بررسی کفایت سیستم رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق و تأثیر آن بر استقرار سیستم مدیریت دارایی‌های فیزیکی

محمد مهدی حسینی بیوکی*[۱]، مریم حریرفروش[۲]، علی سجادی[۳]، حمید اسکندری[۴]

[۱، ۲، ۳، ۴] مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، تهران
[1]hoseinibiyouki@igmc.ir, [2]harirforosh@igmc.ir, [3]sajadi@igmc.ir, [4]eskandari@igmc.ir

چکیده

تجهیزات حفاظتی با تشخیص و رفع به موقع خطا می‌توانند نقش مهمی در پایداری و امنیت شبکه انتقال برق ایفا نمایند. در راستای نیل به این هدف، تعیین کفایت سیستم رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق می‌تواند بسیار حیاتی باشد. از مهم‌ترین دستاوردهای بررسی کفایت سیستم رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق می‌توان به مدیریت تخصیص نقدینگی در پروژه‌های اصلاح و بهینه‌سازی و مدیریت دارایی‌های فیزیکی در بخش رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق اشاره نمود. در این مقاله بررسی کفایت سیستم رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق با ارائه شاخصی جدید به نام شاخص پوشش حفاظتی تجهیزات اصلی منصوبه در شبکه انتقال برق، شامل خطوط انتقال برق، ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورهای قدرت و باسبارها مورد بررسی قرار گرفته است. در ادامه فرآیند پیاده‌سازی تعیین شاخص پوشش حفاظتی تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق ارائه شده است. این فرآیند شامل جمع‌آوری نقشه‌های تک‌خطی حفاظتی از شرکت‌های برق منطقه‌ای، بررسی و رفع نواقص حفاظتی آنها از طریق بازدیدهای میدانی، طراحی نرم‌افزار با قابلیت محاسبه خودکار شاخص پوشش حفاظتی خطوط انتقال، ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورهای قدرت و باسبارها برای هر پست انتقال برق به صورت جداگانه و در نهایت برای هر شرکت برق منطقه‌ای به صورت مجزا و نیز کل شبکه انتقال برق می‌باشد.

کلمات کلیدی

کفایت سیستم رله و حفاظت، مدیریت دارایی‌های فیزیکی، پوشش حفاظتی، خط انتقال برق، ترانسفورماتور قدرت، راکتور قدرت، باسبار.

۱- مقدمه

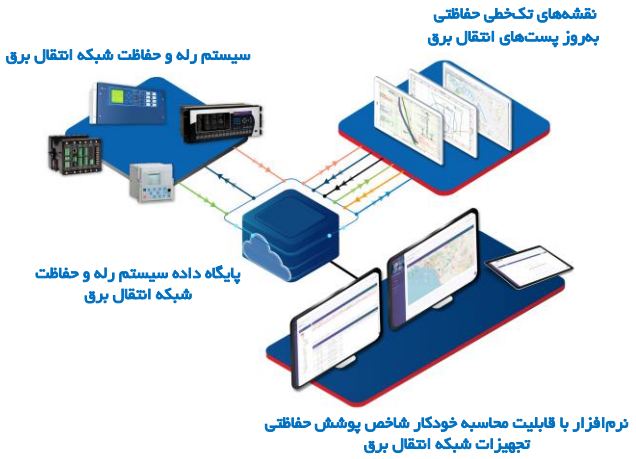
با توجه به آنکه تجهیزات حفاظتی با تشخیص و رفع به موقع خطا می‌توانند نقش مهمی را در پایداری و امنیت شبکه انتقال ایفا نمایند، تأمین کفایت سیستم رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق از طریق تعیین شاخص پوشش حفاظتی تجهیزات اصلی منصوبه در شبکه انتقال برق، شامل خطوط انتقال برق، ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورهای قدرت و باسبارها از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. در راستای انجام این مهم، شرکت مدیریت شبکه برق ایران اقدام به جمع‌آوری نقشه‌های تک‌خطی حفاظتی (PSLD) به‌روز مربوط به پست‌های انتقال برق تحت مالکیت از طریق انجام مکاتبات متعدد با شرکت‌های برق منطقه‌ای و سپس بررسی صحت آنها از طریق بازدید میدانی از پست‌های انتقال برق نموده است. در مرحله بعدی نقشه‌های مذکور با توجه به الزامات حفاظتی موجود در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران بررسی گردیده و به دنبال آن نواقص حفاظتی موجود استخراج شده است. در نهایت با استفاده از نرم‌افزار طراحی شده، شاخص پوشش حفاظتی خطوط انتقال برق، ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورهای قدرت و باسبارها برای هر پست انتقال برق به صورت جداگانه و در نهایت برای هر شرکت برق منطقه‌ای به صورت مجزا و نیز کل شبکه انتقال برق محاسبه شده است.

از مهم‌ترین دستاوردهای بررسی کفایت سیستم رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق می‌توان به مدیریت تخصیص نقدینگی

در پروژه‌های اصلاح و بهینه‌سازی و مدیریت دارایی‌های فیزیکی در بخش رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق اشاره نمود. در حال حاضر با توجه به محدود بودن میزان نقدینگی و تعدد پروژه‌های اصلاح و بهینه‌سازی در بخش حفاظت، اولویت با پروژه‌هایی است که کمبود یا نبود کفایت سیستم رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق برای آن موارد تشخیص داده شده است. همچنین با توجه به آنکه اطلاعات مورد نیاز نرم‌افزار مورد استفاده در بررسی کفایت سیستم رله و حفاظت از طریق پایگاه‌های داده به‌روز و دقیق تأمین می‌شود، تهیه این نرم‌افزار باعث الزام تمام شرکت‌های برق منطقه‌ای ذینفع جهت به‌روزرسانی نقشه‌های تک‌خطی حفاظتی شده است. از سوی دیگر با توجه به پایش مداوم رله‌های منصوبه در سطح شبکه انتقال برق توسط شرکت مدیریت شبکه برق ایران، گام‌های مؤثری در انجام مدیریت دارایی‌های فیزیکی برداشته شده است چراکه با شناسایی رله‌های مشابه در سطح شبکه انتقال برق می‌توان در صورت برکناری یک رله حفاظتی، از آن در قالب لوازم یدکی در شرکت برق منطقه‌ای دیگری بهره برد. تا پیش از تشکیل پایگاه‌های داده ذکر شده، شرکت‌های برق منطقه‌ای اطلاع دقیقی از تجهیزات حفاظتی نصب شده در شبکه انتقال برق یکدیگر نداشتند.

۲- فرآیند پیاده‌سازی ساختار تأمین کفایت سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق

تعیین شاخص پوشش حفاظتی تجهیزات اصلی منصوبه در شبکه انتقال، شامل خطوط انتقال، ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورهای قدرت و باسبارها نیازمند پیاده‌سازی فرآیندی خاص و دقیق می‌باشد که در آن نقشه‌های تک‌خطی حفاظتی (PSLD) به‌روز مربوط به تمامی پست‌های انتقال برق تحت مالکیت هر شرکت برق منطقه‌ای باید جمع‌آوری گردیده و سپس صحت آنها از طریق بازدید میدانی از پست‌های انتقال برق بررسی گردد. در ادامه، ضروری است نقشه‌های مذکور با توجه به الزامات حفاظتی موجود در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت بررسی گردیده و به دنبال آن نواقص حفاظتی موجود استخراج گردد. در نهایت با استفاده از نرم‌افزار طراحی شده، باید شاخص پوشش حفاظتی خطوط انتقال برق، ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورهای قدرت و باسبارها برای هر پست انتقال برق به صورت جداگانه و در نهایت برای هر شرکت برق منطقه‌ای به صورت مجزا و نیز کل شبکه انتقال برق محاسبه گردد. ساختار تأمین کفایت سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق در شکل ۱ نشان داده شده است.



شکل (۱) : ساختار تأمین کفایت سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق.

۳- فرآیند تعیین شاخص پوشش حفاظتی تجهیزات شبکه انتقال برق کشور

۳-۱- نحوه تعیین شاخص پوشش حفاظتی خطوط انتقال برق

با توجه به اهمیت حفاظت خطوط انتقال در شبکه سراسری، حداقل حفاظت‌های مورد نیاز برای خطوط دارای سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت تحت عنوان حفاظت اصلی ۱ و حفاظت اصلی ۲ در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران مشخص شده است [۱]. جهت محاسبه شاخص پوشش حفاظتی خطوط انتقال با توجه به طول آن‌ها، الزامات مشخص شده در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه مد نظر قرار گرفته است. بر این اساس خطوط انتقال شبکه برق کشور به سه دسته خطوط بلند، کوتاه و خیلی کوتاه مطابق جدول ۱ تقسیم‌بندی می‌شوند. مطابق مفاد ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت، درخطوط بلند استفاده از دو واحد حفاظتی دیستانس در دو رله مجزا و در خطوط کوتاه نیز استفاده از حفاظت دیفرانسیل طولی به‌عنوان حفاظت اصلی ۱ و حفاظت دیستانس یا حفاظت دیفرانسیل طولی به‌عنوان حفاظت اصلی ۲ و در خطوط خیلی کوتاه استفاده از دو حفاظت دیفرانسیل طولی مجزا به‌عنوان حفاظت اصلی ۱ و ۲ ضروری می‌باشد. علاوه بر موارد فوق باید حفاظت خطای اتصال زمین جهت‌دار (DEF) و حفاظت اضافه ولتاژ (OV) در حفاظت‌های اصلی ۱ و

۲ باید وجود داشته باشد [۲، ۳]. پس از بررسی وجود واحدهای حفاظتی مذکور، شاخص پوشش حفاظتی خطوط انتقال برق تحت بهره‌برداری به تفکیک برای هر کدام از شرکت‌های برق منطقه‌ای قابل استخراج می‌باشد. شاخص پوشش حفاظتی خطوط انتقال برق از رابطه (۱) به دست می‌آید:

$$A_{Line,i}=\frac{\sum_{i=1}^{K_{Line}}\omega_{Line,i}\,n_{ap,Line,i}}{\sum_{i=1}^{M_{Line}}n_{rp,Line,i}}\times 100 \qquad (۱)$$

که در رابطه (۱) :

$A_{Line,i}$: شاخص کفایت پوشش حفاظتی خط iاُم،

$n_{ap,Line,i}$: تعداد حفاظت‌های موجود خط iاُم،

$n_{rp,Line,i}$: تعداد حفاظت‌های مورد نیاز خط iاُم،

$\omega_{Line,i}$: ضریب اهمیت خط انتقال برق iاُم،

K_{Line}: تعداد کل خطوط انتقال برق دارای حفاظت،

M_{Line}: تعداد کل خطوط انتقال برق.

جدول (۱) : دسته‌بندی خطوط انتقال برق با توجه به طول خطوط.

سطح ولتاژ (کیلوولت)	طول خط(L) (کیلومتر)	نوع خط
۴۰۰	L>۲۵	بلند
۲۳۰	L>۱۰	
۴۰۰	۳< L ≤۲۵	کوتاه
۲۳۰	۳< L ≤۱۰	
۴۰۰	L<۳	خیلی کوتاه
۲۳۰	L<۳	

۳-۲- نحوه تعیین شاخص پوشش حفاظتی ترانسفورماتورهای قدرت

با توجه به نقش مهم ترانسفورماتورهای قدرت در شبکه انتقال برق کشور و ارزش اقتصادی قابل توجه آن‌ها، حداقل حفاظت‌های مورد نیاز برای این تجهیز در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران در چهار گروه که عبارتند از: حفاظت اصلی ۱، حفاظت پشتیبان محلی، حفاظت سیم‌پیچ سوم و حفاظت‌های مکانیکی، مشخص شده است. جهت محاسبه شاخص پوشش حفاظتی ترانسفورماتورهای شبکه انتقال برق، با توجه به الزامات مشخص شده در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران، حداقل حفاظت‌های به شرح زیر برای ترانسفورماتورهای قدرت مدنظر قرار گرفته است:

حفاظت دیفرانسیل (87T)، حفاظت اتصال زمین با زون محدود در سمت فشار قوی (REF-HV)، حفاظت اتصال زمین با زون محدود در سمت فشار ضعیف (REF-LV)، حفاظت اضافه شار یا حفاظت اضافه ولتاژ، حفاظت اضافه جریان سمت فشار قوی، حفاظت اضافه جریان سمت فشار ضعیف و اضافه جریان نوترال [۴، ۵].

شاخص پوشش حفاظتی ترانسفورماتورهای قدرت از رابطه (۲) به دست می‌آید:

$$A_{Trans,i}=\frac{\sum_{i=1}^{K_{Trans}}\omega_{Trans,i}\,n_{ap,Trans,i}}{\sum_{i=1}^{M_{Trans}}n_{rp,Trans,i}}\times 100 \qquad (۲)$$

که در رابطه (۲) :

$A_{Trans,i}$: شاخص کفایت پوشش حفاظتی ترانسفورماتور قدرت iاُم،

$n_{ap,Trans,i}$: تعداد حفاظت‌های موجود ترانسفورماتور قدرت iاُم،

$n_{rp,Trans,i}$: تعداد حفاظت‌های مورد نیاز ترانسفورماتور قدرت iاُم،

$\omega_{Trans,i}$: ضریب اهمیت ترانسفورماتور قدرت iاُم،

K_{Trans}: تعداد کل ترانسفورماتورهای قدرت دارای حفاظت،

M_{Trans}: تعداد کل ترانسفورماتورهای قدرت.

۳-۳- نحوه تعیین شاخص پوشش حفاظتی راکتورهای قدرت

با توجه به ارزش اقتصادی قابل توجه راکتورهای قدرت شبکه انتقال برق کشور، حداقل حفاظت‌های مورد نیاز برای تجهیزات مذکور در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران، در سه گروه که شامل حفاظت اصلی، حفاظت پشتیبان محلی و حفاظت‌های مکانیکی مشخص شده است. جهت محاسبه شاخص پوشش حفاظتی راکتورهای شبکه انتقال برق، با توجه به الزامات مشخص شده در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران، وجود واحدهای حفاظتی زیر برای راکتورهای شبکه انتقال برق بررسی شده است: حفاظت دیفرانسیل (87) یا حفاظت اتصال زمین با زون محدود (REF)، حفاظت اضافه جریان (50/51)، اضافه جریان نوترال (50N/51N) [۶].

شاخص پوشش حفاظتی راکتورهای قدرت از رابطه (۳) به دست می‌آید:

$$A_{Reactor,i}=\frac{\sum_{i=1}^{K_{Reactor}}\omega_{Reactor,i}\,n_{ap,Reactor,i}}{\sum_{i=1}^{M_{Reactor}}n_{rp,Reactor,i}}\times 100 \qquad (۳)$$

که در رابطه (۳) :

$A_{Reactor,i}$: شاخص کفایت پوشش حفاظتی راکتور قدرت iاُم،

$n_{ap,Reactor,i}$: تعداد حفاظت‌های موجود راکتور قدرت iاُم،

$n_{rp,Reactor,i}$: تعداد حفاظت‌های مورد نیاز راکتور قدرت iاُم،

$\omega_{Reactor,i}$: ضریب اهمیت راکتور قدرت iاُم،

$K_{Reactor}$: تعداد کل راکتورهای قدرت دارای حفاظت،

$M_{Reactor}$: تعداد کل راکتورهای قدرت.

۳-۴- نحوه تعیین شاخص پوشش حفاظتی باسبارها

به منظور محاسبه شاخص پوشش حفاظتی باسبار در پست‌های انتقال برق بر اساس الزامات موجود در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران، ابتدا بر اساس آخرین ویرایش نقشه‌های تک‌خطی موجود، تعداد باسبارهای ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت در پست‌های مذکور استخراج شده است. سپس با توجه به آخرین اطلاعات دریافتی از شرکت‌های برق منطقه‌ای، باسبارهای فاقد حفاظت دیفرانسیل مشخص و در نهایت شاخص پوشش حفاظتی باسبار در پست‌های انتقال محاسبه شده است که نتایج آن به تفکیک برای هر کدام از شرکت‌های برق منطقه‌ای قابل ارائه است [۶].

شاخص پوشش حفاظتی باسبارها از رابطه (۴) به دست می‌آید:

$$A_{Busbar,i}=\frac{\sum_{i=1}^{K_{Busbar}}\omega_{Busbar,i}\,n_{ap,Busbar,i}}{\sum_{i=1}^{M_{Busbar}}n_{rp,Busbar,i}}\times 100 \qquad (۴)$$

که در رابطه (۴) :

$A_{Busbar,i}$: شاخص کفایت پوشش حفاظتی باسبار iاُم،

$n_{ap,Busbar,i}$: تعداد حفاظت‌های موجود باسبار iاُم،

$n_{rp,Busbar,i}$: تعداد حفاظت‌های مورد نیاز باسبار iاُم،

$\omega_{Busbar,i}$: ضریب اهمیت باسبار iاُم،

K_{Busbar}: تعداد کل باسبارهای دارای حفاظت،

M_{Busbar}: تعداد کل باسبارها.

۳-۵- نحوه تعیین شاخص پوشش حفاظتی تجهیزات شبکه انتقال

با توجه به نتایج بدست آمده برای شاخص پوشش حفاظتی خطوط، ترانسفورماتورهای قدرت، راکتورهای قدرت و باسبارهای شبکه انتقال برق که نتایج هر یک از آن‌ها به تفکیک برای هر یک از شرکت‌های برق منطقه‌ای قابل ارائه می‌باشد، شاخص پوشش حفاظتی برای کل تجهیزات شبکه انتقال برق کشور در هر یک از شرکت‌های برق منطقه‌ای و برای کل شبکه انتقال برق کشور محاسبه شده و قابل ارائه می‌باشد. این شاخص برابر با حاصل تقسیم مجموع کل واحدهای حفاظتی موجود برای کل تجهیزات آن شرکت برق منطقه‌ای یا کل تجهیزات شبکه انتقال برق به مجموع کل واحدهای حفاظتی مورد نیاز می‌باشد.

شاخص پوشش حفاظتی تجهیزات شبکه انتقال از رابطه (۵) به دست می‌آید:

$$A_{Equipment,i}=\frac{\sum_{i=1}^{K_{Equipment}}\omega_{Equipment,i}\,n_{ap,Equipment,i}}{\sum_{i=1}^{M_{Equipment}}n_{rp,Equipment,i}}\times 100 \qquad (۵)$$

که در رابطه (۵) :

$A_{Equipment,i}$: شاخص کفایت پوشش حفاظتی تجهیز iاُم،

$n_{ap,Equipment,i}$: تعداد حفاظت‌های موجود تجهیز iاُم،

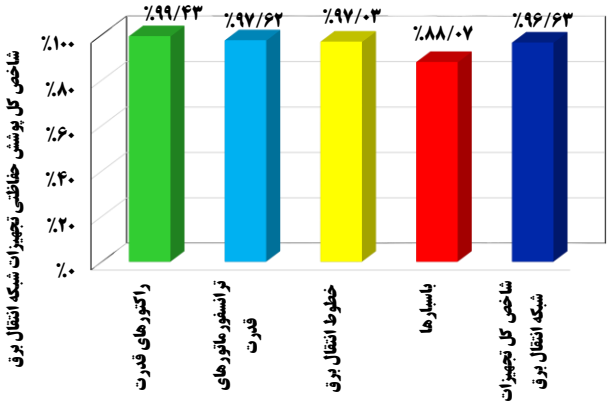
$n_{rp,Equipment,i}$: تعداد حفاظت‌های مورد نیاز تجهیز iاُم،

$\omega_{Equipment,i}$: ضریب اهمیت تجهیز iاُم،

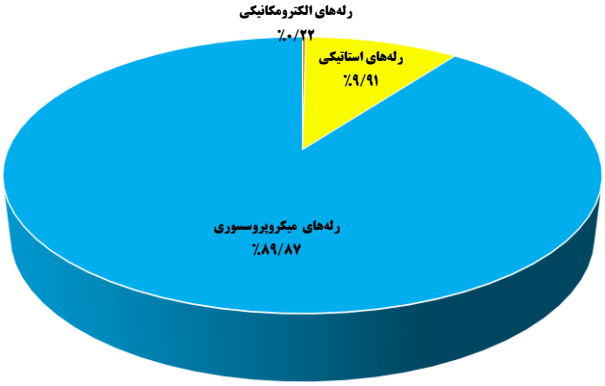
$K_{Equipment}$: تعداد کل تجهیزات دارای حفاظت،

$M_{Equipment}$: تعداد کل تجهیزات.

در حال حاضر، شاخص پوشش حفاظتی خطوط شبکه انتقال برق برابر با ۹۷/۰۳ درصد، شاخص پوشش حفاظتی ترانسفورماتورهای قدرت شبکه انتقال برابر با ۹۷/۶۲ درصد، شاخص پوشش حفاظتی راکتورهای قدرت شبکه انتقال برق برابر با ۹۹/۴۳ درصد و شاخص پوشش حفاظتی باسبارهای شبکه انتقال برابر با ۸۸/۰۷ درصد می‌باشد. در نتیجه، شاخص کل پوشش حفاظتی تجهیزات اصلی شبکه انتقال در حال حاضر برابر با ۹۶/۶۳ درصد می‌باشد که در شکل ۲ ارائه شده است.



شکل (۲) : وضعیت پوشش حفاظتی کل تجهیزات شبکه انتقال برق.



شکل (۳) : درصد رله‌های الکترومکانیکی، استاتیکی و میکروپروسسوری در خطوط انتقال برق.

۴- استخراج انواع رله‌های دیستانس و دیفرانسیل طولی مورد بهره‌برداری در خطوط انتقال برق

در راستای برقراری سیستم مدیریت دارایی‌های فیزیکی و پس از بررسی و پایش رله‌های نصب شده در خطوط انتقال برق کشور، مشخص گردید سه نسل از رله‌های الکترومکانیکی، استاتیکی و میکروپروسسوری در شبکه انتقال برق کشور مورد استفاده قرار گرفته است. با توجه به مزیت‌های رله‌های میکروپروسسوری نسبت به نسل‌های قبلی، از قبیل سرعت عملکرد بالاتر، حساسیت بیشتر، تشخیص بهتر و خطای کمتر، رله‌های الکترومکانیکی و استاتیکی شبکه انتقال برق در حال جایگزینی با رله‌های میکروپروسسوری در قالب پروژه‌های اصلاح و بهینه‌سازی پست‌های شبکه انتقال برق کشور است. با توجه به به‌کارگیری انواع مختلف رله‌های حفاظتی دیستانس و دیفرانسیل طولی در سه نسل الکترومکانیکی، استاتیکی و میکروپروسسوری، درصد فراوانی هر یک از انواع رله‌های مذکور در خطوط انتقال شبکه برق کشور در شکل ۳ ارائه شده است.

۵- نتیجه‌گیری

با توجه به مباحث مطرح شده، می‌توان نتیجه گرفت که پیاده‌سازی نرم‌افزار تعیین کفایت سیستم رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق باعث هدفمند شدن مدیریت تخصیص نقدینگی در پروژه‌های اصلاح و بهینه‌سازی و مدیریت دارایی‌های فیزیکی در بخش رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق کشور می‌گردد. همچنین، پیاده‌سازی شاخص پوشش حفاظتی تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق از طریق آگاه نمودن شرکت‌های برق منطقه‌ای از تجهیزات حفاظتی نصب شده در شبکه انتقال برق یکدیگر کمک شایانی به مدیریت دارایی‌های فیزیکی در بخش رله و حفاظت تجهیزات اصلی شبکه انتقال برق کشور می‌کند. در نهایت، پیاده‌سازی سیستم ذکر شده باعث الزام تمام شرکت‌های برق منطقه‌ای جهت به‌روزرسانی مداوم نقشه‌های تک‌خطی حفاظتی شبکه انتقال برق کشور شده است.

مراجع

[۱] نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ویرایش ششم، اردیبهشت ماه ۱۴۰۲.
[2] IEEE std. C37.113, IEEE guide for protective relay applications to transmission lines, 2015.
[3] Gerhard Ziegler, "Numerical Distance Protection", Fourth edition, Siemens, 2011.
[4] IEEE std. C37.91, IEEE guide for protecting power transformers, 2021.
[5] Gerhard Ziegler, "Numerical Differential Protection", Fourth edition, Siemens, 2012.
[6] Network Protection and Automation Guide, Areva, 2011.