



طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی
به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و
طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب جهت گزارش‌دهی
اطلاعات و شاخص‌های پایایی در بخش انتقال

مجری دانشگاهی: دکتر محمود فتوحی فیروزآباد

دانشگاه مجری: دانشگاه صنعتی شریف

انتشارات پژوهشگاه نیرو

۱۳۹۷

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های
اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب
جهت گزارش‌دهی اطلاعات و شاخص‌های پایایی در بخش انتقال

مجری دانشگاهی: دکتر محمود فتوحی فیروزآباد

دانشگاه مجری: دانشگاه صنعتی شریف

همکاران پروژه: معین معینی اقطاعی _ علی ارجمندی نژاد

نماینده مدیر طرح: جواد نظافت نمینی

واحد مجری: سند توسعه پایایی شبکه برق ایران

انتشارات پژوهشگاه نیرو

کد ثبت گزارش: NRI-ER-894-PPBPN04-1-00-F

DOI: 10.30503/nripress.2020.141

طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب جهت گزارش‌دهی اطلاعات و شاخص‌های پایایی در بخش انتقال / نماینده مدیر طرح: نظافت نمینی، جواد. ویراستار: عاطفه سهرابی کاشانی. کارفرما: پژوهشگاه نیرو، ۱۳۹۷.

۶۱ ص: مصور، نمودار، جدول

۱. معینی اقطاعی، معین _ ارجمندی نژاد، علی؛ همکار پروژه. ۲. دانشگاه صنعتی شریف.

۳. مجری دانشگاهی (محمود فتوحی فیروزآباد) / مدیر پروژه (نام مدیر پروژه در شرکت): نظافت نمینی،

جواد. ۴. مسلمی، نیکی؛ مدیر واحد مجری.



انتشارات پژوهشگاه نیرو

سند توسعه پایایی شبکه برق ایران

کلیه حقوق معنوی اثر متعلق به پدیدآورندگان، کلیه حقوق مادی متعلق به پژوهشگاه نیرو و نشر

مطالب در حدود متعارف، با ذکر منبع بلامانع است.

نشانی: تهران، شهرک غرب، انتهای بلوار شهید دادمان، پژوهشگاه نیرو، کد پستی: ۱۴۶۸۶۱۳۱۱۳

تلفن: ۹-۸۸۰۷۹۴۰۱

نمابر: ۸۸۰۷۸۲۹۶

وبگاه: www.nri.ac.ir

پست الکترونیک انتشارات: publications@nri.ac.ir

فرم تعهدنامه اصالت اثر

متعهد می‌شوم که مطالب مندرج در این گزارش حاصل کار پژوهشی همکارانی از دانشگاه صنعتی شریف به شرح زیر و مورد تأیید اینجانب جواد نظافت نمینی، نماینده مدیر طرح در پروژه طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب برای گزارش‌دهی اطلاعات و شاخص‌های پایایی در بخش انتقال است و دستاوردهای پژوهشی دیگران که در این پژوهش از آن‌ها استفاده شده است مطابق مقررات، مورد ارجاع قرار گرفته و در فهرست منابع ذکر گردیده است.

□ گزارش حاصل انجام همه مراحل پروژه است.

■ گزارش حاصل انجام ۱ مرحله از ۵ مرحله پروژه است.

همکاران:

۱. معین معینی اقطاعی

۲. علی ارجمندی‌نژاد

پیشگفتار

مطالعات پایایی ضرورت اساسی در مطالعات برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم قدرت دارد. انجام هرگونه مطالعه قابلیت اطمینان مستلزم وجود داده‌های کافی است. از آنجاکه تاکنون چارچوب واحد جامعی برای جمع‌آوری داده‌های لازم برای مطالعات پایایی تدوین نشده است، پروژه «طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب برای گزارش‌دهی اطلاعات و شاخص‌های پایایی در بخش انتقال» تحت قرارداد شماره ق.ه. ۹۷/۳۰۵/۴۵ بین پژوهشگاه نیرو به‌عنوان کارفرما و دانشگاه صنعتی شریف به‌عنوان مجری منعقد شده است. مراحل تعریف‌شده برای انجام این پروژه به شرح زیر است:

- ۱- فاز اول: مروری علمی بر مدل‌های موجود پایایی تجهیزات انتقال و نتایج ناشی از مطالعات مبتنی بر قابلیت اطمینان در کشورهای پیشرو؛
 - ۲- فاز دوم: تدوین چارچوب جامع گردآوری و ذخیره اطلاعات قابلیت اطمینان مرتبط با تجهیزات بخش انتقال؛
 - ۳- فاز سوم: بررسی زیرساخت موجود گردآوری و ذخیره اطلاعات تجهیزات بخش انتقال در ایران و شناسایی نکات قوت و ضعف آن؛
 - ۴- فاز چهارم: طراحی سیستم جامع اطلاعاتی در بخش انتقال برای مرتفع کردن نکات ضعف سیستم‌های اطلاعاتی موجود؛
 - ۵- فاز پنجم: طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب برای گزارش‌دهی شاخص‌های سیستمی پایایی در بخش انتقال.
- «این گزارش مربوط به مرحله ۱ از پروژه سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب برای گزارش‌دهی اطلاعات و شاخص‌های پایایی در بخش انتقال است که انجام آن، با مسئولیت سند توسعه پایایی شبکه برق ایران، به دانشگاه صنعتی شریف واگذار شده است و داوری آن بر عهده جناب آقای دکتر پیمان کریمی فرد بوده است.»

فهرست مطالب

صفحه	عنوان
پ	پیشگفتار
۲	پیشگفتار
۴	مقدمه
۵	۱-۱ مقدمه
۶	۲-۱ اهمیت موضوع
۷	۳-۱ ساختار گزارش
۸	فصل دوم: استانداردسازی تعاریف به کاررفته در بخش انتقال
۹	۱-۲ مقدمه
۱۰	۲-۲ تعاریف مرتبط در بخش انتقال
۱۵	۳-۲ جمع بندی
۱۶	فصل سوم: مروری علمی بر مدل هایی با قابلیت اطمینان در سیستم های قدرت
۱۷	۱-۳ مقدمه
۲۰	۲-۳ آنالیز درخت حادثه
۲۱	۳-۳ تحلیل درخت خطاها
۲۲	۱-۳-۳ ارزیابی کمی درخت خطاها
۲۳	۲-۳-۳ اهداف دنبال شده در روش بررسی درخت خطاها
۲۳	۴-۳ مدل مارکوف تجهیزات
۲۶	۱-۴-۳ منحنی نرخ خرابی تجهیزات
۲۷	۵-۳ ارزیابی پایایی سیستم انتقال به دو روش تحلیلی و شبیه سازی
۲۹	۱-۵-۳ فرمول بندی و ویژگی های شبیه سازی مونت کارلو
۳۱	۶-۳ جمع بندی
۳۲	فصل چهارم: شاخص های عملکردی استاندارد پایایی به منظور سنجش سطح پایایی در بخش انتقال
۳۳	۱-۴ مقدمه
۳۳	۲-۴ معرفی شاخص های عملکردی استاندارد
۳۳	۱-۲-۴ معرفی شاخص های عملکردی استاندارد IEEE 859
۳۶	۲-۲-۴ معرفی شاخص های عملکردی استاندارد NERC
۴۱	۳-۴ جمع بندی
۴۳	فصل پنجم: مروری بر تجربیات کشورهای پیشرو در به کارگیری مطالعات قابلیت اطمینان محور
۴۴	۱-۵ مقدمه
۴۴	۲-۵ بررسی روش های قابلیت اطمینان محور در مطالعات سیستم های قدرت

۴۸.....	۳-۵- آینده‌نگری در زمینه استفاده از روش‌های قابلیت اطمینان محور
۵۰.....	۴-۵- جمع‌بندی
۵۱.....	نتیجه‌گیری و جمع‌بندی
۵۲.....	نتیجه‌گیری
۵۴.....	مراجع

فهرست اشکال

صفحه	عنوان
۱۳	شکل ۱-۲: شبکه نمونه
۱۳	جدول ۱: انواع اجزا و زیرجزء‌های سیستم انتقال
۱۸	شکل ۱-۳: سطوح سلسله‌مراتبی [۴]
۲۰	شکل ۲-۳: درخت حادثه
۲۱	شکل ۳-۳: درخت خطاها برای پستی که از دو سمت تغذیه می‌شود
۲۲	شکل ۴-۳: شبکه نمونه
۲۲	شکل ۵-۳: درخت خطاهای مثال
۲۴	شکل ۶-۳: مدل دو حالت اجزا
۲۵	شکل ۷-۳: مدل جزء با یک رزرو
۲۵	شکل ۸-۳: در نظرگیری شرایط بد آب‌وهوایی
۲۷	شکل ۹-۳: منحنی وان شکل نرخ خرابی اجزا
۳۴	شکل ۴-۴: مثالی از وضعیت کارکردی یک جزء
۳۷	جدول ۲: معیارهای پایایی شبکه انتقال زیر ۲۰۰ کیلوولت
۳۹	جدول ۳: معیارهای پایایی شبکه انتقال ۲۰۰ کیلوولت و بالاتر
۴۵	جدول ۴: انواع رویکردهای قطعی و احتمالاتی ایالت‌های استرالیا
۴۸	شکل ۵-۵: مدیریت قابلیت اطمینان در شرکت‌های انتقال [۱۲]

مقدمه

۱-۱- مقدمه

رشد هم‌زمان صنایع و جمعیت موجب افزایش نیاز و وابستگی به انرژی الکتریکی شده است. از سویی، شبکه برق به علت گستردگی و تعداد تجهیزات فراوان همواره در معرض اختلال در صورت بروز خرابی در تجهیزات سیستم است. امروزه قطعی‌های ناشی از خرابی موجب خسارات اجتماعی و اقتصادی فراوان می‌شود. به همین دلیل شرکت‌های فعال در صنعت برق برای افزایش قابلیت اطمینان، استفاده از تجهیزاتی با خرابی کمتر و تجهیزات رزرو را در دستور کار قرار داده‌اند.

استفاده از معیارهای مبتنی بر قابلیت اطمینان برای مطالعات برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت، رویکردی متداول در پاسخ به نیاز مطرح‌شده دارد. از طرفی به دلیل محدودیت در بودجه، نمی‌توان بیش از حد معینی برای ارتقای قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت هزینه کرد. به همین دلیل نیاز است تا با مطالعات قابلیت اطمینان، تجهیزاتی که بیشترین تأثیر را در قابلیت اطمینان دارند و نیازمند رسیدگی بیشتر به منظور ارتقای قابلیت اطمینان سیستم هستند شناسایی شوند. برای اطمینان از صحت معیارهای قابلیت اطمینان شبکه‌های برق، اطلاعات مکفی و صحیح از شاخص‌های قابلیت اطمینان اجزای شبکه مورد نیاز است. از جمله این اطلاعات نرخ خرابی تجهیزات و نرخ تعمیر است. هرچند فرایند گردآوری اطلاعات صحیح به هزینه نیاز دارد، اما باید این نکته مدنظر قرار گیرد که هزینه‌های ناشی از استفاده از اطلاعات نادرست در درازمدت بیشتر است.

پیاده‌سازی تمامی رویکردهای وابسته به روش‌های تصمیم‌گیری کمی (از جمله کلیه روش‌های مبتنی بر قابلیت اطمینان مهندسی) نیازمند گردآوری طیف گسترده‌ای از اطلاعات پایه کمی مبتنی بر عملکرد تجهیزات است. گردآوری بلندمدت این اطلاعات برای سیستم پیچیده و بزرگی مانند سیستم انتقال که از تعداد بسیار زیادی تجهیزات تشکیل شده است، نیازمند استفاده از روش‌های نوین مدیریتی و نرم‌افزارهای کارآمد به منظور گردآوری، طبقه‌بندی، ذخیره‌سازی و صحت‌سنجی اطلاعات جمع‌آوری‌شده برای مدت طولانی است. با وجود این، در دسترس قرار گرفتن این اطلاعات متخصصان را قادر می‌سازد که با استفاده از روش‌های کمی بر بازدهی اقتصادی سرمایه‌گذاری‌های آتی سیستم بیفزایند و با توجه به منابع مالی موجود بهترین خدمات را به مشترکین ارائه نمایند.

۱-۲- اهمیت موضوع

با توجه به محدودیت منابع مالی شرکت‌های فعال در صنعت برق، برنامه‌ریزی بهینه منابع مالی به منظور ارتقای قابلیت اطمینان، در وهله اول نیازمند مدلی است که با استفاده از آن بتوان قابلیت اطمینان را کمی‌سازی کرد و در وهله دوم نیازمند صحت پارامترهای مدل است. صحت پارامترهای مدل تلاشی طولانی‌مدت برای جمع‌آوری، نگهداری و تحلیل داده‌های میدانی قابلیت اطمینان را می‌طلبد. بدین منظور ابتدا باید نیازمندی‌های اطلاعاتی سنجیده شود. در این مرحله، داده‌هایی که باید جمع‌آوری و نگهداری شود شناسایی می‌شود. در مرحله بعد، باید شیوه‌ای برای تحلیل این اطلاعات تدارک داده شود.

در میهن عزیزمان ایران اولین مطالعات جامع قابلیت اطمینان در سال ۱۳۸۴ از طرف شرکت زیمنس انجام گردید. محقق پروژه به‌عنوان ناظر پروژه انتخاب شد و در جریان جزئیات مراحل پروژه و رویکردهای مورد استفاده در آن قرار داشت. در پروژه زیمنس، تلاش بسیاری صورت گرفت تا اطلاعات مرتبط با حوادث، خاموشی‌ها و برنامه‌های تعمیر و نگهداری مرتبط با تجهیزات در سطح کشور استخراج گردد. با وجود تمامی این تلاش‌ها، اطلاعات مناسبی حاصل نشد و محاسبات شرکت زیمنس در برخی از موارد با استفاده از داده‌های نوعی^۱ صورت پذیرفت. در سال‌های اخیر اگرچه بانک‌های اطلاعاتی مناسب‌تر در شرکت‌های توزیع، برق منطقه‌ای و انتقال مورد استفاده قرار گرفته است، اما تجربیات محقق پروژه که از طیف وسیعی از پروژه‌های صنعتی به‌دست آمده بیانگر این حقیقت تلخ است که تأمین اطلاعات دقیق و کامل هنوز هم برای پروژه‌های مرتبط با روش‌های تصمیم‌گیری کمی و خصوصاً قابلیت اطمینان یک چالش اساسی به حساب می‌آید.

دستیابی به اهداف ذکرشده نیازمند اقدامات گام‌به‌گام است. در گام اول، باید مدل قابلیت اطمینان مورد مطالعه

قرار گیرد. این مطالعه خط‌مشی فازهای آتی پروژه‌ای است که نیازمندی‌های اطلاعاتی را مشخص می‌کند.

۱. Typical

۱-۳- ساختار گزارش

در ادامه و در فصل دوم استانداردسازی، تعاریف به‌کاررفته در بخش انتقال صورت گرفته است. هدف این فصل دسته‌بندی تجهیزات انتقال با در نظرگیری عملکرد، در معرض خطا بودن و نحوه ایزوله شدن آن‌هاست. در فصل سوم، مدل‌های پایه قابلیت اطمینان مورد بحث قرار گرفته است. در فصل چهارم، شاخص‌های عملکردی استاندارد قابلیت اطمینان در بخش انتقال معرفی شده است. در فصل پنجم، رویکرد کشورهای پیشرو برای برنامه‌ریزی و بهره‌برداری مرور می‌شود. در نهایت، در فصل ششم مطالب بیان شده جمع‌بندی می‌گردد.

فصل دوم:

استانداردسازی تعاریف به کاررفته در بخش انتقال

۲-۱- مقدمه

سیستم انتقال، که شامل مدارهای فشارقوی (بیش از ۱۰۰ کیلوولت [۱]) انتقال توان الکتریکی و تجهیزات حفاظتی مربوط به آن است، شامل تعداد زیادی تجهیزات فیزیکی است. عدم دسته‌بندی این تجهیزات عملاً تحلیل آن‌ها را بیش از حد دشوار می‌کند. زیرا ثبت و تحلیل این تعداد زیاد تجهیز اولاً زمان‌بر است، ثانیاً تفسیر وضعیت قابلیت اطمینان سیستم را دشوار می‌کند. به همین دلیل دسته‌بندی‌هایی صورت گرفته است. یکی از کلی‌ترین دسته‌بندی‌های انجام شده بر اساس سطح ولتاژ کارکرد سیستم انتقال است [۲]. مطابق این دسته‌بندی، سیستم‌های انتقال با ولتاژ بالای ۲۰۰ کیلوولت سیستم وسیع قدرت^۱ نامیده می‌شود. از ویژگی‌های این سیستم خطوط با مسافت طولانی و وجود تعداد خیلی کم (در صورت وجود) پست توزیع (با خروجی فیدرهای توزیع) است. سیستم‌های انتقال با ولتاژ کمتر از ۲۰۰ کیلوولت سیستم انتقال تغذیه بار^۲ نامیده می‌شوند. خطوط این قسمت از شبکه انتقال به نسبت کوتاه‌تر هستند و تعداد زیادی از پست‌های توزیع (پستی که خروجی آن فیدرهای توزیع است) را تغذیه می‌کند. مطابق تعریف منبع ذکر شده، در کشور عزیزمان ایران، دو سطح ولتاژ ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت سیستم وسیع قدرت و سطوح ولتاژ ۱۲۳ و ۶۳ کیلوولت سیستم انتقال تغذیه بار نامیده می‌شود. همان‌گونه که مشاهده می‌کنید تعریف سیستم انتقال تغذیه بار با آنچه پیش‌تر با عنوان فوق توزیع یا زیر انتقال می‌شناختیم هم‌خوانی دارد. همچنین نقاطی از سیستم به‌عنوان نقاط انتقال توان نامیده می‌شوند که در آنجا تبادل توان بین سطوح مختلف شبکه قدرت صورت بگیرد. برای مثال یک پست انتقال که تبادل توان بین تولید و انتقال در آن صورت می‌گیرد یک نقطه انتقال توان محسوب می‌شود. چهار نوع اصلی نقاط انتقال توان وجود دارد [۲]: نقاط انتقال توان تولیدی، نقاط انتقال توان توزیع، نقاط انتقال توان داخلی و نقاط انتقال توان مبادلات (Interconnection). نقاط انتقال توان تولیدی نقاطی هستند که سیستم انتقال از واحدهای تولیدی انرژی می‌گیرد. نقاط انتقال توان توزیع نقاطی‌اند که شبکه انتقال به شبکه توزیع انرژی می‌دهد. نقاط انتقال توان داخلی نقاطی هستند که توان را بین سطوح مختلف ولتاژ شبکه انتقال منتقل می‌کنند. نقاط انتقال توان مبادلات (Interconnection) نقاطی‌اند که تبادل توان بین دو مالک انتقال متفاوت صورت می‌گیرد.

۱. Bulk Power System

۲. Load Serving Transmission

این تقسیم‌بندی ابتدایی‌ترین تقسیم‌بندی صورت گرفته است. بررسی دقیق‌تر وضعیت پایایی اجزا و مدارهای سیستم‌های انتقال نیازمند تعاریف دقیق‌تر و جزئی‌تر است. در بخش‌های آتی تعاریف بیشتری ارائه می‌گردد.

۲-۲- تعاریف مرتبط در بخش انتقال

همان‌طور که گفته شد، یک سیستم انتقال از تعداد بسیاری تجهیزات فیزیکی از جمله خطوط، انواع کلیدها، ترانسفورماتورها، تجهیزات حفاظتی، باس‌ها، اندازه‌گیرها و ... تشکیل شده است. تحلیل پایایی یکایک این اجزا، سوای از وقت‌گیر بودن، اطلاعات یک‌پارچه‌ای که به‌وسیله آن بتوان به درکی از وضعیت پایایی نواحی مختلف شبکه انتقال دست یافت ارائه نمی‌دهد. برای مثال، اگر در گزارش‌ها و اسناد مربوط به قابلیت اطمینان، اطلاعات خرابی تک‌تک ترانس‌های اندازه‌گیری ولتاژ و جریان، فیلترهای روغن ترانسفورماتورها، مقره‌ها و ... گزارش شود، این اطلاعات در مطالعات قابلیت اطمینان محور کاربردی ندارند، مگر اینکه تجهیزات شبکه در گروه‌های بزرگ و کوچک دسته‌بندی شوند. به همین دلیل نیاز است که اطلاعات خروج و پایایی تجهیزاتی که از نظر عملکرد و در معرض خروج بودن در وضعیت یکسانی قرار دارند با هم ارائه شود. بنابراین تجهیزات در گروه‌هایی به نام‌های زیرجزء، جزء، واحد، زیرواحد و پایانه خوشه‌بندی می‌شوند.

جزء^۱: ابزاری که وظیفه عملکردی مشخصی انجام می‌دهد و نیاز است تا ثابت و تحلیل داده‌های خروج^۲ آن مورد ارزیابی قرار گیرد [۳]. بخش خط^۳، ترانسفورماتورها، مبدل‌های جریان مستقیم به متناوب (و برعکس)، خازن‌ها، راکتورها، مدارشکن‌ها و سیستم‌های حفاظت مثال‌هایی از اجزا هستند.

بنابراین پیش از اختصاص واژه جزء به گروهی از تجهیزات باید به این سؤالات پاسخ داد که آیا تمام این تجهیزات وظیفه عملکردی مشخصی (مانند قطع کردن در صورت لزوم یا تأمین توان راکتیو) انجام می‌دهند؟ در مواردی پیش می‌آید که چند تجهیز در این تعریف صدق نمی‌کند. در این صورت اگر این تجهیزات از نظر نرخ خرابی یا در معرض خروج بودن در وضعیت یکسانی باشند، می‌توان آن‌ها را زیرجزء که در ادامه تعریف می‌شود، تعریف کرد.

۱. Component

۲. Outage

۳. Line Section

زیرجزء^۱: بخشی از یک تجهیز که در ارزیابی نرخ خروج تجهیز یا خرابی آن و نیز علل آن‌ها کاربرد دارد [۳].
از جمله مثال‌های زیرجزء قطعه خط^۲ است که به قسمتی از یک خط گفته می‌شود که ساختار خاصی دارد یا در معرض نوع خاصی از خرابی قرار دارد. بنابراین به‌عنوان نهاد منفردی به‌منظور گزارش و تحلیل خرابی برشمرده می‌شود [۳].

واحد^۳: گروهی از اجزا هستند که از نظر عملکردی به هم مرتبطند و به‌عنوان نهادی واحد به‌منظور ثبت و تحلیل داده‌های وقوع خروج برشمرده می‌شود. واحد می‌تواند به روش‌های گوناگون تعریف شود. به‌عنوان مثال، گروهی از اجزا که یک نهاد عملکردی واحد تشکیل می‌دهند و با یک «قطع‌کننده خطای اتوماتیک» مرزبندی شده‌اند را می‌توان یک واحد نامید. زیرا در صورت وقوع خطا در یکی از این اجزا، تمام اجزا با هم از شبکه ایزوله می‌شوند [۳].

زیرواحد^۴: گروهی از اجزا که درون یک واحد هستند و از نظر توانایی یا طراحی قابلیت ایزوله شدن اتوماتیک در هنگام خطا را ندارند. برای مثال می‌توان خطوطی را نام برد که به‌وسیله کلیدهای دستی مرزبندی شده‌اند [۲]. در صورت بروز خطا، این خطوط همراه با واحدی که به آن تعلق دارند از شبکه خارج می‌شوند. اما می‌توان پیش از وارد کردن تمام اجزای واحد اصلی، با استفاده از کلیدهای دستی این زیرواحد را به شبکه بازگرداند.

پایانه^۵: یک تجهیز عملکردی (پست، ایستگاه تولید یا مرکز بار) که شامل اجزائی مثل بخش‌کننده باس، قطع‌کن و سیستم‌های حفاظتی است و واحدهای انتقال در آنجا پایان می‌یابد [۳].

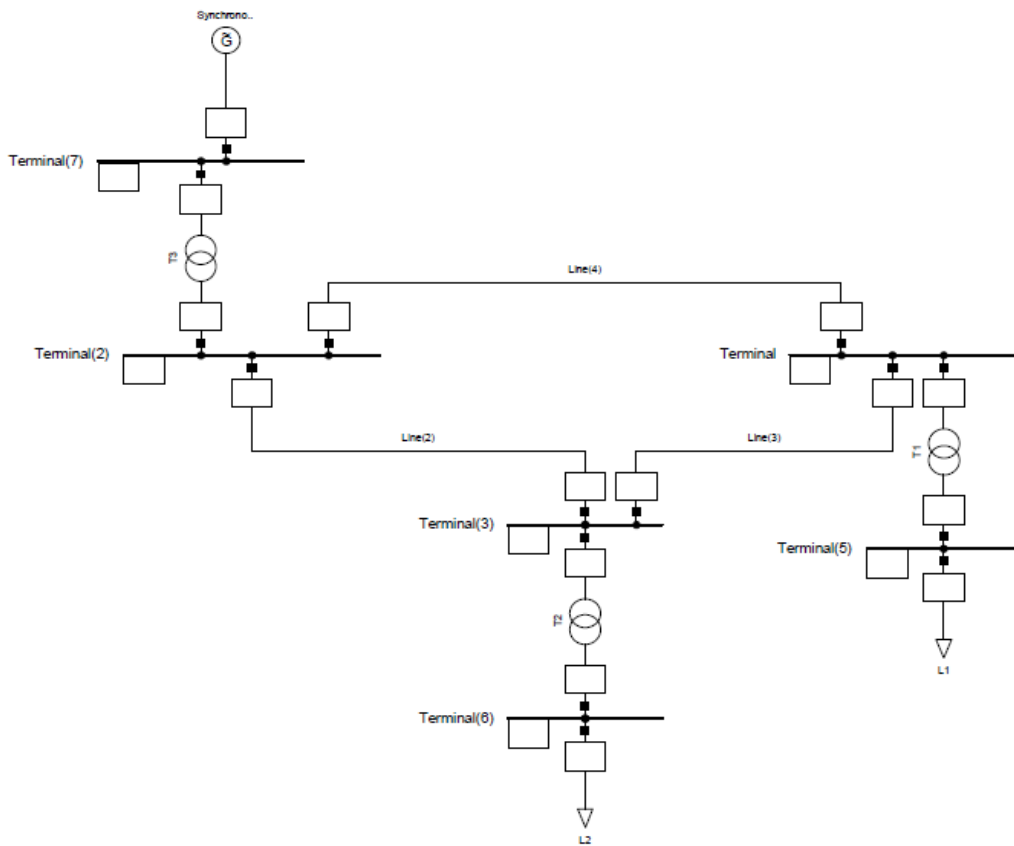
واضح است که در تقسیم‌بندی ذکرشده نه‌تنها ساختار تجهیزات و ارتباط عملکردی آن‌ها در تخصیص مفاهیم جزء، زیرجزء و ... به آن‌ها مرتبط است، بلکه ارتباط آن‌ها از نظر در معرض خروج بودن و ایزوله شدن نیز نقشی تعیین‌کننده دارد. بنابراین، نحوه چینش ساختار شبکه از سوی برنامه‌ریزان شبکه در این تقسیم‌بندی مؤثر است. برای مثال اگر یک رل دیستانس به یکی از خطوط شبکه اضافه شود، آن خط در این طبقه‌بندی یک واحد به‌شمار می‌رود.

۱. Sub component
۲. Line segment
۳. Unit
۴. Sub unit
۵. Terminal

برای مثال شبکه نمونه در شکل ۲-۱ را در نظر بگیرید. هر کدام از باس‌ها یک پایانه‌اند؛ زیرا تبادل توان با تولید یا بار یا سطح دیگری از ولتاژ در آن صورت می‌گیرد. به‌عنوان مثالی از واحد، خط (4) Line را در نظر بگیرید. از آنجا که این خط وظیفه عملکردی مشخصی را انجام می‌دهد، جزء هم محسوب می‌شود. فرض کنید که (4) Line از سه تکه 1_4 ، 2_4 و 3_4 تشکیل شده باشد و این سه تکه از نظر ساختار فیزیکی متفاوت باشند، در این صورت هر تکه یک زیرجزء محسوب می‌شود. چنانچه بین تکه 1_4 و 2_4 یک کلید بخش‌کننده دستی باشد، در این صورت تکه 1_4 یک زیرواحد و تکه‌های 2_4 و 3_4 با هم یک زیرواحد دیگر محسوب می‌شوند.

به‌عنوان مثالی دیگر، ترانسفورماتور T3 یک جزء محسوب می‌شود، اما هر سیم‌پیچ آن و قطعاتی نظیر تغییردهنده تپ ترانسفورماتور یک زیرجزء محسوب می‌شوند.

این طبقه‌بندی همیشه به‌آسانی صورت نمی‌گیرد. برای مثال، چنانچه برای آرایش‌های مختلف یک پست تعاریف مربوط به واحد و زیرواحد، ممکن است به تجربه و درک عمیق از عملکرد حفاظتی کلیدهای پست و نحوه ایزولاسیون خودکار و دستی نیاز باشد.



شکل ۲-۱: شبکه نمونه

انجمن شبکه‌های انتقال اروپا (ENTSOE) لیستی از اجزا و زیرجزء‌های شبکه انتقال (شامل خطوط و پست‌ها)

منتشر کرده است [۱۶].

جدول ۱: انواع اجزا و زیرجزء‌های سیستم انتقال

جزء	زیرجزء‌ها
برق‌گیر ^۱ و شکاف جرقه ^۲	پایه ^۳ ، حسگر، مقره، شمارنده و سازه پشتیبان ^۴

۱. Surge arrester
۲. Spark gaps
۳. Foundation
۴. Support structure

مدار شکن ^۱	تجهیزات جداکننده ^۲ ، پایه، مقره، تجهیزات کنترلی در مدار شکن، مکانیزم عملکرد ^۳ و سازه پشتیبان
جداکننده ^۴ و زمین‌کننده	تیغه‌های جداکننده، عایق پایه‌ها ^۵ ، تجهیزات کنترلی در جداکننده، مکانیزم عملکرد و سازه پشتیبان
تجهیزات کمکی معمول	تغذیه محلی ^۶ ، سیستم هوای فشرده ^۷ ، ساختمان، فنس، یکسوساز جریان مستقیم، سیستم جریان مستقیم، واحد دیزل، سایر تجهیزاتی که تجهیزات ولتاژ بالا نیستند و درون اجزای معرفی شده در این جدول نیستند.
تجهیزات کنترلی	سیستم هشدار، خودکارها (مثل PMU، اینترلاک و کنترل ولتاژ)، کنترل از راه دور (اسکادا)، کابل‌های کنترلی، قفسه تأسیسات، کنترل محلی، حفاظت شبکه، کابل نوری، سیستم مخابرات داده، سیستم بازوصل (reclosing)
کابل‌های قدرت	حسگرها، کابل، کابل، جعبه کابل و مفصل، بانک انبساط روغن، پایانه انتهایی ^۸
ترانسفورماتور قدرت	پایه‌ها، بوشینگ، حسگرها، سیستم خنک‌کنندگی، هسته، سیم‌پیچ‌ها، تغییردهنده تپ و تجهیزات کنترلی آن و تانک
خط هوایی	فونداسیون، مقره، هادی‌ها (فاز و گارد)، مفصل، برج، جرقه‌گیر ^۹ ، میراساز نوسانات (مکانیکی)، سیم مهار

۱. Circuit breakers
۲. Breaking elements
۳. Operating mechanism
۴. Disconnecter
۵. Foundations isolators
۶. Local power
۷. Compressed-air system
۸. End termination
۹. Arcing horn

فونداسیون، مقره‌ها، هسته، سیم‌پیچ، سازه پشتیبان	ترانسفرم ابزار دقیق ^۱
فونداسیون، بوشینگ، حسگر، سیستم خنک‌کنندگی، سیم‌پیچ، تغییردهندهٔ تپ، سیم‌پیچ، ترانسفرم ابزار دقیق (اگر درون محفظهٔ راکتور باشد)، تانک	راکتور
تجهیزات تحریک، ماشین، تجهیزات کمکی، تجهیزات کنترلی جمع‌شده، تجهیزات شروع	جبران گر سنکرون
فونداسیون، میله، سازه پشتیبان	باس بار
خازن، مقاومت، سلف (برای فیلتر)، فاصلهٔ جرقه، برق‌گیر، ترانسفرم ابزار دقیق (اگر با خازن جمع‌شده باشد)	خازن سری
خازن، مقاومت، سلف (برای فیلتر)، برق‌گیر (اگر با خازن موازی، باتری و فیلتر جمع‌شده باشد)، ترانسفرم ابزار دقیق (اگر با خازن جمع‌شده باشد)	خازن موازی، باتری‌ها و فیلترها
تجهیزات کمکی، تجهیزات خنک‌کنندگی، خازن، سلف، دریچه‌ها (قطعات نیمه‌هادی مثل IGBT)، تجهیزات کنترلی جمع‌شده	Statcom و SVC
فونداسیون‌ها، اتصالات بین اجزای پست، بوشینگ‌ها (اگر درون اجزای دیگر جمع‌شده باشند) و ...	سایر تجهیزات فشارقوی در پست

۲-۳- جمع‌بندی

در این بخش ضمن تأکید این موضوع که یک شبکهٔ انتقال از تعداد بسیاری از تجهیزات فیزیکی ساخته شده است و تحلیل تک‌تک آن‌ها به صورت مجزا نه تنها سودمند نیست، بلکه زمان‌بر نیز هست، به دسته‌بندی این تجهیزات پرداخته شد. ابتدایی‌ترین دسته‌بندی صورت‌گرفته بر اساس سطح ولتاژی از شبکهٔ انتقال است که تجهیز به آن تعلق دارد. اما نیاز به بررسی دقیق‌تر، ما را بر آن داشت که مفاهیم جزء، زیرجزء، پایانه، واحد و زیرواحد را معرفی کنیم. این تقسیم‌بندی بر اساس وابستگی عملکرد تجهیزات، در معرض خطا بودن و ایزوله شدن از خطا صورت می‌گیرد.

۱. Instrument transformer

فصل سوم:

مروری علمی بر مدل‌های قابلیت اطمینان در

سیستم‌های قدرت

۳-۱- مقدمه

مطالعات پایایی در دو حوزه کفایت و امنیت برای برنامه ریزی و بهره برداری سیستم های قدرت مورد توجه است. کفایت به معنی وجود ظرفیت کافی برای تأمین بار است و امنیت به معنی توانایی جبران یک اغتشاش و ناگواری است [۴]. سیستم انتقال وظیفه انتقال مقادیر قابل توجه توان الکتریکی از نیروگاه ها به شبکه های توزیع را دارد. واضح است که در صورت خلل در این سیستم بزرگ، این انتقال توان صورت نمی گیرد و بارها تأمین نمی شوند. به همین دلیل مطالعات قابلیت اطمینان سیستم قدرت متشکل از سیستم تولید و انتقال از اهمیت برخوردار است. در مطالعات پایایی سیستم قدرت، سه سطح HL I، HL II و HL III مطرح است که از نظر جزئیات مورد بررسی متفاوت هستند. در این ساختار، در HL I با در نظر گرفتن تولید و بار یک سیستم به صورت تجمیع شده، توانایی سیستم تولید در تأمین بار شبکه ارزیابی می شود. یکی از روش های مرسوم در مطالعات HL I استفاده از جدول COPT است. در روش جدول COPT با استفاده از مقدار احتمال از دست رفتن واحدهای تولیدی، احتمال میزان ظرفیت در دسترس محاسبه می شود. سپس تابع توزیع تجمعی میزان ظرفیت در دسترس ساخته می شود. در مرحله آتی، مقدار تابع توزیع تجمعی به ازای میزانی از ظرفیت در دسترس را که از بار کمتر است، به عنوان احتمال عدم تأمین کامل بار در نظر می گیریم. همچنین با ضرب اختلاف بار و میزان ظرفیت در دسترس در احتمال در دسترس بودن هر ظرفیت، انرژی تأمین نشده موردانتظاری به دست می آید. در HL II، توانایی سیستم مرکب (تولید و انتقال) در تحویل انرژی الکتریکی به مراکز اصلی بار مورد مطالعه قرار می گیرد. سطح سوم شامل کل سیستم قدرت از جمله سیستم توزیع انرژی الکتریکی می شود و توانایی سیستم در تأمین انرژی مورد تقاضای تمامی مصرف کنندگان مورد بررسی قرار می گیرد. البته باید توجه داشت که در عمل با توجه به ابعاد گسترده سیستم، مطالعات HL III به صورت مذکور در عمل انجام نمی پذیرد. بر این اساس، به منظور ارزیابی توانایی سیستم توزیع انرژی الکتریکی، معمولاً سیستم توزیع به صورت جداگانه مورد ارزیابی قرار می گیرد و از نتایج حاصل از مطالعات سطح دوم، به عنوان ورودی این ارزیابی استفاده می شود. انجام مطالعات HL II به اطلاعات یقینی از جمله امیدانس خطوط و ظرفیت بارگذاری و اطلاعات احتمالاتی مثل نرخ خرابی خطوط و نرخ تعمیر آنها نیازمند است [۴]. در ادامه مدل های

ارزیابی قابلیت اطمینان و مدل وضعیت تجهیزات سیستم از نظر خرابی و سالم بودن مورد بحث قرار می گیرند. سپس انواع روش های ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم های توزیع شامل دو گروه روش های تحلیلی شبیه سازی مونت-کارلو معرفی می شوند. همچنین در ارتباط با انواع مدل سازی پخش بار در محاسبات قابلیت اطمینان سیستم های انتقال صحبت می شود.



شکل ۳-۱: سطوح سلسله مراتبی [۴]

عموماً معیارهایی که کارکرد مستمر سیستم های مهندسی را هدف مطالعه قرار می دهند به سه دسته قابل تقسیم اند: پایایی^۱، دسترس پذیری^۲ و ریسک^۳.

پایایی، مطابق رابطه (۱-۳) به معنای احتمال اجرای یک عملکرد مورد نیاز در شرایط و بازه زمانی مشخص است [۵]. با توجه به تعریف ارائه شده، پایایی در واقع نشان دهنده توانایی یک سیستم در عملکرد پیوسته و بدون وقفه تا اتمام وظیفه محول شده به آن است.

۱. Reliability

۲. Availability

۳. Risk

$$R(t) = P[E \text{ did not fail in time interval } [0, t]] \quad (1-3)$$

در فرمول (1-3)، E به معنی عملیات محول شده به سیستم و بازه $[0, t]$ بازه انجام مأموریت است. به عبارتی این تعریف شامل سه جزء/احتمال، عملکرد موردانتظار و بازه زمانی است که در واقع، اولین شاخص کفایت سیستم می باشد. برخلاف این بخش که آمیخته با نظریه احتمال است، سایر اجزای این تعریف پارامترهای مهندسی محسوب می شوند و عموماً با توجه به شناخت و انتظارات کارشناسان سیستم تعریف می شوند.

همان طور که مشاهده می شود، این معیار برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم هایی که به صورت مأموریت محور عمل می کنند، مناسب است. اما استفاده از این معیار برای سیستم هایی که به صورت پیوسته در حال عملکردند، نامناسب است. برای این گونه سیستم ها مفهوم دسترس پذیری متداول تر است.

احتمال کارکرد یک سیستم مشخص در زمان مشخص دسترس پذیری نامیده می شود [5]. برخلاف پایایی که عملکرد سیستم در کل بازه $[0, t]$ مهم است، در دسترس پذیری فقط این موضوع مهم است که آیا سیستم در زمان t کارکرد دارد یا نه. به عبارت دیگر، دسترس پذیری به صورت احتمال قرار داشتن یک تجهیز/ سیستم در وضعیت سالم و قابل بهره برداری در زمانی در آینده، تعریف می شود.

$$A(t) = P[E \text{ did not fail in time } t] \quad (2-3)$$

در فرمول فوق، E به معنی عملیات محول شده به سیستم و t زمانی است که دسترس پذیری را در آن بررسی می کنیم. در بسیاری از موارد اندیس t حذف می شود و احتمال کارکرد (در هر زمانی) معیار مورد بررسی می گردد. برخلاف دو مفهوم پایایی و دسترس پذیری، مفهوم ریسک با عواقب حادثه در ارتباط تنگاتنگی است. ریسک ترکیبی از احتمال وقوع حادثه و عواقب منفی آن بیان می شود. لذا، ریسک می تواند به صورت زیر فرمول بندی شود [5]:

$$Risk = C \times P \quad (3-3)$$

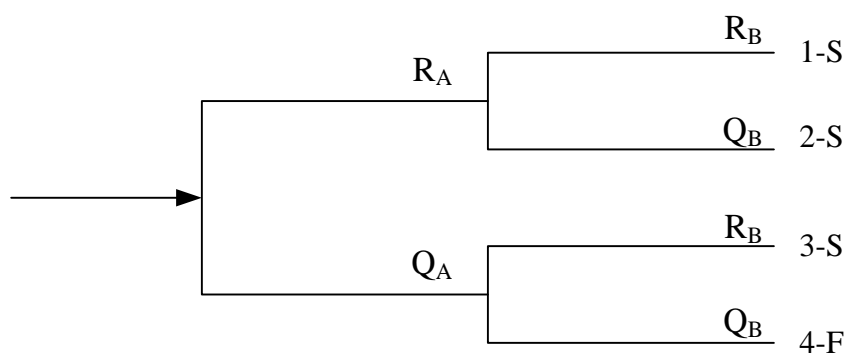
که در فرمول بالا، C به معنی عواقب منفی حادثه مانند خسارت مالی و P احتمال رخداد است.

در عمل، تمایل استفاده از شاخص ریسک برای تصمیم گیری بیشتر است. برای مثال، فرض کنید ۳۰ مگاوات قطعی در سناریویی به احتمال ۰/۱ درصد اتفاق می افتد. چنانچه هزینه هر مگاوات قطعی ۱۰۰۰ دلار باشد، ریسک ناشی از این سناریو ۳۰۰۰ دلار است. حال اگر تصمیم A موجب رفع قطعی این سناریو شود، مقایسه هزینه انجام تصمیم A با ۳۰۰۰ دلار برای تعیین اتخاذ یا عدم اتخاذ این تصمیم نقش کلیدی دارد.

۳-۲- آنالیز درخت حادثه^۱

سیستم قدرت یک سیستم بزرگ و پیچیده است. کارکرد این سیستم را نمی توان به صورت رابطه منطقی بین اجزای آن بیان کرد. به همین دلیل از روش های پیچیده تر که برای تحلیل سیستم در حالت کلی کاربرد دارند باید استفاده کرد. از جمله این روش ها، درخت حادثه است [۶] که نام گذاری آن به همین دلیل است (به صورت درختواره، شکل ۳-۲). در این روش با ریز شدن در حالات مختلف اجزای سیستم (وقایع اصلی) و تحلیل عملکرد یا عدم عملکرد سیستم در این حالت می توان احتمال کارکرد یا عدم کارکرد سیستم را به دست آورد. اساس این روش تئوری احتمال شرطی است.

تفسیر نتایج حاصل از بررسی درخت حادثه

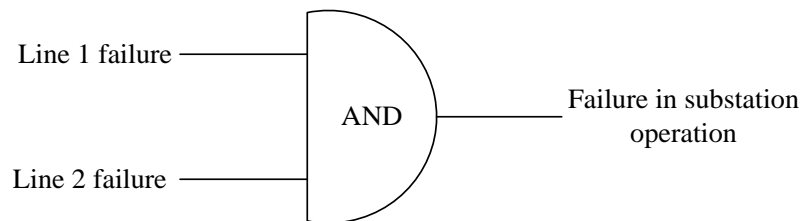


شکل ۳-۲: درخت حادثه

۱. Event tree

۳-۳- تحلیل درخت خطاها^۱

در این روش کارکرد کلی سیستم به صورت شماتیکی منطقی از کارکرد یا خطای المان های آن سیستم بیان می شود. رابطه منطقی بین اجزا می تواند به صورت «و»، «یا»، «یا مانع جمع» و ... بیان شود. با استفاده از این شماتیک و رابطه منطقی حاصله می توان احتمال کارکرد را به دست آورد. این روش به طور مکرر به عنوان یک شیوه کیفی برای کمک به طراحان، برنامه ریزان و بهره برداران استفاده می شود تا درک صحیحی از نحوه خرابی اجزای یک سیستم و اقدامات اصلاحی مورد نیاز برای غلبه بر علت خرابی داشته باشند [۶]. به عنوان مثال پستی را در نظر بگیرید که از سمت دو خط انتقال تغذیه می شود. می توان درخت خطاهای وقفه عملکرد پست را به شکل ۳-۳ نمایش داد.



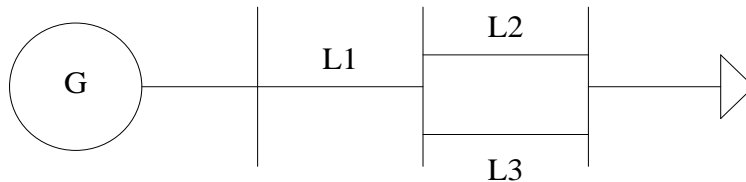
شکل ۳-۳: درخت خطاها برای پستی که از دو سمت تغذیه می شود.

مراحل فرایند بررسی درخت خطا مختصراً در موارد زیر بیان می شود [۵]:

۱. مشخص کردن اهداف مورد نظر در به کارگیری از روش بررسی درخت خطا؛
۲. تعریف وقایع اصلی درخت خطا (حوادث نامطلوب)؛
۳. تعریف هدف، دقت و قوانین پایه درخت خطا؛
۴. تشکیل درخت خطا؛
۵. ارزیابی کیفی درخت خطا؛
۶. استخراج داده های خرابی احتمالاتی از سیستم اطلاعاتی و ارتباط این اطلاعات با حوادث پایه درخت؛
۷. ارزیابی کمی درخت خطا.

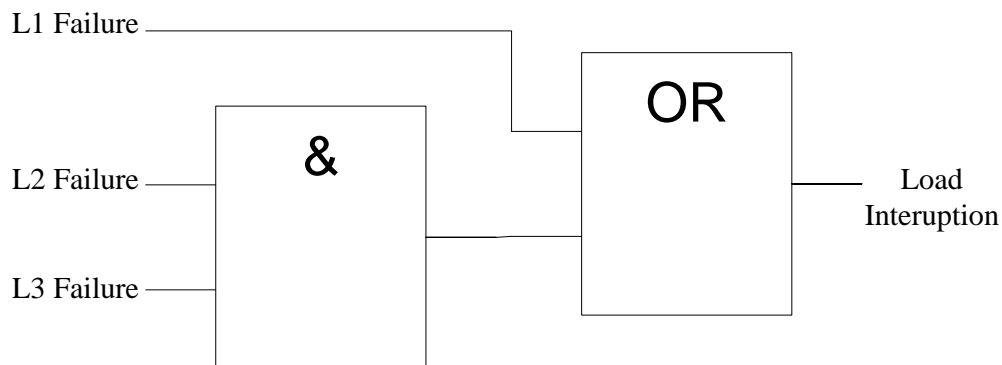
۱. Fault tree

مثال: به عنوان نمونه از تحلیل درخت خطاها، شبکه انتقال شکل را در نظر بگیرید که تولید را به بار متصل می کند.



شکل ۳-۴: شبکه نمونه

در این صورت درخت خطاها به شکل زیر است:



شکل ۳-۵: درخت خطاهای مثال

۳-۳-۱- ارزیابی کمی درخت خطاها

در گام های معرفی شده به منظور پیاده سازی روش درخت خطاها، پس از تشکیل درخت و ارزیابی کیفی آن، استخراج اطلاعات خرابی و ارزیابی کمی درخت خطا صورت می گیرد. بر این اساس با مشخص بودن احتمال وقوع هر یک از وقایع پایه، می توان با توجه به ساختار درخت و روابط منطقی استفاده شده، احتمال وقوع هر یک از وقایع اصلی را از مسیرهای مختلف موجود در درخت محاسبه کرد. برای مثال در شکل ۳-۳ با در نظر گرفتن احتمال خرابی

احتمال وقفه پست طبق فرمول در رابطه (۳-۴)، با هریک از خطوط تغذیه کننده پست به صورت P_1 و P_2 محاسبه می شود.

$$P_{\text{failure}} = P_1 \times P_2 \quad (۳-۴)$$

به عنوان مثالی دیگر احتمال قطع بار شکل ۳-۴ با رابطه زیر محاسبه می شود.

$$P_{\text{Load_Interruption}} = (P_{L2_failure} \times P_{L3_failure}) + P_{L1_failure} - P_{L1_failure} \times (P_{L2_failure} \times P_{L3_failure}) \quad (۳-۵)$$

۳-۳-۲- اهداف دنبال شده در روش بررسی درخت خطاها

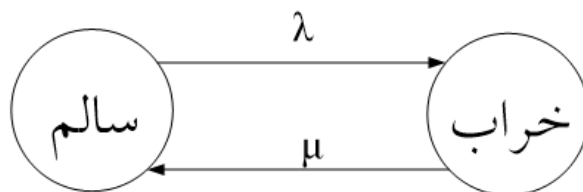
در مطالعات متعدد صورت گرفته با توجه به نوع آن، اهداف گوناگونی از به کارگیری روش درخت خطا دنبال می شود. به طور کلی، این اهداف را می توان به صورت زیر دسته بندی کرد [۵]:

۱. ارزیابی احتمال خرابی سیستم؛
 ۲. مقایسه طرح های مختلف طراحی؛
 ۳. شناسایی اجزای مهم سیستم از نظر پایایی؛
 ۴. شناسایی اجزای مهم سیستم از دیدگاه اولویت در انجام تعمیرات؛
 ۵. بهبود مستندات سیستم و کسب دانش در مورد رفتار سیستم.
- این اهداف از یکدیگر مستقل نیستند. برای مثال شناسایی اجزای مهم سیستم از نظر پایایی برای شناسایی اجزای مهم سیستم از دیدگاه اولویت در انجام تعمیرات نقش کلیدی دارد.

۳-۴- مدل مارکوف تجهیزات

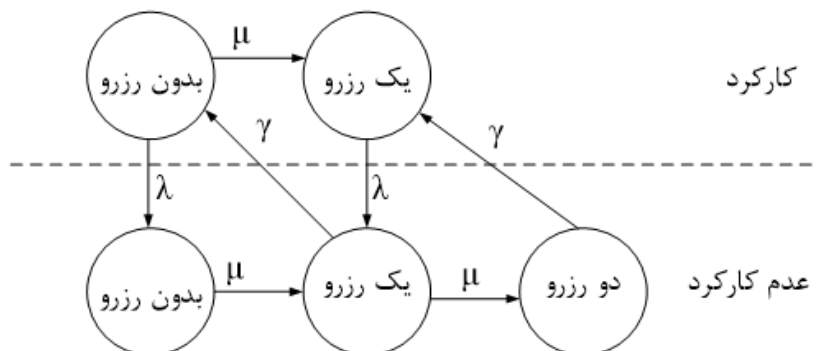
از جمله رایج ترین مدل های بررسی پایایی سیستم ها، مدل مارکوف است. برای سیستم هایی که در طول زمان تغییر نمی کنند و حالت بعدی سیستم فقط به حالت کنونی آن بستگی دارد و مستقل از حالت های پیشین سیستم است،

می توان از مدل مارکوف برای تحلیل قابلیت اطمینان سیستم استفاده کرد. در این مدل انتقال از یک حالت مشخص به حالت مشخص دیگر با نرخ ثابت به نام نرخ جابه جایی^۱ صورت می گیرد [۶]. در ساده ترین مدل یک تجهیز بخش انتقال، دو حالت سالم و خراب را می توانیم مصور باشیم. مطابق شکل ۳-۶ تجهیز با نرخ خرابی (λ) و نرخ تعمیر (μ) تغییر حالت می دهند [۷]. برای توضیح بیشتر این نرخ ها تصور کنید λ یک جزء خاص برابر $0.001 \frac{f}{year}$ باشد، در این صورت انتظار داریم از ۱۰۰۰۰۰ جزء این نوع ۱۰۰ جزء در سال خراب شوند.



شکل ۳-۶: مدل دو حالتی اجزا

در عمل برای بسیاری از تجهیزات که کارکرد آن ها نقش اساسی تر در سیستم انتقال دارند، رزروهایی وجود دارد. تجهیزات رزرو به تجهیزاتی گفته می شود که در حالت عادی کارکردی ندارند و وقتی تجهیز اصلی خراب می شود جانشین آن می شود. وجود رزرو باعث می شود که زمان تعمیر به زمان نصب رزرو کاهش یابد [۷]. در نتیجه موجب کاهش تداوم وقفه می شود. برای مثال اگر برای یک جزء خاص یک رزرو وجود داشته باشد، مدل مارکوف آن به شکل ۳-۷ است. در این شکل γ نرخ وارد شدن رزرو است.

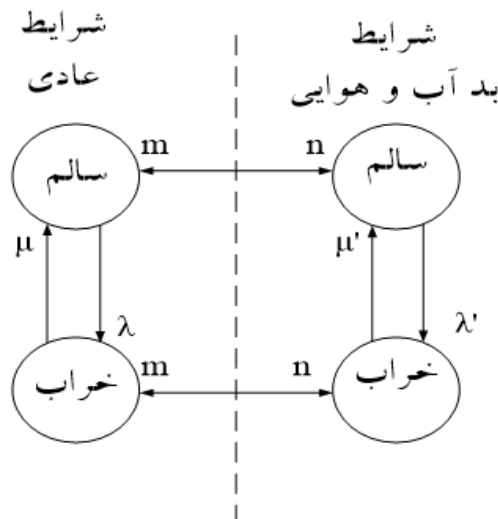


۱. Transition rate

شکل ۳-۷: مدل جزء با یک رزرو

مواردی مانند شرایط بد آب و هوایی می تواند در نرخ خرابی و تعمیر تأثیرگذار باشد. با این حساب باید به جای دو

حالت خراب و سالم شکل ۳-۶ مدل چهارحالتی شکل ۳-۸ استفاده شود [۸].



شکل ۳-۸: در نظرگیری شرایط بد آب و هوایی

برای مقاردهی نرخ های جابه جایی یک تجهیز نوع خاص باید در مدت طولانی داده های خرابی و تعمیر و تعویض رزرو برای تعداد بسیاری از تجهیزات آن نوع خاص جمع آوری و تحلیل آماری شود. برای مقاردهی نرخ خرابی، علاوه بر نوع آن جزء، باید علل خرابی و میزان در معرض خرابی بودن آن جزء هم در نظر گرفته شود. برای مثال در منبع [۹] با دسته بندی علل خرابی، خط انتقال به سه گروه مرتبط با خط و مرتبط به پایانه و ناشناخته اقدام به ارائه رابطه ای برای مقاردهی نرخ خرابی کرده است:

$$\lambda = \frac{\lambda_{100-Miles-Line}}{100} * Length_{Line} + (No. \text{ of } Terminals) * \lambda_{Terminals} + \lambda_{Unknown} \quad (5-3)$$

طبق فرمول (۳-۵)، نرخ خرابی خط ناشی از علل مرتبط با خط متناسب با طول خط (برحسب مایل) و نرخ خرابی

ناشی از پایانه ها متناسب با تعداد پایانه های خط (معمولاً دو تا) است.

اگرچه یکی از شروط استفاده از مدل مارکوف ثابت بودن نرخ های انتقال است، اما در عمل با گذشت زمان نرخ خرابی زیاد می شود. هرچند این سرعت افزایش نرخ خرابی به قدری کم است که بتوانیم از مدل مارکوف استفاده کنیم. در زیربخش آتی، در مورد مدل تغییرات نرخ خرابی تجهیزات در طول زمان صحبت می شود.

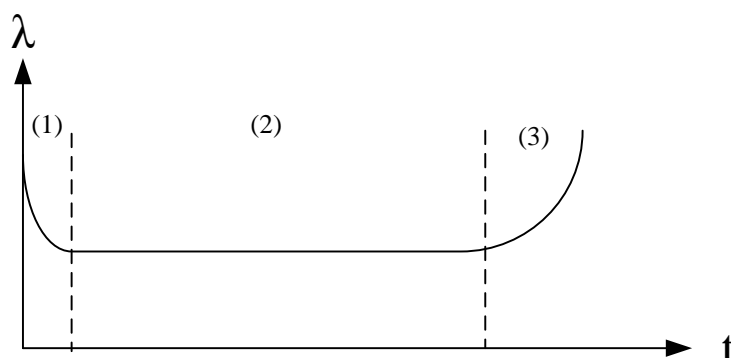
۳-۴-۱- منحنی نرخ خرابی تجهیزات

منحنی نرخ خرابی هر تجهیز نشان دهنده نرخ خرابی آن در زمان های مختلف متناظر با عمر تجهیز، با توجه به توزیع آماری خرابی آن است. منحنی مذکور برای اغلب تجهیزات فیزیکی در شکل ۳-۹ مشاهده می شود که به دلیل تشابه ظاهری، به آن منحنی وان حمام گفته می شود.

طبق شکل مذکور، این منحنی به ۳ ناحیه تقسیم می شود. ناحیه اول با نام های دوره کودکی^۱ یا دوره عیب یابی^۲ شناخته می شود. در این ناحیه به دلایلی نظیر ایرادات احتمالی در هنگام طراحی و ساخت، مقدار نرخ خرابی تجهیز زیاد است؛ لذا احتمال خرابی تجهیز در ابتدای عمر کاری آن بالا می رود. اما با گذشت مدتی از کارکرد تجهیز و با ورود به ناحیه دوم منحنی، نرخ خرابی تجهیز ثابت در نظر گرفته می شود. ناحیه دوم با عنوان دوره عمر مفید تجهیز آن شناخته می شود. ویژگی مهم این ناحیه، ثابت بودن نرخ خرابی است. در این ناحیه، وقوع هرگونه خرابی کاملاً تصادفی و تنها ناحیه ای است که در آن تابع توزیع خرابی تجهیز به صورت نمایی می شود. در نهایت، ناحیه سوم بازه پیری تجهیز را نشان می دهد. در این ناحیه، نرخ خرابی تجهیز با گذشت زمان به شدت افزایش می یابد.

۱. Infant Mortality

۲. De-bugging Phase



شکل ۳-۹: منحنی وان شکل نرخ خرابی اجزا

در بسیاری از تجهیزات و سیستم‌ها از جمله المان‌های سیستم قدرت و تجهیزات مکانیکی، با انجام تعمیرات پیش‌گیرانه، سعی در افزایش بازه طول عمر مفید تجهیزات و جلوگیری از ورود به بازه پیری می‌شود [۶]. بر این اساس می‌توان فرض کرد که پیش از جایگزینی تجهیز، از ورود آن به بازه پیری جلوگیری به عمل می‌آید. فرض مذکور یکی از فرضیات مهمی است که همواره در اکثر مطالعات پایایی به منظور ساده‌سازی معادلات و دنبال‌پذیری مطالعات در نظر گرفته می‌شود. لذا همواره نرخ خرابی تجهیزات به صورت یک مقدار ثابت در نظر گرفته می‌شود و از مدل‌سازی آن به صورت یک تابع برحسب زمان، خودداری می‌گردد. لذا در ادامه این گزارش و گزارش‌های آتی، همواره نرخ خرابی تجهیزات به صورت پیش‌فرض، ثابت در نظر گرفته خواهد شد. لازم به ذکر است که در این شرایط، تابع توزیع خرابی تجهیز به صورت نمایی خواهد بود. برنامه‌ریزی تعمیر و تعویض تجهیزاتی که در بازه پیری هستند نقش اساسی در ارتقای دسترس‌پذیری شبکه انتقال دارد.

۳-۵- ارزیابی پایایی سیستم انتقال به دو روش تحلیلی و شبیه‌سازی

روش‌های ارزیابی پایایی عموماً به دو گروه تحلیلی و شبیه‌سازی تقسیم می‌شوند. روش‌های تحلیلی نسبت به روش شبیه‌سازی زمان محاسبات کوتاه‌تری دارند. به همین دلیل پژوهشگران صنعت برق تمایل بیشتری به استفاده از این روش‌ها دارند. اما این روش‌ها نیازمند فرضیاتی برای ساده‌سازی مسئله هستند. خصوصاً هنگامی که ساختار

سیستم و یا عملکرد آن پیچیده می شود. بنابراین گاهی به کارگیری روش های تحلیلی و فرضیات مربوط به آن موجب پایین آمدن دقت روش می شود. در این موارد رویکرد شبیه سازی مونت-کارلو مورد توجه قرار می گیرد [۴].

در روش شبیه سازی مونت-کارلو، با تولید عدد تصادفی وضعیتی برای متغیرهای تصادفی تخصیص داده می شود. حال وضعیت سیستم با مقادیر تخصیص داده شده تحلیل می شود و خروجی موردنظر، که می تواند میزان کاهش عملکرد باشد، محاسبه می شود. این فرایند به دفعات انجام می شود تا تغییرات میانگین خروجی ها، که جواب مسئله است، ناچیز شود. متغیرهای تصادفی که با این روش می توان در نظر گرفت گستره وسیعی از عدم قطعیت های شبکه، از جمله وضعیت کارکرد اجزا، تولید منابع تجدیدپذیر، تقاضا و ... را شامل می شود [۴]. بنابراین این روش نسبت به روش های تحلیلی دقت بیشتری دارد. البته این دقت بیشتر به شرط کافی بودن تعداد تکرار است. پیش بینی می شود که با توجه به افزایش سرعت پردازشگرها، زمان اجرای الگوریتم های مونت-کارلو در آینده ای نزدیک کاهش یابد و در نتیجه این روش بیشتر مورد استفاده قرار گیرد.

صرف نظر از این که کدام روش تحلیلی یا شبیه سازی استفاده می شود، ارزیابی پایایی در مطالعات HL II نیازمند مدل سازی نحوه انتقال توان الکتریکی در سطح شبکه انتقال (پخش بار) است. زیرا سیستم انتقال که متشکل از خطوط انتقال است بستر ارسال توان از نیروگاه ها به مراکز بار می باشد. بنابراین هرگونه سناریوی انتقال بار باید با محدودیت های این سیستم بزرگ هم خوانی داشته باشد. لذا با مدل سازی پخش بار می توان قیود شبکه از جمله برابری تولید و مصرف، وجود مسیر بین بار و تولید، قیودی مانند قیود حرارتی خطوط و ولتاژ شینه ها و ... را چک کرد. سه روش مدل سازی پخش بار مطرح است [۴]:

الف) اتصال شبکه^۱: در این مدل وجود یک مسیر از تولید به بار برای تأمین بار کفایت می کند. در این روش ظرفیت خطوط و همچنین محدودیت های ولتاژ در نظر گرفته نمی شود. این روش مبتنی بر نظریه گراف و به هم پیوستگی اجزا است.

ب) پخش بار DC^۱: در این مدل علاوه بر وجود مسیر از تولید به بار، قید محدودیت ظرفیت خطوط نیز در نظر گرفته می شود. علت وجود کلمه DC در نام این روش عدم در نظرگیری توان راکتیو است. اگرچه این روش نسبت به روش اتصال شبکه واقع بینانه تر است، اما تقریب هایی نظیر صرف نظر کردن از توان راکتیو، تقریب خطی تابع سینوس موجب کاهش صحت این روش می شود.

ج) پخش بار AC^۲: این مدل کامل ترین مدل در مقایسه با الف و ب است. در این روش پخش بار دقیق محاسبه می شود و تمام قیود برابری بار، ظرفیت خطوط و ولتاژ در نظر گرفته می شود. حل معادلات غیرخطی متعدد در این مدل باعث افزایش زمان محاسبات می شود.

از نظر بار محاسبات به ترتیب الف و ب و ج از نظر زمانی به صرفه ترند. اما این کاهش زمان محاسبات به قیمت کاسته شدن دقت محاسبات است. در نهایت باید با توجه به امکانات پردازشی موجود و دقت مورد نیاز برای روش ها و مدل های ارزیابی قابلیت اطمینان تصمیم گیری شود.

۳-۵-۱- فرمول بندی و ویژگی های شبیه سازی مونت-کارلو

همان طور که بیان شد، در روش مونت-کارلو، با تولید عدد تصادفی بین صفر و یک، سالم یا خراب بودن یک جزء در سناریوی مشخص معین می شود. سپس با شبیه سازی رفتار سیستم، تأمین یا عدم تأمین بار مشخصی در آن سناریو معین می شود. چنانچه متغیر x_i را برابر با عدم تأمین بار معینی لحاظ کنیم، تخمین دسترس ناپذیری این بار (\bar{Q}) از رابطه (۳-۶) به دست می آید [۱۴].

$$\bar{Q} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (۳-۶)$$

که N تعداد سناریوهای مونت-کارلو تولید شده را نشان می دهد. واریانس سناریوها به صورت رابطه (۳-۷) محاسبه می شود.

۱. DC load flow

۲. AC load flow

$$V(x) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (7-3)$$

چنانچه تعداد سناریوها زیاد باشد، می توان فرمول (7-3) را به صورت فرمول (8-3) تخمین زد.

$$V(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2 \quad (8-3)$$

در منبع [14] اثبات می شود که می توان فرمول فوق را به صورت زیر بیان کرد:

$$V(x) = \bar{Q} - \bar{Q}^2 \quad (9-3)$$

قابل ذکر است که \bar{Q} فقط تقریبی از دسترس ناپذیری است. میزان واریانس حول این تقریب از رابطه (10-3)

به دست می آید [14].

$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(x) = \frac{1}{N} (\bar{Q} - \bar{Q}^2) \quad (10-3)$$

صحت روش مونت-کارلو با معیار «ضریب واریانس» به صورت فرمول (11-3) بیان می شود [14].

$$\alpha = \sqrt{\frac{V(\bar{Q})}{\bar{Q}}} \quad (11-3)$$

با توجه به رابطه (10-3) می توان رابطه (11-3) را به صورت رابطه (12-3) بازنویسی کرد.

$$\alpha = \sqrt{\frac{1-\bar{Q}}{N\bar{Q}}} \quad (12-3)$$

رابطه فوق نکات بسیار مهمی در ارتباط با روش مونت-کارلو به ما گوشزد می کند. اولاً رسیدن به سطح مشخصی

از دقت وابسته به تعداد سناریوها (N) است که این موضوع نشان دهنده دقت روش مستقل از اندازه سیستم است؛

بنابراین برای سیستم های قدرت بزرگ مناسب است. ثانیاً با توجه به بسیار کوچک بودن عدد \bar{Q} ، نیل به صحت بالا

نیازمند تعداد تکرار زیاد است [14].

۳-۶- جمع بندی

در این فصل ضمن معرفی مفاهیم پایه پایایی، چند روش تحلیل پایایی مرور شد. همچنین در مورد مدل مارکوف تجهیزات سیستم انتقال بحث شد. سپس از شیوه های ارزیابی پایایی سیستم انتقال و تقسیم بندی آنها به دو نوع تحلیلی و شبیه سازی مونت-کارلو صحبت شد. هرکدام از این روش ها مزایا و معایبی دارند. مزایای روش تحلیلی سرعت محاسبات و مزایای روش شبیه سازی مونت-کارلو با دقت بیش تر بررسی شد. همچنین مشاهده گردید که صحت روش مونت-کارلو به تعداد تکرارها بستگی دارد و از ابعاد سیستم مستقل است. بنابراین این روش برای سیستم های قدرت بزرگ مناسب است. از طرفی نیل به دقت مشخص نیازمند تعداد زیادی تکرار است که باعث افزایش محاسبات می شود. در ادامه، انواع مدل های پخش بار در سیستم انتقال نیز مرور شدند. انتخاب روش ارزیابی و مدل مورد استفاده به میزان پیچیدگی سیستم، توانایی پردازش ابزار محاسباتی در دسترس و دقت مورد نیاز بستگی دارد.

فصل چهارم:

شاخص‌های عملکردی استاندارد پایایی به‌منظور

سنجش سطح پایایی در بخش انتقال

۴-۱- مقدمه

در فصول گذشته، تعاریف استاندارد بخش انتقال مطرح شد. همان طور که دیده شد، خطوط فشارقوی با ولتاژ بالاتر از ۱۰۰ کیلوولت، ترانسفورماتورها و تجهیزات مربوطه در محدوده سیستم انتقال محسوب می شوند. همچنین در مورد مفاهیم پایه قابلیت اطمینان سیستم های مهندسی و سیستم قدرت صحبت شد. حال لازم است به شاخص های قابلیت اطمینان در سطح اجزای سیستم انتقال پرداخته شود. بر این اساس با در اختیار داشتن شاخص های عملکردی تجهیزات، می توان به سنجش سطح پایایی سیستم اقدام کرد.

هدف این فصل، تنها آشنایی با شاخص های عملکردی استاندارد مورد استفاده در مطالعات پایایی سیستم های انتقال است. آشنایی با شاخص های عملکردی استاندارد در کنار شناخت دقیق مدل های قابلیت اطمینان سبب می شود تا نیازمندی های اطلاعاتی در مطالعات پایایی به نحو مناسبی شناسایی شود و در نهایت، چراغ راه طراحی یک سیستم اطلاعاتی مناسب گردد.

۴-۲- معرفی شاخص های عملکردی استاندارد

۴-۲-۱- معرفی شاخص های عملکردی استاندارد IEEE 859

در این بخش با توجه به استاندارد IEEE 859 [۳] به معرفی شاخص های استاندارد پایایی سیستم انتقال پرداخته می شود. شاخص هایی که در این بخش مورد مطالعه قرار می گیرد کارکرد مستمر اجزا و واحدهای سیستم انتقال را مورد سنجش قرار می دهد. پیش از آنکه شاخص های عملکردی استاندارد معرفی شوند، لازم است تا مفاهیم پایه مربوط به مدل سازی کارکرد و خروج مرور شود. این مفاهیم به این دلیل حائز اهمیت اند که برای محاسبه شاخص های عملکردی مورد استفاده قرار می گیرند.

Service Time

زمان کارکرد:

مجموع زمانی که یک جزء یا واحد در طول بازه گزارش شده کارکرد دارد.

Outage Time

زمان خروج :

مجموع زمانی که یک جزء یا واحد در طول بازه گزارش شده در حالت خروج است.

Reporting Period Time

بازه گزارش شده:

مجموع زمان کارکرد و زمان خروج را بازه گزارش شده می گویند.

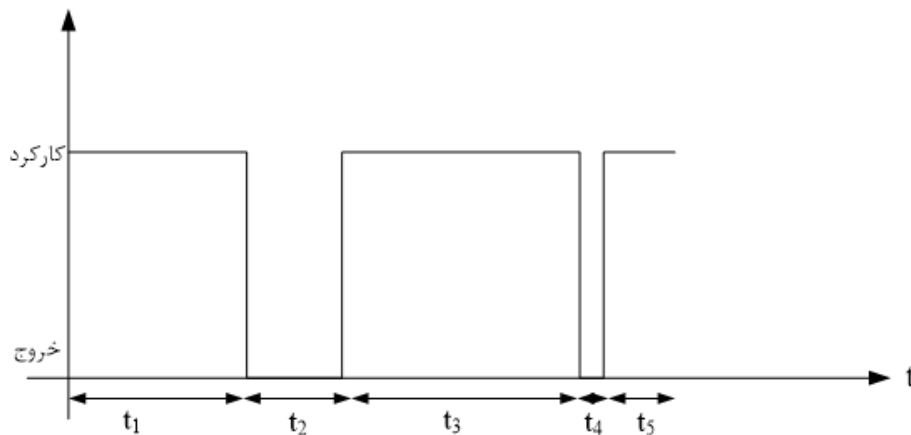
Outage Duration

تداوم خروج:

بازه وقوع خروج یک جزء یا واحد تا بازگشت آن به حالت کارکرد را تداوم خروج می گویند.

برای توضیح بیشتر مفاهیم پایه ذکر شده شکل ۴-۲: مثالی از وضعیت کارکردی یک جزء

را در نظر بگیرید. زمان کارکرد $t_1+t_3+t_5$ است، زمان وقفه t_2+t_4 و بازه گزارش شده $t_2+t_4+t_1+t_3+t_5$ است. t_2 یک تداوم خروج است.



شکل ۴-۲: مثالی از وضعیت کارکردی یک جزء

Exposure Time

مدت زمان در معرض بودن:

مجموع زمانی که یک جزء (یا واحد) در معرض عدم موفقیت در عملکردی که به طور پیوسته مورد نیاز است قرار

می گیرد.

Exposure Operation

تعداد عملکرد در معرض بودن:

مجموع تعداد دفعاتی که یک جزء (یا واحد) در معرض عدم موفقیت در عملکردی که در پاسخ به یک فرمان است قرار می گیرد.

مدت زمان در معرض بودن برای اجزایی مانند یک ترانسفورماتور که کارکرد پیوسته دارد، تعریف می شود. در حالی که تعداد عملکرد در معرض بودن برای اجزایی مانند مدارشکن که با فرمان باید عملکرد داشته باشند، تعریف می شود. به این دلیل پیش از ارائه هرگونه دستورالعمل برای جمع آوری داده، باید در این مورد که تجهیز عملکرد پیوسته دارد و یا عملکرد مبتنی بر فرمان، تعیین تکلیف شود.

اکنون تعاریف پایه ای که پیش از معرفی معیارها مورد نیازند معرفی شده اند. معیارهای توصیف گر پایایی اجزای (یا واحدهای) سیستم انتقال به شرح زیر است:

1. نرخ خروج: *Outage Rate*

تعداد خروج تقسیم بر زمان عملکرد

2. نرخ عدم موفقیت: *Outage Rate*

تعداد عدم موفقیت یک نوع خاص (در انجام عملکرد پیوسته مورد نیاز) تقسیم بر مدت زمان در معرض بودن

3. نرخ عملکرد خطای سیستم های حفاظت:

Protective System False Operation Rate

تعداد عملکردهای خطا تقسیم بر مدت زمان در معرض بودن

4. میانگین زمان تا خروج: *Mean Time to Outage*

زمان کارکرد تقسیم بر تعداد وقوع خروج

5. میانگین تداوم خروج: *Mean Outage Duration*

زمان خروج ناشی از خروج نوعی خاص تقسیم بر تعداد خروج آن نوع خاص

6. دسترس پذیری: *Availability*

نسبت زمان کارکرد به بازه گزارش شده

Unavailability

۷. دسترس ناپذیری:

نسبت زمان خروج به بازه گزارش شده

۸. احتمال عدم موفقیت بازکردن در پاسخ به فرمان:

Probability of Failure to Open on Command

تعداد خطا در باز کردن تقسیم بر تعداد فرمان باز کردن تجهیز

۹. احتمال عدم موفقیت بستن در پاسخ به فرمان:

Probability of Failure to Close on Command

تعداد عدم موفقیت در بستن تقسیم بر تعداد فرمان بستن تجهیز

۱۰. احتمال عدم موفقیت در عملکرد به فرمان:

Probability of Failure to Operate on Command

تعداد عدم موفقیت در عملکرد تقسیم بر تعداد فرمان عملکرد

False Operation Probability

۱۱. احتمال عملکرد غلط:

تعداد عملکرد غیرارادی تقسیم بر تعداد در معرض بودن که جزء نباید عملکرد داشته باشد.

توجه فرمایید که برای هر جزء (یا واحد) فقط تعدادی از شاخص های بالا تعریف می شود. برای مثال احتمال

عدم موفقیت در عملکرد به فرمان، برای یک مدارشکن تعریف می شود، ولی برای یک ترانسفورماتور، اندازه گیری

ولتاژ تعریف نمی شود. زیرا ترانسفورماتور اندازه گیری ولتاژ به طور پیوسته عملکرد دارد و معیارهایی نظیر میانگین

زمان تا خروج برای آن تعریف می شوند.

۴-۲-۲- معرفی شاخص های عملکردی استاندارد NERC

کارگروه TADS نیز معیارهایی برای قابلیت اطمینان سیستم های انتقال پیشنهاد داده است. این معیارها در دو

دسته معیارهای پیشنهادی برای شبکه زیر ۲۰۰ کیلوولت و شبکه ۲۰۰ کیلوولت و بالاتر گنجانده شده اند. در جدول

۱ و ۲ معیارها و توضیحات آن را مشاهده می فرمایید [۱۵].

جدول ۲: معیارهای پایایی شبکه انتقال زیر ۲۰۰ کیلوولت

شماره	شاخص	فرمول	واحد	مخفف
فرکانس خروج عنصر^۱				
۱	فرکانس خروج مداوم عنصر	تعداد عناصر / تعداد کل خروج های مداوم	تعداد خروج مداوم بر تعداد اجزا در سال	SOF
تداوم خروج عنصر، زمان تعمیر و زمان در دسترس بودن				
۲	مدت خروج مداوم عنصر	تعداد عناصر / ساعات کل خروج های مداوم	میانگین تعداد ساعات خروج مداوم بر تعداد عناصر بر سال	SODF
۳	مدت زمان میانگین تا تعمیر عنصر	تعداد خروج مداوم عناصر / ساعات کل خروج های مداوم	میانگین تعداد ساعات میانگین خروج بر عنصر خارج شده	MTTR
۴	میانگین زمان میانگین تا تعمیر عنصر	مدت زمانی که ۵۰ درصد میانگین زمان تا تعمیرها بزرگتر از این مقدار هستند.	میانگین تعداد ساعات میانگین خروج بر عنصر خارج شده	MdTTR
۵	زمان میانگین بین خروج های مداوم (میانگین زمان فعال بودن)	تعداد عناصر / ساعات کل خروج های مداوم	میانگین ساعات عملکرد یک جزء پیش از شکست	MTBF

			همچنین نامیده می شود میانگین زمان بین شکست ^۱ خوردن	
دسترس پذیری عنصر				
APC	درصد	مجموع ساعات جزء / مجموع [1-] 100*(ساعات خروج مداوم	درصد دسترس پذیری المان	۶
PCDR	درصد	تعداد کل خروج های خودکار / کل خروج های خودکار مرتبط با گزارش اغتشاش	درصد خروج های خودکار مرتبط با گزارش اغتشاش (EOP004)	۷
MSIM	درصد	این معیار با کنار هم قرار دادن زمان خروج های خودکار و یافتن زمانی که بیشینه تعداد خارج هستند محقق می شود.	بیشینه درصد خروج هم زمان عناصر	۸
فرکانس خروج مدار^۲ در صد مایل (مخصوص مدارات AC و DC)				
SCOF100CTmi	تعداد خروج های مداوم بر صد کیلومتر مدار بر سال	کل مایل های مدار / (کل خروج های مداوم مدار)*۱۰۰	فرکانس خروج مداوم مدار، تطبیق داده شده با مایل	۹
فرکانس خروج چندمداره بر ۱۰۰ مایل برج های چندمداره				
SMCOF100STmi	تعداد خروج های مداوم بر صد	کل مایل های برج های چندمداره / (کل خروج های مداوم چندمداره)*۱۰۰	فرکانس خروج مداوم چندمداره، تطبیق داده شده با مایل	۱۰

۱. میان دو واژه Outage و Fail تفاوت قائل شویم. Fail به معنی شکست به این اشاره دارد که عنصر خراب شود و نتواند به کارکرد خود ادامه دهد. Outage به معنی خروج به عدم کارکرد عنصر اشاره دارد، خروج می تواند ناشی از شکست خود عنصر باشد یا اینکه عنصری در همان واحد دچار شکست شود.

۲. مدار AC مجموعه هادی های هوایی یا زیرزمینی سه فاز است که به وسیله پست ها مرزبندی شده اند. قطع کن یا کلیدهای جداکننده جزء مدار AC تعریف نمی شوند، اما مدار AC شامل هادی ها، برج ها، مقره ها، سیم زمین و ... است.

کیلومتر برج های			
چندمداره بر سال			

جدول ۳: معیارهای پایایی شبکه انتقال ۲۰۰ کیلوولت و بالاتر

شماره	شاخص	فرمول	واحد	مخفف
فرکانس خروج عنصر				
۱	فرکانس کل خروج های خودکار عنصر	تعداد عناصر / تعداد کل خروج های خودکار	تعداد خروج خودکار بر تعداد اجزا بر سال	TOF
۲	فرکانس خروج مداوم عنصر	تعداد عناصر / تعداد کل خروج های مداوم	تعداد خروج مداوم بر تعداد اجزا در سال	SOF
۳	فرکانس خروج لحظه ای عنصر	تعداد عناصر / تعداد کل خروج های لحظه ای	تعداد خروج لحظه ای بر تعداد اجزا در سال	MOF
تداوم خروج عنصر، زمان تعمیر و زمان در دسترس بودن				
۴	مدت خروج مداوم عنصر	تعداد عناصر / ساعات کل خروج های مداوم	میانگین تعداد ساعات خروج مداوم بر تعداد عناصر بر سال	SODF
۵	مدت زمان میانگین تا تعمیر عنصر	تعداد خروج مداوم عناصر / ساعات کل خروج های مداوم	میانگین تعداد ساعات میانگین خروج بر عنصر خارج شده	MTTR
۶	میانگین زمان میانگین تا تعمیر عنصر	مدت زمانی که ۵۰ درصد میانگین زمان تا تعمیرها بزرگتر از این مقدار هستند.	میانگین تعداد ساعات میانگین خروج بر عنصر خارج شده	MdTTR
۷	زمان میانگین بین خروج های مداوم (میانگین زمان فعال بودن)	تعداد عناصر / ساعات کل خروج های مداوم	میانگین ساعات عملکرد یک جزء پیش از شکست	MTBF

			همچنین نامیده می شود میانگین زمان بین شکست ^۱ خوردن	
دسترس پذیری عنصر				
APC	درصد	مجموع ساعات (1-] جزء / مجموع ساعات خروج 100*] (مداوم	درصد دسترس پذیری المان	۸
PCZO	درصد	تعداد کل عناصر / تعداد عناصر بدون خروج خودکار	درصد عناصر با صفر خروج خودکار	۹
PCDR	درصد	تعداد کل خروج های خودکار / کل خروج های خودکار مرتبط با گزارش اغتشاش (EOP004)	درصد خروج های خودکار مرتبط با گزارش اغتشاش (EOP004)	۱۰
فرکانس خروج مدار در صد مایل (مخصوص مدارات AC و DC)				
TCOF100CTmi	تعداد خروج های خودکار بر صد کیلومتر مدار بر سال	کل مایل های مدار / (کل خروج های خودکار مدار) * ۱۰۰	کل فرکانس خروج های خودکار مدار، تطبیق داده شده با مایل	۱۱
SCOF100CTmi	تعداد خروج های مداوم بر صد کیلومتر مدار بر سال	کل مایل های مدار / (کل خروج های مداوم مدار) * ۱۰۰	فرکانس خروج مداوم مدار، تطبیق داده شده با مایل	۱۲
MCOF100CTmi	تعداد خروج های لحظه ای بر صد کیلومتر مدار بر سال	کل مایل های مدار / (کل خروج های لحظه ای مدار) * ۱۰۰	فرکانس خروج لحظه ای مدار، تطبیق داده شده با مایل	۱۳
فرکانس خروج چندمداره بر ۱۰۰ مایل برج های چندمداره				

۱. میان دو واژه Outage و Fail تفاوت قائل شویم. Fail به معنی شکست به این اشاره دارد که عنصر خراب شود و نتواند به کارکرد خود ادامه دهد. Outage به معنی خروج به عدم کارکرد عنصر اشاره دارد، خروج می تواند ناشی از شکست خود عنصر باشد یا اینکه عنصری در همان واحد دچار شکست شود.

TMCOF100STmi	تعداد کل خروج ها بر صد کیلومتر برج های چندمداره بر سال	کل مایل های برج های چندمداره / (کل خروج های خودکار چندمداره) * ۱۰۰	فرکانس کل خروج های خودکار چندمداره، تطبیق داده شده با مایل	۱۴
SMCOF100STmi	تعداد خروج های مداوم بر صد کیلومتر برج های چندمداره بر سال	کل مایل های برج های چندمداره / (کل خروج های مداوم چندمداره) * ۱۰۰	فرکانس خروج مداوم چندمداره، تطبیق داده شده با مایل	۱۵
MMCOF100STmi	تعداد خروج های لحظه ای بر صد کیلومتر برج های چندمداره بر سال	کل مایل های برج های چندمداره / (کل خروج های لحظه ای چندمداره) * ۱۰۰	فرکانس خروج لحظه ای چندمداره، تطبیق داده شده با مایل	۱۶
معیارهای مرتبط با خروج های غیر خودکار^۱				
OOF	تعداد خروج بهره برداری بر تعداد اجزا بر سال	تعداد عناصر / تعداد کل خروج های بهره برداری	فرکانس خروج های بهره برداری عنصر	۱۷
OODF	میانگین تعداد ساعات خروج بهره برداری بر تعداد عناصر بر سال	تعداد عناصر / ساعات کل خروج های بهره برداری	تداوم خروج های بهره برداری عنصر	۱۸
MOOT	میانگین تعداد ساعات خروج بهره برداری بر تعداد عناصر بر سال	تعداد عناصر خروج بهره برداری / ساعات کل خروج های بهره برداری	میانگین کل تداوم خروج های بهره برداری	۱۹
MdOOT	میانگین تعداد ساعات تعمیر بهره برداری تقسیم بر تعداد عناصر بر سال	مدت زمانی که ۵۰ درصد زمان تداوم تعمیر از آن بزرگ تر است	میانگین تداوم خروج بهره برداری	۲۰

۴-۳- جمع بندی

در این فصل شاخص های عملکردی استاندارد تجهیزات سیستم انتقال معرفی شده اند. پیش از معرفی این شاخص ها، تعاریف مفاهیمی که در محاسبه این شاخص ها مورد استفاده قرار می گیرد معرفی شدند. مشاهده کردیم

۱. در ارتباط با انواع خروج های غیر خودکار (برنامه ریزی شده و بهره برداری) در فاز دوم به تفصیل صحبت خواهد شد. در اینجا مختصر اشاره می شود که خروج برنامه ریزی شده خروج غیر خودکاری است که از پیش برای تعمیرات و نگهداری یا مقاصد دیگر برنامه ریزی شده است و خروج بهره برداری خروجی است که از قبل برنامه ریزی نشده است و برای نگهداری شرایط شبکه در حدود مجاز یا رفع خطرات به صورت غیر خودکار انجام می شود.

که برای محاسبه شاخص های معرفی شده در این فصل، به اطلاعاتی نظیر زمان خروج و زمان کارکرد سیستم نیاز است. برای این که شاخص های محاسبه شده از اعتبار برخوردار باشند، لازم است تا برای تعداد زیادی از اجزای نوع خاص، به مدت زمان طولانی اطلاعات ثبت و نگهداری شوند. همچنین بحث شد که اجزای سیستم انتقال از نظر عملکردی به دو نوع عملکرد پیوسته و عملکرد مبتنی بر فرمان تقسیم بندی می شوند. بعضی از شاخص ها فقط برای یکی از این دو نوع تعریف می شوند. بنابراین پیش از تدوین دستورالعمل جمع آوری داده برای هر جزء، باید به تعیین وضعیت آن نوع، از نظر قرارگیری در یکی از این دو دسته اقدام کرد.

فصل پنجم:

مروری بر تجربیات کشورهای پیشرو در
به کارگیری مطالعات قابلیت اطمینان محور

۵-۱- مقدمه

همان طور که بحث شد، عدم توجه به قطعی های احتمالی سیستم موجب خسارت اقتصادی قابل توجه در سیستم های قدرت می شود. از طرفی امکان ارتقای ایده آل سیستم وجود ندارد. زیرا ارتقای سیستم نیازمند سرمایه گذاری و بودجه است. به همین دلیل با توازن بین محدودیت بودجه و همچنین هزینه انتظار ناشی از قطعی در مورد گسترش سیستم، مقاوم سازی و برنامه ریزی تعمیرات و نگهداری آن تصمیم گیری می شود. از آنجاکه هزینه ناشی از قطعی یک پارامتر از پیش معلوم نیست، لازم است که با استفاده از روش های احتمالاتی، این توازن هزینه و فایده صورت گیرد. روش های احتمالاتی نه تنها مطالعات بلندمدت بلکه مطالعات میان مدت و کوتاه مدت سیستم های قدرت را هدف قرار می دهد. در ادامه، روش احتمالاتی مورد استفاده در تصمیم گیری ارتقای شبکه در ایالت ویکتوریا از کشور استرالیا معرفی می شود. در ادامه، در بخش سوم روش هایی که در پروژه GARPUR برای استفاده از روش قابلیت اطمینان محور برای سیستم انتقال اتحادیه اروپا تدارک دیده شده است، مورد بحث قرار می گیرد.

۵-۲- بررسی روش های قابلیت اطمینان محور در مطالعات سیستم های قدرت

از جمله روش های قابلیت اطمینان محور مورد استفاده در صنعت برق کشورهای پیشرفته، روش احتمالاتی مورد استفاده ایالت ویکتوریا در کشور استرالیا است [۱۰]. پیش از آنکه به شرح نحوه روش قابلیت اطمینان محور ایالت ویکتوریا بپردازیم، انواع رویکردهای برنامه ریزی انتقال ایالت های استرالیا مختصراً معرفی می گردد [۱۰].

جدول ۴: انواع رویکردهای قطعی و احتمالاتی ایالت های استرالیا

نام ایالت	نوع استاندارد	استاندارد
ولز جنوبی جدید	قطعی	N-1 (به جز مرکز تجاری سیدنی که N-2 است.)
ویکتوریا	احتمالاتی	استاندارد وابسته به ارزش قابلیت اطمینان مشترکین دارد. هرچه ارزش قابلیت اطمینان بیشتر باشد، استاندارد بالاتری مورد نیاز است. (بیشترین ارزش قابلیت اطمینان برای مرکز تجاری ملبورن است.)
کوئینزلند	قطعی	N-1 همه جا ولی شامل دارایی های تولیدی (گاهی به صورت N-1-G) تعریف می شود.
استرالیا جنوبی	به صورت قطعی بیان شده اند، اما تغییراتی بر مبنای بررسی های احتمالاتی صورت گرفته	استانداردهای متفاوت از N تا N-2 بسته به ارزش قابلیت اطمینان مشترکین در آن نقطه
تاسمانیا	قطعی و بر مبنای عملکرد، مطابق محدودیت بر میزان بار وقفه و یا زمان وقفه	برای سیستم سالم: N-1 برای نقاط اتصال بیش از ۲۵ مگاوات خرابی هیچ دارایی منجر به وقفه ی بیش از ۸۵۰ مگاوات نمی شود. هیچ حادثه معمولی باعث انرژی قطع شده ی بیش از ۳۰۰۰ مگاوات ساعت نمی شود. برای حالتی که یکی از المان های سیستم خارج از کارکرد باشد، هیچ اتفاق معمولی

باعث انرژی قطع شده بیش از ۱۸۰۰۰ مگاوات ساعت نمی شود.		
--	--	--

همان گونه که مشاهده می فرمایید، به جز ایالت ویکتوریا، سایر ایالت ها رویکرد قطعی دارند. در رویکردهای قطعی میزان مازاد مورد نیاز در شبکه مورد بررسی است. استانداردهای قطعی معمولاً به صورت $N-x$ بیان می گردند. در این شیوه بیان، x تعداد المان هایی است که می تواند خراب شود، بدون آنکه سیستم دچار وقفه بار شود. برای مثال تصور کنید که دو خط با ظرفیت ۵۰۰ مگاوات باری با ماکزیمم تقاضای ۵۰۰ مگاوات را تغذیه می کنند. در صورت خرابی یک خط، خط دیگر قادر خواهد بود که بار را تأمین کند. بنابراین شبکه شرایط $N-1$ را دارد. هرچند افق برنامه ریزی انتقال ۵ ساله است. بنابراین چنانچه رشد ۵ ساله این بار ۵۰ مگاوات پیش بینی شده باشد، نیاز است تا خطی موازی این دو خط احداث گردد.

در پاراگراف بالا روش قطعی مختصراً شرح داده شد. در ادامه، روش احتمالاتی مورد استفاده در ایالت ویکتوریا مورد بحث قرار خواهد گرفت. طبق قوانین ایالت ویکتوریا، AEMO^۱، که اپراتور مستقل بازار برق و گاز استرالیا است، مسئولیت برنامه ریزی شبکه برق ایالت ویکتوریا را برعهده دارد. همچنین شرکت SP AusNet، که بهره بردار شبکه انتقال ایالت ویکتوریا است، با مشورت با AEMO، مسئول تعویض و نگهداری دارایی ها و پاسخ گویی در صورت وقفه^۲ است. به عبارتی SP AusNet مسئول پایایی سیستم انتقال، به شرط طراحی درست از سوی AEMO است. به منظور توضیح بیشتر، در صورتی که مشخص شود طراحی نادرست باعث خسارت به شخص ثالثی شده است، AEMO مسئول است. در غیر این صورت SP AusNet مسئول است. اجرای صحیح این قانون نیازمند وجود سازوکاری برای مشخص کردن مقصر در صورت بروز وقفه است. یعنی باید مشخص شود که یک خروج مشخص ناشی از طراحی نامناسب بوده یا در مرحله بهره برداری نقصان وجود داشته است.

۱. Australian Energy Market Operator

۲. Failure

با این تفاسیر، AEMO مسئولیت طراحی قابلیت اطمینان محور شبکه انتقال را برعهده دارد. طبق رویه AEMO، یک طرح توسعه به شرطی پذیرفته می شود که منافع مالی ناشی از اجتناب از هزینه های وقفه، بیش یا مساوی هزینه توسعه سیستم باشد.

رویه برنامه ریزی به این صورت است که در ابتدا سناریوهای رشد بار (۵ ساله) و وضعیت سیستم (از نظر خروج اجزای سیستم) تولید می شود. سپس میزان هزینه کل که مجموع هزینه انتظار و وقفه ها و هزینه سرمایه گذاری است برای تمام گزینه های توسعه در این سناریوها شبیه سازی می شود. گزینه ای که کمترین هزینه کل را دربردارد به عنوان گزینه بهینه انتخاب می شود. در این فرایند بهینه سازی، قیودی از جمله مدت زمان اجرای طرح توسعه نیز در نظر گرفته می شود. پس از مشخص شدن گزینه بهینه، AEMO برای ساخت، تملک و بهره برداری از خطوطی که در طرح توسعه مشخص شده اند، فراخوان می دهد. به این ترتیب سرمایه گذارهای خصوصی در مزایده شرکت می کنند و نسبت به ساخت خطوط اقدام می کنند. در مجموع، روش معمول برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال ایالت ویکتوریا، با بهینه سازی مجموع ریسک و هزینه توسعه، توازن بین هزینه و فایده را مدنظر قرار می دهد.

از جمله الزامات اجرای این روند در موارد زیر ذکر شده است:

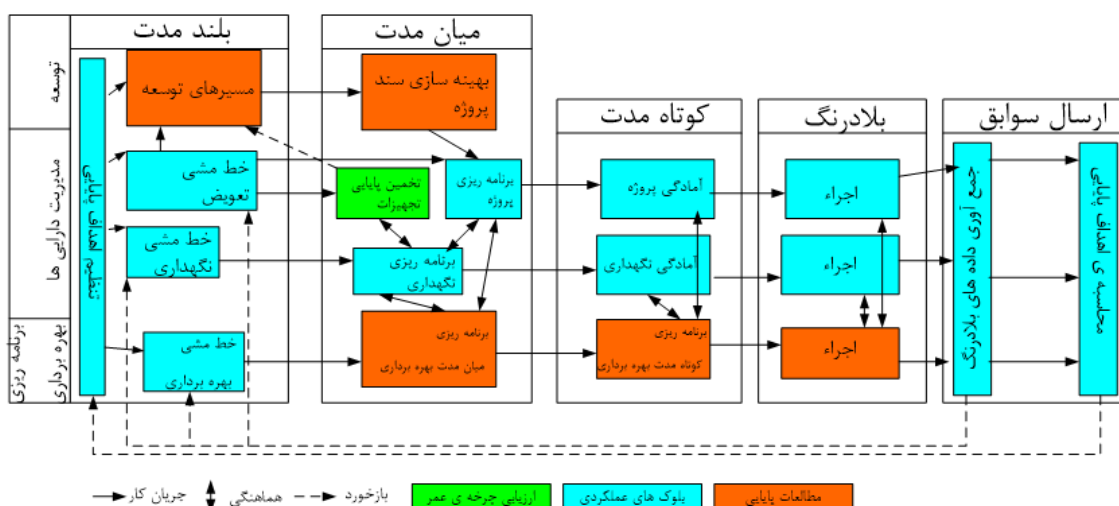
- i) وجود سازوکار پیش بینی بلندمدت (۵ ساله) بار؛
- ii) وجود سازوکار مدل سازی احتمال خرابی اجزا؛
- iii) مدلی که با استفاده از آن میزان بار قطع شده و هزینه انتظاری را تحت شرایط i و ii تخمین بزند.

به منظور فراهم آوردن الزام ii نیاز است تا نرخ خرابی و مدت انتظاری خرابی اجزای شبکه انتقال محاسبه گردند. به همین منظور نیاز است تا داده های پایایی برای مدت زمان طولانی جمع آوری گردند. در غیر این صورت خطای ناشی از استفاده از داده ها موجب خطا در تخمین هزینه و در نتیجه آن وارد شدن هزینه های اضافی می شود.

۵-۳- آینده نگری در زمینه استفاده از روش های قابلیت اطمینان محور

ضرورت های اجرای روش های قابلیت اطمینان محور، شرکت های انتقال اتحادیه اروپا را بر آن داشت که پروژه عظیم^۱ GARPUR را که حدود یازده میلیون یورو هزینه برداشت، انجام دهند تا نقشه راه آن ها برای استفاده از روش های قابلیت اطمینان محور مشخص گردد [۱۱].

پروژه نام برده وظایف مدیریت قابلیت اطمینان را به پنج بازه زمانی بلندمدت (چند سال تا یک دهه)، میان مدت (چند ماه تا چند سال)، کوتاه مدت (چند ساعت تا چند هفته)، بلادرنگ و ارسال سوابق تقسیم بندی کرده است [۱۲]. خلاصه اقداماتی که در هر دسته بندی می گنجد در شکل ۵-۴ دیده می شود.



شکل ۵-۳: مدیریت قابلیت اطمینان در شرکت های انتقال [۱۲]

طبق تعریف این پروژه، مدیریت قابلیت اطمینان از دو جزء اساسی تشکیل شده است: محاسبه قابلیت اطمینان و کنترل قابلیت اطمینان. محاسبه قابلیت اطمینان ارزیابی قابلیت اطمینان را به روش تحلیل داده های گزارش شده (مثل قطعی سالیانه) یا به روش احتمالاتی هدف قرار می دهد. کنترل قابلیت اطمینان شامل اقدامات پیش گیرانه یا اصلاحی برای ارضای شاخص قابلیت اطمینان مورد نیاز است.

۱. Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment

در حال حاضر، در اروپا از معیار قطعی N-1 برای کنترل قابلیت اطمینان در بازه کوتاه مدت و بلندمدت استفاده می شود. هر چند بنابه دلایلی همچون افزایش پیچیدگی شبکه، افزایش عدم قطعیت تولید به دلیل نفوذ روزافزون منابع تجدیدپذیر، افزایش عدم قطعیت بار به دلیل ترکیب آن با منابع تولید پراکنده - که برای شرکت انتقال قابل نظارت، پایش و یا پیش بینی نیست - و ... به کارگیری معیار N-1 دیگر کارکرد لازم را ندارد. بنابه دلایل نامبرده، پروژه GARPUR به طراحی چارچوب قابلیت اطمینان محور برای بهره برداری نیز روی آورده است [۱۳].

علاوه بر بازه های کوتاه مدت و بلندمدت، مدیریت قابلیت اطمینان در بازه های میان مدت و بلندمدت نیز در پروژه GARPUR مورد بررسی قرار گرفته اند. برای مثال برای تعیین خطمشی و برنامه ریزی مدیریت دارایی ها (شامل تعمیرات و نگهداری و ارتقای سیستم) یک رویکرد قابلیت اطمینان محور ارائه گردیده است. در این روش وضعیت قابلیت اطمینان و طول عمر تجهیزات سیستم قدرت در طول بازه های طولانی بیش از ۲۰ سال با استفاده از شبیه سازی مونت-کارلو شبیه سازی شده است و با استفاده از آن خطمشی نگهداری و تعمیر مشخص می شود. در مرحله بعد برای تعیین برنامه ریزی مدیریت دارایی ها، فاکتورهایی از جمله هزینه خروج برنامه ریزی شده نیز داده می شوند. دقت شود که این هزینه به دلیل تغییر شرایط شبکه ثابت نیست. برای مثال در مواقع پیک بار، خروج برنامه ریزی شده عواقب وخیمی دارد. از آنجاکه شرایط بهره برداری از پیش مشخص نیست، و هرچه به زمان اجرا نزدیک می شویم، اطلاعات ما بیشتر و عدم قطعیت کمتر می شود، برنامه احتمالاتی تدارک دیده شده، نیاز به اجرای چندین باره (در زمان های مختلف) دارد و داده ها و برنامه ریزی تعمیرات باید به روز شوند. به این ترتیب می توان برنامه را با عدم قطعیت های دیده نشده وفق داد [۱۴]. برای توضیح بیشتر رویه نامبرده، در نظر بگیرید که شبیه سازی ۲۰ ساله قابلیت اطمینان بهره بردار شبکه انتقال را به این نتیجه برساند که سالی دو بار باید تجهیز X تعمیر شود. اکنون با شبیه سازی شرایط بهره برداری و محاسبه هزینه ناشی از خروج تجهیز X، در مورد ماه، روز و ساعت تعمیر تجهیز X تصمیم گیری می شود. با توجه به این که ممکن است شرایط بهره برداری پیش بینی شده و شرایط واقعی متفاوت باشد، این برنامه مدام اجرا می شود تا با اطلاعات کنونی تطابق داشته باشد. بنابراین الزامات اجرای پروژه GARPUR موارد زیر است:

۱. وجود داده های پایه قابلیت اطمینان (نرخ خرابی، نرخ تعمیر و طول عمر)؛
۲. وجود مدلی به اندازه کافی دقیق برای سیستم؛

۳. وجود سازوکاری برای تخمین پروفیل بار و تحلیل عواقب خروج برنامه ریزی شده؛

۴. وجود ساختار اطلاعاتی لازم برای به روزرسانی داده های پایه قابلیت اطمینان.

پروژه عظیم GARPUR که با هزینه هنگفت در ابعاد مختلف قابلیت اطمینان در افق های زمانی مختلف به بررسی روش های احتمالاتی پرداخته است، معیاری اقتصادی - اجتماعی برای قابلیت اطمینان سیستم انتقال تعریف کرده است. معرفی جزئیات محاسباتی این معیار خارج از چارچوب این پروژه است. پیشنهاد می شود پژوهشگاه محترم نیرو در پروژه های ارزیابی قابلیت اطمینان به بررسی این معیار بپردازد.

۵-۴- جمع بندی

در این فصل در خصوص تجربیات ایالت ویکتوریا از کشور استرالیا در برنامه ریزی مبتنی بر قابلیت اطمینان صحبت شد. مشاهده شد که تصمیمات گسترش شبکه در این ایالت با در نظرگیری رشد ۵ ساله بار و کمینه کردن مجموع هزینه انتظار ناشی از خروج و هزینه سرمایه گذاری صورت می گیرد. همچنین بحث شد که با توجه به این که طراحی گسترش و بهره برداری از سوی دو نهاد منفک صورت می گیرد، وجود سازوکار تشخیص طراحی نامناسب و بهره برداری نامناسب برای تخصیص جریمه های ناشی از قطعی از ملزومات این روش است. در ادامه بحث شد که شرکت های انتقال اروپا به طراحی چارچوب قابلیت اطمینان محور برای مدیریت قابلیت اطمینان در بازه های کوتاه مدت، میان مدت و بلندمدت اقدام کرده اند. این طراحی در قالب پروژه عظیم GARPUR صورت گرفته است. در این بخش به طور مختصر در زمینه اقدامات مدیریت قابلیت اطمینان در هر یک از این سه بازه صحبت شد. همچنین در شکل ۵-۴ انواع اقدامات مدیریت قابلیت اطمینان دسته بندی شد. مشاهده گردید که یکی از اجزای مدیریت قابلیت اطمینان ارسال سوابق است که موضوع اصلی این پروژه می باشد.

نتیجه گیری و جمع بندی

نتیجه گیری

اصلی ترین دغدغه های مربوط به یک سیستم قدرت را می توان در پنج دسته اقتصادی بودن، تأمین مستمر، کیفیت توان، ایمنی و سازگاری با محیط زیست تقسیم بندی کرد. بر این اساس، در جوامع پیشرفته امروزی پیوستگی تغذیه انرژی الکتریکی به عنوان یک اصل مهم شناخته می شود. اما با توجه به خرابی های تصادفی تجهیزات سیستم برق رسانی، ارائه یک سرویس بدون وقفه با چالش روبه رو است. لذا به منظور کاهش اثرات سوء ناشی از این خرابی ها، استفاده از یک چارچوب مناسب برای تحلیل رفتار سیستم و تصمیم گیری ضروری است.

در فصول گذشته ضمن معرفی و دسته بندی تجهیزات سیستم انتقال، در ارتباط با قابلیت اطمینان و مدل های آن و ضرورت استفاده از مطالعات قابلیت اطمینان در برنامه ریزی و بهره برداری سیستم انتقال مطالبی بیان شد. بحث شد که هزینه های احتمالی ناشی از قطعی از یک سو و محدودیت منابع مالی شرکت های انتقال از سوی دیگر موجب شده است روش های احتمالاتی که مقدار انتظاری کمیت هایی از جمله ریسک را تخمین می زنند اهمیت یابند. در ادامه، در زمینه شاخص های عملکردی سیستم انتقال و همچنین روش های قابلیت اطمینان محور در کشورهای پیشرو و آینده نگری در این مسیر صحبت شد. در این فصول مشاهده شد که برای مدل سازی احتمالاتی سیستم های انتقال به داده هایی از جمله نرخ خرابی و نرخ تعمیر نیازمندیم. برای استفاده از این نرخ ها نیازمند به جمع آوری داده در گستره وسیعی از زمان هستیم. عدم صحت در جمع آوری موجب خطای محاسبات و در نتیجه کاسته شدن از میزان بهره وری مالی و کیفی می شود. به همین دلیل نیاز است تا ساختاری جامع و یک پارچه برای گردآوری اطلاعات پایایی سیستم انتقال وضع شود. علاوه بر این ها مشاهده شد که بعضی شاخص های عملکردی برای تجهیزاتی تعریف می شوند که عملکرد پیوسته آن ها مطلوب است و بعضی شاخص ها برای تجهیزاتی که عملکرد مبتنی بر فرمان آن ها مطلوب است. بنابراین در ساختاری که برای گردآوری داده ها تدوین می شود، این تقسیم بندی باید رعایت شود.

مراجع

- [1] "State of reliability 2018", NERC, Online: https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/NERC_2018_SOR_06202018_Final.pdf
- [2] Edward A. Kram, P.E. , Gregg A. Spindler, "Transmission Line Availability Data Guidelines and Definitions", *Blue Arc Energy Solutions, Inc. and SGS Statistical Services*, 2003
- [3] "IEEE Standard Terms for Reporting and Analyzing Outage Occurrences and Outage States of Electrical Transmission Facilities", *IEEE Standards Board*
- [4] Billinton, Roy. *Power system reliability evaluation*. Taylor & Francis, 1970.
- [5] Čepin, Marko. *Assessment of power system reliability: methods and applications*. Springer Science & Business Media, 2011.
- [6] Billinton, Roy, and Ronald Norman Allan. *Reliability evaluation of engineering systems*. New York: Plenum press, 1992.
- [7] "Probabilistic Fundamentals Workshop Course Materials December 2017", *Nerc*, Online: https://www.nerc.com/pa/RAPA/Workshops_DL/Probabilistic_Fundamentals_Workshop_Course_Materials_December_2017.pdf
- [8] Billinton, R., and G. D. Singh. "Reliability assessment of transmission and distribution systems considering repair in adverse weather conditions.« In *Electrical and Computer Engineering, 2002. IEEE CCECE 2002. Canadian Conference on*, vol. 1, pp. 88-93. IEEE, 2002.
- [9] "Historical Reliability Data for IEEE 3006 Standards: Power Systems Reliability", IEEE Standard Association
- [10] Current transmission reliability and planning frameworks , Online: <https://www.pc.gov.au/inquiries/completed/electricity/report/31-electricity-appendixf.pdf>
- [11] GARPUT (Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment), Online: <https://www.sintef.no/projectweb/garpur/>
- [12] GARPUR Consortium. "D2. 2, guidelines for implementing the new reliability assessment and optimization methodology." (2016).
- [13] GARPUR Consortium. "How to upgrade reliability management for short-term decision making", Online: <https://www.sintef.no/globalassets/project/garpur/deliverables/garpur-d6.2-how-to-upgrade-reliability-management-for-st-decision-making.pdf>
- [14] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, 1st ed. New York: Springer, 1994.
- [15] TADS Metrics (Updated: January 2016), Nerc, 2016. Online: https://www.nerc.com/pa/rapa/tads/key_tads_documents/tads%20metrics%202016.pdf
- [16] "Guidelines For The Classification Of Grid Disturbances Above 100 kV", ENTSO-E, 2018, available:

https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/HVAC_guidelines_2017_04_13.pdf