶۱
Total SAIDI (hrs/cus)	۳/۵۶۹۴	-/۵۳۹۷۵	۳/۵۷۳۷	۳/۵۵۵۱	۳/۵۶۳
Total ENS (MWh)	۱۳/۵۶۶۴۸	۱/۱۷۰۲۰۲	۱۱/۶۴۴۹۹	۱۲/۷۸۲۳۶	۱۲/۶۵۷۹۸



شکل (۶): تغییرات SAIFI, SAIDI و ENS با تغییر سایز DG

۸- نتیجه‌گیری

با نصب منابع تولید پراکنده به شبکه‌های توزیع انتظار می‌رود که قابلیت اطمینان این شبکه‌ها افزایش یابد، اما حضور DG در شبکه می‌تواند باعث از بین رفتن هماهنگی موجود بین ادوات حفاظتی گردد. با از بین رفتن هماهنگی حفاظتی این امکان وجود دارد که نصب DG باعث کاهش قابلیت اطمینان شبکه گردد. در این مقاله با مطالعه این پدیده و تشریح نتایج حاصل از