Archive of SID

مدل ترکیبی تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه ترانسفورماتور قدرت (مطالعهٔ موردی: شرکت برق منطقه‌ای خراسان)

علی کریم‌آبادی[۱]، محمدابراهیم حاجی‌آبادی[۲،*]، عبادالله کامیاب[۳]، علی‌اصغر شجاعی[۴]

اطلاعات مقاله

دریافت مقاله: ۱۳۹۷/۰۶/۰۴
پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۰۹/۲۸

واژگان کلیدی:
قابلیت اطمینان،
تعمیر و نگهداری پیشگیرانه،
تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه،
سنسورهای هوشمند.

چکیده

با نصب سنسور هوشمند و تشخیص زودهنگام خرابی‌های جزئی، می‌توان تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه را به تعمیر و نگهداری دوره‌ای تجهیز اضافه کرد. هدف از این مقاله، ارائهٔ مدل جدید تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه ترکیبی مارکوف تجهیز است. برای رسیدن به این هدف سه گام برداشته شده است. گام اول به بررسی تحلیلی انواع خرابی‌های تجهیز پرداخته شده است. بدین منظور مدل ریاضی برای محاسبهٔ نرخ‌های سطوح مختلف خرابی ارائه شده است. همچنین اثر نصب سنسور هوشمند بر نرخ‌های خرابی مدل‌سازی شده است. در این مدل‌سازی احتمال خرابی سنسورها نیز لحاظ شده است. با توجه به تجربهٔ بهره‌برداران شبکه، خرابی‌های تجهیز به چهار سطح خرابی دسته‌بندی شده است که مهم‌ترین آن‌ها نرخ خروج ناخواسته و نرخ خروج اضطرای است. در گام دوم مدل جدید تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه ترکیبی مارکوف برای آنالیز نصب سنسور هوشمند بر روی تجهیز ارائه شده است. با نصب سنسور هوشمند تعدادی از خرابی‌هایی که نیاز مبرم به تعمیر دارند شناسایی و با خروج اضطراری اصلاح می‌شوند. بنابراین فرکانس رفتن به تعمیر و نگهداری، عمر تجهیز و هزینه‌های تعمیر و نگهداری در مدل جدید ارائه‌شده مارکوف نسبت به مدل تعمیر و نگهداری پیشگیرانه بهبود پیدا می‌کند. در گام سوم خرابی‌های ترانسفورماتورهای قدرت شرکت برق منطقه‌ای خراسان با سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت مطالعه شده‌اند. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که با مدل جدید مارکوف ارائه‌شده، نرخ خروج ترانسفورماتورهای ۴۰۰ و ۱۳۲ کیلوولت به‌ترتیب به مقدار ۷۴/۱۲ و ۵۴/۵۱ درصد، کاهش و متوسط عمر جایگزینی به‌ترتیب به مقدار ۲۸/۴ و ۲۰/۴ سال افزایش پیدا می‌کند.

۱- مقدمه

۱-۱- انگیزهٔ تحقیق

بسیاری از تجهیزات شبکهٔ برق از قبیل ترانسفورماتور، خطوط انتقال و کلیدهای قدرت که در طول چند دهه گذشته مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند، به طور طبیعی با افزایش طول عمر دچار فرسودگی شده‌اند. در حال حاضر شرکت‌های برق منطقه‌ای با چالش بزرگی همچون تجهیزات فرسوده مواجه هستند که برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم در حد قابل قبول و فرار از هزینه‌های سنگین مربوط به خاموشی‌ها با وجود سیستم‌های حفاظتی پیشرفتهٔ به‌کارگرفته در پست‌ها، برنامه‌ای منسجم برای تعمیرات در شبکه تقاضا می‌کنند. در فضای رقابتی جدید، شرکت‌های برق منطقه‌ای ترجیح می‌دهند به جای

*. پست الکترونیک نویسنده مسئول: me.hajiabadi@hsu.ac.ir
۱. گروه مهندسی برق، واحد نیشابور، دانشگاه آزاد اسلامی، نیشابور
۲. استادیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه حکیم سبزواری
۳. دفتر فنی انتقال، معاونت بهره‌برداری شرکت برق منطقه‌ای خراسان، مشهد
۴. دانشگاه آزاد اسلامی، واحد نیشابور، نیشابور، ایران

www.SID.ir

Archive of SID

جایگزینی تجهیزات فرسوده با هزینه‌های بسیار بالا، با انجام تعمیرات مناسب، بهره‌برداری از آن‌ها را تا حد ممکن ادامه دهند.

۱-۲- مروری بر ادبیات موضوع

تعیین و طبقه‌بندی خطاهای تجهیز، یکی از دغدغه‌های اصلی پژوهش‌های انجام‌شده است. در مرجع [۱] به کمک روش شناسایی الگو، اقدام به طبقه‌بندی انواع مختلف خطا در خطوط انتقال شده است. مسلماً استراتژی‌های تعمیرات در قبال تجهیزات و خطاهای مختلف، متفاوت است. روش‌های تعمیر و نگهداری در مرجع [۲]، به سه روش جایگزینی، تعمیر و نگهداری برنامه‌ریزی‌شده و تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه گزارش شده است. در مرجع [۳]، ابتدا به کمک آمار حوادث، عوامل مؤثر در ایجاد خطای تجهیز و درصد مشارکت هر یک از عوامل تعیین و سپس نرخ خرابی تجهیز به کمک مجموع نرخ خرابی ناشی از وقوع عوامل مختلف مدل‌سازی می‌شود. در این مرجع فرض شده است به‌ازای هر یک از عوامل مؤثر در نرخ خرابی، یک فعالیت تعمیر پیشگیرانه وجود دارد، به طوری که با انجام هر تعمیر پیشگیرانه، اثر عامل خرابی مربوط به آن در نرخ خرابی تجهیز، به مقدار مفروض کاهش می‌یابد. در [۴] سه حالت برای انجام تعمیرات پیشگیرانه در نظر گرفته شده است. در حالت اول، وضعیت فعلی تعمیرات ادامه پیدا می‌کند؛ در نتیجه، نرخ خرابی تجهیزات برابر مقدار فعلی آن خواهد بود. در حالت دوم، فعالیت‌های تعمیر و نگهداری دو برابر می‌شود. در این حالت فرض شده نرخ خرابی تجهیزات شبکه نصف می‌شود. همچنین به طور مشابه در حالت سوم فرض شده است در صورت نصف شدن فعالیت‌های تعمیرات پیشگیرانه، نرخ خرابی تجهیزات شبکه دو برابر شود. برخلاف برخی از مراجع که تأثیر تعمیرات را به صورت قطعی در نظر می‌گیرند، مدل‌های احتمالی نیز برای تعمیرات وجود دارد که فرایندهای فرسودگی و خرابی تجهیزات به صورت فرایندی تصادفی مدل می‌شوند [۵]. در مطالعات متداول قابلیت اطمینان، وضعیت تجهیز به دو صورت کاملاً سالم یا کاملاً خراب در نظر گرفته می‌شود [۶]؛ در حالی که در نظر گرفتن تنها دو وضعیت برای مدل کردن شرایط بهره‌برداری تجهیزات شبکه قدرت چندان مناسب به نظر نمی‌رسد؛ چراکه تجهیزات شبکهٔ برق با وجود فرسودگی برخی از قطعات، همچنان به درستی کار می‌کنند. به همین دلیل فرسودگی تجهیز را می‌توان به کمک چند وضعیت گسسته، به مدل قابلیت اطمینان اولیه تجهیزات اضافه کرد. اضافه کردن این تغییرات باعث می‌شود اثر تعمیرات به شکل عملی‌تری در نظر گرفته شود [۷-۱۰]. در استراتژی RCM[1] ، تجهیزات مختلف شبکه با توجه به نیاز انجام تعمیرات پیشگیرانه، رتبه‌بندی می‌شوند؛ در نتیجه، به کمک این روش تا حد زیادی از اتلاف منابع مالی و انسانی مرتبط با تعمیرات پیشگیرانه جلوگیری می‌شود [۱۱]. علاوه بر این، به دلیل وقوع اشتباهات انسانی، انجام تعمیر مکرر بر روی یک تجهیز، بدون نیاز واقعی آن می‌تواند باعث آسیب‌دیدگی تجهیز شود. برای تعیین اولویت تجهیزات علاوه بر شرایط فیزیکی آن‌ها، به اهمیت آن‌ها برای شبکه نیز باید توجه شود. این روش در مراجع [۱۲-۱۵] برای تعیین اولویت کلیدهای قدرت شبکه، جهت انجام تعمیرات پیشگیرانه به کار گرفته شده است. تعمیر و نگهداری تجهیزات باید به صورت مطلوب باشد و تبادل بین قابلیت اطمینان و هزینه برقرار شود [۱۶]. چندین مدل تعمیر و نگهداری برای به دست آوردن سیاست‌های تعمیر و نگهداری تجهیزات سیستم‌های قدرت در مراجع [۱۷-۱۸] آورده شده است. پایش هوشمند، راه‌هایی جدید برای پیش‌بینی وضعیت‌های سیستم، پیش‌بینی سلامت و خرابی‌های حتمی ارائه می‌دهد [۱۹ و ۲۰]؛ در نتیجه به میزان قابل توجهی نرخ‌های خرابی، زمان تعمیر، هزینه‌های تعمیر و نگهداری و ریسک خاموشی کاهش می‌یابد [۲۱] و از طرفی باعث بهینه‌سازی منابع، بهبود ظرفیت‌های موجود از اجزای سیستم قدرت، مدیریت و کاهش هزینه‌ها و همچنین باعث تحقق بهره‌برداری اقتصادی شبکه هوشمند می‌شود [۲۲] که به معنای نظارت بر روی اجزای سیستم قدرت از قبیل خطوط انتقال، ترانسفورماتورها، بریکرها و فیوزها است [۲۳-۲۵]. پایش شبکه هوشمند، اطلاعاتی آنلاین از وضعیت اجزای سیستم قدرت فراهم می‌کند. اگر یک تجهیز، خرابی احتمالی دارد، بلافاصله خرابی به اپراتور گزارش داده می‌شود تا باعث جلوگیری از خاموشی شود [۲۶]. با استفاده از پایش هوشمند بر روی اجزای سیستم قدرت، خرابی‌های در حال پیشروی و توسعه قبل از آنکه

[1] Reliability Centered Maintenance

www.SID.ir

Archive of SID

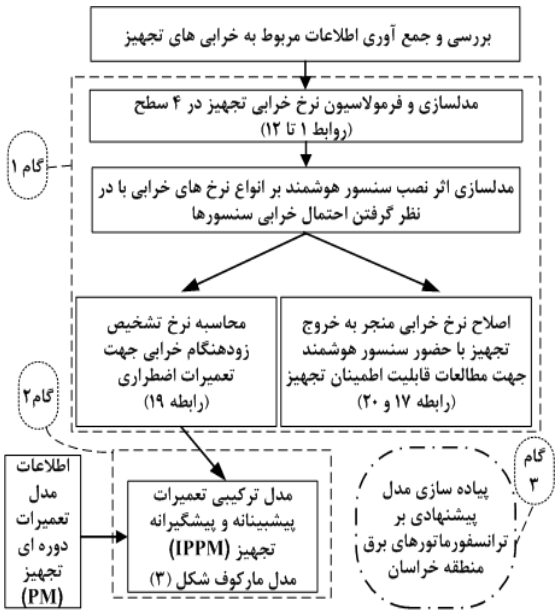
منجر به یک شکست فاجعه‌بار شوند، شناسایی می‌شوند. بنابراین نیاز به سرکشی و تعمیرات دوره‌ای منظم در پست‌ها مرتفع شده، هزینه‌های مربوط را کاهش می‌دهد [۲۷]. در کنار مزایای پایش هوشمند تجهیزات پست، معایب و محدودیت‌هایی وجود دارد که عبارت است از [۲۸]:

- هزینهٔ بالای نصب و راه‌اندازی سنسورهای مورد استفاده در پست که شامل هزینهٔ سنسور، هزینهٔ کابل‌کشی از سنسور تا اتاق فرمان و کابل‌کشی داخلی بین تابلوها، هزینل سیستم پایش جهت نمایش خروجی سنسورها و کابل‌کشی آن است.
- هزینهٔ تیم تعمیر و نگهداری جهت نظارت بر عمکرد صحیح سنسورها در پست.
- بیشتر سنسورها از قبیل سنسورهای فشار و آکوستیک در فرکانس‌های بالا (۱مگاهرتز) کار می‌کنند که موجب رزونانس در آن‌ها می‌شود؛ بنابراین فرکانس رزونانس عاملی تعیین کننده برای کاربرد این سنسورها است.
- سنسورها باید طراحی کاملاً مناسب برای ورود گرد و غبار و رطوبت داشته و در محیط‌هایی با درجه حرارت بالا مقاوم باشند.
- سنسورها باید در مقابل ضربه و لرزش حفاظت شوند.

در عمل، بسیاری از بهره‌برداران شبکه حاضر به حذف برنامه‌های تعمیرات دوره‌ای (تعمیرات پیشگیرانه) نیستند؛ اما از طرفی علاقه بسیاری به پایش برزمان وضعیت سلامت تجهیزات حیاتی همچون ترانسفورماتور دارند. با این حال مدل هم‌زمان تعمیرات پیشگیرانه (PM[1]) و تعمیرات مبتنی بر نیاز (PDM[2]) با توجه به وضعیت سلامت تجهیز تا کنون ارائه نشده است.

۱-۳- هدف، روش و نوآوری

تعمیر و نگهداری تجهیز می‌تواند به صورت دوره‌ای انجام پذیرد که تعمیر و نگهداری پیشگیرانه (PM) نامیده می‌شود. با نصب سنسورهای هوشمند و تشخیص زودهنگام خرابی‌های جزئی، علاوه بر کاهش نرخ خروج تجهیز، می‌توان تعمیر و نگهداری‌های مبتنی بر نیاز را که تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه (PDM) نامیده می‌شوند، به برنامه تعمیر و نگهداری دوره‌ای تجهیز اضافه کرد. باید توجه کرد که نصب سنسورهای هوشمند به معنای حذف تعمیر و نگهداری دوره‌ای نیست. بنابراین در این مقاله مدل مارکوف ترکیبی تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه (IPPM[3]) تجهیز ارائه شده است. هدف از این مقاله بررسی تحلیلی اثر نصب سنسور هوشمند بر نرخ خرابی و مدل تعمیر و نگهداری یک تجهیز است. مطابق شکل (۱) برای رسیدن به این هدف در این مقاله سه گام برداشته شده است.



شکل ۱: روند نمای مدل پیشنهادی

گام ۱: در گام اول به بررسی تحلیلی انواع خرابی‌های تجهیز پرداخته شده است. در این گام، با توجه به تجربهٔ بهره‌برداران شبکه، ابتدا خرابی‌های تجهیز به ۴ سطح خرابی دسته‌بندی شده است:

سطح ۱: خرابی‌هایی که در خروج‌های برنامه‌ریزی‌شده اصلاح می‌شوند.

سطح ۲: خرابی‌هایی که به صورت برق‌دار اصلاح می‌شوند.

سطح ۳: خرابی‌هایی که جهت تعمیر، نیاز به خروج اضطراری و اعزام فوری تیم تعمیر و نگهداری دارند.

سطح ۴: خرابی‌هایی که باعث خروج خودکار تجهیز (Trip) می‌شوند.

نوآوری گام اول، ارائه مدل ریاضی برای محاسبهٔ نرخ‌های سطوح مختلف خرابی است. به‌علاوه در این گام اثر نصب سنسور هوشمند بر نرخ های خرابی مدل‌سازی شده است.

[1] Preventive Maintenance
[2] Predictive Maintenance
[3] Integrated Preventive & Predictive Maintenance

www.SID.ir

Archive of SID

در این مدل‌سازی، احتمال خرابی سنسورها نیز لحاظ شده است. با نصب سنسور هوشمند، مجموعه خرابی‌های سطح چهارم قبل از خروج خودکار تجهیز در سطح دوم یا سوم تشخیص داده می‌شود. هدف از این فرمول‌بندی، بررسی اثر نصب سنسور هوشمند بر نرخ خرابی تجهیز در این سطوح است. در نهایت، در گام اول، نرخ‌های خرابی هر چهار سطح بعد از نصب سنسورهای هوشمند، به‌ویژه نرخ خروج اضطراری و نرخ خروج خودکار به دست می‌آید. مطابق شکل (۱) نرخ خروج اضطراری در گام دوم برای تعمیرات پیش‌بینانه استفاده می‌شود. نرخ خروج خودکار نیز مهم‌ترین پارامتر در مطالعه قابلیت اطمینان تجهیز است.

گام ۲: مهم‌ترین نوآوری انجام‌شده در گام دوم، ارائهٔ مدل مارکوف IPPM برای بررسی تحلیلی اثر نصب سنسور هوشمند بر فرایند تعمیر و نگهداری است. مدل مارکوفی ارائه‌شده، توسعهٔ مدل‌های مارکوف قبلی جهت تعمیرات PM است. در مدل مارکوف IPPM ارائه‌شده، نرخ انجام تعمیرات پیشگیرانه با توجه به روابط گام اول به مدل تعمیر و نگهداری گذشته اضافه می‌شود. با نصب سنسور هوشمند، تعدادی از خرابی‌هایی که نیاز به تعمیرات اساسی در برنامه PM دارند، به صورت زودهنگام تشخیص داده می‌شوند و در خروج‌های اضطراری به صورت تعمیر جزئی اصلاح می‌شوند. انتظار می‌رود فرکانس رفتن به تعمیرات اساسی در مدل IPPM کمتر از مدل PM شود. با کمک روابط مارکوف، اثر نصب سنسور هوشمند و اعمال تعمیرات پیشگیرانه، عمر تجهیز، هزینهٔ تعمیر و نگهداری و ... به دست می‌آید. در گام دوم با کمک شاخص‌های به‌دست‌آمده از مدل تعمیرات IPPM، تمام هزینه‌های مرتبط با تعمیرات مدل‌سازی شده است. این هزینه‌ها شامل موارد زیر است:

- هزینه‌های بازرسی، تعمیرات جزئی و تعمیرات اساسی در برنامهٔ تعمیرات دوره‌ای؛
- هزینه‌های بازرسی، تعمیرات جزئی و تعمیرات اساسی در برنامهٔ تعمیرات مبتنی بر نیاز؛
- هزینهٔ نصب سنسور هوشمند؛
- هزینهٔ جایگزینی تجهیز بعد از اتمام عمر آن؛
- هزینهٔ تعمیرات ناشی از خرابی‌های منجر به خروج؛

گام ۳: در گام سوم با توجه به مطالعات آماری خرابی ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت در شبکهٔ برق منطقه‌ای خراسان، به محاسبهٔ نرخ خرابی و اثر اعمال سنسور هوشمند بر آن‌ها پرداخته شده است. همچنین شاخص‌های مدل مارکوف IPPM بررسی و محاسبه شده‌اند. در این مقاله نشان داده شده است که با نصب سنسورهای هوشمند بر روی ترانسفورماتورهای ۴۰۰ و ۱۳۲ کیلوولت و اعمال تعمیرات پیش‌بینانه، نرخ خروج ترانسفورماتورهای ۴۰۰ و ۱۳۲ کیلوولت به‌ترتیب به مقدار ۷۴/۱۲ و ۵۴/۵۱ درصد کاهش و متوسط عمر جایگزینی به‌ترتیب به مقدار ۲۸/۳۸۳۴۶ و ۲۰/۳۷۵۰۳ سال افزایش پیدا می‌کند. با ارزیابی مدل مارکوف جدید، تخمین دقیق‌تری برای زیاد شدن عمر تجهیز و هزینه‌ها خواهیم داشت.

۱-۴- ساختار مقاله

بخش دوم به مدل‌سازی تحلیلی انواع نرخ خرابی تجهیز پرداخته است. سپس در بخش سوم، اثر نصب سنسور بر نرخ خرابی تجهیز، مدل‌سازی شده است. احتمال خرابی سنسور نیز در مدل‌سازی لحاظ شده است. در بخش چهارم مدل مارکوف ترکیبی تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه (IPPM) تجهیز و هزینه‌های مرتبط با آن آورده شده و بخش پنجم به بررسی مورد مطالعاتی شبکه خراسان پرداخته است. در انتها، بخش ششم شامل نتیجه‌گیری است.

۲- مدل‌سازی تحلیلی انواع نرخ خرابی تجهیز

با نصب سنسور هوشمند بر یک تجهیز، مجموعه‌ای از عوامل خرابی تجهیز قبل از تبدیل به خرابی اساسی در مرحلهٔ خرابی جزئی توسط سنسور هوشمند تشخیص داده می‌شود. با تشخیص خرابی در مرحلهٔ جزئی و با خروج برنامه‌ریزی‌شده توسط تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه، خرابی اصلاح می‌گردد. این موضوع باعث کاهش خرابی‌های اساسی که منجر به خاموشی ناخواسته می‌شود، خواهد شد. از طرفی می‌تواند باعث افزایش طول عمر تجهیز و کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری ناشی از خرابی‌های اساسی گردد. بنابراین برای مدل‌سازی تحلیلی اثر نصب سنسور هوشمند بر قابلیت اطمینان تجهیز، نیاز به مدل کردن عوامل خرابی به همراه فرکانس خرابی آن‌ها در هر تجهیز است. رابطه (۱) مجموعه عوامل خرابی تجهیز A را که شامل X نوع خرابی است، نشان می‌دهد:

$$A=\{A_x\},\qquad x=1,...,X \qquad (۱)$$

www.SID.ir

Archive of SID

مجموعه تعداد رخداد خرابی‌ها برای N تجهیز از نوع A، در بازه مطالعه T، مطابق رابطه (۲) است:

$$n_A = \{n_x\}, \qquad x = 1,\ldots,X \tag{۲}$$

در معادله (۳) رابطهٔ کلی نرخ خرابی تجهیز A، ناشی از عامل خرابی xام بیان شده است:

$$\lambda_x = \frac{n_x}{N.T} \tag{۳}$$

در صورت رخداد خرابی xام، چهار رویکرد در قبال آن انجام می گیرد:

۱. خرابی مشکلی را برای سیستم ایجاد نمی‌کند؛ بنابراین می‌توان تا تعمیرات دوره‌ای صبر کرد و در تعمیرات دوره‌ای، به اصلاح آن پرداخت. در این صورت نرخ خرابی تجهیز A که با تعمیرات دوره‌ای رفع می‌شود، طبق رابطه (۴) تعریف می‌گردد:

$$\lambda_M = \sum_{x=1}^{X} \lambda_x M_x \tag{۴}$$

که M_x به صورت رابطه (۵) تعریف می‌شود:

$$M_x = \begin{cases} ۱ & \text{اگر خرابی } x \text{ در تعمیرات دوره‌ای برطرف گردد} \\ ۰ & \text{در غیر این صورت} \end{cases} \tag{۵}$$

۲. می‌توان خرابی را به صورت برق‌دار اصلاح کرد و نیاز به بیبرق کردن تجهیز نیست. در این صورت، نرخ خرابی تجهیز A، که به صورت برق‌دار رفع می‌گردد، طبق رابطه (۶) تعریف می‌شود:

$$\lambda_l = \sum_{x=1}^{X} \lambda_x L_x \tag{۶}$$

که L_x به صورت رابطه (۷) تعریف می‌شود:

$$L_x = \begin{cases} ۱ & \text{اگر خرابی } x \text{ قابل تعمیر درحالت برق‌دار باشد} \\ ۰ & \text{در غیر این صورت} \end{cases} \tag{۷}$$

۳. عامل خرابی xام، مهم است و نیاز به اعزام فوری تیم تعمیر و خروج اضطراری تجهیز A دارد. در این صورت، نرخ خرابی تجهیز A که با اعزام تیم تعمیر رفع می‌شود، طبق رابطه (۸) تعریف خواهد شد:

$$\lambda_E = \sum_{x=1}^{X} \lambda_x E_x \tag{۸}$$

که E_X به صورت رابطه (۹) تعریف می‌شود:

$$E_x = \begin{cases} ۱ & \text{اگر خرابی } x \text{ نیاز به خروج اضطراری داشته باشد} \\ ۰ & \text{در غیر این صورت} \end{cases} \tag{۹}$$

۴. عامل خرابی xام، باعث خروج ناگهانی و غیر برنامه‌ریزی شده تجهیز A می‌شود. در این صورت، نرخ خرابی تجهیز A که باعث خروج خودکار تجهیز می‌شود، طبق رابطه (۱۰) تعریف خواهد شد:

$$\lambda_T = \sum_{x=1}^{X} \lambda_x T_x \tag{۱۰}$$

که T_X به صورت رابطه (۱۱) تعریف می‌شود:

$$T_x = \begin{cases} ۱ & \text{اگر خرابی } x \text{ باعث خروج ناگهانی تجهیز شود} \\ ۰ & \text{در غیر این صورت} \end{cases} \tag{۱۱}$$

که همواره داریم:

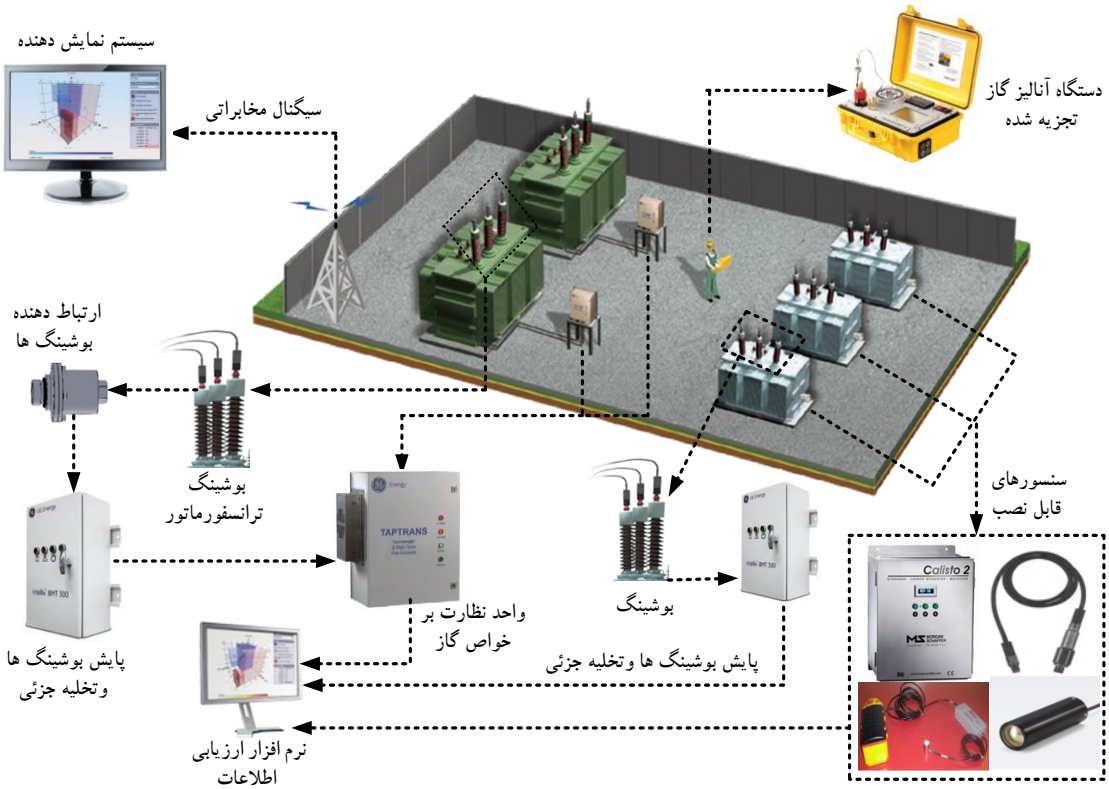
$$E_x + L_x + M_x + T_x = 1 \tag{۱۲}$$

۳- مدل‌سازی تحلیلی اثر نصب سنسورهای هوشمند بر نرخ خرابی تجهیز

استفاده از سنسورهای هوشمند در پست‌های فشارقوی نقشی مهم در بهبود بهره‌برداری، جلوگیری از خرابی‌های اساسی در تجهیزات و در نتیجه، افزایش پایداری شبکه قدرت ایفا می‌کند. اندازه‌گیری پارامترها و کمیت‌های ویژه در تجهیزات قدرت توسط سنسورهای هوشمند، امکان پیش‌بینی خطاهای ممکن در تجهیزات را میسر می‌سازد. سنسور یک دستگاه است که معمولاً پدیده‌ای فیزیکی (مانند گرما، فشار، ارتعاش، حرکت و ...) را به یک سیگنال الکتریکی تبدیل می‌کند. سنسورها قابلیت نصب بر تجهیزات پست‌ها از قبیل ترانسفورماتور قدرت، ترانس جریان، ترانس ولتاژ، بریکر، تپچنجر و ... را دارند و می‌توانند در تشخیص هر گونه نقض امنیتی یا نظارت بر وضعیت تجهیزات، مورد استفاده قرار گیرند. در جدول ۱ انواع سنسورهای کاربردی قابل نصب بر ترانسفورماتور، مطالعه شده است [۲۸]. در شکل (۲) طرح عملیاتی نصب سنسورهای هوشمند بر روی ترانسفورماتورهای قدرت، مصرف داخلی و ترانس زمین یک پست نمونه برای هوشمند کردن پست‌های انتقال و فوق توزیع، نشان داده شده است.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۲: هوشمندسازی پست‌های انتقال و فوق توزیع

جدول ۱: انواع سنسورهای کاربردی قابل نصب بر تجهیزات پست مورد مطالعه

ردیف	سنسور	کاربرد سنسور	تصویر
۱	Acoustic Emission Sensors	تشخیص نشتی روغن ترانسفورماتور قدرت	
۲	Chemical Sensors	تجزیه و تحلیل انواع گازهای ایجاد شده در ترانسفورماتور قدرت	
۳	Optical and Radiation Sensors	تشخیص آرسینگ خطاها	
۴	Acceleration, Shock and Vibration Sensors	تشخیص ارتعاش و شوک	
۵	Pressure Sensors	اندازه‌گیری فشار روغن ترانسفورماتور قدرت	

www.SID.ir

Archive of SID

حال فرض می‌شود سنسور S بتواند مجموعه‌ای از عوامل خرابی تجهیز A را طبق روابط (۱۳) و (۱۴) تشخیص دهد:

$$A_S = \{A_y\}, \qquad A_s \subset A \tag{۱۳}$$

$$n_s = \{n_y\} \ , \qquad n_s \in n_A \tag{۱۴}$$

حال فرض می‌کنیم مجموعه‌ای از سنسورها که با SEN نمایش داده شده است، روی تجهیز A نصب شود. در رابطهٔ (۱۵) مجموعه عوامل خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند، نشان داده شده است:

$$A_{SEN} = \bigcup_{s=1}^{S} A_s, \quad A_s \subset A \tag{۱۵}$$

در تشخیص خرابی‌ها توسط سنسورهای هوشمند، به دلیل وجود خرابی‌های مشترک، اجتماع آنها در نظر گرفته می‌شود.

مجموعه تعداد رخدادهای خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند، در رابطهٔ (۱۶) تعریف شده است:

$$n_{SEN} = \bigcup_{s=1}^{S} n_s \ , \qquad n_S \subset n_A \tag{۱۶}$$

نصب سنسورهای هوشمند، خرابی‌هایی را که موجب خروج خودکار تجهیز می‌شوند، کاهش می‌دهد. با نصب مجموعه‌ای از سنسورها، اگر خرابی x از نوع چهارم باشد ($T_x = 1$) و توسط سنسور تشخیص داده شود ($S_x = 1$)، خرابی نوع x، باعث خروج ناگهانی نخواهد شد و از نرخ خرابی نوع چهارم کسر خواهد شد. از آنجایی که سنسور نمی‌تواند تمام خرابی‌های نوع چهارم را تشخیص دهد، نرخ خرابی‌های نوع چهارم به صفر نمی‌رسد. با این تعاریف، نرخ خرابی چهارم تجهیز A زمانی‌که سنسورهای SEN خرابی را تشخیص می‌دهند، طبق رابطهٔ (۱۷) تعریف می‌شود:

$$\lambda_{Tnew} = \sum_{x=1}^{k} \lambda_x (T_x - S_x T_x) \tag{۱۷}$$

که S_x به صورت رابطه (۱۸) تعریف می‌شود:

$$S_x = \begin{cases} ۱ & \text{اگر خرابی x توسط سنسورها تشخیص داده شود} \\ ۰ & \text{در غیر این صورت} \end{cases} \tag{۱۸}$$

مسلماً با تشخیص زودهنگام خرابی نوع x توسط سنسورهای هوشمند، این خرابی مطابق با رابطه (۱۹) به مجموعه خرابی‌های نوع دوم یا سوم اضافه می‌شود و با اعزام گروه تعمیرات، در تعمیرات پیش‌بینانه، خرابی اصلاح خواهد شد. در رابطه (۱۹)، λ_{PDM} بیانگر نرخ تعمیرات پیش‌بینانه است:

$$\lambda_{PDM} = \sum_{x=1}^{k} \lambda_x (L_x + E_x + S_x T_x) \tag{۱۹}$$

۳-۱- در نظر گرفتن احتمال خرابی سنسور و تأثیر آن بر نرخ خرابی

نرخ خروج تجهیز در رابطه (۱۷) می‌تواند با در نظر گرفتن احتمال خرابی سنسورها با توجه به روش احتمالاتی دائم اصلاح شود. اگر مجموعه‌ای از سنسورها را در نظر بگیریم، نرخ خروج تجهیز A با در نظر گرفتن احتمال خرابی سنسورهای هوشمند S مطابق است با:

$$\lambda_{Tnew_{\bullet}} = \lambda_{Tnew}\left(\prod_{s=1}^{S} P_s\right) + \sum_{m=1}^{S}\left(\lambda_m\left(\prod_{s\neq m} P_s\right)Q_m\right)$$

$$+\sum_{n=1}^{S}\sum_{m=n+1}^{S}\left(\lambda_{n,m}\left(\prod_{s\neq n,m} P_s\right)Q_n Q_m\right)+\dots \tag{۲۰}$$

عبارت اول در سمت راست تساوی رابطه (۲۰) مربوط به حالتی است که در آن تمام سنسورها سالم باشند. بنابراین با توجه به استقلال خرابی سنسورها از یکدیگر، احتمال رخداد این حالت، برابر حاصل‌ضرب احتمال سالم بودن تک‌تک آن‌ها است ($\prod_{s=1}^{S} P_s$). مسلماً در این حالت، نرخ خرابی تجهیز، همان نرخ خرابی با حضور تمام سنسورها است که در این مقاله λ_{Tnew} نام‌گذاری شده است. عبارت دوم در سمت راست تساوی رابطه (۲۰) بیانگر تمام حالت‌هایی است که ممکن است یک سنسور خراب شود. احتمال سالم بودن تمام سنسورها به‌جز سنسور mام برابر $\left(\prod_{s\neq m} P_s\right)Q_m$ است. در این حالت، مطالعهٔ خرابی‌های تجهیز، مشابه قبل، ولی بدون در نظر گرفتن سنسور mام است. λ_m در این رابطه بیانگر نرخ خرابی تجهیز A با فرض عملکرد صحیح تمام سنسورها به‌جز سنسور mام است. به طور مشابه، عبارت سوم در سمت راست رابطه (۲۰) بیانگر تمام حالات مربوط به خرابی هم‌زمان دو سنسور m و n است که با احتمال $\left(\prod_{s\neq n,m} P_s\right)Q_n Q_m$ رخ خواهد داد. $\lambda_{n,m}$ نیز نرخ خرابی تجهیز A با فرض

www.SID.ir

Archive of SID

عملکرد صحیح تمام سنسورها به‌جز سنسورهای n و m است. در این مطالعه فرض شده احتمال خرابی هم‌زمان ۲ سنسور و بیشتر برابر صفر است. نرخ تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه در رابطه (۱۹) به طور مشابه می‌تواند اصلاح شود.

۴- مدل تعمیر و نگهداری مارکوف IPPM

در تعمیرات پیشگیرانه، تجهیزات به صورت دوره‌ای مورد بازرسی و تعمیر و نگهداری قرار می‌گیرند. برای بررسی کمی از تعمیرات پیشگیرانه بر فرایند پیری و هزینه‌های مرتبط با آن، از مدل مارکوف استفاده می‌شود. با نصب سنسور هوشمند، رویکرد تعمیرات از پیشگیرانه به پیش‌بینانه تغییر می‌کند. تا کنون مدل مارکوف برای نشان دادن اثر PDM (سنسور هوشمند) در فرایند تعمیر و نگهداری تجهیز ارائه نشده است. برای مطالعهٔ تعمیرات پیش‌بینانه و خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده، به ارائهٔ مدل مارکوف جدیدی برای تعمیر و نگهداری می‌پردازیم. استفاده از سنسور هوشمند برای تشخیص زودهنگام خرابی تجهیز و انجام تعمیرات PDM به‌عنوان روشی مناسب جهت ردیابی زودهنگام خرابی‌ها پیشنهاد شده است. هدف از این بخش، توسعه مدل PM است. در صورتی که مطابق مرجع [۵] فرایند پیری تجهیز در ۳ حالت در نظر گرفته شود، شکل (۳) مدل مارکوف IPPM ارائه‌شده در این مقاله را نشان می‌دهد.

این مدل، ترکیبی از تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه است. تعمیر و نگهداری پیشگیرانه شامل بازرسی‌های دوره‌ای، تعمیر و نگهداری جزئی دوره‌ای و تعمیر و نگهداری اساسی دوره‌ای است. تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه شامل بازرسی‌های بر اساس نیاز، تعمیر و نگهداری جزئی بر اساس نیاز و تعمیر و نگهداری اساسی بر مبنای نیاز است. فرایند فرسودگی تجهیز در شکل (۳)، به کمک سه وضعیت S_1، S_2 و S_3 نشان داده شده است. در این سه وضعیت با وجود فرسودگی، تجهیز عملکرد صحیح دارد. در صورتی که هیچ نوع تعمیر و نگهداری روی تجهیز انجام نشود، با ادامه فرایند فرسودگی و عبور از وضعیت‌های S_1، S_2 و S_3 تجهیز سرانجام وارد وضعیت خرابی F خواهد شد. در وضعیت F تجهیز نیاز به جایگزین شدن دارد و بعد از جایگزینی، تجهیز جدید مجدداً به وضعیت S_1 برگردانده می‌شود. در شکل (۳)، λ_1، λ_2 و λ_3 نرخ گذار (یا نرخ روند پیری تجهیز) بین وضعیت‌های مختلف در حالت PM است. I_1، I_2 و I_3 وضعیت‌های بازرسی تجهیز در حالت PM و I_1'، I_2' و I_3' وضعیت‌های بازرسی هوشمند تجهیز در حالت PDM است. γ_1، γ_2 و γ_3 نرخ های بازرسی تجهیز در حالت PM و γ_1'، γ_2' و γ_3' نرخ‌های بازرسی هوشمند تجهیز در حالت PDM است. نرخ‌های بازرسی هوشمند با نرخ خرابی تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند با در نظر گرفتن احتمال خرابی سنسورها نیز برابر است. در هر یک از وضعیت‌های بازرسی تصمیم گرفته می‌شود که با توجه به شرایط فیزیکی تجهیز، چه نوع تعمیری بر روی آن انجام شود. وضعیت‌های M و MM به‌ترتیب نشان‌دهندهٔ تعمیرات پیشگیرانه جزئی و اساسی است. وضعیت‌های M' و MM' به‌ترتیب نشان‌دهندهٔ تعمیرات پیش‌بینانه جزئی و اساسی است. بعد از انجام تعمیرات پیشگیرانه جزئی و اساسی، با توجه به احتمال‌های نشان داده شده در شکل، ممکن است وضعیت تجهیز بهتر شود، در همان وضعیت قبلی باقی بماند یا حتی به دلیل اشتباهات انسانی، بدتر شود. انجام تعمیرات ترکیبی پیشگیرانه و پیش‌بینانه، اشتباهات نیروی انسانی و نرخ خرابی تجهیز را کاهش داده، باعث بهبود وضعیت تجهیز می‌شود.

با توجه به معادلات حاکم بر پارامترهای مارکوفی، شاخص‌های مهم قابلیت اطمینان شامل شاخص‌های احتمالی، شاخص‌های فرکانسی، شاخص‌های دوره‌ای هستند. برای محاسبهٔ شاخص‌های احتمالی، با توجه به مستقل از زمان بودن احتمالهای حالت دائم، می‌توان ارتباط بین احتمال حضور و نرخ‌های انتقال را برای حالت دائم به صورت رابطهٔ (۲۱) نوشت [۲۹ و ۳۰].

$$\Pi Q = 0 \qquad (۲۱)$$

با توجه به پیوسته بودن زمان، نرخ انتقال از حالت i به حالت j به صورت q_{ij} تعریف می‌شود. Π بردار احتمال حالت دائم و ماتریس Q شامل نرخ‌های انتقال است که به صورت رابطهٔ (۲۲) خواهد بود[۲۹].

$$Q = [q_{ij}], \qquad \forall i, j \in K \qquad (۲۲)$$

عناصر قطر اصلی ماتریس Q به صورت $q_{ij} = -\sum_{i,j\neq j} q_{ij}$ تعریف می‌شود.

با داشتن نرخ‌های انتقال و با کمک معادله (۲۱) و نیز با توجه به اینکه مجموع احتمال‌ها برابر واحد است، می‌توان

www.SID.ir

Archive of SID

بردار احتمال‌های حالت دائم Π را به دست آورد.

ماتریس Q ایجادشده برای تعیین تعداد متوسط مراحل زمانی (شاخص دوره‌ای)، قبل از ورود سیستم به حالت ماندگار F در شکل (۳) به کار می‌رود. برای محاسبه ماتریس MTTF[1] در فرایند مارکوف، رابطهٔ (۲۳) تعریف شده است که از روش تعیین مدت میانگین MTTF قبل از ورود سیستم به وضعیت ماندگار استفاده می‌کند [۲۹].

$$MTTF = -[Q']^{-1} \qquad (۲۳)$$

با حذف سطر و ستون مربوط به F، ماتریس Q' ایجاد می‌شود. از روی ماتریس MTTF، میانگین زمانی که طول می‌کشد از هر حالت خارج شد، به دست می‌آید. شیوهٔ ارزیابی شاخص فراوانی وقوع از کارافتادن بر مبنای رابطهٔ (۲۴) است.

$$T = \frac{1}{f_i}$$
$$f_i = \Pi_i \times \left(\sum \lambda_i\right) \qquad (۲۴)$$

طول عمر یا میانگین مدت زمان برای تعویض تجهیز (MTTRL[2])، از میانگین زمان عمر تجهیز قبل از اینکه وارد مرحله F در شکل (۳) شود، تعریف می‌شود:

$$MTTRL = \frac{1}{f_i} \qquad (۲۵)$$

در تعمیر و نگهداری پیشگیرانه دوره‌ای تجهیز، هزینه‌های سالیانه‌ای وجود دارد. افزایش قابلیت اطمینان پست در بسیاری از موارد باعث کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری می‌شود. هزینهٔ تعمیر و نگهداری پیشگیرانه دوره‌ای، شامل هزینهٔ بازرسی، هزینهٔ تعمیر و نگهداری جزئی، هزینهٔ تعمیر و نگهداری اساسی و هزینهٔ تعویض تجهیز در حالت ماندگار (وضعیت F) است. این هزینه‌ها به‌ترتیب با روابط (۲۹-۲۶) نشان داده شده است. هزینهٔ ناشی از تعمیرات اساسی در اثر خروج غیر برنامه‌ریزی‌شده تجهیز، در رابطه (۳۰) نشان داده شده است.

$$C^{Inspection} = C^{I}\sum_{i=1}^{3} f_{I_i} \qquad (۲۶)$$

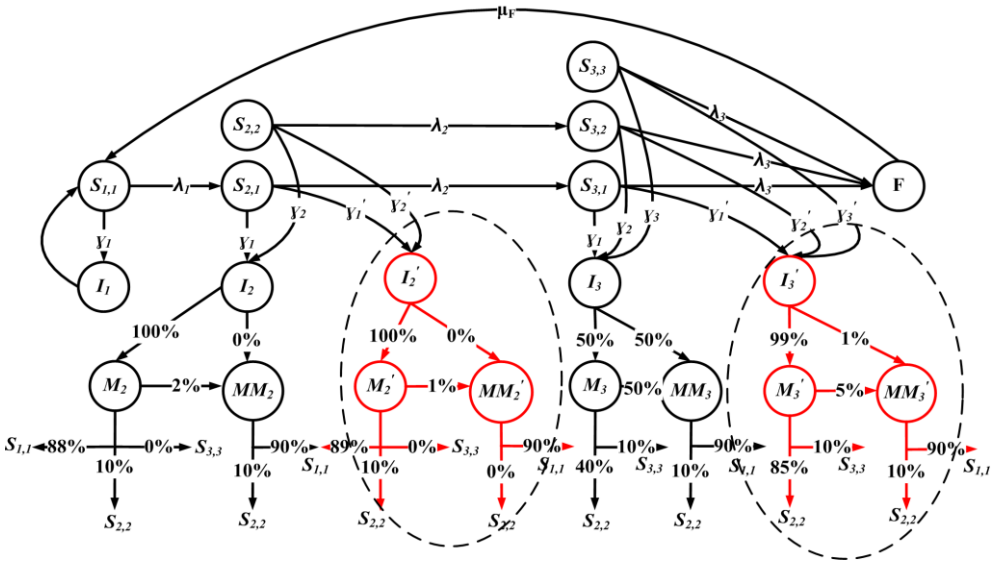
$$C^{Minor\ Maint} = C^{M}\sum_{i=2}^{3} f_{M_i} \qquad (۲۷)$$

$$C^{Major\ Maint} = C^{MM}\sum_{i=2}^{3} f_{MM_i} \qquad (۲۸)$$

$$C^{Replacement} = C^{R} f_f \qquad (۲۹)$$

$$C^{Repair} = C^{MM}\lambda_T \qquad (۳۰)$$

که $C^{Inspection}$، $C^{Minor\ Maint}$، $C^{Major\ Maint}$ و $C^{Replacement}$ به‌ترتیب هزینهٔ بازرسی، هزینهٔ تعمیر و نگهداری جزئی، هزینهٔ تعمیر و نگهداری اساسی و هزینهٔ تعویض تجهیز است. C^{Repair} هزینهٔ ناشی از تعمیرات اساسی و λ_T نرخ خرابی تجهیز در مدت مورد مطالعه است.



شکل ۳: دیاگرام حالت جدید مدل مارکوف (IPPM)

[1] Mean Time To Failure

[2] Mean Time To Replace

www.SID.ir

Archive of SID

هزینهٔ هر کدام از حالت‌های مدل مارکوف IPPM را در روابط (۳۴-۳۱) تعریف می‌کنیم. هزینهٔ ناشی از تعمیرات اساسی تجهیز در اثر خرابی‌های غیر برنامه‌ریزی شده‌ای که توسط سنسورها تشخیص داده نشده‌اند، در رابطه (۳۵) تعریف می‌شود.

$$C^{\text{Inspection}} = C^{I}\left(\sum_{i=1}^{3} f_{I_i} + \sum_{i=2}^{3} f_{I_i'}\right) \quad (۳۱)$$

$$C^{\text{Minor Maint}} = C^{M}\left(\sum_{i=2}^{3} f_{M_i} + \sum_{i=2}^{3} f_{M_i'}\right) \quad (۳۲)$$

$$C^{\text{Major Maint}} = C^{MM}\left(\sum_{i=2}^{3} f_{MM_i} + \sum_{i=2}^{3} f_{MM_i'}\right) \quad (۳۳)$$

$$C^{\text{Replacement}} = C^{R} F_{F} \quad (۳۴)$$

$$C^{\text{Repare}} = C^{MM} \lambda_{T_{new}}. \quad (۳۵)$$

هزینهٔ کلی تعمیر و نگهداری به صورت رابطه (۳۶) تعریف می‌شود. اگر تعمیر و نگهداری پست به صورت دوره‌ای باشد، فرکانس رفتن به هر یک از حالت‌های تعمیر و نگهداری بر اساس نیاز، صفر در نظر گرفته می‌شود.

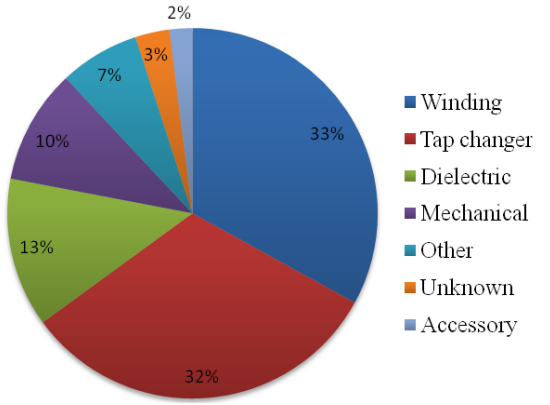
$$C^{\text{Maint}}_{\text{Total}} = C^{I}\left(\sum_{i=1}^{3} f_{I_i} + \sum_{i=2}^{3} f_{I_i'}\right) + C^{M}\left(\sum_{i=2}^{3} f_{M_i} + \sum_{i=2}^{3} f_{M_i'}\right)$$

$$+ C^{MM}\left(\sum_{i=2}^{3} f_{MM_i} + \sum_{i=2}^{3} f_{MM_i'}\right) + C^{R} F_{F} + C^{MM} \lambda_{f} \quad (۳۶)$$

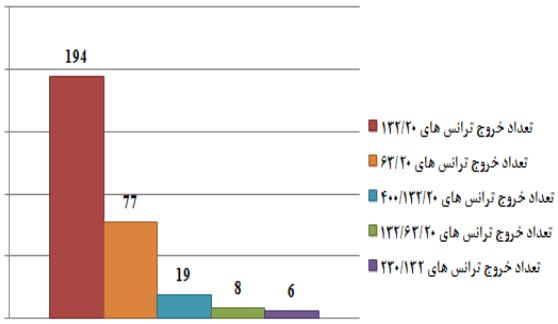
که متغیر λ_f با توجه به نوع تعمیر و نگهداری تجهیز، به صورت رابطه (۳۷) تعریف می‌شود.

$$\lambda_f = \begin{cases} \lambda_T & \text{PM} \\ \lambda_{T_{new}}. & \text{IPPM} \end{cases} \quad (۳۷)$$

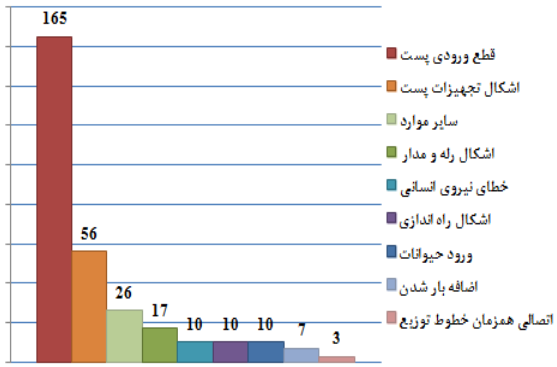
با تشخیص خرابی توسط سنسورهای هوشمند، تجهیز به تعمیر و نگهداری بر اساس نیاز وارد می‌شود. از طرفی تجهیز به بازرسی دوره‌ای نیاز دارد تا خرابی‌هایی که توسط سنسورهای هوشمند تشخیص داده نمی‌شوند، شناسایی شده، در مرحلهٔ خرابی‌های جزئی برطرف گردد. با اعمال سنسورهای هوشمند، احتمال حضور در حالت‌های $S_{1,1}$، $S_{2,1}$، $S_{2,2}$، $S_{3,1}$، $S_{3,2}$ و $S_{3,3}$ نسبت به مدلی که سنسور هوشمند ندارد، بیشتر است. احتمال حضور در حالت F، نسبت به مدلی که سنسور هوشمند ندارد، کم می‌شود؛ یعنی تجهیز دیرتر نیاز به تعویض دارد و طول عمر تجهیز افزایش می‌یابد. از طرفی فرکانس رفتن به تعمیرات اساسی، در حالت حضور سنسورهای هوشمند نسبت به مدل بدون سنسورهای هوشمند، کم می‌شود. در واقع تجهیزات در مرحلهٔ تعمیرات جزئی، خرابی‌هایشان بهبود می‌یابد.



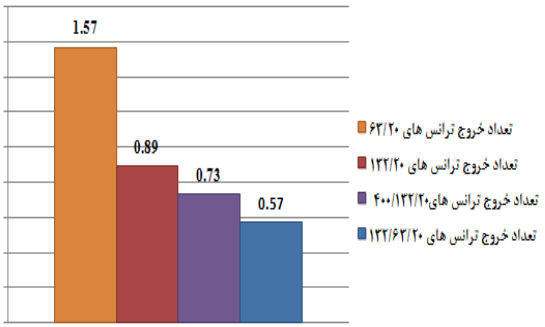
شکل ۴: درصد خرابی‌های ترانسفورماتور [۳۵]



شکل ۵: خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب سطح ولتاژ



شکل ۶: خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب علت خروج



شکل ۷: خروج ترانسفورماتورهای قدرت بر حسب تعداد حادثه

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۲: پست‌های مورد مطالعه خراسان طی ۴ سال

تعداد	سطح ولتاژ	پست	ردیف	تعداد ترانسفورماتور قدرت	
				۱۳۲ کیلوولت	۴۰۰ کیلوولت
۰	۲۵	۱۵	۴۰۰/۱۳۲/۲۰	۴۰۰	۱
۱۲	۰	۶	۱۳۲/۶۳/۲۰	۱۳۲	۲
۱۹۳	۰	۱۱۱	۱۳۲/۲۰	۱۳۲	۳
۲۰۵	**۲۵**	**۱۳۲**	-	-	مجموع

جدول ۳: انواع خرابی‌های رخ داده در ترانسفورماتورهای قدرت خراسان طی ۴ سال

خرابی	تعداد خرابی ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلوولت	تعداد خرابی ترانسفورماتورهای ۱۳۲ کیلوولت
روغن‌ریزی	۳۹	۱۹۵
آرک‌زدگی	۰	۲
اندیکاتور	۰	۳
بوشینگ	۲	۱۶
پایین بودن سطح روغن	۲	۵
تپ چنجر	۰	۱
ترمومتر	۲	۸
درب تجهیزات	۱	۶
رله بوخهلتس	۱	۳
سیلیکاژل	۳	۲۵
شل بودن اتصالات	۰	۴
شکستن بشقاب مقره	۰	۴
عایق‌بندی	۰	۶
فن ترانس	۸	۴۴
گیج حرارت سیم پیچ ترانس	۰	۲
سوختن هیتر	۰	۱
کابل یا سرکابل	۰	۱۱
کلمپ بوشینگ	۰	۱
میکروسویچ تابلو	۰	۱
بوبین قطع یا وصل	۰	۱
نشتی روغن سرکابل فیدر	۰	۲
سایر موارد	۳	۲۳

۵- تجهیز مورد مطالعه

۵-۱- مطالعه آماری خرابی‌های ترانسفورماتور شبکهٔ خراسان

برای محاسبهٔ نرخ خرابی تجهیز، نیاز به مطالعهٔ آماری و بررسی حوادث رخ داده در تجهیز است. از آنجایی که تمرکز این مقاله بر ترانسفورماتورهای قدرت است، مطالعهٔ آماری خرابی ترانسفورماتورهای قدرت، بیشتر مورد بحث قرار گرفته است. مراجع مختلفی اقدام به مطالعل آماری دلایل از دست رفتن پست‌ها کرده‌اند؛ به‌عنوان مثال بررسی خرابی ترانسفورماتورها [۳۱] سیستم حفاظت و مدارشکن‌ها [۳۲] و باس‌بارها [۳۳]. نتایج مطالعات بیانگر مشارکت بالای سه

www.SID.ir

Archive of SID

المان مدارشکن، باس‌بار و ترانسفورماتور در از دست رفتن پست است [۳۴]. گزارش NERC[1] روی برخی از تجهیزات مهم پست به طور مختصر صحبت می‌کند؛ از جمله در مورد ترانسفورماتور قدرت. همچنین برای هر کدام از خرابی‌های مربوط به ترانسفورماتور قدرت، درصدی در نظر گرفته است. شکل (۴) گزارش خرابی ترانسفورماتورها و درصدهای خرابی‌هایشان را بیان می‌کند [۳۵].

دفتر مطالعات و برنامه‌ریزی شرکت برق منطقه‌ای خراسان هر ساله مطالعات آماری تجهیزات پست‌های فشار قوی این منطقه را اعلام می‌کند. آمار و ارقام اعلام‌شده در این مقاله به مدت چهار سال از تاریخ ۱۳۸۳ الی ۱۳۸۶ است. در شکل (۵) آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت برحسب سطح ولتاژ اعلام شده که ترانسفورماتورهای ۱۳۲/۲۰ کیلوولت با تعداد ۱۹۴ خروج، آمار بالاتری نسبت به سایر ترانسفورماتورها به خود اختصاص داده‌اند. آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت برحسب علت خروج در شکل (۶) نشان داده شده است. قطع ورودی پست با تعداد ۱۶۵ شایع‌ترین علت خروج ترانسفورماتورهای قدرت بوده است. آمار خروج ترانسفورماتورهای قدرت برحسب تعداد حادثه به هر ترانس در شکل (۷) نشان داده شده است. ترانسفورماتورهای ۶۳/۲۰ کیلوولت با مقدار ۱/۵۷ بالاترین آمار را در میان دیگر ترانسفورماتورهای قدرت دارند.

همچنین مطالعهٔ آماری بر روی خرابی‌های ترانسفورماتورهای قدرت شبکهٔ برق منطقه‌ای خراسان انجام شده که اطلاعات آن در جدول ۲ آمده است. به صورت موردی، ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت شبکهٔ برق خراسان بررسی شده است. تعداد پست‌های مورد مطالعه در این سطوح ولتاژ، ۱۳۲ پست است. تعداد ترانسفورماتورهای قدرت مورد مطالعه در این سطوح ولتاژ به‌ترتیب ۲۵ و ۲۰۵ مورد است. مدت مطالعه بر روی این ترانسفورماتورها ۴ سال از ۱۳۹۳ الی ۱۳۹۶ است. انواع خرابی‌ها و تعداد دفعات رخداد خرابی ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ و ۱۳۲ کیلوولت شبکه خراسان در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۴: خرابی‌های ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ کیلوولت

عامل خرابی	A_x	تعداد خرابی	نرخ خرابی	M_X	L_X	E_X	T_X	S_X
روغن‌ریزی	A_1	۲۲	۰/۲۲	۰	۰	۰	۱	۱
	A_2	۱۴	۰/۱۴	۰	۰	۱	۰	۱
	A_3	۳	۰/۰۳	۰	۱	۰	۰	۱
نقص در بوشینگ	A_4	۱	۰/۰۱	۰	۰	۰	۱	۰
	A_5	۱	۰/۰۱	۰	۰	۱	۰	۰
پایین بودن سطح روغن	A_6	۱	۰/۰۱	۰	۰	۰	۱	۱
	A_7	۱	۰/۰۱	۰	۰	۱	۰	۱
نقص در ترمومتر	A_8	۲	۰/۰۲	۰	۰	۰	۱	۰
درب تجهیزات	A_9	۱	۰/۰۱	۱	۰	۰	۰	۰
رله بوخهلتس	A_{10}	۱	۰/۰۱	۰	۰	۰	۱	۰
سیلیکاژل	A_{11}	۱	۰/۰۱	۰	۰	۱	۰	۰
	A_{12}	۲	۰/۰۲	۱	۰	۰	۰	۰
فن ترانس	A_{13}	۳	۰/۰۳۰	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{14}	۳	۰/۰۳	۰	۰	۱	۰	۰
	A_{15}	۲	۰/۰۲	۱	۰	۰	۰	۰
سایر موارد	A_{16}	۱	۰/۰۱۰	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{17}	۲	۰/۰۲	۰	۰	۱	۰	۰

[1] North American Electric Reliability Corporation

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۵: خرابی‌های ترانسفورماتورهای قدرت ۱۳۲ کیلوولت

عامل خرابی	A_x	تعداد خرابی	نرخ خرابی	M_X	L_X	E_X	T_X	S_X
روغن‌ریزی	A_1	۵۷	۰/۰۶۹۵	۰	۰	۰	۱	۱
	A_2	۱۰۳	۰/۱۲۵۶	۰	۰	۱	۰	۱
	A_3	۳۵	۰/۰۴۲۶	۰	۱	۰	۰	۱
آرک‌زدگی	A_4	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۰	۰	۱	۱
	A_5	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۰	۱	۰	۱
اندیکاتور	A_6	۳	۰/۰۰۳۶	۱	۰	۰	۰	۰
بوشینگ	A_7	۶	۰/۰۰۷۳	۰	۰	۰	۱	۰
	A_8	۹	۰/۰۱۰۹	۰	۰	۱	۰	۰
	A_9	۱	۰/۰۰۱۲	۱	۰	۰	۰	۰
پایین بودن سطح روغن	A_{10}	۲	۰/۰۰۲۴	۰	۰	۰	۱	۱
	A_{11}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۰	۱	۰	۱
	A_{12}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۱	۰	۰	۱
عملکرد نادرست تپ چنجر	A_{13}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۰	۰	۱	۰
ترمومتر	A_{14}	۲	۰/۰۰۲۴	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{15}	۳	۰/۰۰۳۶		۱	۰	۰	۰
	A_{16}	۴	۰/۰۰۴۸	۱	۰	۰	۰	۰
درب تجهیزات	A_{17}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۱	۰	۰	۰
	A_{18}	۵	۰/۰۰۶۰	۱	۰	۰	۰	۰
رله بوخهلتس	A_{19}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{20}	۲	۰/۰۰۲۴	۰	۰	۱	۰	۰
سیلیکاژل	A_{21}	۲	۰/۰۰۲۴	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{22}	۹	۰/۰۱۰۹	۰	۱	۰	۰	۰
	A_{23}	۱۴	۰/۰۱۷۰	۱	۰	۰	۰	۰
شل بودن اتصالات	A_{24}	۲	۰/۰۰۲۴	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{25}	۲	۰/۰۰۲۴	۰	۱	۰	۰	۰
شکستن بشقاب مقره	A_{26}	۴	۰/۰۰۴۸	۱	۰	۰	۰	۰
عایق‌بندی	A_{27}	۳	۰/۰۰۳۶	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{28}	۲	۰/۰۰۲۴	۰	۰	۱	۰	۰
	A_{29}	۱	۰/۰۰۱۲	۱	۰	۰	۰	۰
فن ترانس	A_{30}	۱۷	۰/۰۲۰۷	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{31}	۱۶	۰/۰۱۹۵	۰	۰	۱	۰	۰
	A_{32}	۱۱	۰/۰۱۳۴	۱	۰	۰	۰	۰
گیج حرارت سیم پیچ	A_{33}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۱	۰	۰	۰
	A_{34}	۱	۰/۰۰۱۲	۱	۰	۰	۰	۰
سوختن هیتر	A_{35}	۱	۰/۰۰۱۲	۱	۰	۰	۰	۰
کابل یا سرکابل	A_{36}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{37}	۳	۰/۰۰۳۶	۰	۰	۱	۰	۰
	A_{38}	۷	۰/۰۰۸۵	۱	۰	۰	۰	۰

www.SID.ir

Archive of SID

ادامه جدول ۵:

عامل خرابی	A_x	تعداد خرابی	نرخ خرابی	M_X	L_X	E_X	T_X	S_X
کلمپ بوشینگ	A_{39}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۰	۰	۱	۰
میکروسویچ تابلو	A_{40}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۱	۰	۰	۰
بوبین قطع یا وصل	A_{41}	۱	۰/۰۰۱۲	۰	۰	۰	۱	۰
نشتی روغن سرکابل فیدر	A_{42}	۲	۰/۰۰۲۴	۰	۰	۱	۰	۱
سایر موارد	A_{43}	۱۳	۰/۰۱۵۸	۰	۰	۰	۱	۰
	A_{44}	۵	۰/۰۰۶	۰	۱	۰	۰	۰
	A_{45}	۵	۰/۰۰۶	۱	۰	۰	۰	۰

جدول ۶: خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند

عوامل خرابی شناسایی شده توسط سنسورها	سنسور	سطح ولتاژ ترانسفورماتور قدرت
A_1, A_2, A_3	S_1	۴۰۰ kv
A_6, A_7	S_3	
A_6, A_7, A_3, A_4	S_1	۱۳۲ Kv
A_4, A_5	S_2	
A_{10}, A_{11}, A_{12}	S_3	

خرابی‌های ترانسفورماتورهای قدرت، توسط اپراتورها و سیگنال‌های موجود در پست، اعلام و توسط گروه تعمیر و نگهداری برطرف می‌شود. در پست‌های خراسان، عملکرد گروه تعمیر و نگهداری در برخورد با خرابی‌ها به چهار سطح تقسیم می‌شود:

سطح اول: خرابی‌هایی که در خروج‌های برنامه‌ریزی‌شده اصلاح می‌شوند؛

سطح دوم: خرابی‌هایی که به صورت برق‌دار اصلاح می‌شوند؛

سطح سوم: خرابی‌هایی که نیاز به خروج اضطراری و اعزام فوری تیم تعمیر و نگهداری دارند؛

سطح چهارم: خرابی‌هایی که باعث خروج خودکار تجهیز (Trip) می‌شوند.

در جدول‌های ۴ و ۵ مجموعه عوامل خرابی، تعداد خرابی به‌ترتیب در ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ و ۱۳۲ کیلوولت شبکه خراسان در بازهٔ زمانی ۴ سال نشان داده شده است. مقادیر M_X، L_X، E_X، T_X و S_X به‌ترتیب مطابق با فرمول‌های (۵)، (۷)، (۹)، (۱۱) و (۱۸) تعیین شده است. به‌علاوه بر مبنای روابط (۳)، (۴)، (۶)، (۸) و (۱۰) نرخ خرابی‌هایی که نیاز به خروج برنامه‌ریزی‌شده دارند، خرابی‌هایی که با کار در حالت برق‌دار برطرف می‌شوند، خرابی‌هایی که با خروج اضطراری رفع و خرابی‌هایی که منجر به خروج خودکار تجهیز می‌شوند، محاسبه شده‌اند.

جدول ۷: نرخ‌های خرابی ترانسفورماتور قدرت شبکهٔ برق خراسان با و بدون احتمال خرابی سنسورها

ترانس	۴۰۰kv	۱۳۲kv
λ_T	۰/۳۱	۰/۱۳۴۱
λ_{Tnew}	۰/۰۸۰۰	۰/۰۶۰۹
λ_{PDM}	۰/۴۸۰۰	۰/۳۱۲۲
λ_{Tnew}.	۰/۰۸۰۲	۰/۰۶۱۰
λ_{PDM}.	۰/۴۷۹۸	۰/۳۱۲۱

۵-۲- بررسی اثر نصب سنسور هوشمند بر نرخ خرابی و نرخ تعمیر ترانس‌های برق منطقه خراسان

خطاهای اساسی، نتیجهٔ خطاهای جزئی است؛ در نتیجه، با شناسایی و پیش‌بینی خطاهای جزئی، به‌راحتی می‌توان از خطاهای اساسی جلوگیری کرد تا شاهد رخ دادن حوادث پرهزینه و جبران‌ناپذیر در پست‌های برق فشار قوی نباشیم. یکی از راه‌های نیل به این هدف، نصب سنسورهای هوشمند بر روی تجهیز است.

نصب سنسورهای هوشمند، باعث تشخیص به‌موقع خرابی‌های جزئی می‌شود که نتیجهٔ آن، کاهش نرخ خرابی تجهیز است. فرض بر این است که چهار سنسور S_1، S_2، S_3 و S_4 بر روی ترانسفورماتور قدرت نصب شده باشند که S_1 نشان‌دهندهٔ سنسور Acoustic Emission، S_2 نشان‌دهندهٔ سنسور Optical and Radiation، S_3 نشان‌دهندهٔ سنسور Pressure و S_4 نشان‌دهندهٔ سنسور Calisto است. سنسور Calisto یکی از انواع سنسورهای

www.SID.ir

Archive of SID

شیمیایی است که به منظور تجزیه و آنالیز روغن ترانسفورماتور استفاده می‌شود. طرح عملیاتی نصب سنسورهای هوشمند در پست‌های انتقال و فوق توزیع، در شکل (۲) نشان داده شده است. در این مقاله، خرابی‌هایی از ترانس که توسط سنسور Calisto، مطابق با آمار خرابی‌های ترانس در جدول ۲ شناسایی شوند، وجود ندارد. جدول ۶ عوامل خرابی‌هایی را که با نصب سنسورهای هوشمند شناسایی شده‌اند، نشان می‌دهد.

جدول ۷، نرخ خروج ترانسفورماتور قدرت (λ_T) را بدون نصب سنسورهای هوشمند، با توجه به رابطه (۱۰) نشان می‌دهد.

احتمال خرابی سنسور، ۰/۰۰۱ در نظر گرفته شده است. در جدول ۷، λ_{Tnew} و λ_{PDM} نرخ خروج و نرخ تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه ترانسفورماتور قدرت را بدون در نظر گرفتن احتمال خرابی سنسور، مطابق با (۱۷) و (۱۹) نشان می‌دهند. λ_{Tnew}. و λ_{PDM}. در جدول ۷ نرخ خروج و نرخ تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه ترانسفورماتور قدرت را با در نظر گرفتن احتمال خرابی سنسورها، مطابق با (۲۰) نشان می‌دهند. با نصب سنسورهای هوشمند، نرخ خروج ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت به‌ترتیب از مقدار ۰/۳۱ به مقدار ۰/۰۸۰۲ و از مقدار ۰/۱۳۴۱ به مقدار ۰/۰۶۱ کاهش پیدا می‌کند. همچنین نرخ تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت به‌ترتیب مقدار ۰/۴۷۹۸ و ۰/۳۱۲۱ به دست می‌آید. باید توجه کرد که با در نظر گرفتن احتمال خرابی سنسورها، نرخ خروج، افزایش و نرخ تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه کاهش می‌یابد. نرخ تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه (λ_{PDM}.) به‌عنوان نرخ بازرسی هوشمند در مدل مارکوف IPPM شکل (۳) استفاده می‌شود.

جدول ۸: نرخ های گذار بین حالت‌ها

پارامتر	بریکرهای ۱۳۲ و ۴۰۰ کیلوولت
λ_1	۰/۴۳
λ_2	۰/۲۸
λ_3	۰/۵۶
γ_1	۱
γ_2	۱
γ_3	۱

جدول ۹: متوسط دوره زمانی

حالت	متوسط دوره زمانی بریکر ۱۳۲ کیلوولت	متوسط دوره زمانی بریکر ۴۰۰ کیلوولت
I_1	۳ ساعت	۵ ساعت
$I_2 = I_2^{'}$	۳ ساعت	۵ ساعت
$I_3 = I_3^{'}$	۳ ساعت	۵ ساعت
F	۰/۱۱ سال	۰/۲ سال
$M_2 = M_2^{'}$	۱ روز	۳ روز
$MM_2 = MM_2^{'}$	۷ روز	۱۵ روز
$M_3 = M_3^{'}$	یک روز	۳ روز
$MM_3 = MM_3^{'}$	۷ روز	۱۵ روز

جدول ۱۰: هزینه‌ها

حالت	متوسط هزینه در هر بار فعالیت بریکر ۱۳۲ کیلوولت	متوسط هزینه در هر بار فعالیت بریکر ۴۰۰ کیلوولت
Inspection	۳۰۰	۴۰۰
Minor Maintenance	۷۰۰	۱۰۰۰
Major Maintenance	۱۵۰۰۰۰	۲۰۰۰۰۰
Replace	۱۰۰۰۰۰	۱۶۰۰۰۰۰

www.SID.ir

Archive of SID

جدول۱۱: محاسبه پارامترها و هزینه‌های مدل PM و IPPM

شاخص	بریکر ۴۰۰ کیلوولت		بریکر ۱۳۲ کیلوولت	
	PM	IPPM	PM	IPPM
MTTRL(years)	۲۹/۶۰۳۵۴	۵۷/۹۸۷	۲۹/۴۹۴۷۴	۴۹/۸۶۹۷۷
MTTF from S_1(years)	۲۷/۲۷۶۶۴	۵۵/۶۶۰۰۹	۲۷/۱۶۸۳۶	۴۷/۵۴۳۶۶
MTTF from S_2(years)	۱۹/۴۱۷۹۸	۴۰/۹۸۷۴	۱۹/۳۳۴۱۶	۳۴/۱۴۹۵۸
MTTF from S_3(years)	۲۹/۸۲۶۴۵	۵۸/۲۰۹۹	۲۹/۶۰۱۶۵	۵۰/۰۹۲۶۷
$C^{Inspection}$	۲۹/۸۶۹۰۲	۱۱/۶۴۱۹	۲۲/۵۷۱۸۸	۹/۸۰۱۲۹۲
$C^{Minor\ Maintenance}$	۳۲۵/۹۸۲۷	۳۴۴/۸۰۰۹	۲۲۹/۹۲۰۷	۲۲۹/۶۴۷۵
$C^{Major\ Maintenance}$	۱۹۷۲۴۳/۲	۲۲۱۶۶۲/۶	۱۴۹۰۵۵/۷	۱۶۱۲۵۰/۸
$C^{Re pacement}$	۵۳۶۴۳/۶۷	۷۳/۲۷۴۸۶	۹/۳۳۷۶۱	۱۹۹۶۳
C^{Repair}	۶۲۰۰۰	۱۶۰۴۰	۲۰۱۱۵	۹۱۵۰
Sensor Cost	۰	۴۷۶۹۶/۹	۰	۱۲۶۰۱/۹
Total Cost	۳۱۳۲۴۲/۷	۳۱۳۲۴۲/۷	۲۰۳۲۰۵/۱	۲۰۳۲۰۵/۱

* واحد هزینه $\$(\text{years/Device})$ است.

جدول ۱۲: فرکانس رفتن به هر حالت در مدل PM و IPPM

ردیف	حالت	بریکر ۴۰۰ کیلوولت		بریکر ۱۳۲ کیلوولت	
		frequency PM	frequency IPPM	frequency PM	frequency IPPM
۱	$S_{1,1}$	۰/۸۶۷۰۸	۱/۰۶۹۶۷۷	۰/۸۷۳۶۶۵	۱/۰۴۳۴۷
۲	I_1	۰/۶۰۶۳۵	۰/۷۴۸۰۲۶	۰/۶۱۰۹۵۴	۰/۷۲۹۶۹۹
۳	$S_{2,1}$	۰/۲۶۰۷۳	۰/۳۲۱۶۵۱	۰/۲۶۲۷۱	۰/۳۱۳۷۷۱
۴	I_2	۰/۳۱۹۹۹۶	۰/۲۱۲۷۹۸	۰/۳۲۲۴۲۶	۰/۲۲۸۲۶۸
۵	M_2	۰/۳۱۹۹۹۶	۰/۲۱۲۷۹۸	۰/۳۲۲۴۲۶	۰/۲۲۸۲۶۸
۶	$\mathbf{MM_2}$	**۰/۰۱۶**	**۰/۰۰۴۲۵۶**	**۰/۰۱۶۱۲۱**	**۰/۰۰۴۵۶۵**
۷	$S_{2,2}$	۰/۱۴۸۸۶۴	۰/۰۵۲۸۲۴	۰/۱۴۹۹۹۵	۰/۰۴۹۶۵۹
۸	I_2'	۰	۰/۱۰۲۰۹۴	۰	۰/۰۷۱۲۴۷
۹	M_2'	−۵/۲۸ e-۱۷	۰/۱۰۲۰۹۴	۰	۰/۰۷۱۲۴۷
۱۰	$\mathbf{MM_2'}$	**−۲/۱۱**	**۰/۰۰۱۰۲۱**	**۰**	**۰/۰۰۰۷۱۲**
۱۱	$S_{3,1}$	۰/۰۵۷۰۳۵	۰/۰۵۱۱۷۹	۰/۰۵۷۴۶۸	۰/۰۵۵۱۸۲
۱۲	I_3	۰/۰۵۹۸۷	۰/۰۳۰۶۷۷	۰/۰۶۰۳۲۵	۰/۰۳۵۶۸۲
۱۳	M_3	۰/۰۰۵۹۸۷	۰/۰۱۵۳۳۹	۰/۰۰۶۰۳۲	۰/۰۱۷۸۴۱
۱۴	$\mathbf{MM_3}$	**۰/۰۵۸۶۷۳**	**۰/۰۲۳۰۰۸**	**۰/۰۵۹۱۱۸**	**۰/۰۲۶۷۶۲**
۱۵	$S_{3,2}$	۰/۰۳۲۵۶۴	۰/۰۰۸۴۴۰۵	۰/۰۳۲۸۱۱	۰/۰۰۸۷۳۳
۱۶	$S_{3,3}$	۰/۰۰۳۷۹۹	۰/۰۰۲۹۹۱	۰/۰۰۳۸۲۸	۰/۰۰۲۸۸۷
۱۷	I_3'	۰	۰/۰۱۴۷۱۸	۰	۰/۰۱۱۱۳۷
۱۸	M_3'	۵/۲۸ e-۱۷	۰/۰۱۴۵۷۱	−۱/۹۸ e-۱۷	۰/۰۱۱۰۲۶
۱۹	$\mathbf{MM_3'}$	**−۲/۱۱ e-۱۷**	**۰/۰۰۰۸۷۶**	**−۲/۲۶ e-۱۷**	**۰/۰۰۰۶۶۳**
۲۰	F	۰/۰۳۳۵۲۷	۰/۰۱۷۱۷۹	۰/۰۳۳۷۸۲	۰/۰۱۹۹۸۲

www.SID.ir

Archive of SID

۵-۳- مدل تعمیرات IPPM در ترانس‌های برق منطقه خراسان

مدل مارکوف IPPM پیشنهادشده به منظور محاسبهٔ مدت میانگین تا وقوع از کارافتادن، مدت میانگین برای تعویض، هزینهٔ بازرسی، هزینهٔ تعمیر و نگهداری جزئی و اساسی و هزینهٔ کلی استفاده می‌شود. پارامترهای مدل مارکوف IPPM پیشنهادشده در جدول‌های ۸ و ۹ نشان داده شده‌اند. جدول ۱۰ شامل هزینه‌های بازرسی، تعمیر و نگهداری و جایگزینی تجهیز است.

جدول ۱۱ مدل IPPM را با مدل PM مقایسه می‌کند. نتایج نشان می‌دهد که پارامترهای مدل مارکوف با اعمال IPPM بهبود پیدا کرده‌اند. مطابق با نتایج، هزینه‌های بازرسی، افزایش یافته، در حالی که هزینه‌های تعمیر و نگهداری و جایگزینی تجهیز کاهش پیدا کرده است. در مدل IPPM هزینهٔ نصب سنسور هوشمند به‌عنوان هزینهٔ اضافی در نظر گرفته شده است. اگر هزینهٔ نصب سنسورهای هوشمند در ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت به‌ترتیب مقدار ۲۷۶۵۸۰۰/۱۴۰۳ و ۶۲۸۴۵۳/۸۵۴۵۶۳ دلار فرض شود، تعادلی، بین هزینه‌های کلی مدل PM و IPPM در نظر گرفته شده است. کل هزینهٔ نصب سنسورها به عمر مفید تجهیز تقسیم شده است. در این مطالعه اگر هزینهٔ نصب سنسورهای هوشمند بر روی ترانسفورماتورهای قدرت ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت به‌ترتیب از مقدار ۴۷۶۹۶/۹ و ۱۲۶۰۱/۹ دلار در سال کمتر باشد، کل هزینه سالیانه مدل IPPM کمتر از کل هزینه سالیانه مدل PM است. مدل پیشنهادی IPPM کمک می‌کند عمر ترانسفورماتورها را با نصب سنسورهای هوشمند محاسبه کنیم.

جدول ۱۱ نشان می‌دهد که با اعمال مدل IPPM عمر ترانسفورماتورهای ۴۰۰ کیلوولت و ۱۳۲ کیلوولت شبکه خراسان به‌ترتیب به مقدار ۲۸/۳۸۳۴۶ و ۲۰/۳۷۵۰۳ سال افزایش پیدا کرده است.

در جدول ۱۲، فرکانس رفتن به هر یک از حالت‌های مدل IPPM نشان داده شده است. فرکانس رفتن به حالت F و فرکانس رفتن به حالت‌های تعمیر و نگهداری اساسی در مدل IPPM نسبت به مدل PM کاهش یافته است. در واقع با نصب سنسورهای هوشمند، فرایند پیری تجهیز به تأخیر افتاده است و تجهیز دیرتر نیاز به جایگزینی و تعویض پیدا می‌کند.

۶- نتیجه‌گیری

با نصب سنسورهای هوشمند و تشخیص زودهنگام خرابی‌های جزئی، تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه (PDM) می‌تواند به تعمیر و نگهداری پیشگیرانه (PM) اضافه شود. بنابراین، مدل تعمیر و نگهداری ترکیبی پیشگیرانه و پیش‌بینانه مارکوف (IPPM) در این مقاله ارائه و در ۳ گام مدل‌سازی شده است. در گام اول، خرابی‌های تجهیز در ۴ مدل خرابی، دسته‌بندی و فرمول‌بندی شده‌اند. با استفاده از فرمول‌بندی، اثر نصب سنسور هوشمند بر نرخ خروج و نرخ تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه تجهیز بررسی شده است. در فرمولاسیون ارائه‌شده، احتمال خرابی سنسورها نیز در نظر گرفته شده است. در گام دوم، مدل مارکوف IPPM ارائه گردیده است. در گام سوم، خرابی‌های ترانسفورماتورهای قدرت شبکهٔ برق منطقه‌ای خراسان در سطح ولتاژ ۴۰۰ و ۱۳۲ کیلوولت و اثر نصب سنسورهای هوشمند بر آن‌ها مطالعه شده است. نتایج نشان می‌دهد که با اجرای مدل مارکوف IPPM بر آن‌ها، نه‌تنها نرخ خروج ترانسفورماتورهای قدرت کاهش پیدا می‌کند، بلکه عمر ترانسفورماتورها نیز افزایش می‌یابد. از نتایج به‌دست‌آمده در این مقاله که مدل IPPM را فقط برای یک پست نمونه در شبکه خراسان مدل کرده است، می‌توان به این نتیجه رسید که اولویت‌بندی نصب سنسورهای هوشمند بر روی ترانسفورماتورهای قدرت، نتایج کارآمدتری خواهد داشت. نتایج حاصل از این مقاله می‌تواند مبنای مناسبی برای مطالعهٔ برنامه‌ریزی‌های تعمیرات کل شبکه با حضور سنسورهای هوشمند باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

۷- مراجع

[۱] محمد پازکی. «روشی مؤثر در تعیین نوع خطا در خطوط انتقال با استفاده از طبقه‌بندی‌کنندهٔ بیز مبتنی بر کرنل»، مجلهٔ مدل‌سازی در مهندسی، دورهٔ ۱۶، شمارهٔ ۵۲، ۱۳۹۷، صفحه ۱۲۹-۱۱۱.

[2] J. Endrenyi, S. Aboresheid and R.N. Allan, "The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability", IEEE Transactions of Power System, Vol. 16, No. 4, 2001, pp. 638–646.

[3] L. Bertling, R. Allan and R. Eriksson, "A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems", IEEE Transactions of Power System, Vol. 20, No. 1, 2005, pp. 75-82.

[4] P. Hilber, V. Miranda, M.A. Matos and L. Bertling, "Multiobjective optimization applied to maintenance policy for electrical networks", IEEE Transactions of Power System, Vol. 22, No. 4, Nov. 2007, pp. 1675–1682.

[5] S.K. Abeygunawardane and P. Jirutitijaroen, "New state diagrams for probabilistic maintenance models", IEEE Transactions of Power System, Vol. 26, No 4, Nov. 2011, pp 2207-2213.

[۶] بهروز کشته‌گر و محمود میری، «ارائهٔ روشی جدید برای ارزیابی قابلیت اعتماد سازه‌ها، مجلهٔ مدل‌سازی در مهندسی، دورهٔ ۱۲، شمارهٔ ۳۶، ۱۳۹۳، صفحهٔ ۴۲-۲۹.

[7] M. Stopczyk, B. Sakowicz and G.J. Anders. "Application of a semi-Markov model and a simulated annealing algorithm for the selection of an optimal maintenance policy for power equipment", International Journal of Reliability and Safety, Vol. 2, No. 1/2, 2008, pp. 129–145.

[8] C.L. Tomasevicz and S. Asgarpoor, "Optimum maintenance policy using semi-Markov decision processes", Electric Power Systems Research, Vol. 79, No. 9, Sep. 2009, pp. 1286-1291.

[9] H. Ge and S. Asgarpoor, "An analytical method for optimum maintenance of substation", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago, Apr. 2008, pp. 1–6.

[10] H. Ge and S. Asgarpoor, "Reliability evaluation of equipment and substations with fuzzy Markov processes", IEEE Transactions of Power System, Vol. 25, No. 3, Aug 2010, pp. 1319–1328.

[11] T. Krontiris, "Fuzzy systems for condition assessment of equipment in electric power systems", PhD thesis, University of Darmstadt, Department of Electrical and Computer Engineering, Darmstadt, Germany, 2012.

[12] T. Chan, L. Chen-Ching and C. Jong-Woong, "Implementation of reliability-centered maintenance for circuit breakers", IEEE Power Engineering Society General Meeting, San Francisco, CA, June 2005, pp. 684-690.

[13] J. Schlabbach and T. Berka, "Reliability-centered maintenance of MV circuit-breakers", IEEE 9th Int. Conf. Power Tech Proceedings, Sep. 2001, pp. 1 -5.

[14] G. Balzer, K. Bakic, H.J. Haubrich and et al., "Selection of an optimal maintenance and replacement strategy of H.V. equipment by a risk assessment process", CIGRE Session, Paris, 2006, pp. 1–9.

[15] T. Orlowska, G. Balzer, M. Halfmann and et al., "Life cycle management of circuit-breakers by application of reliability centered maintenance", CIGRE Session, Paris, 2000, pp. 1–8.

[16] S.K. Abeygunawardane and P. Jirutitijaroen, "Application of probabilistic maintenance models for selecting optimal inspection rates considering reliability and cost tradeoff", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, No. 1, Feb. 2014, pp. 178–186.

[17] G.K. Chan and S. Asgarpoor, "Optimum maintenance policy with Markov processes", Electric Power Systems Research, Vol. 76, No. 6-7, Apr. 2006, pp. 452–456.

[18] S.K. Abeygunawardane, P. Jirutitijaroen and H. Xu, "Adaptive maintenance policies for aging devices using a Markov decision process", IEEE Transactions of Power System, Vol. 28, No. 3, Aug. 2013, pp. 3194-3203.

[19] "Reliability consideration from the integration of smart grid", North American Electric Reliability Corporation (NERC), Dec. 2010 [Online]. Available: http://www.nerc.com/files/SGTF_Report_FINAL_POSTED_PDF.

[20] B. Falahati, S. Member, Y. Fu, M.J. Mousavi and S. Member, "Reliability Modeling and Evaluation of Power Systems with Smart Monitoring", IEEE Transaction on Smart Grid, Vol. 4, No. 2, June. 2013, pp. 1087 – 1095.

[21] Y. Han and Y.H. Song, "Condition monitoring techniques for electrical equipment—A literature survey", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 1, Jan. 2003, pp. 4–13.

[22] J. Zhong, R. Zheng, W. Yang and F. Wu, "Construction of smart grid at information age", Power System Technology, Vol. 33, No. 13, 2009, pp. 12–18.

www.SID.ir

Archive of SID

[23] K.D. McBee and M.G. Simes, "Utilizing a smart grid monitoring system to improve voltage quality of customers", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, No. 2, June. 2012, pp. 738–743.

[24] S. Ullo, A. Vaccaro and G. Velotto "The role of pervasive and cooperative sensor networks in smart grids communication", in Proceedings of 15th IEEE Mediterranean electrotechnical Conference, MELECON, Valletta, April. 2010, pp. 443-447.

[25] A. Bose, "Smart transmission grid applications and their supporting infrastructure", IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 1, No. 1, April. 2010, pp. 11–19.

[26] T. Bilke, "Phasor measurement impact for regional reliability awareness", In Proceedings of 2008 IEEE Power Energy Society General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, 2008, pp. 1–2.

[27] J.H. Chow, A. Chakrabortty, M. Arcak, B. Bhargava and A. Salazar, "Synchronized phasor data based energy function analysis ofdominant power transfer paths in large power systems", IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 22, No. 2, April. 2007, pp. 727 – 734.

[28] J.S Wilson, Sensor technology handbook, Elsevier Press, 2004.

[29] G. Bolch. S. Greiner, H.de Meer and K. Trivedi, Queueing Networks and Markov Chains: modeling and performance evaluation with computer science applications, John wiley&Sons, Inc. 1998.

[۳۰] کاظم ابراهیمی و راحله لعله‌ئی، «به‌کار گیری مدل زنجیره‌های مارکوف گسسته جهت پیش‌بینی رفتار پرتفوی وام بانک‌ها»، مجلهٔ مدل‌سازی در مهندسی، دورهٔ ۱۴، شمارهٔ ۴۷، ۱۳۹۵، صفحهٔ ۷۶-۶۱.

[31] CEA Equipment Reliability Information System, Forced outage performance of transmission equipment, Canadian Electric Association, Canada, 1995-1999.

[32] J. Vikesjo, "Reliability Comparison between Different 400 kV Substation Designs", MS Thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2008.

[33] R. Billinton and W. Li, Reliability evaluation of electric power systems using Monte Carlo simulation method, 1sted., Plenum Press, New York, 1994.

[34] R.U. Nighot, "Incorporating Substation and Switching Station Related Outages in Composite System Reliability Evaluation", MS Thesis, University of Saskatchewan,

Saskatoon, 2003.

[35] NERC, "AC Substation Equipment Failure Report", online available: http://www.nerc.com, December 2014.

www.SID.ir