

ارائه روشی مناسب جهت تنظیم و هماهنگی حفاظت 51V واحدهای نیروگاهی با حفاظت‌های شبکه انتقال

علی عاقلی، پیمان جعفریان، حسین ایوب زاده

مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، تهران، ایران

agheli@igmc.ir

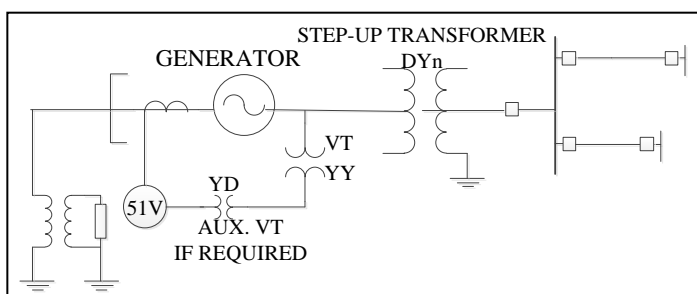
چکیده

هماهنگی مطلوب بین سیستم حفاظتی نیروگاه و حفاظت‌های شبکه انتقال لازمه یک شبکه برق مطمئن و قابل اعتماد می‌باشد. این موضوع تاثیر زیادی بر پایداری شبکه داشته به طوری که عدم هماهنگی سیستم‌های حفاظتی نیروگاه و شبکه، می‌تواند منجر به خروج ناخواسته واحدهای تولیدی و بروز خاموشی گسترده در شبکه گردد. در حال حاضر تنظیمات رله‌های حفاظتی نیروگاه‌های کشور عمدتاً تنظیمات اولیه اعمال شده در زمان راه‌اندازی نیروگاه بوده و مساله هماهنگی آن دسته از حفاظت‌های نیروگاه که مرتبط با حفاظت‌های شبکه انتقال می‌باشند، به طور معمول در مطالعات تنظیمات رله‌های حفاظتی در نظر گرفته نمی‌شود. یکی از توابع مهم حفاظتی نیروگاه که نقش حفاظت پشتیبان برای حفاظت‌های شبکه انتقال را دارا می‌باشد، حفاظت اضافه جریان با المان ولتاژی (51V) می‌باشد. با توجه به اینکه استفاده از فرمول‌های متداول جریان - زمانی برای محاسبه زمان عملکرد حفاظت 51V صحیح نمی‌باشد، در این مقاله نحوه محاسبه صحیح زمان عملکرد حفاظت 51V و تاثیر ولتاژ بر عملکرد آن به همراه روش هماهنگی مناسب این حفاظت با در نظر گرفتن ملاحظات حفاظت‌های شبکه انتقال ارائه شده و نتایج با مطالعه یک حادثه موردی و انجام شبیه‌سازی در نرم‌افزار DigSILENT ارزیابی می‌گردد.

کلمات کلیدی

حفاظت ژنراتور؛ هماهنگی حفاظتی؛ رله اضافه جریان با المان ولتاژی (51V)؛ حفاظت پشتیبان خط انتقال

المان ولتاژی (51V) یکی از مهمترین حفاظت‌های ژنراتور بعنوان حفاظت پشتیبان برای خط‌های شبکه می‌باشد که مطابق شکل ۱ از اندازه‌گیری ولتاژ ترمینال ژنراتور و جریان استاتور برای این منظور استفاده می‌نماید [۵].



شکل ۱: طرح حفاظت 51V ژنراتور

۱- مقدمه

ژنراتورهای متصل به شبکه انتقال برق کشور معمولاً ژنراتورهای با ظرفیت بالا (بالای ۱۰۰ مگاوات) بوده که توسط یک ترانسفورماتور افزایش‌دهنده^۱ به صورت اتصال واحد به شبکه انتقال وصل می‌گردند. برخی از توابع حفاظتی ژنراتور نظیر حفاظت اتصال زمین استاتور، حفاظت اتصال زمین روتور و حفاظت دیفرانسیل به منظور حفاظت ژنراتور در برابر خطاهای داخلی بوده و نیازی به هماهنگی با حفاظت‌های شبکه ندارند [۳-۱]. علاوه بر این موارد، به منظور حفاظت مؤثر ژنراتور در هنگام خطا در شبکه انتقال، ژنراتور باید دارای حفاظت‌های کافی بوده به نحوی که به صورت هماهنگ با سیستم حفاظتی شبکه انتقال عمل نماید تا از خروج واحدهای نیروگاهی در موقع غیر ضروری پرهیز گردد [۴]. حفاظت اضافه جریان با

ولتاژ ترمینال به مقداری پایین‌تر از مقدار تنظیمی (V_s)، رله ولتاژی Drop out شده و مطابق شکل ۲-الف رله اضافه جریان اجازه عملکرد خواهد داشت.

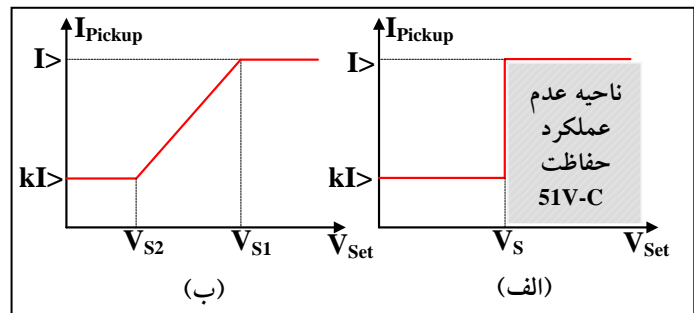
با توجه به اینکه حفاظت 51V به عنوان حفاظت پشتیبان بوده و دارای زمان عملکرد طولانی می‌باشد، سطح جریان خطای ژنراتور با سپری شدن زمان توسط راکتانس سنکرون آن محدود می‌شود. لذا در صورت استفاده از روش حفاظت اضافه جریان به صورت کنترل شده با ولتاژ (51V-C) به منظور تشخیص خطا می‌بایست از رله اضافه جریان با تنظیم حساس (مقدار پیک‌آپ پایین‌تر از مقدار نامی ژنراتور) استفاده نمود به گونه‌ای که تنظیم آستانه عملکرد حفاظت از سطح جریان خطای ژنراتور که توسط راکتانس سنکرون آن مشخص می‌شود، کمتر باشد. تنظیم مقدار پیک‌آپ رله ($kI >$) حدود ۵۰ درصد جریان بار کامل ژنراتور برای رله اضافه جریان 51V-C مطلوب می‌باشد. به علت حساس بودن رله اضافه جریان 51V-C که دارای تنظیم پایین‌تر از جریان نامی ژنراتور می‌باشد، امکان عملکرد کاذب این حفاظت در شرایط پرباری و بروز اختلالات بزرگ قابل بازیابی شبکه وجود خواهد داشت. به منظور اجتناب از عملکرد کاذب حفاظت 51V-C در این شرایط، استفاده از المان ولتاژی با تنظیم مناسب برای پایداری شبکه این حفاظت ضروری می‌باشد. تنظیم رله ولتاژی در این روش باید بگونه‌ای باشد که در شرایط نرمال که ولتاژ ترمینال ژنراتور نزدیک به ولتاژ نامی می‌باشد، المان ولتاژی فعال شده و از عملکرد رله جریانی ممانعت بعمل آورد. در حین شرایط خطا با افت ولتاژ، رله ولتاژی غیر فعال شده و به رله جریانی اجازه عملکرد داده خواهد شد که با توجه به تنظیم پایین آن قادر به تشخیص جریان‌های خطای کمتر از جریان نامی نیز خواهد بود. تنظیم مطلوب المان ولتاژی (V_s)، به منظور تمایز بین شرایط خطا و شرایط بهره‌برداری اضطراری، در حدود ۷۵ الی ۸۰ درصد ولتاژ ترمینال ژنراتور می‌باشد.

۲-۲- روش تنظیم در منطق مقاوم شده با ولتاژ

در منطق حفاظت اضافه جریان مقاوم شده با ولتاژ (51V-R) مقدار پیک‌آپ رله جریانی به تناسب کاهش ولتاژ ژنراتور کاهش می‌یابد. مطابق شکل ۲-ب در مشخصه حفاظت 51V-R، در ولتاژ ۱۰۰ درصد تنظیمی ترمینال ژنراتور، رله اضافه جریان در ۱۰۰٪ مقدار تنظیمی پیک‌آپ خود فعال می‌شود و با کاهش ولتاژ ترمینال ژنراتور، مقدار پیک‌آپ رله جریانی نیز به صورت خطی کاهش می‌یابد و در نتیجه با کاهش مقدار آستانه تریپ، رله حساس‌تر شده و قادر به تشخیص جریان‌های خطای کمتر از مقدار جریان نامی ژنراتور نیز می‌باشد. با توجه به این فلسفه عملکردی، تنظیم پیک‌آپ رله اضافه جریان باید با یک حاشیه امنیت بیشتر از جریان بار کامل ژنراتور باشد تا از تریپ ژنراتور در شرایط اضطراری اضافه بار

باید توجه داشت که حفاظت اضافه جریان متداول (51) قادر نیست وظیفه حفاظت پشتیبان را برای ژنراتورهای متصل به شبکه ایفا کند. علت این موضوع اینست که در شرایط بروز خطای اتصال کوتاه در پست بلافاصله نیروگاه، مقدار راکتانس ژنراتور با گذشت زمان از مقدار راکتانس زیرگذرا به راکتانس گذرا و سپس به راکتانس سنکرون افزایش یافته که باعث محدود شدن جریان خطای تریپ از سمت ژنراتور می‌گردد. به عبارتی، این جریان می‌تواند طی زمان حتی به کمتر از جریان نامی ژنراتور برسد. از طرفی، پیک آپ رله اضافه جریان متداول بالاتر از جریان نامی (معمولا ۱،۲ الی ۱،۴ برابر جریان نامی) تنظیم می‌شود تا از تریپ در شرایط اضافه بار اضطراری جلوگیری شود [۶]. زمان تاخیر عملکرد این حفاظت که بعنوان حفاظت پشتیبان می‌باشد طولانی‌تر از زمان عملکرد حفاظت‌های اصلی است. در نتیجه با کاهش مقدار جریان خطای ژنراتور طی زمان تاخیر رله به کمتر از مقدار تنظیمی رله، این حفاظت قادر به تشخیص خطا نبوده و به جای آن ضروری است از رله اضافه جریان با المان ولتاژی (51V) استفاده نمود [۷].

مطابق شکل ۲ رله اضافه جریان 51V ژنراتور می‌تواند با منطق عملکرد کنترل شده با ولتاژ (51V-C) یا مقاوم شده با ولتاژ (51V-R) پیاده‌سازی و فعال گردد که روش تنظیم این حفاظت در هر یک از این دو روش و نحوه هماهنگی آن با حفاظت‌های شبکه انتقال در ادامه ارائه خواهد شد [۸].



شکل ۲: مشخصه عملکرد حفاظت 51V (الف) 51V-C (ب) 51V-R

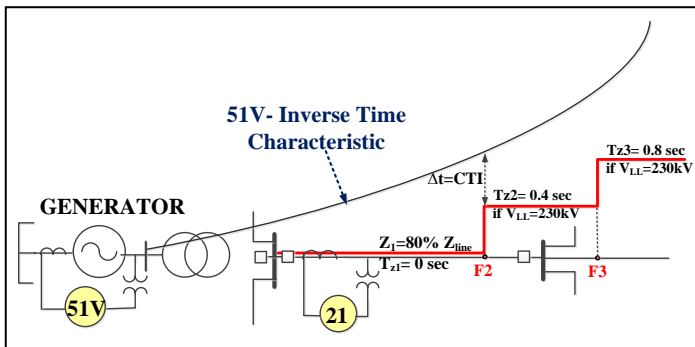
۲- روش تنظیم آستانه عملکرد حفاظت 51V

۲-۱- روش تنظیم در منطق کنترل شده با ولتاژ

در روش حفاظت 51V به صورت کنترل شده با ولتاژ (51V-C) از یک رله ولتاژی به همراه رله اضافه جریان زمانی استفاده می‌شود. منطق عملکردی این روش بدین صورت است که در شرایط نرمال مادامی که ولتاژ ترمینال ژنراتور نزدیک به ولتاژ نامی می‌باشد، رله ولتاژی پیک‌آپ شده و از عملکرد رله جریانی جلوگیری می‌نماید. در شرایط خطا با کاهش

شرایط بحرانی فاصله هماهنگی، متناظر با زمانی است که خطای اتصال کوتاه روی خط انتقال توسط زون ۱ رله دیستانس به صورت آنی پاکسازی نشود و اتصالی با عملکرد زون ۲ رله دیستانس تشخیص داده شده و زمان رفع خطا در شبکه انتقال طولانی گردد. به عنوان مثال در شرایطی که طول خط انتقال منشعب از پست بلافصل نیروگاه کوتاه باشد، عدم تشخیص خطاهای دارای مقاومت توسط زون ۱ رله دیستانس بسیار محتمل است. همچنین در صورت غیرفعال بودن طرح تله پروتکشن- POTT یا PUTT^۲ خط انتقال، در شرایط وقوع خطا در ۲۰ درصد انتهایی خط، رله دیستانس خطا را در زون ۲ تشخیص داده و با تاخیر زمانی عمل خواهد نمود [۱۳].

همانطور که در شکل ۳ نشان داده شده، بحرانی‌ترین فاصله هماهنگی بین زمان عملکرد حفاظت 51V ژنراتور و زمان عملکرد رله دیستانس خط انتقال، زمانی است که خطا در مرز زون ۱ و زون ۲ رله دیستانس خط یعنی در ۸۰٪ امپدانس خط انتقال رخ دهد که در این شرایط زمان عملکرد این دو حفاظت به یکدیگر نزدیک تر بوده و احتمال تداخل در عملکرد آن‌ها وجود خواهد داشت. لذا به منظور ایجاد هماهنگی مناسب می‌بایست زمان عملکرد حفاظت 51V ژنراتور به ازاء جریان خطا در مرز زون دو رله دیستانس به اندازه فاصله هماهنگی مجاز (CTI) از زمان عملکرد زون ۲ رله دیستانس خط انتقال بیشتر باشد. با توجه به اینکه زمان عملکرد زون ۲ رله دیستانس در سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت ۴۰۰ میلی ثانیه و در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت ۳۰۰ میلی ثانیه می‌باشد، زمان عملکرد حفاظت 51V ژنراتور می‌بایست به اندازه یک گام زمانی از عملکرد زون ۲ رله دیستانس خط بیشتر باشد. مقدار فاصله هماهنگی مجاز در سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت برابر ۴۰۰ میلی ثانیه و در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت برابر ۳۰۰ میلی ثانیه در نظر گرفته می‌شود.



شکل ۳: هماهنگی حفاظت 51V ژنراتور با حفاظت دیستانس خط به منظور هماهنگی در بدترین شرایط که زمان عملکرد حفاظت 51V نزدیک به زمان عملکرد زون ۲ رله دیستانس می‌شود، باید این نکته را در نظر داشت که با توجه به منحنی مشخصه کاهشی حفاظت 51V هر چه جریان خطای عبوری از رله بیشتر گردد، زمان عملکرد رله کاهش

جلوگیری شود. تنظیم آستانه عملکرد مطلوب ($I >$) در حدود ۱۳۰ الی ۱۵۰ درصد جریان بار کامل ژنراتور می‌باشد.

باید در نظر داشت که در روش 51V-C مقدار تنظیم آستانه رله اضافه جریان پایین تر از جریان نامی ژنراتور بوده و در صورت عدم وجود یا قطع سیگنال بازدارنده المان ولتاژی، احتمال عملکرد کاذب این حفاظت در شرایط نرمال و زیر بار نامی وجود خواهد داشت. در حالی که استفاده از روش 51V-R دارای این مزیت است که مقدار آستانه تریپ از مقدار جریان نامی ژنراتور بیشتر بوده و این روش دارای پایداری بیشتری در شرایط عادی و بروز اختلالات قابل بازیابی در شبکه بوده و احتمال عملکرد کاذب آن پایین تر می‌باشد [۱۰ و ۹].

۳- روش هماهنگی حفاظت 51V ژنراتور با حفاظت‌های شبکه انتقال

به منظور هماهنگ‌سازی حفاظت 51V-R/C ژنراتور با حفاظت‌های شبکه انتقال، می‌بایست مشخصه جریان - زمانی تابع 51V ژنراتور با مشخصه رله‌های حفاظتی خطوط متصل به پست بلافصل نیروگاهی هماهنگ گردد. زمان عملکرد حفاظت 51V ژنراتور باید بگونه‌ای باشد که به هنگام وقوع خطا برای روی خط انتقال متصل به پست بلافصل نیروگاه، ابتدا فرصت عملکرد به حفاظت‌های خط انتقال داده شود و حفاظت 51V ژنراتور سریع‌تر از حفاظت‌های شبکه عمل نماید [۱۱]. حفاظت اصلی خطوط انتقال شبکه به طور معمول بر عهده رله دیستانس به عنوان حفاظت اصلی بوده که دارای سه زون در جهت پیش‌رو^۴ می‌باشند. تنظیم زون یک رله دیستانس ۸۰ درصد امپدانس خط تحت حفاظت با زمان عملکرد آنی (صفر ثانیه) می‌باشد. تنظیم زون دو رله دیستانس خط بگونه‌ای می‌باشد که حتما شین دور خط تحت حفاظت را پوشش دهد. لذا تنظیم زون دو خط انتقال می‌بایست حداقل از ۱۲۰ درصد امپدانس خط تحت حفاظت بیشتر باشد. در شبکه انتقال ایران زمان عملکرد زون دوم رله دیستانس در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت برابر ۳۰۰ میلی ثانیه و در سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت برابر ۴۰۰ میلی ثانیه می‌باشد. زون سوم خط انتقال نیز بعنوان حفاظت پشتیبان برای خط‌های بعدی بوده و معمولاً بگونه‌ای تنظیم می‌گردد که بتواند بلندترین خط بعدی را نیز پوشش دهد. تنظیم زون سوم رله دیستانس خط از ۱۵۰ درصد امپدانس خط تحت حفاظت بیشتر می‌باشد. زمان عملکرد آن در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت ۶۰۰ میلی ثانیه و در سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت ۸۰۰ میلی ثانیه می‌باشد [۱۲]. فاصله هماهنگی مجاز^۵ بین عملکرد رله 51V ژنراتور و حفاظت‌های شبکه با توجه به بحرانی‌ترین شرایط در نظر گرفته می‌شود.

خطا در شبکه انتقال با در نظر گرفتن زمان عملکرد حفاظت CBF بیشتر باشد.

$$t_{51V} = t_{Z2} + t_{CBF-Stage2} + CTI \quad (1)$$

تاخیر مرحله دوم حفاظت CBF در شبکه انتقال معمولاً در حدود ۲۰۰ میلی‌ثانیه می‌باشد [۱۵]. با توجه به رابطه (۱)، زمان عملکرد حفاظت ۵۱V در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت برابر ۸۰۰ میلی‌ثانیه و در سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت برابر ۱۰۰۰ میلی‌ثانیه می‌باشد. با توجه به این زمان می‌توان ضریب تنظیم زمانی (TMS) منحنی مشخصه حفاظت ۵۱V را تعیین نمود.

بعد از محاسبه TMS مشخصه حفاظت ۵۱V ضروری است هماهنگی این حفاظت با حفاظت اتصال زمین جهت‌دار (DEF) خطوط انتقال مورد ارزیابی و بررسی قرار گیرد. حفاظت DEF به عنوان حفاظت پشتیبان رله دیستانس خط برای خطاهای فاز به زمین با مقاومت خطای بزرگ به کار می‌رود و به منظور هماهنگی با زون دو رله دیستانس خط، تنظیم آن به نحوی است که این حفاظت ماکزیمم جریان اتصال کوتاه در انتهای خط در شرایط باز بودن بریکر انتهای خط را در زمان ۸۰۰ میلی‌ثانیه (یک گام زمانی بعد از زون دو رله دیستانس خط) قطع نماید [۱۳]. تنظیم زمانی حفاظت ۵۱V ژنراتور باید به گونه‌ای انتخاب شده باشد که برای خطاهای انتهای خط، با یک حاشیه امنیت مناسب بعد از حفاظت DEF خط انتقال عمل نماید.

۴- مطالعه موردی نحوه هماهنگی حفاظت

۵۱V ژنراتور در حادثه نیروگاه عسلویه

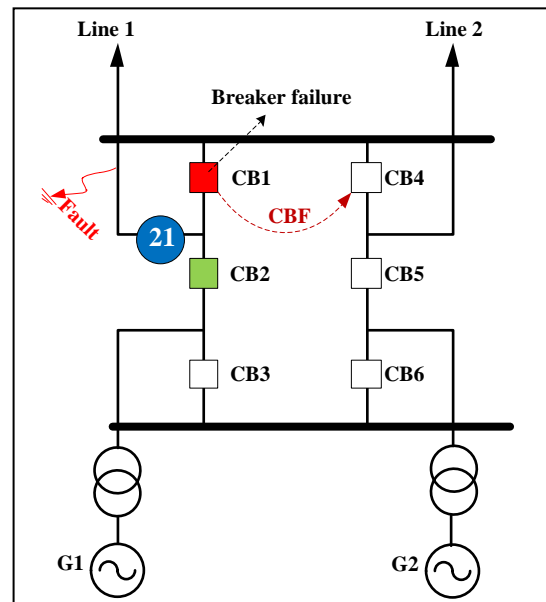
در این حادثه بعثت عدم هماهنگی مناسب حفاظت ۵۱V ژنراتورها با حفاظت‌های خطوط شبکه، ۶ واحد ۲۰۰ مگا ولت آمپری نیروگاه گازی عسلویه به صورت بی‌مورد از مدار خارج و نزدیک به ۹۶۰ مگاوات تولید از دست رفته است. در ادامه، این حادثه مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته و تنظیمات مناسب جهت هماهنگی حفاظت ۵۱V ژنراتورها با حفاظت‌های شبکه بر اساس روش پیشنهادی ارائه می‌گردد.

۴-۱- شرح حادثه

در حادثه مورد مطالعه به علت طوفان و باد شدید در منطقه، پیل فاز C سکسیونر سر خط ۴۰۰ کیلوولت پارس - نیروگاه عسلویه (خط LS913) در پست پارس زیر بار باز شده و منجر به کشیده شدن آرک و بروز اتصالاتی در فازهای B و C می‌شود. با وقوع اتصالاتی در ابتدای خط در پست پارس، رله دیستانس خط مذکور در سمت پست پارس با

یافته و به زمان زون ۲ رله دیستانس کوتاهترین خط بعدی نزدیک‌تر می‌گردد. لذا در عمل می‌بایست هماهنگی حفاظتی بر مبنای حداکثر جریان خطا که در خطاهای ابتدای خط انتقال و نزدیک پست بلافصل نیروگاه رخ می‌دهد، انجام گیرد.

نکته مهم دیگری که در محاسبه زمان عملکرد حفاظت ۵۱V باید مد نظر قرار داد اینست که در صورت عملکرد رله دیستانس خط انتقال و ارسال فرمان تریپ به بریکر خط، ممکن است به علت اشکال در بریکر زمان رفع خطا در شبکه انتقال طولانی‌تر گردد [۱۴]. در این شرایط می‌بایست ابتدا اجازه عملکرد به حفاظت تشخیص خرابی بریکر (CBF) داده شود. در غیر اینصورت عملکرد سریع‌تر حفاظت ۵۱V می‌تواند سبب خروج بی‌مورد واحدهای نیروگاهی گردد. در شکل ۴ چنانچه خطایی روی خط ۱ رخ دهد با عملکرد رله دیستانس خط (21)، می‌بایست بریکرهای شماره CB1 و CB2 باز شوند. در شرایطی که بریکر CB1 بعثت اشکال در مکانیزم باز نگردد، کافی است حفاظت CBF آن عملکرد داشته و فقط به بریکر CB4 تریپ دهد. با باز شدن بریکر CB4 ناحیه خادار جدا شده و واحدهای نیروگاهی در مدار خواهند ماند. اما اگر زمان عملکرد حفاظت ۵۱V واحدهای نیروگاهی بگونه‌ای باشد که فرصت عملکرد به حفاظت CBF داده نشود، چندین واحد نیروگاهی به صورت بی‌مورد از مدار خارج خواهند شد.



شکل ۴: در نظر گرفتن زمان عملکرد CBF در هماهنگی حفاظت ۵۱V

بنابراین زمان عملکرد مناسب برای تریپ حفاظت ۵۱V ژنراتورهای متصل به شبکه انتقال به ازاء وقوع خطا در پست بلافصل نیروگاه باید با استفاده از رابطه زیر تعیین گردد تا زمان عملکرد آن از حداکثر زمان رفع

۴-۲- تجزیه و تحلیل حادثه

واحدهای نیروگاه عسلویه دارای رله حفاظتی 7UM62 ساخت شرکت زیمنس بوده و حفاظت اضافه جریان 51V آن به صورت مقاوم شده با ولتاژ برای واحدهای گازی نیروگاه فعال شده است. مقدار ضریب k نشان داده شده در شکل ۲ برای رله 7UM62 برابر با ۰/۲۵ و شیب کاهش مشخصه برابر ۱ می‌باشد [۱۶]. تنظیمات موجود حفاظت 51V ژنراتورهای نیروگاه عسلویه نیز در زمان حادثه مطابق جدول ۱ بوده است.

جدول ۱: تنظیمات موجود حفاظت 51V ژنراتورها در زمان حادثه

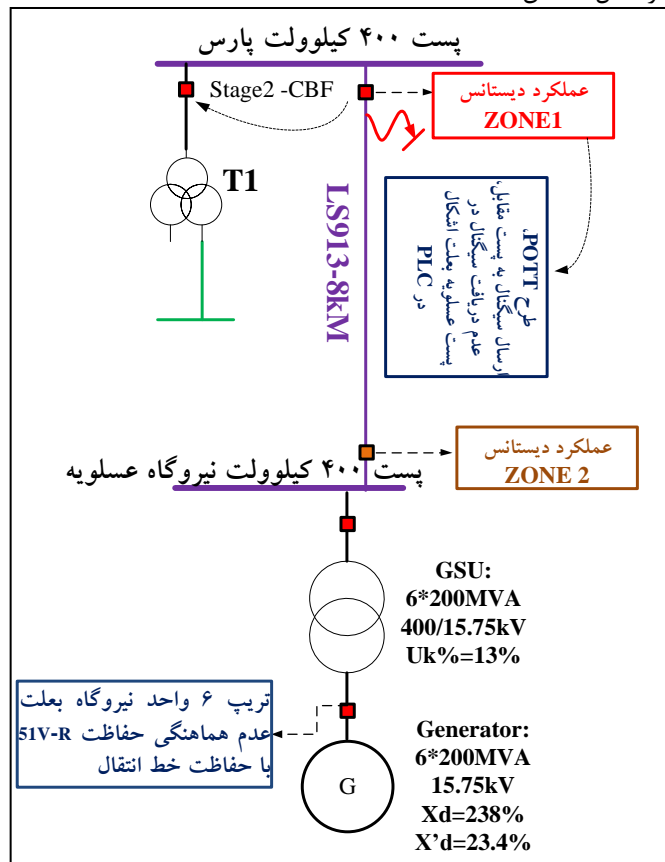
1.28A	جریان آستانه تریپ (I_p)
0.07 sec	ضریب تنظیم زمانی (TMS)
IEC Normally Inverse	نوع منحنی مشخصه
Voltage Restraint	منطق استفاده المان ولتاژی
8000/1A	نسبت تبدیل CT ژنراتور

منحنی مورد استفاده در حفاظت 51V-R ژنراتورها از نوع Normal Inverse می‌باشد که زمان عملکرد رله با این نوع منحنی از رابطه (۲) بدست می‌آید:

$$t = \frac{0.14 * TMS}{\left[\left(\frac{I}{IP} \right)^{0.02} - 1 \right]} \quad (2)$$

برای مقادیر ثبت شده در رله 7UM62، مقدار جریان خطای تزریق شده از سمت ژنراتور در این حادثه حدود ۱۷ کیلوآمپر بوده است که معادل با ۲/۱۲۵ آمپر در سمت ثانویه CT می‌باشد. لذا زمان عملکرد رله بدست آمده از رابطه (۲) برابر ۹۶۰ میلی‌ثانیه خواهد شد. در حالی که بر اساس اطلاعات ثبت شده در حادثه، این رله در زمانی در حدود ۳۱۰ میلی‌ثانیه و همزمان با زون ۲ رله دیستانس خط عمل نموده و منجر به خروج ۶ واحد نیروگاه شده است. دلیل این عدم تطابق زمانی بین زمان محاسبه شده از رابطه (۲) و زمان واقعی عملکرد رله در حادثه، عدم توجه به این نکته مهم است که در صورت انتخاب منطق Voltage Restraint برای حفاظت 51V، مقدار جریان پیک‌آپ رله (I_p) مقدار ثابتی نبوده و متناسب با کاهش ولتاژ، کاهش می‌یابد. در حادثه مورد مطالعه با وقوع اتصال، کمترین ولتاژ فاز به زمین ثبت شده در رله برابر 3.48 kV می‌باشد که ولتاژ فاز به فاز آن معادل با $U=1.732*3.48=6.02$ kV خواهد شد. لذا با کاهش ولتاژ مقدار جریان پیک آپ رله نیز بصورت خطی کاهش یافته و I_p رله در شرایط کاهش ولتاژ معادل با $I_p=1.28*6.02/15.75=0.49A$ خواهد شد که به ازاء این جریان زمان عملکرد رله بر اساس رابطه (۲) برابر ۳۳۰ میلی‌ثانیه خواهد شد که با زمان عملکرد واقعی رله در حادثه مطابقت دارد.

عملکرد زون ۱ فاز BC فرمان تریپ صادر می‌کند. لیکن بعلت تأخیر در باز شدن کلید میانی خط (بریکر شماره ۹۸۱۲)، حفاظت CBF کلید مزبور فعال شده و در مرحله دوم (Stage2) منجر به قطع ترانس T1 پست پارس شده است. با توجه به محل وقوع اتصالی، این خطا به درستی در زون دو رله‌های دیستانس خط در سمت نیروگاه عسلویه تشخیص داده شده و خطا از سمت پست نیروگاه عسلویه با تأخیر زمان عملکرد زون ۲ (در حدود ۳۵۰ میلی‌ثانیه) پاکسازی می‌گردد. لازم بذکر است علی‌رغم استفاده از طرح حفاظتی POTT برای خط LS913، بدلیل اشکال در PLC دریافت سیگنال در سمت پست نیروگاه عسلویه صورت نگرفته است. همزمان با خروج خط مذکور از سمت پست نیروگاه عسلویه، ۶ واحد گازی نیروگاه عسلویه نیز با عملکرد حفاظت اضافه جریان مقاوم شده با ولتاژ (51V-R) به صورت بی‌مورد از مدار خارج شده‌اند. علت تریپ واحدهای نیروگاه عسلویه، پایین بودن تنظیم زمانی حفاظت 51V و عدم هماهنگی آن با رله‌های دیستانس خطوط شبکه انتقال می‌باشد. نحوه عملکرد رله‌های حفاظتی در پست ۴۰۰ کیلوولت پارس و نیروگاه عسلویه در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۵: دیاگرام نواحی مرتبط با حادثه و نحوه عملکرد رله‌های حفاظتی

اثر کاهش مقدار IP متناسب با کاهش ولتاژ ترمینال ژنراتور را می‌توان به کمک (۷) محاسبه نمود:

$$I_{P'} = I_P \times \frac{V_t}{V_N} = I_P \times \frac{X_T \times I_F}{V_N} \quad (5)$$

با جایگذاری (۵) در رابطه (۲)، ضریب تنظیم زمانی حفاظت 51V-R به صورت ذیل بدست می‌آید:

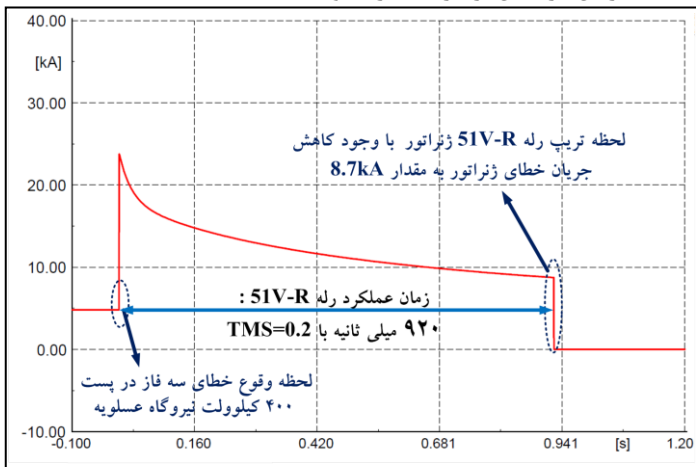
$$TMS = \frac{\left[\left(\frac{I_F}{I_{P'}} \right)^{0.02} - 1 \right] \times t}{0.14} = \frac{\left[\left(\frac{V_N}{I_P \times X_T} \right)^{0.02} - 1 \right] \times t}{0.14} \quad (6)$$

با توجه به (۶) برای دستیابی به زمان عملکرد ۸۰۰ میلی‌ثانیه به منظور هماهنگی با حفاظت‌های شبکه انتقال، مقدار TMS برابر ۰/۲ بدست می‌آید.

$$TMS = \frac{\left[\left(\frac{V_N}{I_P \times X_T} \right)^{0.02} - 1 \right] \times t}{0.14} = \frac{\left[\left(\frac{1 \text{ p.u.}}{1.4 \text{ p.u.} \times 0.13 \text{ p.u.}} \right)^{0.02} - 1 \right] \times 0.8}{0.14} = 0.2 \text{ sec}$$

۴-۴- شبیه‌سازی حادثه

این حادثه در نرم‌افزار DigSILENT شبیه‌سازی شده و جریان خطای ژنراتور به ازاء وقوع خطای سه فاز در پست ۴۰۰ کیلوولت عسلویه در شکل ۷ نشان داده شده است. با توجه به شکل ۷، جریان خطای تزریقی از سمت ژنراتور از مقدار حدود ۲۰kA به ۸/۷kA با گذشت زمان کاهش می‌یابد. علی‌رغم کاهش جریان خطای ژنراتور به کمتر از مقدار پیک‌آپ رله (۱۰/۲۴kA)، حفاظت 51V-R قادر به تشخیص خطا بوده و با توجه به تنظیم زمانی TMS=0.2 به درستی بعد از حدود ۹۲۰ میلی‌ثانیه با احتساب زمان باز شدن بریکر، عملکرد خواهد داشت.

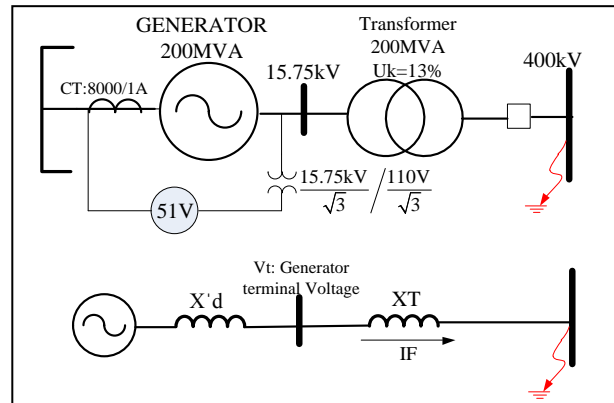


شکل ۷: عملکرد صحیح حفاظت 51V-R با وجود کاهش جریان خطا

۳-۴- اصلاح تنظیمات بر اساس روش پیشنهادی

همانگونه که در بخش ۲-۲ ذکر شد، مقدار پیک‌آپ رله اضافه جریان 51V-R باید بیش از جریان نامی ژنراتور و در حدود ۱۳۰ الی ۱۵۰ درصد جریان بار کامل ژنراتور تنظیم گردد. با فرض تنظیم ۱۴۰ درصد جریان نامی ژنراتور، مقدار پیک‌آپ رله در سمت ثانویه CT برابر ۱/۲۸ آمپر خواهد شد.

به منظور هماهنگی حفاظت 51V ژنراتور با حفاظت‌های شبکه انتقال و در نظر گرفتن زمان عملکرد حفاظت CBF بریکر خطوط، مقدار ضریب تنظیم زمانی (TMS) منحنی مشخصه این حفاظت باید بگونه‌ای تنظیم گردد که به ازاء وقوع خطای اتصال کوتاه سه فاز در پست بلافاصل نیروگاه با زمانی بیش از ۸۰۰ میلی‌ثانیه در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت عمل نماید. با توجه به مدار معادل ساده شده شکل ۶ و مشخصات ژنراتور و ترانسفورماتور افزایشده واحد نیروگاه عسلویه در شکل ۵، می‌توان مقدار جریان اتصال کوتاه سه فاز در پست بلافاصل نیروگاه را محاسبه نمود:



شکل ۶: مدار معادل ژنراتور و ترانسفورماتور افزایشده واحد

$$I_{3ph(primary)} = \frac{U_{Ngen} / \sqrt{3}}{\frac{X'_d}{100} * \frac{U_{Ngen}^2}{S_{Ngen}} + \frac{U_{KTr}}{100} * \frac{U_{NTr}^2}{S_{NTr}}} = 20.15 \text{ kA} \quad (3)$$

$$I_{3ph(secondary)} = \frac{I_{3ph(primary)}}{CT_{Ratio}} = \frac{20.15 \text{ kA}}{8 \text{ kA}} = 2.52 \text{ A}$$

به منظور محاسبه صحیح زمان عملکرد رله 51V-R می‌بایست اثر کاهش مقدار تنظیم پیک‌آپ آن بعلاوه کاهش ولتاژ ترمینال ژنراتور حین خطا را در محاسبه تنظیم ضریب زمانی (TMS) رله 51V-R لحاظ نمود. با توجه به شکل ۶، به ازاء یک خطای اتصال کوتاه سه فاز در سمت HV ترانسفورماتور، ولتاژ ترمینال ژنراتور را می‌توان بر حسب مقدار جریان خطا مطابق رابطه ذیل تعریف نمود:

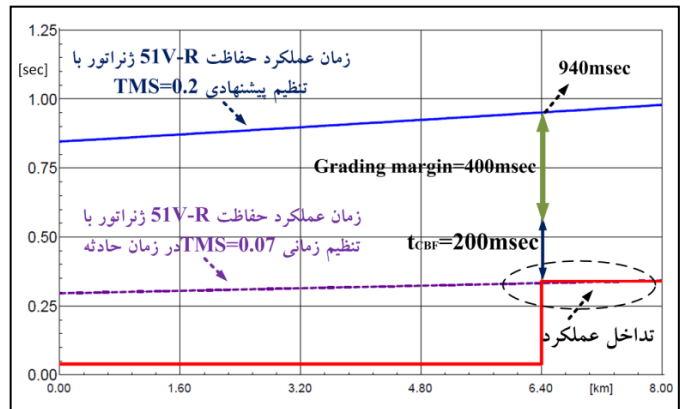
$$V_t = X_T \times I_F \quad (4)$$

تنظیمات آن باید بگونه‌ای باشد که ابتدا فرصت عملکرد به حفاظت‌های خط انتقال داده شود و حفاظت 51V ژنراتور سریع‌تر از حفاظت‌های شبکه عمل ننماید. به منظور ایجاد هماهنگی بین حفاظت 51V ژنراتور و رله‌های دیستانس خطوط انتقال، باید زمان تأخیر حفاظت 51V واحدهای نیروگاهی از حداکثر زمان رفع خطا در شبکه انتقال با در نظر گرفتن زمان عملکرد حفاظت CBF به ازاء وقوع خطای اتصال کوتاه در پست بلافصل نیروگاه بیشتر باشد. با توجه به زمان عملکرد زون ۲ رله دیستانس خطوط و زمان عملکرد مرحله دوم حفاظت CBF، زمان عملکرد مناسب حفاظت 51V ژنراتور در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت برابر ۸۰۰ میلی‌ثانیه و در سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت برابر ۱۰۰۰ میلی‌ثانیه می‌باشد که ضریب TMS منحنی مشخصه جریان - زمانی رله می‌بایست بر این اساس تعیین گردد. در محاسبه ضریب TMS می‌بایست اثر کاهش مقدار جریان پیک‌آپ با کاهش ولتاژ نیز در نظر گرفته شود و با انجام شبیه‌سازی‌های لازم هماهنگی این حفاظت با حفاظت اتصال زمین جهت دار خطوط نیز به ازاء وقوع خطاهای با امپدانس بالا در انتهای خطوط انتقال منشعب از پست بلافصل نیروگاهی ارزیابی گردد.

مراجع

- [1] IEEE standard C37.102, 2006, IEEE Guide for AC Generator Protection.
- [2] M. Elsamahy, "Impact of Generator Distance Phase Backup Protection on Generator Overexcitation Thermal Capability during System Disturbances," Electrical Power and Energy Conf. (EPEC), Nov. 2014.
- [3] D. Tziouvaras, "Relay Performance during Major System Disturbances," Proceedings of the 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 27-29, 2007, pp. 251-270.
- [4] North American Electric Reliability Council, "Relay Loadability Exceptions—Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings," Version 1.1, pp.1-27, November 2004.
- [5] D. Reimert, Protective Relaying for Power Generation Systems, CRC Press, 2006.
- [6] یاسر دامچی، جواد ساده، حبیب رجیبی مشهدی "بهبود هماهنگی رله-های دیستانس و اضافه جریان در شبکه با ساختارهای متفاوت با در نظر گرفتن بخش آئی برای رله‌های اضافه جریان"، یازدهمین کنفرانس حفاظت و اتوماسیون در سیستم‌های قدرت، دانشگاه علم و صنعت ایران، ۲۹-۲۸ دی ماه ۱۳۹۵.
- [7] Performance of Generator Protection during Major System Disturbances, IEEE Paper No. TPWRD-00370, Power System Relaying Committee, 2003.
- [8] Network Protection and Automation Guide, Areva, 2005.
- [9] Baker, D. S., "Generator Backup Overcurrent Protection," IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA-18, No. 6, pp. 632-640, November/December 1982.

هماهنگی بین زمان عملکرد رله دیستانس خط انتقال و رله 51V-R ژنراتور با تنظیم موجود در زمان حادثه و تنظیم اصلاح شده بر اساس روش پیشنهادی، به ازاء وقوع خطا در صفر الی ۱۰۰٪ خط ۸ کیلومتری نیروگاه عسلویه - پارس در شکل ۸ نشان داده شده است. همانطور که در شکل ۸ مشخص است با تنظیم $TMS=0.07$ موجود بر روی رله 51V-R ژنراتور در زمان حادثه، زمان عملکرد این حفاظت برای خطاهای ۲۰ درصد انتهایی خط، حدود ۳۳۰ میلی‌ثانیه می‌شود که با زمان عملکرد زون ۲ رله دیستانس خط تداخل خواهد داشت و در حادثه مورد مطالعه این تنظیم اشتباه سبب خروج واحدهای نیروگاه عسلویه به هنگام وقوع خطا در شبکه انتقال شده است. در صورتی که اگر به کمک روش پیشنهادی این مقاله از ضریب تنظیم زمانی $TMS=0.2$ برای حفاظت 51V-R استفاده شده بود، این حفاظت در زمان ۹۴۰ میلی‌ثانیه تریپ صادر می‌نمود که با حاشیه امنیت مناسبی از زمان عملکرد زون ۲ رله دیستانس خط و مرحله دوم حفاظت CBF بیشتر بوده و با حفظ فاصله هماهنگی مجاز با حفاظت‌های شبکه از خروج بی‌مورد ژنراتورها جلوگیری می‌گردید.



شکل ۸: هماهنگی بین رله دیستانس خط و حفاظت 51V-R در حادثه

۵- نتیجه

مطالعات بعمل آمده نشان می‌دهد که استفاده از حفاظت اضافه جریان فازی متداول (51)، به علت کاهش جریان اتصال کوتاه تزریقی از سمت ژنراتور در طی زمان به مقداری کمتر از تنظیم پیک‌آپ رله با افزایش راکتانس ژنراتور از زیرگذرا به سنکرون، نمی‌تواند حفاظت پشتیبان مناسبی برای خطاهای شبکه انتقال باشد. برای این منظور می‌بایست از حفاظت اضافه جریان با المان ولتاژی (51V) و ترجیحاً با منطق Voltage Restraint برای ژنراتورها استفاده نمود که به هنگام وقوع خطا و کاهش ولتاژ، مقدار جریان پیک‌آپ رله نیز به تناسب افت ولتاژ کاهش یافته و رله قادر به تشخیص جریان‌های خطای کم نیز می‌باشد. با توجه به اینکه حفاظت 51V ژنراتور بعنوان حفاظت پشتیبان خطاهای شبکه می‌باشد،

- [10] V. Cook, "Some aspects of generator backup protection in relation to synchronous-machine performance during h.v.-system faults," Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, July 1972, pp 865 – 870.
- [11] S. Patel and K. Stephan, "Performance of generator protection during major system disturbances," IEEE Trans. Power Del., vol. 19, no. 4, pp. 1650–1662, Oct. 2004.
- [12] Gerhard Ziegler, "Numerical Distance Protection", Second edition, Siemens, 2005.
- [۱۳] بهنام محامدی، حسین ایوب زاده، "بررسی کاهش پوشش حفاظتی عملگرهای دیستانس در خطوط کوتاه"، نهمین کنفرانس تخصصی حفاظت و کنترل سیستم‌های قدرت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، ۲۴-۲۵ دی ماه ۱۳۹۳.
- [14] W. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, CRC Press, 2nd Edition, 2004.
- [15] IEEE/PSRC Working Group Report, "Application of Multifunction Generator Protection Systems," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 4, October 1999, pp. 1285–94.
- [16] SIPROTEC, Multifunction Generator, Motor and Transformer Protection Relay, 7UM62x Manual.

زیرنویس‌ها

- ¹ Step-Up Transformer
- ² Voltage – controlled time overcurrent relay
- ³ Voltage – restrained time overcurrent relay
- ⁴ Forward
- ⁵ Critical Time Interval (CTI)
- ⁶ Permissive Overreach Transfer Trip
- ⁷ Permissive Underreach Transfer Trip
- ⁸ Circuit Breaker Failure
- ⁹ Directional Earth Fault