



بررسی فنی و اقتصادی اثر نصب سنسور هوشمند بر تعمیرات پیش‌بینانه و قابلیت اطمینان پست

زهرا کیانی خضری / دانشجوی کارشناسی ارشد دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر / دانشگاه حکیم سبزواری / zohre1992kiani@gmail.com

محمد ابراهیم حاجی‌آبادی / استادیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر / دانشگاه حکیم سبزواری / me.hajjabadi@hsu.ac.ir

چکیده

هدف از این مقاله آنالیز هزینه‌ی کلی دو مدل ۱- تعمیر و خرابی ۲- تعمیر و نگهداری، در حضور سنسورهای هوشمند بر روی تجهیز پست است. برای رسیدن به این هدف در این مقاله راهکاری سه‌گامی ارائه شده است. در گام نخست، مدل ریاضی خرابی تجهیز در اثر نصب سنسورهای هوشمند توسعه داده شده است. در این مدل ریاضی عوامل خرابی و تعداد رخدادهای خرابی دیده شده است. همچنین میزان تأثیرپذیری نرخ خرابی در اثر نصب سنسور هوشمند با استفاده از مدل ریاضی بیان شده است. سپس با کمک روش مینیمال کات ست، قابلیت اطمینان پست در دو حالت: نخست بدون مانیتورینگ هوشمند تجهیز و دوم با مانیتورینگ هوشمند تجهیز بررسی شده است. در گام دوم به بررسی مدل‌های تعمیر و نگهداری پرداخته می‌شود. سپس مدل جدید مارکوف برای تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه پیشنهاد می‌شود. مدل پیشنهادی ترکیبی از تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه Integrated Preventive and Predictive Maintenance Markov (IPPM) است. در گام سوم با ارزیابی مدل مارکوف جدید، تخمین دقیق‌تری برای زیاد شدن عمر تجهیز و هزینه‌ها خواهیم داشت. سپس با در نظر گرفتن منحنی بار (Load Duration Curve (LDC)، مقدار انتظاری انرژی نام‌نموده (Expected Energy Not Served (EENS) را برای دو حالت اول پست بدون مانیتورینگ هوشمند و دوم پست با مانیتورینگ هوشمند بررسی شده است. در نهایت هزینه‌ی کلی مربوط به بخش فرآیند تعمیر و فرآیند تعمیر و نگهداری با یکدیگر قیاس می‌شوند. نتایج مطالعات انجام شده بر روی بریکرهای پست حلقوی مورد مطالعه نشان می‌دهد که با نصب سنسورهای هوشمند بر روی بریکر، نرخ خرابی به‌اندازه‌ی ۵۸.۷۷٪ بهبود می‌یابد. به‌علاوه به دلیل بهبود نرخ خرابی و تشخیص زود هنگام خرابی‌های جزئی، طول عمر بریکر ۱.۹۲۶ افزایش می‌یابد. از طرفی احتمال از دست رفتن پایانه در پست‌های مجهز به سنسورهای هوشمند، ۴۷.۵۴٪ بهبود می‌یابد. در نهایت هزینه‌ی کلی مربوط به دو مدل: ۱- مدل تعمیر و نگهداری ۲- مدل تعمیر و خرابی، در پست‌های هوشمند ۲۸۸ هزار دلار کاهش می‌یابد.

کلمات کلیدی: قابلیت اطمینان تجهیز، پایش شبکه هوشمند، مدل تعمیر و خرابی، مدل تعمیر و نگهداری، سنسورهای هوشمند.

ترانسفورماتورها: سیستم مانیتورینگ بایستی به صورت مداوم راندمان و سلامت، تخمین درجه حرارت موقعیت، بار تپ چنجر مربوط به ترانسفورماتور را مانیتور کند.

بریکرها: سیستم مانیتورینگ باید یک ارزیابی از سطح عایق گازی یا روغن، عملکرد و سلامت بریکرها، برنامه‌های تعمیر و نگهداری مناسب را تهیه کند.

به همین ترتیب تشخیص خرابی‌ها راحت‌تر می‌شود. همچنین بدون دخالت اپراتور، خرابی‌ها توسط سیستم هوشمند تعبیه شده بر روی تجهیز، شناسایی می‌شوند. در مرجع [۱۴]، ابتدا به کمک آمار حوادث، عوامل مؤثر در ایجاد خطای تجهیز و درصد مشارکت هر یک از عوامل تعیین می‌گردد. در نتیجه نرخ خرابی تجهیز به کمک مجموع نرخ خرابی ناشی از وقوع عوامل مختلف مدل‌سازی می‌شود. در این مرجع فرض شده است به ازای 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. مرجع [۱۵] اثر پیری را بر قابلیت اطمینان مدارشکن‌ها مدل‌سازی نموده و به کمک آن به بررسی اثر تعمیر و نگهداری بر قابلیت اطمینان مدارشکن‌ها می‌پردازد.

برخلاف برخی از مراجع که تاثیر تعمیرات را به صورت قطعی در نظر می‌گیرند، مدل‌های احتمالی نیز برای تعمیرات وجود دارد که فرآیندهای فرسودگی و خرابی تجهیزات به صورت فرآیندی تصادفی مدل می‌شود [۱۶]. خرابی‌های فاجعه‌بار تجهیزات موجب تلفات اقتصادی قابل توجهی و کاهش قابلیت اطمینان سیستم قدرت می‌شود. به منظور کاهش خرابی‌های فاجعه‌بار، تعمیر و نگهداری انجام شده است. تعمیر و نگهداری تجهیزات باید به صورت مطلوب باشد و تبادل بین قابلیت اطمینان و هزینه برقرار شود [۱۷].

مرجع [۱۸]، مدل ترکیبی از هر دو حالت تعمیر و پیری برای فعالیت‌های تعمیر و نگهداری را ارائه می‌دهد. بر اساس این مدل روشی برای بهینه‌سازی فاصله زمانی بازرسی بیان شده است. روش پیشنهادی در مرجع [۱۸] می‌تواند فاصله زمانی بازرسی را بهینه‌سازی کند، توسط کمینه کردن هزینه‌های کلی که شامل هزینه‌های تعمیر و نگهداری، خرابی، تعمیر، جایگزینی (تعویض)، هزینه‌های سر زدن می‌باشد.

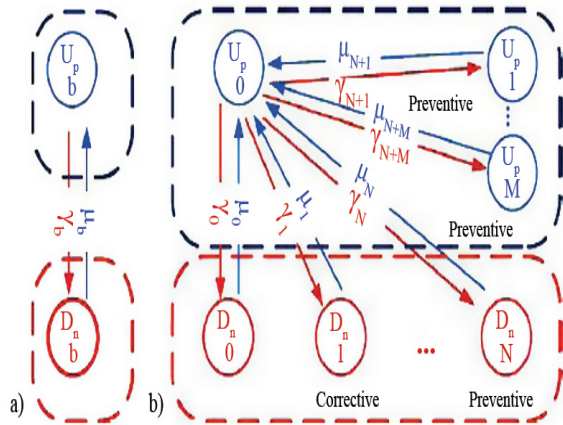
۱-۱- هدف، روش و نوآوری

اعمال مانیتورینگ هوشمند می‌تواند باعث تغییر برنامه‌های تعمیر و نگهداری تجهیزات پست شود. از طرفی نصب سنسورهای هوشمند مقادیر میانگین نرخ خروج تجهیزات در سال را دستخوش تغییر قرار می‌دهد. هدف از این مقاله بررسی اثر نصب سنسورهای هوشمند بر روی فرآیند هر دو مدل ۱- مدل تعمیر و خرابی ۲- مدل تعمیر و نگهداری بر روی تجهیزات پست می‌باشد. همچنین ارزیابی پارامترهای قابلیت اطمینان و تاثیرپذیری پارامترهایی همچون هزینه کلی مربوط به هر دو مدل و طول عمر تجهیز است. برای رسیدن به این هدف در این مقاله ۳ گام اساسی برداشته شده است.

گام نخست: در گام نخست مدل ریاضی خرابی تجهیز در اثر نصب سنسورهای هوشمند توسعه داده شده است. در این مدل ریاضی عوامل خرابی و تعداد رخدادها خرابی دیده شده است. همچنین میزان تاثیرپذیری نرخ خرابی در اثر نصب سنسور هوشمند با استفاده از مدل ریاضی بیان شده است. سپس با کمک روش مینیمال کاتست، قابلیت اطمینان پست در دو حالت: نخست بدون مانیتورینگ هوشمند تجهیزات و دوم با مانیتورینگ هوشمند تجهیزات بررسی شده است.

در دنیای روبه‌رشد امروزی، تامین انرژی مورد نیاز بخش‌های مختلف به خصوص بخش‌های صنعت، به شیوه مداوم و مطمئن از اهمیت بسزایی برخوردار است. از این رو در سال‌های اخیر، بسیاری از شرکت‌های تامین‌کننده انرژی الکتریکی به سمت بهبود کیفیت خدمات‌رسانی به مشترکان خود رفته‌اند. یک سیستم قدرت متشکل از تعداد زیادی پست فوق توزیع و انتقال است که عملکرد صحیح پست‌ها متضمن عملکرد صحیح سیستم قدرت است. حوادث رخ داده در پست قابلیت پخش در کل شبکه و در نتیجه منجر به قطع بار تعداد زیادی مشترک می‌شود. بنابراین حداقل نمودن قطعی مشترک ناشی از حوادث پست می‌تواند از اهمیت ویژه‌ای برخوردار باشد. در سال‌های اخیر روش‌های نوین تعمیرات در پست‌های برق فشارقوی با هدف کاهش حوادث پست رشد چشم‌گیری داشته است. از طرفی شبکه‌ی هوشمند یک شبکه‌ی برق مدرن است. امروزه بیشتر از همیشه، عملکرد قابل اعتماد سیستم‌های قدرت بستگی به کاربرد گسترده‌ای از ارتباطات و فناوری دارد. همچنین ساخت سنسورهای هوشمند با قابلیت‌های ارتباطی و اتصال به شبکه، نقطه شروعی برای بهره‌مندی از کاربردهای یک سیستم اتوماسیون همگون یکپارچه است. یکی از این کاربردها استفاده در حوزه تعمیرات است. پروژه اجرا شده در ساندیگو، جنوب کالیفرنیا توسط کمپانی SDG&E (San Diego Gas & Electric) نشان می‌دهد که با نصب ۸۹ سنسور بی‌سیم در دو پست برق فشارقوی و مانیتورینگ آن در یک نقطه، از وقوع خطاهای اساسی در پست جلوگیری می‌شود [۱]. همچنین نقش سنسورهای هوشمند در بهبود بهره‌برداری و افزایش قابلیت اطمینان تجهیزات فشارقوی در ایالت متحده آمریکا نیز بررسی شده است [۲]. بنابراین، توسعه شبکه هوشمند قابلیت‌های جدیدی را برای مانیتورینگ هوشمند ارائه می‌دهد [۳]. مانیتورینگ شبکه هوشمند باعث بهینه‌سازی منابع، بهبود ظرفیت‌های موجود از اجزای سیستم قدرت، مدیریت و کاهش هزینه‌ها و همچنین باعث تحقق بهره‌برداری اقتصادی شبکه هوشمند می‌شود [۴]. علاوه بر این، با استفاده از مانیتورینگ هوشمند بر روی اجزای سیستم قدرت، خرابی‌های در حال پیشروی و توسعه قبل از آنکه منجر به یک شکست فاجعه‌بار شوند، شناسایی می‌شوند [۵-۸]. بنابراین نیاز به سرکشی و تعمیرات دوره‌ای منظم در پست‌ها مرتفع شده و هزینه‌های مربوطه را کاهش می‌دهد [۹].

مطالعاتی در زمینه‌ی ارزیابی قابلیت اطمینان یک سیستم قدرت با کاربرد شبکه هوشمند انجام شده است. در مرجع [۱۰] روشی برای بهبود قابلیت اطمینان سیستم قدرت با استفاده از سیستم‌های نظارت بر اساس شرایط و وضعیت ارائه شده است. همچنین CB^۱ها و ترانسفورماتورهای کلیدی به منظور افزایش قابلیت اطمینان سیستم قدرت شناسایی می‌شوند. فرمول ارائه شده در [۱۱] بر اساس یک مدل مارکوف چند حالتی می‌باشد که نرخ خرابی و نرخ تعمیر اجزای پست را در دو حالت: با مانیتورینگ هوشمند و بدون مانیتورینگ هوشمند تعیین و مقایسه می‌شوند. با این حال تمرکز بر روی قابلیت اطمینان یک پست بوده است. مرجع [۱۲] وضعیت‌های مختلف مانیتورینگ هوشمند سیستم قدرت را معرفی می‌کند و یک مدل ریاضی بر پایه‌ی مدل مارکوف، برای بیان اثرات مثبت مانیتورینگ هوشمند بر روی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت تعیین می‌کند. فرمول عددی برای محاسبه‌ی به‌روز نرخ‌های خرابی و نرخ‌های تعمیر تجهیزات قدرت ارائه شده است. کاربرد اصلی مانیتورینگ شبکه‌های هوشمند در سیستم قدرت شامل موارد زیر است [۱۳]:



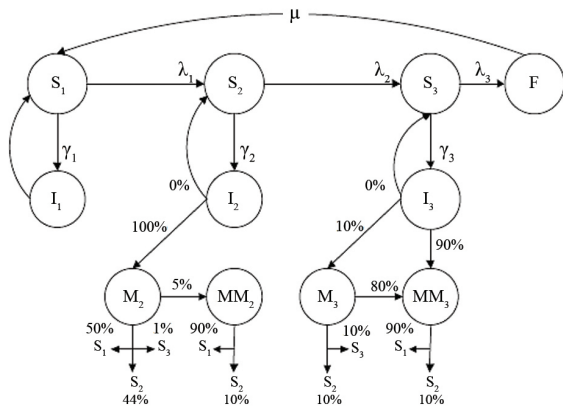
شکل ۱: مدل مارکوف تعمیر و خرابی یکی از تجهیزات قدرت (a) بدون مانیتورینگ هوشمند (b) با مانیتورینگ هوشمند [۱۱]

در شکل (b.1)، D_{n0} - D_{nN} و U_{p1} - U_{pM} در حقیقت از تقسیم کردن D_{nb} به دست می‌آید. D_{n0} تا D_{nN} حالت‌های جدید Down پیشگیرانه است و همچنین U_{p1} تا U_{pM} حالت‌های جدید U_p پیشگیرانه برای زمانی که خرابی‌ها پیش‌بینی می‌شوند، می‌باشد. اصلاح λ در اثر نصب سنسور هوشمند نیاز به مدل ریاضیاتی خرابی تجهیز دارد. که در بخش ۳، به مدل‌سازی تحلیلی نصب سنسور هوشمند و آرایه‌ی مدل ریاضی برای خرابی تجهیز پرداخته شده است.

۲-۳- مدل تعمیر و نگهداری

در تعمیرات پیشگیرانه تجهیزات به صورت دوره‌ای مورد بازرسی و تعمیر و نگهداری قرار می‌گیرند. جهت بررسی کمی از تعمیرات پیشگیرانه بر فرآیند پیری و پارامترهای قابلیت اطمینان تجهیز از مدل مارکوف استفاده می‌شود.

شکل (۲)، نمونه یک state diagram برای تعمیر و نگهداری تجهیز را نشان می‌دهد که فرآیند فرسودگی تجهیز در آن لحاظ شده است [۱۶].



شکل ۲: نمونه‌ی یک دیاگرام حالت برای تعمیر و نگهداری [۱۶]

فرآیند فرسودگی تجهیز در شکل (۲) 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 صورتی‌که هیچ نوع تعمیر و نگهداری روی تجهیز انجام نشود. با ادامه فرآیند فرسودگی و عبور از وضعیت‌های

لازم به ذکر است که مطالعات قابلیت اطمینان در گام نخست برای خروجی‌های اتفاقی و خرابی‌های برنامه‌ریزی نشده می‌باشد. برای مطالعه‌ی تعمیرات پیش‌بینانه و خروجی‌های برنامه‌ریزی شده به بیان گام دوم می‌پردازیم.

گام دوم: در گام دوم به بررسی مدل‌های تعمیر و نگهداری پرداخته می‌شود. سپس مدل جدید مارکوف برای تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه پیشنهاد می‌شود. مدل پیشنهادی ترکیبی از تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه (مدل IPPM) است.

گام سوم: در گام سوم با ارزیابی مدل مارکوف جدید، تخمین دقیق‌تری برای زیاد شدن عمر تجهیز و هزینه‌ها خواهیم داشت. سپس با در نظر گرفتن منحنی LDC، مقدار EENS را برای دو حالت: نخست پست بدون مانیتورینگ هوشمند و دوم پست با مانیتورینگ هوشمند بررسی شده است. در نهایت هزینه‌ی کلی مربوط به بخش فرآیند تعمیر و فرآیند تعمیر و نگهداری با یکدیگر قیاس می‌شوند. مطالعه انجام شده بر روی بریکرهای پست رینگ انجام شده است. در این مطالعه ابتدا نشان داده شده است که با نصب سنسورهای هوشمند بر روی بریکر، نرخ خرابی به اندازه‌ی ۵۸٫۷۷٪ بهبود می‌یابد. به‌علاوه به دلیل بهبود نرخ خرابی و تشخیص زود هنگام خرابی‌های جزئی، طول عمر بریکر ۱٫۹۲۶ افزایش می‌یابد. از طرفی احتمال از دست رفتن پایانه در پست‌های مجهز به سنسورهای هوشمند، ۴۷٫۵۴٪ بهبود می‌یابد. در نهایت هزینه‌ی کلی مربوط به دو مدل: ۱- مدل تعمیر و نگهداری ۲- مدل تعمیر و خرابی، در پست‌های هوشمند ۲۸۸ هزار دلار کاهش می‌یابد.

۲-۱- ساختار مقاله

در ادامه در بخش دوم تاثیر مانیتورینگ هوشمند بر قابلیت اطمینان سیستم قدرت بررسی شده است. بخش سوم به مدل‌سازی تحلیلی نصب سنسورهای هوشمند در مطالعه‌ی قابلیت اطمینان تجهیز پرداخته شده است. در بخش چهارم مدل جدید مارکوف برای فرآیند تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه آرایه شده است. سپس بخش پنجم به ارزیابی هزینه‌ی کلی دو مدل ۱- مدل تعمیر و خرابی ۲- مدل تعمیر و نگهداری، در حالت‌های PM^2 و PDM^2 پرداخته است. در نهایت در بخش ششم مطالب بررسی شده در بخش‌های قبلی بر روی مورد مطالعاتی پیاده‌سازی شده است و به تجزیه و تحلیل و آنالیز هزینه‌ها پرداخته شده است.

۲- بیان مساله

مانیتورینگ شبکه‌ی هوشمند اقدامات پیشگیرانه را به منظور حفظ قابلیت اطمینان شبکه انجام می‌دهد. زمانی که یک خرابی در قسمتی از شبکه‌ی قدرت رخ می‌دهد، مانیتورینگ هوشمند با اقدامات پیشگیرانه باعث می‌شود که اپراتورها قادر به تشخیص به موقع بخش‌های معیوب و همچنین کاهش زمان تعمیر و افزایش نرخ تعمیر شوند [۱۹].

۲-۱- مدل تعمیر و خرابی

سیستم قدرت در حالت بدون مانیتورینگ با دو حالت U_p و D_n فرض شده است. شکل (a.1)، مدل قابلیت اطمینان دو حالت مارکوف برای یکی از تجهیزات را نشان می‌دهد. توسعه و نفوذ شبکه‌ی هوشمند و آرایه راه‌های جدید برای افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های قدرت به واسطه‌ی افزایش زمان‌های U_p بودن و کاهش زمان‌های Down بودن، می‌باشد. از طرفی در حالت مانیتورینگ هوشمند، حالت‌های U_p و D_n جدید ایجاد می‌شود. شکل (b.1)، مدل چند حالتی برای یکی از تجهیزات با مانیتورینگ هوشمند را نشان می‌دهد.

احتمالی، نرخ انتقال لحظه‌ای و بردار احتمال حالت دائم را به دست می‌آوریم. با توجه به پیوسته بودن زمان، می‌توان نرخ انتقال از حالت i به حالت j را به صورت q_{ij} تعریف نمود.

ماتریس Q شامل نرخ‌های انتقال می‌باشد، که به صورت رابطه‌ی (۱) بیان می‌گردد [۲۲].

$$Q = [q_{ij}], \quad \forall i, j \in K \quad (1)$$

عناصر قطر اصلی ماتریس Q به صورت $q_{ii} = -\sum_{j \neq i} q_{ij}$ تعریف می‌گردد [۲۲].

با توجه به مستقل از زمان بودن احتمال‌های حالت دائم، می‌توان ارتباط بین احتمال حضور و نرخ‌های انتقال را برای حالت دائم به صورت رابطه‌ی (۲) نوشت [۲۲].

$$\Pi Q = 0 \quad (2)$$

با داشتن نرخ‌های انتقال و با کمک معادله (۲) و نیز با توجه به اینکه مجموع احتمال‌ها برابر واحد است می‌توان بردار احتمال‌های حالت دائم Π را به دست آورد.

ماتریس Q برای تعیین تعداد متوسط مراحل زمانی (شاخص دوره‌ای)، قبل از ورود سیستم به حالت ماندگار (وضعیت F) به کار می‌رود. پس سطر و ستون مربوط به حالت ماندگار حذف می‌شود (Q'). برای فرآیند مارکوف رابطه‌ی (۳) را بیان می‌نماییم که از روش تعیین مدت میانگین $MTTF$ قبل از ورود سیستم به وضعیت ماندگار استفاده می‌شود [۲۳].

$$MTTF = -[Q']^{-1} \quad (3)$$

از روی ماتریس $MTTF^A$ میانگین زمانی که طول می‌کشد از هر state خارج شویم به دست می‌آید.

شیوه‌ی ارزیابی شاخص فراوانی وقوع از کارافتادن بر مبنای رابطه‌ی (۴) استوار است.

$$T = \frac{1}{f_i} \quad (4)$$

$$f_i = \Pi_i \times \left(\sum_j \lambda_j \right)$$

بنابراین Π_i نمایانگر احتمال برقراری حالت i ام و همچنین نمایانگر جمع نرخ‌های خروج از حالت i ام می‌باشد.

محاسبه‌ی طول عمر یا میانگین مدت زمان برای تعویض^۹، از معکوس فراوانی وقوع حالت خرابی به دست می‌آید. برای محاسبه طول عمر رابطه‌ی (۵) را بیان می‌نماییم.

$$\text{Life Time or Mean time to Replacment} = \frac{1}{f_i} \quad (5)$$

جهت ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم قدرت از برنامه RCOPS^{۱۰} استفاده می‌شود. این برنامه تحت نرم‌افزار Matlab طراحی شده است [۲۴]. برنامه‌ی RCoPS، قابلیت اطمینان پست‌ها را با کمک روش مینیمال کاتست بررسی می‌کند. ساختار پست و اطلاعات قابلیت اطمینان تجهیزات آن به‌عنوان ورودی گرفته می‌شود. سپس با کمک روش مینیمال کاتست نرخ خرابی و زمان تعمیر پایانه‌های پست به همراه کاتست‌های با مد مشترک مشخص می‌شوند. شکل (۴) ساختار برنامه RCoPS را نمایش می‌دهد.

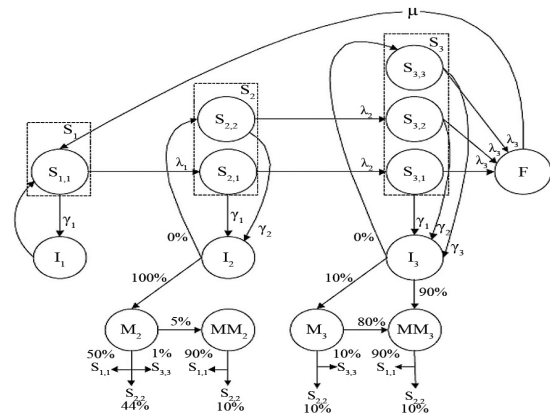
با نصب سنسور هوشمند رویکرد تعمیرات از پیشگیرانه به

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 دوباره به وضعیت S_1 برگردانده می‌شود.

در شکل (۲)، λ_1 ، λ_2 و λ_3 نرخ گذار^۵ (یا نرخ روند پیری تجهیز) بین وضعیت‌های مختلف است. I_1 ، I_2 و I_3 وضعیت‌های بازرسی^۶ تجهیز است و نرخ‌های بازرسی تجهیز 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 به ترتیب نشان‌دهنده تعمیرات پیشگیرانه جزئی و اساسی^۷ 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 و یا حتی به دلیل اشتباهات انسانی بدتر شود.

در مرجع [۲۰]، مدل اشاره شده در شکل (۲) به کمک روش شبیه‌سازی مونت کارلو توسعه داده شده است. هدف از این توسعه تعیین نرخ‌های بازرسی و بر اساس میزان فرسودگی تجهیز می‌باشد. در این مرجع میزان فرسودگی تجهیز در زمان بازرسی و یا تعمیرات مشخص شده است.

مرجع [۲۱] نیز با هدف تعیین نرخ‌های بازرسی بر اساس میزان فرسودگی تجهیز اقدام به توسعه مدل مارکوف فرسودگی مطابق شکل (۳) نموده است.

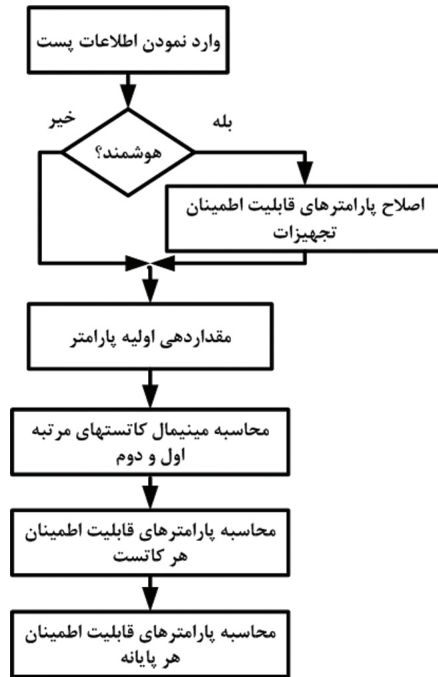


شکل ۳. دیاگرام حالت جدید مدل تعمیر و نگهداری [۲۱]

برای نمونه در مدل شکل (۳)، برای وضعیت فرسودگی S_2 دو وضعیت $S_{2,1}$ و $S_{2,2}$ در نظر گرفته شده است. در وضعیت $S_{2,1}$ تجهیز به وضعیت فرسودگی S_2 وارد شده است. ولی چون اپراتور متوجه این تغییر وضعیت نیست بازرسی همچنان با نرخ انجام می‌شود. در این حالت بعد از انجام اولین بازرسی یا تعمیر، وضعیت فرسودگی تجهیز مشخص خواهد شد. به همین دلیل بعد از وضعیت‌های M_2 و I_2 و MM_2 امکان انتقال به وضعیت $S_{2,2}$ وجود دارد. به عبارت دیگر در وضعیت $S_{2,2}$ تجهیز به مرحله فرسودگی دوم وارد شده است و چون اپراتور از این شرایط اطلاع دارد، بازرسی با نرخ جدید انجام می‌شود.

با توجه به معادلات حاکم بر روندهای مارکوفی [۲۲]، شاخص‌های مهم قابلیت اطمینان شامل: شاخص‌های احتمالی، شاخص‌های فرکانسی، شاخص‌های دوره‌ای می‌باشد. برای محاسبه‌ی شاخص‌های

پیش‌بینانه تغییر نموده است. اما مدل مارکوف برای نشان دادن اثر PDM (سنسور هوشمند) در فرآیند تعمیر و نگهداری تجهیز ارایه نشده است. بنابراین در بخش ۴، برای مطالعه‌ی تعمیرات پیش‌بینانه و خروجی‌های برنامه‌ریزی شده، به ارایه‌ی مدل مارکوف جدیدی برای تعمیر و نگهداری می‌پردازیم. سپس در بخش ۵، با اجرای برنامه RCOPS شاخص‌های قابلیت اطمینان پست بدون سنسورهای هوشمند و پست مجهز به سنسورهای هوشمند محاسبه می‌شود.



شکل ۴: فرآیند محاسبه قابلیت اطمینان هر پست در RCOPS

۳-مدل‌سازی تحلیلی نصب سنسور هوشمند بر پارامترهای قابلیت اطمینان تجهیز

استفاده از سنسورهای هوشمند در پست‌های برق فشارقوی نقش مهمی را در بهبود بهره‌برداری، مانیتورینگ زمان واقعی، جلوگیری از خرابی‌های اساسی در تجهیزات و به طبع آن افزایش پایداری شبکه قدرت ایفا می‌کند. تحقیقات انجام شده نشان می‌دهد که با اندازه‌گیری پارامترها و کمیت‌های ویژه در تجهیزات قدرت توسط سنسورهای هوشمند، امکان پیش‌بینی خطاهای ممکن در تجهیزات میسر می‌شود.

هدف از این زیر بخش بررسی اثر نصب سنسورهای هوشمند در پست و اعمال تعمیرات پیش‌بینانه بر قابلیت اطمینان پست فوق توزیع و انتقال می‌باشد. در برنامه‌ریزی تعمیرات پیشگیرانه که بر مبنای برنامه‌ریزی زمانی انجام می‌گیرد، تعمیرات تجهیزات بدون در نظر گرفتن وضعیت هر تجهیز، مطابق با برنامه‌های از پیش تعریف شده انجام می‌شود. این امر علاوه بر افزایش احتمال خرابی تجهیزات، باعث صرف هزینه زیادی در بخش تعمیر و نگهداری از پست‌ها می‌شود. بنابراین با نصب سنسورهای هوشمند و انجام تعمیرات پیش‌بینانه بر اساس نیاز تجهیزات می‌توان هزینه‌های تعمیرات را کاهش و قابلیت اطمینان را افزایش داد.

مسلماً با نصب سنسور هوشمند بر یک تجهیز مجموعه‌ای از عوامل خرابی تجهیز قبل از تبدیل به خرابی کلی^{۱۱} در مرحله خرابی

جزئی^{۱۲} توسط سنسور هوشمند تشخیص و با خروج برنامه‌ریزی شده توسط تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه^{۱۳} اصلاح می‌گردد. بنابراین جهت مدل‌سازی تحلیلی اثر نصب سنسور هوشمند بر قابلیت اطمینان تجهیز، نیاز به مدل نمودن عوامل خرابی به همراه فرکانس خرابی آنها در هر تجهیز می‌باشد. از این رو مجموعه عوامل خرابی تجهیز A که شامل X نوع خرابی می‌باشد در (۶) تعریف می‌نماییم:

$$A = \{A_x\}, \quad x = 1, \dots, X \quad (6)$$

که A_x عامل خرابی نوع x ام برای تجهیز A می‌باشد. مجموعه تعداد رخداد خرابی‌ها را مطابق f_A در (۷) تعریف می‌نماییم:

$$f_A = \{n_x\}, \quad x = 1, \dots, X \quad (7)$$

که n_x تعداد رخداد خرابی نوع A_x در دوره زمانی مطالعه است. در معادله (۸) رابطه‌ی کلی نرخ خرابی بیان شده است [۲۵]:

$$\lambda = \frac{\text{تعداد خرابی در یک سیکل زمانی}}{\text{زمان سیکل}} \quad (8)$$

در این صورت نرخ خرابی تجهیز A در دوره زمانی مطالعه طبق رابطه (۹) می‌باشد:

$$\lambda_A = \sum_{x=1}^k n_x \quad (9)$$

در این صورت λ_{down} بدون حضور سنسورهای هوشمند، برابر می‌باشد. **۳-۱-مدل‌سازی تحلیلی سنسور هوشمند در مطالعه قابلیت اطمینان تجهیز**

فرض می‌شود سنسور sen بتواند مجموعه‌ای از عوامل خرابی تجهیز A را مطابق با رابطه‌ی (۱۰) تشخیص دهد:

$$A_{detection, sen} = \{A_y\}, \quad y \in x \quad (10)$$

مجموعه تعداد رخدادهای خرابی‌های تشخیص داده شده با سنسور sen در (۱۱) تعریف می‌شود:

$$f_{detection, sen} = \{n_y\}, \quad y \in x \quad (11)$$

که n_y تعداد رخداد خرابی نوع A_y تشخیص داده شده توسط سنسور sen، در دوره زمانی مورد مطالعه است. در این صورت نرخ خرابی تجهیز A زمانی که سنسور sen خرابی‌ها را تشخیص می‌دهد، طبق رابطه‌ی (۱۲) می‌باشد:

$$\lambda_{sen} = \sum_{y \in x} n_y \quad (12)$$

در صورت نصب سنسور sen، مجموعه عوامل خرابی تجهیز A در حضور سنسور را مطابق معادله‌ی (۱۳) داریم:

$$A_{new} = A - A_{detection, sen} \quad (13)$$

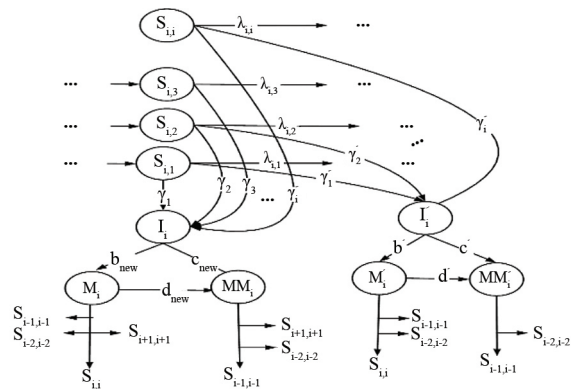
در معادله‌ی (۱۳)، مجموعه عوامل خرابی تشخیص داده شده توسط سنسور sen، از کل مجموعه خرابی‌ها کاسته می‌شود. در صورت نصب سنسور sen، مجموعه تعداد رخدادهای خرابی تجهیز A را مطابق معادله‌ی (۱۴) نشان می‌دهیم:

$$f_{new} = f_A - f_{detection, sen} \quad (14)$$

آنگاه طبق روابط (۹) و (۱۲)، نرخ خرابی جدید در صورت حضور

تحلیل‌های هزینه و فایده ناشی از نصب سنسور هوشمند و اعمال PDM را محاسبه نمود.

این مدل ترکیبی از تعمیر و نگهداری پیشگیرانه و پیش‌بینانه (IPPM) می‌باشد که شامل بازرسی‌های دوره‌ای و بازرسی‌های بر اساس نیاز است. با تشخیص خرابی توسط سنسورهای هوشمند، تجهیز به بازرسی بر اساس نیاز وارد می‌شود و در صورت نیاز به تعمیرات جزئی وارد می‌شود. از طرفی تجهیز به بازرسی دوره‌ای نیاز دارد تا خرابی‌هایی که توسط سنسورهای هوشمند تشخیص داده نمی‌شوند، شناسایی شوند و در مرحله‌ی خرابی‌های جزئی برطرف شوند. فرض می‌کنیم مدل ارائه‌شده شامل n مرحله فرسودگی باشد. با بررسی و تحلیل مرحله‌ی فرسودگی i ام شکل (۵) به دست می‌آید. اگر S_i بیانگر حالت i ام از فرآیند پیری تجهیز باشد آنگاه شکل (۵) دیاگرام حالت IPPM تجهیز را در حالت پیری i ام بیان می‌نماید.



شکل ۵: دیاگرام حالت جدید IPPM برای حالت فرسودگی i ام (Si)

در شکل (۵) تجهیز در مرحله‌ی فرسودگی i ام می‌باشد. با وجود فرسودگی در این مرحله تجهیز عملکرد خودش را با اندکی خرابی جزئی ادامه می‌دهد. خرابی در state شماره‌ی i ام، با بازرسی‌های دوره‌ای و بازرسی‌های هوشمند تشخیص داده می‌شوند. بعد از انجام بازرسی‌ها تجهیز به تعمیرات می‌رود.

در شکل (۵)، تعمیرات به دو صورت: دوره‌ای (پیشگیرانه) و بر اساس نیاز (پیش‌بینانه) لحاظ شده است. بیانگر نرخ‌های بازرسی

دوره‌ای در تعمیرات PM و $\gamma_1, \dots, \gamma_k$ بیانگر نرخ تشخیص خرابی‌های

minor توسط سنسورهای هوشمند در تعمیرات PDM می‌باشد. M_i, I_i, MM_i به ترتیب بیانگر حالت‌های بازرسی، تعمیر جزئی، تعمیرات کلی در صورت تشخیص سنسور می‌باشد.

نرخ‌های بازرسی هوشمند در واقع برابر نرخ تشخیص خرابی‌ها توسط سنسورهای هوشمند می‌باشد. نرخ خرابی تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند مطابق رابطه‌ی (۱۸) به دست می‌آید. برای محاسبه‌ی تک تک نرخ‌های بازرسی هوشمند رابطه‌ی (۲۱) را بیان می‌نماییم:

$$\lambda_{SEN} = \frac{\sum_{k=1}^n P_{i,k} \gamma_k}{\sum_{k=1}^n P_{i,k}} \quad (21)$$

طبق رابطه‌ی (۲۱) با جایگذاری $P_{i,k}$ نرخ‌های بازرسی هوشمند $\gamma_1, \dots, \gamma_k$ محاسبه می‌شوند.

در صورتی که مطابق با مراجع [۲۵] و [۲۹] و [۳۰] فرآیند پیری

سنسور SEN در رابطه‌ی (۱۵) تعریف می‌نماییم:

$$\lambda_{new} = \lambda_A - \lambda_{sen} = \sum_{x=1}^k n_x - \sum_{y \in X} n_y \quad (15)$$

حال فرض می‌کنیم مجموعه‌ای از سنسورها که با SEN بزرگ نمایش می‌دهیم، روی المان λ ام نصب شود.

رابطه‌ی (۱۶) مجموعه عوامل خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند را نشان می‌دهد:

$$A_{detection,SEN} = \bigcup_{sen=1}^{SEN} A_{detection,sen} = \bigcup_{sen=1}^{SEN} \{A_{detection,sen,y}\} \quad (16)$$

$$A_{detection,SEN} \subset A$$

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 (SEN) را در رابطه‌ی (۱۷) تعریف می‌نماییم:

$$f_{detection,SEN} = \bigcup_{sen=1}^{SEN} f_{detection,sen} = \bigcup_{sen=1}^{SEN} \{n_{sen,y}\} \quad (17)$$

$$= f_{detection,s_1} \cup f_{detection,s_2} \cup \dots$$

$$\cup f_{detection,s_j} \cup \dots \cup f_{detection,s_{SEN}}$$

$$f_{detection,SEN} \subset f_A$$

در این صورت مجموع نرخ خرابی‌هایی از تجهیز A که توسط سنسورهای SEN تشخیص داده می‌شوند را در رابطه‌ی (۱۸) داریم:

$$\lambda_{SEN} = \sum_{y \in X} n_y \leq \sum_{sen=1}^{SEN} \lambda_{sen} \quad (18)$$

در صورت نبودن اشتراک بین خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورها، حالت مساوی رابطه‌ی (۱۸) را خواهیم داشت.

پس در حالت کلی برای زمانی که مجموعه SEN تا از سنسورها را داشته باشیم معادله‌ی (۱۹) را تعریف می‌نماییم:

$$\begin{cases} A_{total} = A - A_{detection,SEN} \\ f_{total} = f_A - f_{detection,SEN} \\ \lambda_{total} = \lambda_A - \lambda_{SEN} = \sum_{x=1}^k n_x - \sum_{y \in X} n_y \end{cases} \quad (19)$$

معادله‌ی (۱۹) در واقع حالت کلی معادلات (۱۳) و (۱۴) و (۱۵) نیز می‌باشد.

مقدار نهایی نرخ خرابی در حضور سنسورهای هوشمند (λ_{down}) را طبق معادله‌ی (۲۰) تعریف می‌نماییم:

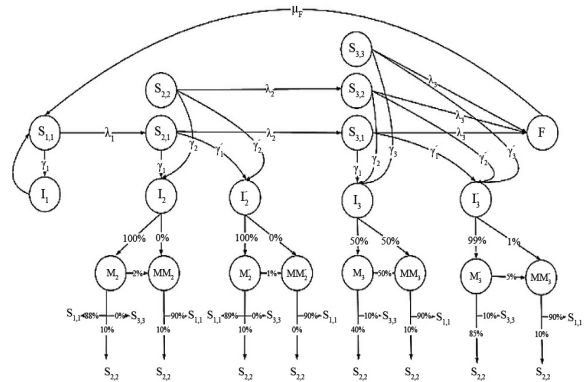
$$\lambda_{down} = \sum_{x=1}^k n_x - \sum_{y \in X} n_y \quad (20)$$

طبق شکل (b.1)، نرخ‌های خرابی مربوط به حالت‌های جدید Up تا Up_M به بخش تعمیر و نگهداری تجهیز تعلق دارد. برای ارزیابی و آنالیز نرخ‌های مربوط به حالت‌های Up ، نیاز به ارائه‌ی مدل جدید و دقیق‌تری برای فرآیند تعمیر و نگهداری می‌باشد.

۴-ارایه‌ی مدل جدید مارکوف برای فرآیند تعمیر و نگهداری پیش‌بینانه (IPPM)

هدف از این بخش توسعه مدل State diagram با در نظر گرفتن PDM می‌باشد. با استفاده از این مدل می‌توان اثر اعمال PDM بر پارامترهای قابلیت اطمینان تجهیز به دست آورد. به علاوه می‌توان

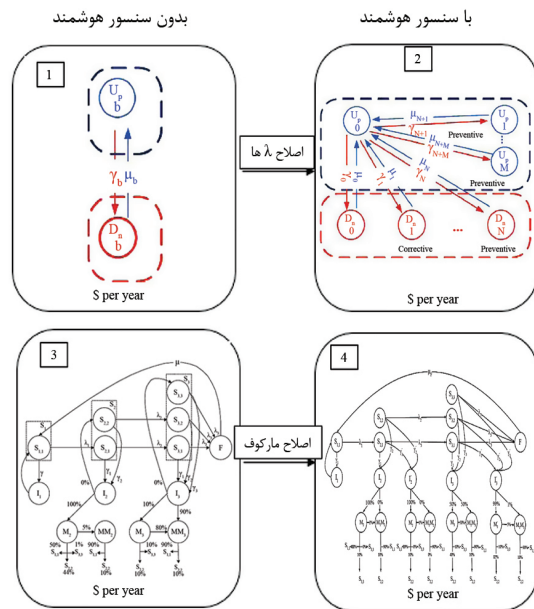
تجهیز در ۳ حالت در نظر گرفته شود، شکل (۶) مدل مارکوف ارایه شده در این مقاله را نشان می‌دهد.



شکل ۶: یک دیاگرام حالت جدید (IPPM)

با اعمال سنسورهای هوشمند احتمال حضور در stateهای $S_{1,1}$ ، $S_{2,2}$ ، $S_{3,3}$ ، $S_{1,3}$ ، $S_{2,3}$ نسبت به مدلی که سنسور هوشمند ندارد بیشتر است. احتمال حضور در state 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 (MM)، در حالت حضور سنسورهای هوشمند نسبت به مدل بدون سنسورهای هوشمند کم می‌شود، در واقع تجهیزات در مرحله تعمیرات جزئی، خرابی‌هایشان بهبود می‌یابد.

۵- ارزیابی هزینه کلی دو مدل ۱-مدل تعمیر و خرابی ۲-مدل تعمیر و نگهداری، در حالت‌های PM و PDM



شکل ۷: اشکال به ترتیب ۱) مدل خرابی المان بدون سیستم مانیتورینگ هوشمند ۲) مدل خرابی المان مجهز به سیستم مانیتورینگ هوشمند ۳) مدل تعمیر و نگهداری بدون مانیتورینگ هوشمند ۴) مدل تعمیر و نگهداری مجهز به سیستم مانیتورینگ هوشمند

با توجه به شکل (۷)، برای تجهیز کردن مدل تعمیر و خرابی به سیستم مانیتورینگ هوشمند به اصلاح λ ها پرداخته شده است. همچنین برای تجهیز کردن مدل تعمیر و نگهداری به سیستم

مانیتورینگ هوشمند، ارایه و اصلاح مدل مارکوف انجام شده است. هرکدام از مدل‌های ۱، ۲، ۳ و ۴ مربوط به شکل (۷) یک هزینه (per Year \$) را شامل می‌شوند.

در مدل تعمیر و خرابی، تاثیر خرابی تجهیز بر روی هزینه‌های مربوط به EENS در نظر گرفته شده است. هزینه‌های مربوط به EENS در حقیقت هزینه عدم تامین برق را نتیجه می‌شود. معادله (۲۲)، هزینه‌های مربوط به عدم تامین برق را نشان می‌دهد:

$$\text{Unreliable Cost (Customer Cost(CC)) } \$/\text{yr} \quad (22)$$

$$= EENS (Mwh / yr) \times VOLL (\$ / Mwh)$$

با توجه به معادله (۲۲)، راهکار ارایه شده برای محاسبه هزینه عدم تامین برق به این صورت است که ابتدا به کمک برنامه‌ی RCOPS، شاخص‌های قابلیت اطمینان پایانه‌های پست محاسبه می‌شود. این شاخص‌ها مشتمل بر نرخ خروج پایانه (خرابی بر سال)، میانگین زمان برقرار شدن پایانه بعد از هر خروج و احتمال از دست رفتن پایانه می‌باشد. سپس با در نظر گرفتن منحنی بار، انرژی مصرفی در سال را برای نقطه‌ی بار مشخصی به دست می‌آوریم. آنگاه با استفاده از احتمال از دست رفتن پایانه و انرژی مصرفی در سال، شاخص انرژی عدم تامین نشده سالانه^{۱۴} به دست می‌آید. در نهایت هزینه‌ای که بابت عدم اطمینان (جریمه)^{۱۵} باید به مشتری داده شود را در انرژی تامین نشده سالانه ضرب می‌کنیم.

تعمیر و نگهداری بر اساس مدل مارکوف پیوسته‌ای که فرآیند پیری تجهیز را نشان می‌دهد، می‌باشد که تعیین هزینه‌های مربوط به تعمیر و نگهداری از قبیل هزینه‌های بازرسی و هزینه‌های تعمیر و نگهداری جزئی و کلی و هزینه تعویض و همچنین هزینه‌های مربوط به تجهیز کردن سیستم به مانیتورینگ هوشمند را در مدل تعمیر و نگهداری شامل می‌شود. معادله (۲۳)، هزینه‌های مربوط به تعمیر و نگهداری را نشان می‌دهد:

$$C_{Maintenance} = c_{Inspection} \sum_{i=1}^3 I_i \text{ and } I_1 + c_{Minor Maintenance} \sum_{i=2}^3 M_i \text{ and } M_1 \quad (23)$$

$$+ c_{Major Maintenance} \sum_{i=2}^3 MM_i \text{ and } MM_1 + c_{Replacement}$$

با توجه به رابطه (۲۴)، مراحل محاسبه هزینه تعمیر و نگهداری به این صورت است که ابتدا با استفاده از رابطه (۴) فرکانس رفتن به بازرسی و نگهداری و تعویض را به دست می‌آوریم. سپس فرکانس‌های رفتن به حالت‌های بازرسی و نگهداری و تعویض را در هزینه‌های مربوط به هرکدام ضرب می‌کنیم. در نهایت جمع هزینه‌های بازرسی و هزینه نگهداری و هزینه تعویض، هزینه تعمیر و نگهداری می‌شود.

هزینه کلی مربوط به یک تجهیز برابر با مجموع هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه عدم تامین برق است. معادله (۲۴)، هزینه کلی یک تجهیز را نشان می‌دهد:

$$\text{TOTAL COST FOR DEVICE } (\$ \text{ per Year}) \quad (24)$$

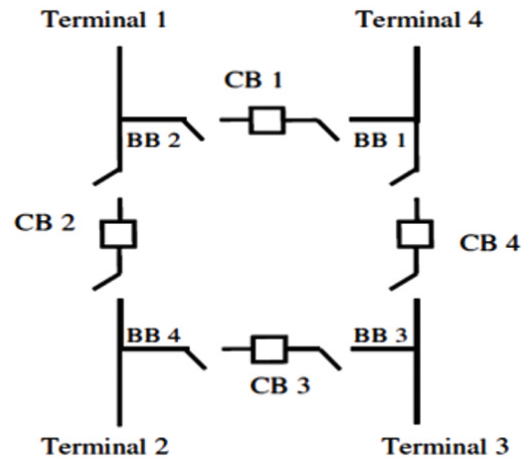
$$= CC (\$ \text{ per Year}) + C_{Maint} (\$ \text{ per Year})$$

به همین دلیل در این مطالعه به صورت خاص بر روی هزینه کلی که مربوط به یک تجهیز است بحث می‌شود. آنالیز و تجزیه و تحلیلی بین اعمال سنسورهای هوشمند و هزینه‌ها در فصل ۶ روی مورد مطالعاتی به خوبی انجام شده است.

۶-مورد مطالعاتی

شکل (۸)، آرایش یک پست نمونه حلقوی KV ۴۰۰ را نمایش

می‌دهد. این پست شامل چهار ترمینال، چهار مدارشکن^{۱۶} و چهار باس بار^{۱۷} است. نرخ خرابی مدارشکن‌ها، ۰,۰۲۲ در نظر گرفته می‌شود.



شکل ۸: نمای تک خطی پست نمونه حلقوی [۹]

در مرجع [۲۶] انواع خرابی‌های بریکر (مدارشکن) بررسی می‌شود. خرابی‌های بریکر شامل خرابی‌های جزئی (mf) و خرابی‌های کلی (Mf) می‌باشد. جدول (۱) میزان درصد عوامل خرابی‌های جزئی مدارشکن را نشان می‌دهد.

جدول ۱: درصد عوامل خرابی‌های جزئی بریکر [۲۶]

ردیف	مدخا	درصد خطا
۱	نشستی هوا یا روغن هیدرولیک	۲۰,۳٪
۲	نشستی گاز	۳۵,۶٪
۳	نشستی روغن خازن‌ها	۱٪
۴	تغییر در ویژگی مکانیکی	۶,۸٪
۵	تغییر در ویژگی الکتریکی	۳,۳٪
۶	تغییر در کنترل و سیستم‌های کمکی	۱۸,۳٪
۷	سایر	۱۴,۷٪
۸	کل	۱۰۰٪

طبق رابطه‌ی (۶) و (۸)، مجموعه عوامل خرابی جزئی بریکر با وجود ۷ نوع عامل خرابی و همچنین نرخ خرابی در نظر گرفته شده هر عامل خرابی و تعداد دفعات خرابی هر عامل خرابی در ۱۰ سال با وجود ۱۰۰ تجهیز را جدول (۲) نشان می‌دهد.

طبق رابطه‌ی (۷)، مجموعه تعداد رخداد خرابی‌ها بریکر در ۱۰ سال

برای ۱۰۰ تجهیز، $f_i = \{n_i\} = \{4, 8, 1, 1, 1, 4, 3\}$ می‌باشد.

فرض بر این است دو سنسور sen_1 و sen_2 را بر روی بریکر نصب کرده‌ایم، در این صورت خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای تشخیص میزان گازهای حل شده در روغن و تشخیص فشار طبق رابطه‌ی (۱۰)، به ترتیب $A_{detection, sen_1} = \{A_1, A_3\}$ و $A_{detection, sen_2} = \{A_2\}$ می‌باشد.

طبق رابطه‌ی (۱۱)، مجموع تعداد خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای نصب شده به ترتیب $f_{detection, sen_1} = \{4, 1\}$ و

$$f_{detection, sen_2} = \{8\}$$

با در نظر گرفتن هر دو سنسور و با توجه به رابطه‌ی (۱۷)، مجموعه تعداد رخدادهای خرابی تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند برابر $f_{detection, sen_1} = \{4, 1\}$ و $f_{detection, sen_2} = \{8\}$

می‌باشد. بنابراین به‌طور کلی مجموعه تعداد رخدادهای خرابی تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند برابر $f_{detection, SEN} = f_{detection, sen_1} \cup f_{detection, sen_2} = \{4, 8, 1\}$ می‌باشد.

جدول ۲: اطلاعات محاسبه‌شده برای خرابی‌های جزئی بریکر بر ۱۰ سال با وجود ۱۰۰ تجهیز

مجموعه عوامل خرابی بریکر $A = \{A_x\} = \{A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7\}$			
A_x	عامل خرابی	$\lambda_x (F/year/100device)$	تعداد بار خرابی
A_1	نشستی هوا یا روغن هیدرولیک	۰,۴۸۷۸	۴ بار
A_2	نشستی گاز	۰,۷۸۳۲	۸ بار
A_3	نشستی روغن خازن‌ها	۰,۰۲۲	۱ بار
A_4	مکانیکی	۰,۱۴۹۶	۱ بار
A_5	الکتریکی	۰,۰۷۲۶	۱ بار
A_6	کنترل و سیستم‌های کمکی	۰,۴۰۲۶	۴ بار
A_7	سایر	۰,۳۲۳۴	۳ بار
	کل	۲,۲	۲۲ بار

تأثیر سنسورها بر تعداد خرابی‌ها و نرخ خرابی با توجه به روابط (۱۹) را جدول (۳) نشان می‌دهد.

جدول ۳: تأثیر سنسور بر پارامترها

$A_{total} = A - A_{detection, SEN} = \{A_1, \dots, A_7\} - \{A_1, A_2, A_3\} = \{A_4, \dots, A_7\}$
$f_{total} = f_A - f_{detection, SEN} = \{4, 8, 1, 1, 1, 4, 3\} - \{4, 8, 1\} = \{1, 1, 4, 3\}$
$\lambda_{total} = \lambda_A - \lambda_{SEN} = 2,2 - 1,293 = \frac{0,907}{100} = 0,00907 (per/year/device)$

با نصب سنسورهای هوشمند برای تشخیص خرابی‌های جزئی و اطلاعات ردیف آخر جدول (۳) میزان نرخ خرابی در یک سال برای یک تجهیز بریکر با حضور سنسور هوشمند برابر با (f/yr/device) 0.00907 است. در واقع به دلیل تشخیص خرابی‌های جزئی، Passive Fail تغییر می‌کند.

بنابراین طبق رابطه‌ی (۲۱)، نرخ‌های بازرسی هوشمند $\gamma'_1 = \gamma'_2 = \gamma'_3 = 0.013 (1per/year)$ می‌باشد. نرخ‌های بازرسی

هوشمند برای شکل (۶) که دیاگرام حالت جدید برای مدل IPPM است، استفاده می‌شود.

۶-۱- محاسبه‌ی هزینه‌ی مربوط به بخش تعمیر و نگهداری (C^{Maint})
در این بخش مورد مطالعاتی به‌عنوان نمونه مدل سه‌حالته ارایه

شده شکل (۶) می‌باشد که برای محاسبه‌ی مدت میانگین تا وقوع از کارافتادن^{۱۸}، مدت میانگین برای تعویض^{۱۹}، هزینه‌ی بازرسی، هزینه‌ی تعمیر و نگهداری، هزینه‌ی تعمیر و هزینه‌ی کلی استفاده می‌شود. نرخ‌های انتقال و میانگین زمان و هزینه به ترتیب مطابق با جداول (۴) و (۵) و (۶) آورده شده است [۲۵].

جدول ۴: نرخ‌های انتقال (Years) (۱/ [۱۶]

Rate	Value
λ_1	0.33
λ_2	0.29
λ_3	0.5
γ_1	0.5
γ_2	1
γ_3	1

جدول ۵: میانگین زمان [۱۶]

STATE	MEAN DURATION
I_1	1 hour
I_2	1 hour
I_3	1 hour
F	0.11 years
M_2	1 day
MM_2	6 day
M_3	1 day
MM_3	6 day

جدول ۶: هزینه‌ها (\$) [۱۶]

	average cost per activity(\$)
Inspection	200
Minor Maintenance	1200
Major Maintenance	14400
Replace	144000

داده‌ها، داده‌های واقعی مربوط به بریکر با هوای دمیده شده می‌باشد [۱۶]. داده‌های جداول (۵) و (۶) و (۷) برای نمودارهای حالت شکل‌های (۳) و (۶) به صورت مشابه برای هر دو شکل (۳) و (۶) مورد استفاده قرار می‌گیرند.

اعمال مدل پیشنهادی IPPM بر روی فرآیند تعمیر و نگهداری باعث می‌شود که پارامترهای قابلیت اطمینان و هزینه‌ها در مقایسه با مدل PM تغییر کنند. بهبود پارامترهای قابلیت اطمینان و هزینه‌ها اعمال مدل پیشنهادی IPPM، در جدول (۷) آورده شده است. تفاوت‌های قابل توجه زیادی در نتایج به دست آمده از مدل تعمیر و نگهداری PM در شکل (۳) و مدل پیشنهادی IPPM در شکل (۶)، در جدول (۷) نشان داده شده است. با توجه به مدل ارائه شده IPPM، همان‌طور که از نتایج دیده می‌شود هزینه‌های قابلیت اطمینان، بازرسی و تعمیر و نگهداری به لیست هزینه‌ها اضافه می‌شود، در حالی که هزینه‌ی تعمیر و هزینه‌ی کلی کم می‌شود.

از طرفی هزینه‌ی نصب سنسورهای هوشمند بایستی جز هزینه‌ها برای مدل پیشنهادی IPPM شکل (۶) در نظر گرفته شوند. با کمک مدل پیشنهادی IPPM می‌توان میزان افزایش عمر بریکرها در اثر هوشمند سازی را محاسبه نمود. جدول (۷) نشان می‌دهد که با اعمال هوشمند سازی طول عمر مفید (MTTREL) تجهیز به میزان ۱,۹۲۶ افزایش می‌یابد. با بررسی هزینه‌ها، هزینه‌های بازرسی و هزینه‌های تعمیر و نگهداری در مدل IPPM نسبت به مدل PM کاهش می‌یابد. در صورتی که هزینه‌ی نصب سنسورهای هوشمند به

میزان (\$) ۱۶۷۰,۴۸۸ برای برقراری تعادل بین هزینه کل مربوط به مدل‌های PM و IPPM در نظر گرفته شود آنگاه هزینه‌ی کلی نصب سنسورهای هوشمند بر تعداد سال عمر مفید تجهیز تقسیم می‌شود. پس در این نمونه برای برقراری حالت تعادل، کل هزینه‌ی نصب سنسورهای هوشمند (years/\$) ۸۶۸ لحاظ می‌شود. بنابراین طبق جدول (۷)، هزینه‌ی کلی با وجود سنسورهای هوشمند برابر با مدل بدون سنسور هوشمند می‌شود. در حالت برابر شدن هزینه‌ی کلی هر دو مدل، حالت تعادل برقرار است.

جدول ۷: پارامترهای قابلیت اطمینان و هزینه‌ها برای مدل‌های تعمیر و نگهداری

state	PM	IPPM
MTTREL(years)	23.04	24.9660
MTTF from S_1 (years)	22.9	24.8591
MTTF from S_2 (years)	19.9	21.8286
MTTF from S_3 (years)	12.4	13.2130
Annual Inspection Cost (\$/years)	108	103.1588
Annual Maintenance Cost PM(\$/years)	1101	715.0287
Annual Maintenance Cost PDM(\$/years)	0	7.0544
Annual Replace Cost(\$/years)	6251	5767.8
Annual Sensor Cost(\$/years)	0	868
Annual Total Cost(\$/years)	7461.1	7461.1

۲-۲- محاسبه‌ی هزینه‌ی مربوط به بخش خرابی‌های اتفاقی

جدول (۸)، قیاسی بین اطلاعات قابلیت اطمینان پایانه‌های پست بدون سنسورهای هوشمند و پست مجهز به سنسورهای هوشمند که خروجی برنامه‌ی RCOPS است، نشان می‌دهد.

جدول ۸: شاخص‌های قابلیت اطمینان (خروجی برنامه RCOPS)

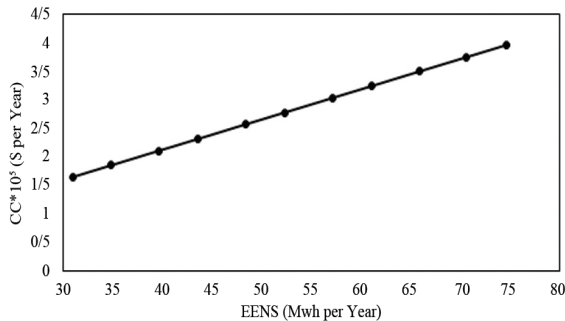
substation	λ	R	U	Probability
Without smart sensors	۰,۰۶۹۶	۱۵,۴۰۷۸	۱,۰۷۲۹	۰,۰۰۰۱۲۲
With smart sensors	۰,۰۴۷۲	۱۱,۸۷۶۲	۰,۵۶۰۷	۰,۰۰۰۰۶۴

از طرفی انرژی مصرفی در سال برای نقطه‌ی بار (MW) ۲۰ با ضرب کردن در داده‌های منحنی بار، برابر $E=10^5 * 9,690$ است. ستون Probability جدول (۸)، احتمال از دست رفتن پایانه را نشان می‌دهد. با ضرب احتمال از دست رفتن پایانه و انرژی مصرفی در سال، شاخص EENS به دست می‌آید. سپس هزینه‌ی که بابت عدم اطمینان تامین برق (جریمه) باید به مشتری داده شود، طبق مرجع [۱۸] برابر ۵۳۰۰ (\$ per MWh) فرض می‌شود. بنابراین طبق رابطه‌ی (۲۲)، هزینه‌ی مربوط به بخش تعمیر و خرابی به دست می‌آید. همچنین هزینه‌ی کلی مربوط به خرابی تجهیز مطابق با معادله‌ی (۲۴)، از مجموع هزینه‌های ردیف دوم جدول (۹) و ردیف آخر جدول (۷) به دست می‌آید. جدول (۹) به ترتیب انرژی تامین نشده سالانه و هزینه‌ی عدم تامین برق و هزینه‌ی کلی یک تجهیز برای دو حالت ۱- پست بدون سنسورهای هوشمند و ۲- پست مجهز به سنسورهای هوشمند را نشان می‌دهد.

حضور سنسورهای هوشمند باعث بهبود نرخ خرابی کلی می‌شود. کاهش و افزایش میزان حضور سنسورهای هوشمند باعث تغییرات نرخ خرابی تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند می‌شود.

افزایش حضور سنسورهای هوشمند تعداد خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند افزایش می‌یابد. سپس نرخ خرابی کلی تجهیز کاهش می‌یابد. با کاهش نرخ خرابی کلی تجهیز احتمال از دست رفتن پایانه نیز کاهش می‌یابد. در پایان میزان انرژی تأمین نشده سالانه نیز کاهش می‌یابد.

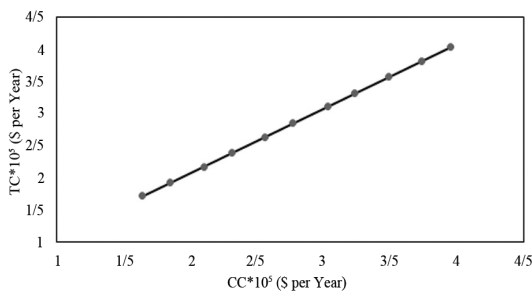
همچنین با تغییرات شاخص EENS، هزینه‌ی عدم تأمین برق تغییر می‌کند. با تغییر شاخص EENS از ۷۴,۶۱۳ تا ۳۱,۰۰۸، هزینه‌ی عدم تأمین برق بهبود می‌یابد. شکل (۱۱)، اثر تغییر شاخص EENS را بر روی هزینه‌ی عدم تأمین برق با فرض اینکه جریمه‌ی عدم اطمینان را برابر ۵۳۰۰ (\$ per Mwh) در نظر بگیریم، نشان می‌دهد.



شکل ۱۱: تأثیر تغییرات شاخص EENS بر روی هزینه‌ی عدم تأمین برق در حضور سنسورهای هوشمند

با توجه به شکل (۱۱)، هزینه‌ی عدم تأمین برق با شاخص EENS رابطه‌ی مستقیم دارد، به اینصورت که کاهش مقدار انرژی تأمین نشده سالانه باعث کاهش هزینه‌ی عدم تأمین برق که باید به مشتری داده شود، میشود.

هزینه‌ی کلی مربوط به تجهیز (TC) با تغییرات هزینه‌ی عدم تأمین برق تغییر میکند. شکل (۱۲)، اثر تغییرات هزینه‌ی عدم تأمین برق زمانی که هزینه‌ی نگهداری (CMaint) مطابق جدول (۷)، ۷۴۶۱,۱ (\$ per Year) فرض شود را بر روی هزینه‌ی کلی مربوط به تجهیز نشان می‌دهد.



شکل ۱۲: تأثیر تغییرات هزینه‌ی تعمیر و خرابی بر روی هزینه‌ی کلی مربوط به تجهیز در حضور سنسورهای هوشمند

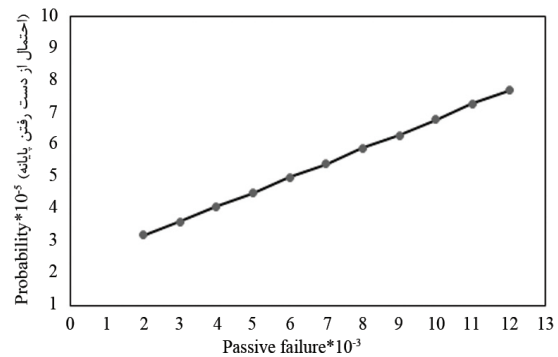
با توجه به شکل (۱۲)، با کاهش هزینه‌ی تعمیر و خرابی، هزینه‌ی کلی تجهیز کاهش می‌یابد. این در صورتی است که هزینه‌ی نگهداری (CMaint) را ثابت فرض می‌کنیم.

ردیف آخر جدول (۹) نشان می‌دهد که در پست مجهز به سنسورهای هوشمند هزینه‌ی کلی مربوط به تعمیر و خرابی و تعمیر و نگهداری، نسبت به پست بدون سنسورهای هوشمند کاهش یافته است. این

با آنالیز نرخ خرابی تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند از ۰,۰۱ تا ۰,۰۲ (یعنی زمانی که سنسور هوشمند خرابی‌ها را مقداری تشخیص می‌دهد تا زمانی که ماکزیمم خرابی‌ها توسط سنسورهای هوشمند شناسایی شوند)، نرخ خرابی کلی مربوط به تجهیز از ۰,۰۰۲ تا ۰,۰۱۲ تغییر می‌کند. با تغییرات نرخ خرابی کلی مربوط به تجهیز از ۰,۰۱۲ تا ۰,۰۰۲، احتمال از دست رفتن پایانه (Probability) نیز تغییر می‌کند. شکل (۹)، کاهش نرخ خرابی کلی تجهیز که در نتیجه‌ی اثر زیاد شدن خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند می‌باشد را بر روی احتمال از دست رفتن پایانه نشان می‌دهد.

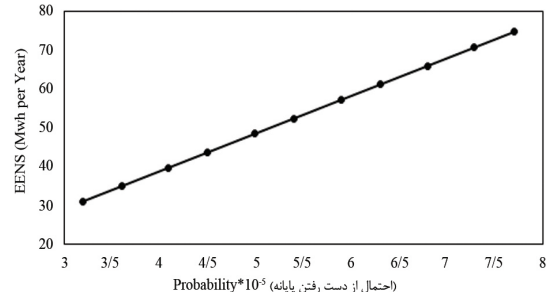
جدول ۹: پارامترها

	Without smart sensors	With smart sensors
EENS (MWh per Year)	۱۱۶,۲۸۱۲	۶۲,۰۱۶۶
CC (\$ per Year)	۶,۱۶۲۹*۱۰ ^۵	۳,۲۸۶۹*۱۰ ^۵
TC (\$ per Year)	۶,۲۳۷۵*۱۰ ^۵	۳,۳۶۱۵*۱۰ ^۵



شکل ۹: تأثیر تغییرات نرخ خرابی کلی تجهیز بر روی احتمال از دست رفتن پایانه با حضور سنسور هوشمند

با توجه به شکل (۹)، مشاهده می‌شود که با تغییر میزان خرابی‌های تشخیص داده شده توسط سنسورهای هوشمند و بهبود نرخ خرابی کلی تجهیز، احتمال از دست رفتن پایانه کاهش می‌یابد. از طرفی با تغییرات احتمال از دست رفتن پایانه، شاخص EENS نیز تغییر می‌کند. شکل (۱۰)، اثر تغییرات احتمال از دست رفتن پایانه بر روی شاخص انرژی تأمین نشده سالانه را نشان می‌دهد.



شکل ۱۰: تأثیر تغییرات احتمال از دست رفتن پایانه بر روی شاخص EENS در حضور سنسورهای هوشمند

با توجه به شکل (۱۰)، مشاهده می‌شود که شاخص EENS رابطه‌ی مستقیم با احتمال از دست رفتن پایانه دارد. به این صورت که با

area dynamics in power network through home power-outlet signal by GPS-internet based devices, In: Proceedings of IEEE/Power Engineering Society Transmission Distribution Conference Exhibition, Vol. 2, 2002, pp. 769-774.

- [8] Kamwa, I.; Grondin, R. PMU configuration for system dynamic performance measurement in large, multiarea power systems, IEEE Trans Power Syst 2002, 17, 385-394.
- [9] Rajesh U Nighot, Incorporating Substation and Switching Station Related Outages in Composite System Reliability Evaluation, M.S. Thesis, University of Saskatchewan, Saskatoon, 2003.
- [10] Eftekharijad, S.; Heydt, G.T.; Vittal, V. Implications of smart grid technology on transmission system reliability. In: Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES, Phoenix, AZ, March 2011, pp. 1-8.
- [11] Falahati, B.; Fu, Y.; Mousavi, M.J. Reliability modeling and evaluation of power systems with smart monitoring. IEEE Trans Smart Grid 2013, 4, 1087-1095.
- [12] B. Falahati and A. Kargarian, "Power system reliability enhancement considering smart monitoring," in Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE, 2015, pp. 1-5.
- [13] EskandariNasab, M.; Maleksaeedi, I.; Mohammadi, M.; Ghadimi, N. A new multiobjective allocator of capacitor banks and distributed generations using a new investigated differential evolution. Complexity, in press.
- [14] Bertling, L., Allan, R., and Eriksson, R.: "A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 1, pp 75-82, Feb. 2005.
- [15] P. Choonhapran, Application of high voltage circuit breakers and development of aging model. PhD thesis, University of Darmstadt, Department of Electrical and Computer Engineering, Darmstadt, Germany, 2007.
- [16] Endrenyi, J., Anders, G. J., and Leite da Silva, A. M.: "Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability- An application," IEEE Trans. Power Syst., vol. 13, no. 2, pp. 576-583, May 1998.
- [17] S. K. Abeygunawardane and P. Jirutitjaroen, "Application of probabilistic maintenance models for selecting optimal inspection rates considering reliability and cost tradeoff," IEEE Trans. Power Del., vol. 29, no. 1, pp. 178-186, Feb. 2014.
- [18] Zhong J, Li W, Wang C, Yu J, Xu R. Determining Optimal Inspection Intervals in Maintenance Considering Equipment Aging Failures. IEEE Transactions on Power Systems. 2017 Mar;32(2):1474-82.
- [19] T. J. Overbye and J. D. Weber, "Visualization of power system data," in Proc. 33rd Ann. Hawaii Int'l Conf. System Sciences, (HICSS-33), 2000.
- [20] Welte, T. M.: "Using state diagrams for modeling maintenance of deteriorating systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 1, pp. 58-66, Feb. 2009.
- [21] Abeygunawardane, S. K., and Jirutitjaroen, P.: "New state diagrams for probabilistic maintenance models," IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 4, pp. 2207-2213, Nov. 2011.
- [22] G. Bolch, S. Greiner, H. de Meer, K. Trivedi; Queueing Networks and Markov Chains, John Wiley & Sons, Inc. 1998.
- [23] Billinton, R., and Allan, R. N., Reliability Evaluation of Power Systems, 2nd ed. London, U.K.: Plenum, 1996.
- [24] Zaker I, Hajjabadi M E, Rajabi Mashhadi H. Analysis of the effect of unmanned operation of substations on the reliability indices of substation. ieiq. 2014; 3 (5) :38-45.
- [25] R. Billinton and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Engineering Systems Concepts and Techniques (second edition), Plenum Press, New York and London, 1992.
- [26] A. Janssen, D. Makareinis, and C. E. Solver, "International surveys on circuit-breaker reliability data for substation and system studies," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 29, no. 2, pp. 808-814, 2014.

بدین معناست که نصب سنسورهای هوشمند علاوه بر افزایش طول عمر تجهیز باعث بهبود هزینه‌های کلی می‌شود. از طرفی به دلیل تفاوت زیاد بین هزینه‌ی مربوط به پست هوشمند و پست فاقد سنسورهای هوشمند، می‌توان سرمایه‌گذاری بیشتری روی نصب سنسورهای هوشمند داشته باشیم. سرمایه‌گذاری روی بخش تعمیر و نگهداری را می‌توان افزایش داد که باعث افزایش هزینه‌های تعمیر و نگهداری می‌شود اما در برابر بهبود فراوان هزینه‌ی کلی، افزایش هزینه بخش تعمیر و نگهداری (CMaint) قابل چشم‌پوشی است.

۷- نتیجه‌گیری

مطالعه انجام شده بر روی بریکرهای پست رینگ انجام شده است. در این مقاله ابتدا نشان داده شده است که با نصب سنسورهای هوشمند بر روی بریکر، احتمال از دست رفتن پایانه در پست‌های مجهز به سنسورهای هوشمند، ۴۷٫۵۴٪ بهبود می‌یابد. در نهایت هزینه‌ی کلی مربوط به دو مدل: ۱- مدل تعمیر و نگهداری ۲- مدل تعمیر و خرابی، در پست‌های هوشمند ۲۸۸ هزار دلار کاهش می‌یابد.

پی‌نوشت‌ها

- 1 Circuit Breaker (CB)
- 2 Preventive Maintenance (PM)
- 3 Predictive Maintenance (PDM)
- 4 Down (Dn)
- 5 Transition rate
- 6 Inspection states
- 7 Minor and Major maintenance
- 8 Mean Time To Failure (MTTF)
- 9 Mean Time To Replacement (MTTRL)
- 10 Reliability Calculation Of Power System
- 11 Major Failure
- 12 Minor Failure
- 13 Predictive Maintenance (PDM)
- 14 EENS
- 15 Voll
- 16 Circuit breaker (CB)
- 17 Bus bar (BB)
- 18 Mean time to failure (MTTF)
- 19 Mean time to Replacement (MTTRL)

مراجع

- [1] J. Roger Bowman, D. Wahl, "Advanced Distributed Sensor Networks For Electric Utilities", San Diego, CA 92121, Science Application International Corporation, 2012.
- [2] R. Moghe, A. Iyer, F. C. Lambert, D. Divan, "A Robust Smart Sensor for Smart Substations", IEEE Power and Energy Society General Meeting, pages 1-8, July 2012.
- [3] «Reliability consideration from the integration of smart grid», NERC, December 2010, [Online]. Available: http://www.nerc.com/files/SGTF_Report_Final_posted.pdf.
- [4] Zhong, J.; Zheng, R.; Yang, W.; Wu, F. Construction of smart grid at information age [J]. Power Syst Technol 2009, 33, 12-18.
- [5] Chow, J.H.; Chakraborty, A.; Arcaç, M.; Bhargava, B.; Salazar, A. Synchronized phasor data based energy function analysis of dominant power transfer paths in large power systems, IEEE Trans Power Syst 2007, 22, 727-734.
- [6] Messina, A.R.; Vittal, V.; Ruiz-Vega, D.; Enriquez-Harper, G. Interpretation and visualization of wide-area PMU measurements using hilbert analysis, IEEE Trans Power Syst 2006, 21, 1763-1771.
- [7] Toyoda, J.; Kagaya, K.; Saitoh, H.; Sato, H. Monitoring of wide