

## بهبود هماهنگی حفاظتی فیوزهای شبکه فشار متوسط با حضور DG

حسن سلیمانی امیری hassan_soleimani@yahoo.com	الهام ابوئی مهریزی abooei.e@gmail.com	بهمن جمشیدی bahmanjamshidi@gmail.com	اکبر زارع ak.zare@gmail.com
مجتبی رفیعی mojtaba_rafiei14@yahoo.com	عبدالحمید محرابی h.mehr@ymail.com		بهشیداحمدخان بیگی b_akhanbeigi@yahoo.com

شرکت توزیع نیروی برق استان البرز

واژه های کلیدی- هماهنگی حفاظتی، فیوز، شبکه های شعاعی، تولید پراکنده

بر آن است که با استفاده از نرم افزار ETAP اثر حضور DG بر هماهنگی حفاظتی فیوزهای یکی از فیدرهای منطقه نظرآباد را مورد بررسی قرار دهد. نتایج نهایی نشان دهنده لزوم مطالعات بعد از نصب DG و بازنگری در نوع، مکان و تنظیمات تجهیزات حفاظتی در جهت پایدار ماندن هماهنگی حفاظتی شبکه می باشد.

### ۱. مقدمه

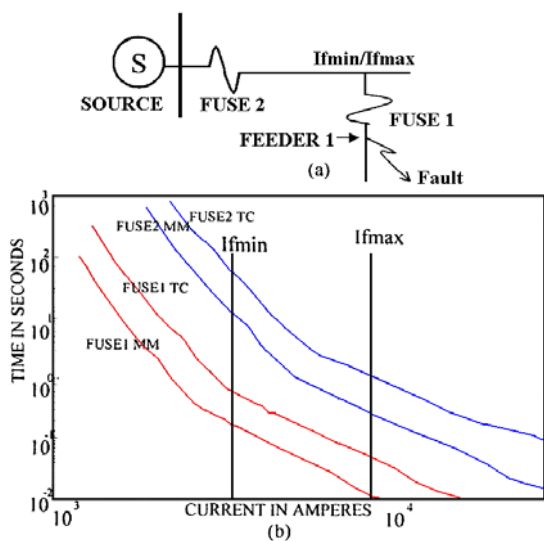
با توجه به مزایای بیشمار منابع تولید پراکنده و گسترش استفاده از این منابع در شبکه های سراسری برق، محققان صنعت برق توجه ویژه ای را به مقوله منابع تولید پراکنده اختصاص داده و مقالات متعددی را با بررسی زوایای مختلف آن تالیف و تدوین

**چکیده** - حفاظت سیستم های قدرت یکی از جنبه های بسیار مهم آن می باشد، بگونه ای که چگونگی اجرای طرح ها و کیفیت عملکرد تجهیزات حفاظتی مقوله هایی همچون قابلیت اطمینان، کنترل پذیری و پایداری سیستم های قدرت را تحت تاثیر قرار می دهد. اخیراً با توجه به سیاست های اتخاذ شده مبنی بر گسترش منابع تولید پراکنده، بازبینی مطالعات هماهنگی بین تجهیزات حفاظتی و اتخاذ تصمیم های مناسب جهت بهره گیری حداکثری منابع DG، لازم می باشد. اصولاً طرح های حفاظتی منتخب برای سیستم های توزیع انرژی الکتریکی فعلی به جهت ماهیت آن، عمدتاً بصورت سنتی و با فرض شعاعی بودن شبکه می باشد در حالی که بعد از نصب واحد DG بخش عمده ای از شبکه حالت شعاعی خود را از دست داده و لازم است همسو با تغییرات شبکه، هماهنگی تجهیزات حفاظتی نیز تغییر یابد تا وضعیت حفاظتی شبکه پایدار بماند. این مقاله

به سایر ادوات حفاظتی دارند، جزو اولویت های طرح های حفاظتی بخصوص در شبکه های توزیع برق می باشند. بطور کلی یک فیوز دو مشخصه اصلی را شامل می شود:

- ۱- حداقل زمان لازم برای ذوب شدن المان فیوز (MM)
- ۲- حداکثر زمان کل لازم برای برطرف شدن خطا توسط فیوز (TC) [3].

شکل ۱a بخش کوچکی از یک شبکه توزیع واقعی را نشان می دهد. این شبکه، فاقد DG بوده و به صورت کلی، ۲ نمونه از فیوزهای مجموعه برای تحلیل مطالعات هماهنگی در نظر گرفته شده اند [4]. هماهنگی ایجاد شده بین دو فیوز مزبور باید بنحوی باشد که برای هر خطای حادث شده در فیدر ۱، فیوز ۱ زودتر از فیوز ۲ عمل کرده و خطا را از سیستم پاک کند. این امر زمانی ممکن است که مشخصه TC فیوز ۱ با حاشیه امنیت مشخصی زیر مشخصه TC فیوز ۲ قرار گیرد. حاشیه امنیت بگونه ای در نظر گرفته می شود که زمان رفع خطای حداکثر برای فیوز اصلی (فیوز ۱) از ۷۵٪ زمان ذوب حداقل فیوز پشتیبان (فیوز ۲) تجاوز نکند [5].



شکل ۱: هماهنگی فیوز - فیوز در شبکه توزیع شعاعی بدون DG

این حاشیه امنیت تضمین کننده عملکرد فیوز اصلی قبل از فیوز پشتیبان می باشد [3]. شکل ۱b گراف هماهنگی بین فیوزهای موجود را نشان می دهد. در این شبکه هماهنگی لازم برای تمامی خطاهایی که دامنه جریان خطای آن در محدوده  $I_{fmin}$  و  $I_{fmax}$  می باشد، صورت گرفته است. محدوده

کرده اند. از جمله آن می توان به مرجع شماره ۱ اشاره کرد که اهم مزایای مربوط به استفاده از DG را به ترتیب زیر عنوان کرده است:

- ۱- کاهش استفاده از ذخایر انرژی بواسطه کاهش پیک بار در زمانهای پر مصرف.
- ۲- پشتیبان اضطراری در مواقع بروز خاموشی.
- ۳- به تعویق انداختن افزایش ظرفیت نیروگاهی.
- ۴- افزایش قابلیت اطمینان شبکه.
- ۵- کاهش افت ولتاژ.

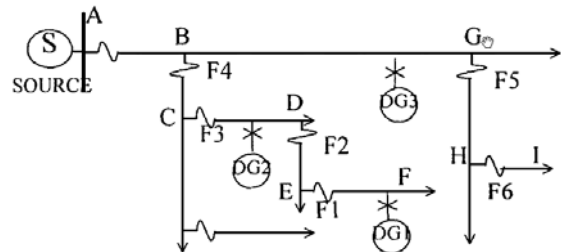
همچنین مرجع شماره ۲ بحث قابلیت اطمینان منابع تولید پراکنده و ظرفیت و جایابی بهینه DG را مورد توجه قرار داده است. پایداری حفاظتی تجهیزات حفاظتی بعد از نصب منابع تولید پراکنده در مرجع شماره ۳ بحث شده است. قصد ما در این مقاله بررسی جریان تزریقی واحد تولید پراکنده متناسب با نوع و ظرفیت و محل نصب DG می باشد که در مواقع بروز خطا عملکرد تجهیزات حفاظتی را تحت الشعاع قرار می دهد. در این مقاله سعی خواهیم کرد با توجه به نتایج مقالات مطرح شده، عملکرد تجهیزات حفاظتی بعد از نصب DG در یک شبکه واقعی را بررسی کرده و راهکارهای لازم بمنظور بهبود هماهنگی حفاظتی و عدم قطع غیرضروری قسمتهای مختلف شبکه و بارهای الکتریکی مربوطه را بازگو کنیم تا بدین منظور استفاده حداکثری این منابع را در شبکه شاهد باشیم. با توجه به اینکه در حال حاضر اکثر شبکه های فشار متوسط از فیوز به عنوان تنها تجهیز حفاظتی در شبکه سود می برند، ضرورت دارد که ابتدا نحوه هماهنگی فیوز - فیوز، مورد بررسی قرار گرفته و سپس در ادامه با شبیه سازی یک شبکه واقعی در نرم افزار ETAP، از نتایج آن در جهت هماهنگی تجهیزات حفاظتی موجود سود جست.

## ۲. هماهنگی فیوز - فیوز

عموماً فیوزها جزو تجهیزات حفاظتی پرکاربرد در شبکه توزیع برق می باشند و بدلیل ساختار ساده و هزینه کمتری که نسبت

(حداقل جریان خطا) و  $I_{fmax}$  (حداکثر جریان خطا) را اصطلاحاً رنج هماهنگی بین فیوزها گویند.

با اتصال DG به سیستم توزیع مذکور، دامنه جریانهای خطا برای هر نوع خطایی که قبلاً وجود داشت، تغییر خواهد یافت. حتی این امکان که جهت جریانهای جاری شده در سیستم عکس حالت بدون DG باشد، وجود خواهد داشت. به عنوان مثال احتمال این که جریان خطا از سمت بار (پایین دست شبکه) به سمت منبع (بالادست شبکه) جاری شده و فیوز خطایی را که در شبکه پایین دست رخ داده به اشتباه در شبکه بالا دست خود دیده و عملکرد غلط داشته باشد دور از انتظار نبوده و در چنین شرایطی هماهنگی موجود بین آنها بکلی از بین خواهد رفت.



شکل ۲: بخشی از یک شبکه توزیع بزرگ با DG

شکل ۲ بخشی از یک شبکه توزیع بزرگ را نشان می‌دهد. برای توضیح بیشتر موارد فوق، ابتدا فرض می‌کنیم شبکه توزیع فاقد DG می‌باشد. در این حالت، زوج فیوزهای  $F1-F2$ ،  $F2-F3$ ،  $F3-F4$  و  $F5-F6$  بگونه‌ای که قبلاً گفته شد، با هم هماهنگ می‌باشند. با نفوذ منابع DG به شبکه فوق و نصب آنها در نقاط نشان داده شده، سیستم با تغییرات زیر مواجه خواهد بود.

۱- مقادیر حداکثر و حداقل جریان خطا در سکشن HI به دلیل وجود منابع DG بالادست، افزایش خواهد یافت. از اینرو فیوزهای  $F5$  و  $F6$  دامنه جریان خطای بالاتری نسبت به قبل را تجربه خواهند کرد.

۲- برای خطاهایی که در سکشن CD رخ می‌دهد، فیوزهای  $F3$  و  $F4$  آن را به عنوان خطای پایین دست خود خواهند دید، در حالی که همین فیوزها خطاهای حادث شده در سکشن AB را به عنوان خطای بالادست خود تلقی خواهند کرد. دامنه جریان خطای دیده شده توسط فیوزهای  $F3$  و  $F2$  برای خطاهایی که در سکشن AB و CD رخ می‌دهد، یکسان

خواهد بود. فیوزهای  $F1-F2$  نیز شرایطی نظیر فیوزهای  $F4$  و  $F3$  خواهند داشت.

۳- برای خطاهایی که در سکشن DE رخ می‌دهند، فیوز  $F2$  دامنه جریان خطای بیشتری را نسبت به  $F3$  تجربه خواهد کرد، در حالی که برای خطاهای حادث شده در سکشن BC، فیوز  $F3$  دامنه جریان خطای بیشتری را نسبت به  $F2$  متحمل خواهد شد.

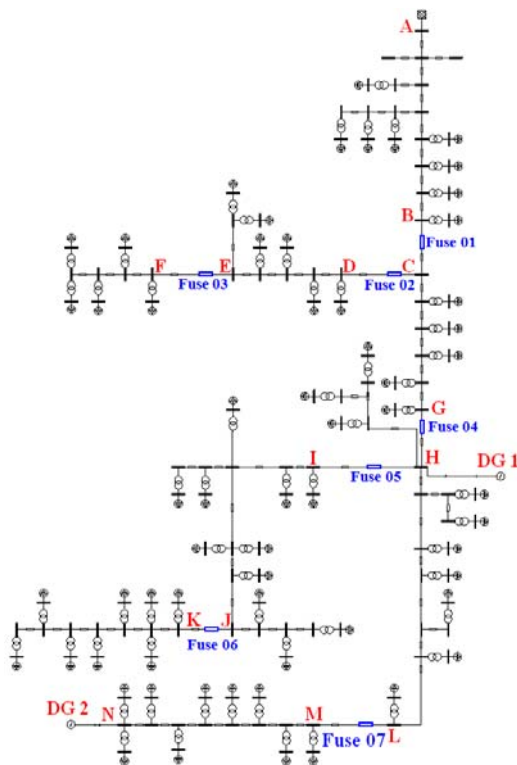
در مورد بند ۱ موارد اشاره شده می‌توان گفت با وجود افزایش حداکثر و حداکثری جریان خطا در سکشن HI، هماهنگی بین فیوزهای  $F5$  و  $F6$  تا حد زیادی حفظ می‌شود و این بدان دلیل است که هنوز فیوزهای مربوطه فقط خطای پایین دست خود را حفاظت می‌کنند. نکته مهم این بخش، افزایش مقادیر حداقل و حداکثری جریان خطا و متناسب با آن تغییر رنج هماهنگی بین فیوزهای  $F5$  و  $F6$  و در نتیجه تغییر گراف هماهنگی بین آن دو می‌باشد. (رنج هماهنگی، محدوده بین حداقل جریان خطا و حداکثر جریان خطا می‌باشد که در این بازه منحنی‌های مربوط به فیوزها هماهنگ بوده و در خارج از این بازه ممکن است این هماهنگی وجود نداشته باشد). اگر افزایش جریان خطا قابل توجه باشد، این امکان وجود دارد که رنج هماهنگی از محدوده منحنی مشخصه فیوز بزرگتر و در نتیجه فیوز مربوطه با مقدار نامی فعلی نتواند هماهنگی لازم را برای خطاهای حادث شده ایجاد کند و نیاز به تعویض آن باشد.

در مورد بند ۲ موارد فوق می‌توان گفت یک تعارض خیلی آشکار وجود دارد. می‌دانیم یکی از بارزترین و مهمترین مشخصه طرح‌های حفاظتی در محدود کردن حوزه خطا و ایزوله کردن قسمت آسیب دیده از بقیه شبکه می‌باشد. حال برای اینکه از این مهم پیروی کنیم، لازم است برای خطاهایی که در سکشن CD رخ می‌دهد فیوز  $F3$  زودتر از فیوز  $F4$  و برای خطاهایی که در سکشن AB رخ می‌دهد فیوز  $F4$  زودتر از  $F3$  عمل کند. از آنجایی که هر دو فیوز جریان خطای یکسانی را در مواجهه با خطاهای پایین دست و بالادست خود مشاهده می‌کنند، این مورد امکان پذیر نخواهد بود. مورد مذکور برای فیوزهای  $F1$  و  $F2$  و خطاهای حادث شده در سکشن‌های EF و CD نیز صادق است.

با توجه به موارد اشاره شده در بالا، مخصوصاً مواقعی که خطا در بالادست رخ می دهد، مقدار جریان خطای تزریقی از منابع DG نقش اساسی در پایدار ماندن هماهنگی بین فیوزها بازی خواهد کرد بگونه ای که می تواند هماهنگی بین آنها را تضمین کند یا باعث از دست رفتن هماهنگی شود.

### ۳. شبیه سازی کامپیوتری

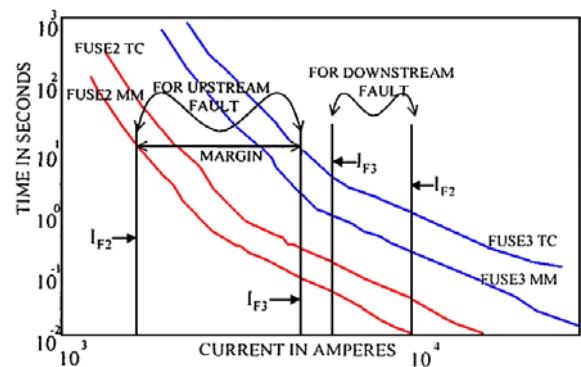
برای انجام مطالعات هماهنگی تجهیزات حفاظتی، یکی از فیدرهای فشار متوسط منطقه برق نظر آباد و پست فوق توزیع نظر آباد انتخاب و در نرم افزار ETAP شبیه سازی شده است. این فیدر با طول متوسط ۹ کیلومتر و ظرفیت منصوبه ۱۶ مگا ولت آمپر، در حال حاضر از دو منبع تولید پراکنده با ظرفیت ۱/۷ مگاوات سود می برد. تنها تجهیز حفاظتی استفاده شده در طول فیدر فیوز می باشد که انتخاب سایز آن با توجه به دامنه جریان آن قسمت از شبکه و در نظر گرفتن اضافه جریان ناشی از انجام مانور بوده است. شکل ۴ دیاگرام تک خطی شبکه مزبور را که در نرم افزار ETAP شبیه سازی شده است نشان می دهد.



شکل ۴: دیاگرام تک خطی فیدر فشار متوسط پست نظر آباد

شکل ۳ موارد اشاره شده در بند ۳ را نشان می دهد. این شکل مشخصه فیوزهای F2 و F3 و هماهنگی بین آنها را بدون در نظر گرفتن DG نشان می دهد.

همانگونه که در بند ۳ اشاره شد، برای خطاهای پایین دست فیوز F2 جریان خطای بیشتری را نسبت به فیوز F3 تجربه می کند ( $IF2 > IF3$ )، اختلاف بین این دو جریان ( $IF2-IF3$ ) متناسب با نوع و اندازه DG2 می باشد. با توجه به اینکه در این حالت برای تمامی زمانها  $IF2 > IF3$  می باشد لذا هماهنگی این دو فیوز برای خطاهای حادث شده در شبکه پایین دست هیچوقت از بین نمی رود (همیشه F2 قبل از F3 عمل می کند)، و این همان انتظاری است که ما برای عملکرد صحیح فیوزها در مواجهه با خطای پایین دست داشتیم. البته در اینجا فرض بر این است که افزایش جریان خطا بدلیل وجود منابع تولید پراکنده فراتر از منحنی عملکرد فیوزها نباشد.



شکل ۳: مارجین هماهنگی بین فیوزها با در نظر گرفتن اثر DG

برای خطاهای حادث شده در شبکه بالادست، جریان خطای عبوری از F3 بزرگتر از جریان خطای عبوری از F2 خواهد بود ( $IF3 > IF2$ )، اختلاف بین این دو متناسب با اندازه و نوع DG2 خواهد بود [6]. در این حالت همانگونه که از شکل ۳ استنباط می شود، اگر اختلاف بین جریان خطای IF2 و IF3 بیشتر از مارجین نشان داده شده باشد، فیوز F3 زودتر از فیوز F2 عمل کرده و هماهنگی بین آن دو پایدار می ماند (با وجود اینکه منحنی F3 بالای منحنی F2 می باشد)، لازم به ذکر است که اگر اختلاف بین دامنه این دو جریان کمتر از مارجین مذکور باشد، عملکرد فیوز F2 قبل از F3 بوده و هماهنگی آنها از دست خواهد رفت.

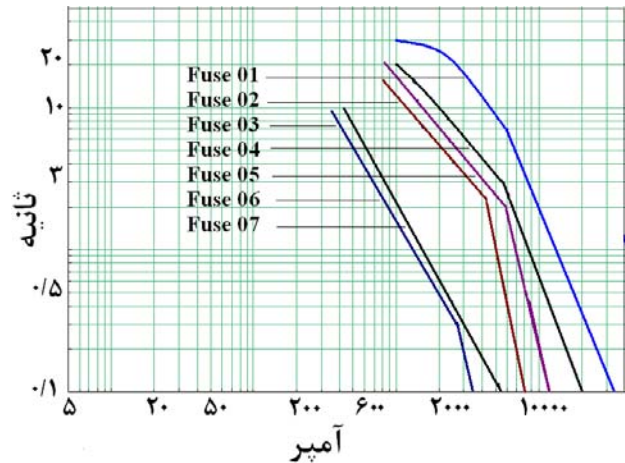
جدول ۱: نتایج پخش بار اتصال کوتاه بدون حضور DG

خطا در باس F رخ داده است.		
فیوز	جریان خطای عبوری	زمان عملکرد
FUSE 01	6.62 KA	5 sec
FUSE 02	7.11 KA	.2 sec
FUSE 03	7.19 KA	0.1 sec
خطا در باس H رخ داده است.		
فیوز	جریان خطای عبوری	زمان عملکرد
FUSE 01	6.51 KA	5 sec
FUSE 04	6.76 KA	2 sec
خطا در باس K رخ داده است.		
فیوز	جریان خطای عبوری	زمان عملکرد
FUSE 01	5.37 KA	7 sec
FUSE 04	5.57 KA	3 sec
FUSE 05	5.78 KA	2 sec
FUSE 06	5.90 KA	0.1 sec
خطا در باس M رخ داده است.		
فیوز	جریان خطای عبوری	زمان عملکرد
FUSE 01	5.23 KA	7 sec
FUSE 04	5.43 KA	3 sec
FUSE 07	5.75 KA	0.1 sec

تغییرات عمده ای که بعد از به مدار آمدن DG ها شاهد آن خواهیم بود، شامل موارد زیر می باشد. لازم به ذکر است که برای مقایسه دامنه جریانهای خطا و زمان عملکرد فیوزها، نتایجی که بعد از نصب DG بدست آمده با نتایج قبلی در جدول شماره ۲ آورده شده است.

۱- برای خطاهای حادث شده در باسهای F و K مسیرهای CDEF و HIJK مثل قبل حالت شعاعی خود را حفظ می کنند و تنها دامنه جریان در فیوزهای FUSE 02، FUSE 03 و FUSE 05، FUSE 06 بالا رفته و در فیوز FUSE 01 پایین خواهد آمد. در دو حالت فوق فیوز FUSE 07 که قبلا فاقد جریان خطا بود، جریان خطا را مشاهده خواهد کرد. این حالت برای خطای حادث شده در باس F و فیوز FUSE 04 نیز صادق است. زمان عملکرد فیوزهای FUSE 04 و FUSE 07 به نحوی که در جدول ۲ نشان داده شده است بگونه ای است که برای هر خطای حادث شده در باس F اگر به هر دلیلی فیوزهای اصلی فاقد عملکرد باشند فیوز FUSE 07 زودتر از فیوز FUSE 04 عمل می کند و این خلاف عملکرد صحیح فیوزها می باشد. محاسبات نشان می دهد برای رفع این مشکل می توان سائز فیوز

همانگونه که در شکل مشخص شده است سکشن AB فاقد فیوز بوده و حفاظت آن به عهده رله پست فوق توزیع می باشد. برای شاخه فرعی CDEF فیوزهای FUSE 01، FUSE 02 و FUSE 03 باهم هماهنگ شده اند. برای شاخه فرعی HIJK فیوزهای FUSE 01، FUSE 04، FUSE 05 و FUSE 06 هماهنگ بوده و در نهایت برای شاخه HLMN فیوزهای FUSE 01، FUSE 04 و FUSE 07 هماهنگ می باشند. اندازه نامی این فیوزها به ترتیب برای FUSE 01 تا FUSE 07 برابر 200A، 50A، 25A، 160A، 80A، 25A و 40A می باشد. منحنی مشخصه این فیوزها با استفاده از نرم افزار ETAP در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۵: منحنی مشخصه فیوزهای FUSE 01 الی FUSE 07

مطالعات بر روی این شبکه در ابتدا بدون حضور تولید پراکنده انجام می شود که شامل پخش بار اتصال کوتاه با وجود خطا در باسهای F، H، K و M می باشد. جدول شماره ۱ دامنه جریان های خطای بوجود آمده در فیوزهای فوق الذکر و همچنین زمان عملکرد آنها را که از منحنی مشخصه نشان داده شده در شکل ۵ بدست آمده است نشان می دهد. همانگونه که از مقادیر زمان عملکرد فیوزها مشخص است، قبل از نصب DG تمامی فیوزهای شبکه بصورت هماهنگ، خطا های موجود در طول شبکه را پوشش داده و حتی المقدور بخش کوچک و خطا دار شبکه را از بقیه جدا می کنند. بعد از نصب واحد DG طبیعتا سطح اتصال کوتاه شبکه به دلیل تزریق جریان از طریق این واحد ها بالا خواهد رفت.

جدول ۲: نتایج پخش بار اتصال کوتاه با و بدون حضور DG

خطا در باس F رخ داده است.				
فیوز	جریان خطا (KA)		زمان عملکرد (sec)	
	Without DG	With DG	Without DG	With DG
FUSE 01	6.62	6.54	5	5
FUSE 02	7.11	7.56	0.2	0.2
FUSE 03	7.19	7.64	0.1	0.1
FUSE 04	0.00	1.07		20
FUSE 07	0.00	0.42		10
خطا در باس K رخ داده است.				
فیوز	جریان خطا (KA)		زمان عملکرد (sec)	
	Without DG	With DG	Without DG	With DG
FUSE 01	5.37	5.29	7	7
FUSE 04	5.57	5.49	3	3
FUSE 05	5.78	6.25	2	2
FUSE 06	5.90	6.37	0.1	0.1
FUSE 07	0.00	0.44		10
خطا در باس H رخ داده است.				
فیوز	جریان خطا (KA)		زمان عملکرد (sec)	
	Without DG	With DG	Without DG	With DG
FUSE 01	6.51	6.51	5	5
FUSE 04	6.76	6.76	2	2
خطا در باس B رخ داده است.				
فیوز	جریان خطا (KA)		زمان عملکرد (sec)	
	Without DG	With DG	Without DG	With DG
FUSE 01	0.00	1.630		40
FUSE 04	0.00	1.320		15
خطا در باس M رخ داده است.				
فیوز	جریان خطا (KA)		زمان عملکرد (sec)	
	Without DG	With DG	Without DG	With DG
FUSE 04	5.43	5.38	3	3
FUSE 07	5.75	5.97	0.1	0.1
خطا در باس G رخ داده است.				
فیوز	جریان خطا (KA)		زمان عملکرد (sec)	
	Without DG	With DG	Without DG	With DG
FUSE 04	0.00	1.370		15
FUSE 07	0.00	0.534		7

FUSE 07 از 40A به 80A افزایش داد. اگر خطا در باس K رخ دهد با وجود افزایش دامنه جریان خطا در فیوزهای FUSE 05 و FUSE 06 و کاهش آن در فیوز FUSE 04 هماهنگی آنها پایدار خواهد ماند و این نشان دهنده آن است که افزایش یا کاهش جریان خطا به واسطه حضور DG به حدی نیست که از منحنی عملکرد فیوزها فراتر رود.

۲- برای خطاهای حادث شده در باس H همانطور که در جدول شماره ۲ نشان داده شده است دامنه جریان های خطا و به تبع آن زمان عملکرد فیوز های FUSE 01 و FUSE 04 تفاوتی با مقادیر قبلی نداشته است. در این حالت خطاهایی که در سکشن HL رخ می دهد به عنوان خطای پایین دست و خطاهایی که در سکشن AB رخ می دهد به عنوان خطای بالادست برای فیوزهای FUSE 01 و FUSE 04 به شمار خواهد رفت. با توجه به نتایج نشان داده شده در جدول شماره ۲، هماهنگی این دو فیوز برای خطاهای پایین دست حفظ می شود ولی اگر خطایی در بالا دست (باس B) رخ دهد، مشاهده می شود که زمان عملکرد فیوز FUSE 04 زودتر از FUSE 01 بوده و بدین ترتیب هماهنگی آنها از دست خواهد رفت. در این حالت فیوز FUSE 04 قطع شده و DG های نصب شده بصورت جزیره ای سکشن های HIJK و HLMN را تغذیه خواهند کرد. لذا باید دقت لازم در انتخاب محل فیوز FUSE 04 را داشت که بعد از عملکرد آن DG های مربوطه بتوانند جوابگوی مصرف آن بخش از شبکه باشند.

۳- مورد آخر به خطاهای حادث شده در سکشن های MN (باس M) و CG (باس G) و هماهنگی بین فیوزهای FUSE 04 و FUSE 07 می پردازد. برای خطاهای حادث شده در باس M جریان عبوری از فیوز FUSE 07 همواره بیشتر از FUSE 04 بوده و با توجه به اینکه منحنی مشخصه فیوز FUSE 07 زیر منحنی مشخصه FUSE 04 می باشد، لذا FUSE 07 زودتر از فیوز FUSE 04 عمل کرده و بدین ترتیب هماهنگی آنها برای هر نوع خطا در محدوده MN پایدار می ماند.

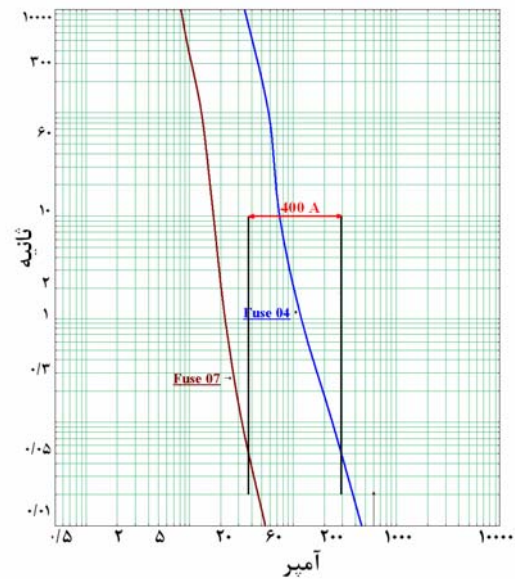
## ۴. نتیجه گیری

با اتصال DG به شبکه، دامنه جریان خطای عبوری در بعضی از فیوزها بیشتر و در بعضی موارد کمتر خواهد شد. لذا لازم است بعد از نصب DG مطالعات اتصال کوتاه به منظور بررسی هماهنگی تجهیزات حفاظتی و محاسبه مقادیر جدید جریانهای اتصال کوتاه مجددا انجام شود. محاسبات نشان می دهد در بعضی موارد افزایش یا کاهش جریان خطا از حد منحنی عملکرد فیوزها فراتر نرفته و فیوزهای مجموعه با همان سایز قبلی می توانند هماهنگی لازم را جهت رفع خطا بوجود آورند ولی در بعضی از موارد سایز جدید تجهیزات که برای پایدار ماندن هماهنگی حفاظتی لازم می باشد، باید محاسبه و استفاده شود. لازم به ذکر است که در اکثر موارد، تصمیم گیری های انجام شده به منظور پایدار ماندن هماهنگی حفاظتی وابستگی شدیدی به قابلیت اطمینان DG های متصل شده به شبکه خواهد داشت.

دامنه جریان خطای تزریقی از منابع DG به هنگام وجود خطا می تواند نقش اساسی را در پایدار ماندن هماهنگی بین فیوزها، داشته باشد بگونه ای که می تواند هماهنگی بین آنها را تضمین کرده یا باعث از دست رفتن آن شود.

## مراجع

- 1- El-Samahy, Ehab El-Saadany, "The Effect of DG on Power Quality in a Deregulated Environment", Power Engineering Society General Meeting, June 2005, IEEE, pp.714-721.
- 2- Michael T. Doyle, "Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection", Power Engineering Society Summer Meeting, 2002, IEEE, vol.1, pp.103-105.



شکل ۶: منحنی مشخصه فیوزهای FUSE 04 و FUSE 07

برای خطاهای حادث شده در باس G جریان خطای عبوری از فیوز FUSE 04 بیشتر از فیوز FUSE 07 می باشد ولی بدلیل اینکه منحنی مشخصه فیوز FUSE 04 بالای منحنی مشخصه فیوز FUSE 07 می باشد و از طرفی اختلاف بین دامنه جریانهای خطا کمتر از مارجین نشان داده شده در شکل شماره ۶ می باشد لذا عملکرد فیوز FUSE 07 سریعتر از فیوز FUSE 04 بوده و بدین ترتیب هماهنگی حفاظتی بین این دو فیوز برای خطاهای حادث شده در سگشن CG از دست خواهد رفت. برای پایدار ماندن هماهنگی حفاظتی در این حالت ۲ انتخاب خواهیم داشت. اول اینکه منابع DG را طوری انتخاب کنیم که میزان جریان تزریقی از طرف منابع تولید پراکنده در موقع خطا بالا باشد بنحوی که اختلاف بین دامنه های جریان خطا در فیوزها بیشتر از مارجین نشان داده شده در شکل شماره ۶ (400A) باشد. دوم اینکه وضعیت فعلی شبکه را سنجیده و با توجه به اختلاف دامنه جریان های خطا در فیوزهای FUSE 04 و FUSE 07 سایز آنها را طوری انتخاب کنیم که مارجین بدست آمده از منحنی مشخصه فیوزها کوچکتر از اختلاف دامنه جریانهای خطا (1370A-534A=836A) باشد.

- 3- A.A. Girgis & S.M. Brahma, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System", Proc. Large Engineering Systems Conf. on Power Engineering, Halifax, Canada, 2001, IEEE.
- 4- P. M. Anderson, Power System Protection, McGraw-Hill, IEEE Press, 1999.
- 5- Juan M. Gers, Edward J.Holmes, "Protection of Electricity Distribution Networks" Institution of Engineering and Technology, 2004, pp. 118-119.
- 6- P. Barker, and R. W. DE Mello, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power System: part 1-Radial Power System", Presented at IEEE PES summer power meeting, Seattle, WA, July, 2000.