طرح توسعه پایایی

پژوهشگاه نیرو

خبرنامه‌ی طرح توسعه پایایی شبکه برق ایران

طرح توسعه پایایی در سال ۹۸ ۱

اخبار داخلی در حوزه پایایی ۲

اخبار خارجی در حوزه پایایی ۱۰

معرفی رویدادهای علمی حوزه پایایی ۱۵

معرفی صنعت برق استرالیا از دیدگاه پایایی ۱۸

معرفی کتاب در حوزه پایایی ۲۸

معرفی نرم‌افزار در حوزه پایایی ۲۹

همکاران این شماره: امیر مشاری، مصطفی انصاری، علیرضا قاسمی

شماره چهارم شهریور ۱۳۹۸

درباره خبرنامه

انرژی الکتریکی پیش نیازی حیاتی در کلیه جوامع و کشورهای توسعه یافته و یا در حال توسعه محسوب می‌گردد. تأمین انرژی الکتریکی مطلوب، باکیفیت و با پایایی بالا همراه با هزینه‌های معقول نقش به‌سزایی در رشد و توسعه اقتصادی و اجتماعی هر کشوری خواهد داشت. سند راهبردی و نقشه راه توسعه پایایی در شبکه برق ایران یکی از اسناد راهبردی مصوب شورای آموزش و پژوهش وزارت نیرو است که پژوهشگاه نیرو مسئولیت تدوین و اجرای آنها را برعهده داشته است. براین اساس، طرح توسعه پایایی شبکه برق ایران از ابتدای سال ۱۳۹۶ در پژوهشگاه نیرو آغاز به‌کار نموده است که هدف آن فراهم‌سازی زیرساخت نرم‌افزاری و تحقیقاتی موردنیاز برای توسعه پایایی در شبکه برق کشور می‌باشد.

مجموعه پیش‌رو سومین شماره از خبرنامه طرح توسعه پایایی است که هدف آن اطلاع‌رسانی فعالیت‌های طرح و همچنین رویدادها و تازه‌های مرتبط با پایایی در ایران و جهان، با هدف فرهنگ‌سازی و ارائه اطلاعات مفید به متخصصان و علاقمندان این حوزه در کشور می‌باشد. امید است این مجموعه بتواند در مسیر بهبود و توسعه پایایی در شبکه برق کشور نقشی مفید ایفا نماید و این مهم جز با یاری و همفکری متخصصین و فعالان صنعت برق کشور میسر نخواهد بود. لذا از کلیه متخصصین و اندیشمندان این حوزه تقاضا می‌شود با ارائه نقطه‌نظرات ارزشمند خود، ما را در این راه یاری رسانند.

امیر مشاری

مجری طرح توسعه پایایی شبکه برق ایران

ReliabilityCenter@nri.ac.ir

تهران، شهرک قدس، انتهای بلوار شهید دادمان، پژوهشگاه نیرو، طرح توسعه پایایی شبکه برق ایران

تلفن: ۸۸۰۸۹۴۰۰ -۰۲۱ (داخلی ۴۲۴۱) دورنگار: ۸۸۰۷۹۴۳۹ -۰۲۱

اخبار طرح

وضعیت کلی طرح توسعه پایایی تا شهریور ۱۳۹۸

❖ اعضای کمیته راهبری

- جناب آقای دکتر محمود فتوحی فیروزآباد از دانشگاه صنعتی شریف (ریاست محترم دانشگاه)
- جناب آقای دکتر داود فرخزاد از شرکت مدیریت شبکه (سرپرست محترم شرکت) و عضو شورای پایایی
- جناب آقای مهندس عبدالصاحب ارجمند از وزارت نیرو (مدیرکل محترم دفتر راهبری و نظارت بر انتقال و توزیع) و عضو شورای پایایی
- جناب آقای مهندس مسعود صادقی خمامی از شرکت توانیر (مدیرکل دفتر نظارت بر توزیع) و عضو کمیته توزیع شورای پایایی
- جناب آقای دکتر پیمان کریمی‌فرد از شرکت توانیر (رییس محترم گروه مهندسی شبکه برق دفتر فنی و نظارت شبکه انتقال)
- جناب آقای مهندس حسن آبنیکی از شرکت توانیر (رئیس محترم گروه پروژه‌های ملی و توسعه‌ای دفتر تحقیقات)
- جناب آقای مهندس صفر فرضعلی‌زاده از پژوهشگاه نیرو (رئیس محترم پژوهشکده انتقال)
- جناب آقای دکتر پرویز رمضانپور از پژوهشگاه نیرو (رئیس محترم پژوهشکده توزیع)
- سرکار خانم مهندس نیکی مسلمی از پژوهشگاه نیرو (مدیر محترم گروه برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت)
- آقای دکتر امیر مشاری از پژوهشگاه نیرو (مجری طرح پایایی) – دبیر کمیته

❖ وضعیت پروژه‌های طرح

نام پروژه	نحوه انجام	تاریخ انجام فراخوان	وضعیت	تاریخ شروع	تاریخ پایان
طراحی الگوی کارکردی پایایی در شبکه برق ایران، با تمرکز بر کارکردهای مرتبط با اطلاعات و مطالعات پایایی و ایجاد ظرفیت‌های لازم برای استقرار آن	داخلی (پژوهشگاه نیرو)	-	در حال انجام	آبان ۱۳۹۶	شهریور ۱۳۹۸
مطالعات قابلیت اطمینان سامانه‌های انتقال توان با ظرفیت بالا	واگذاری (دانشگاهی)	شهریور ماه ۱۳۹۶	در حال انجام	خرداد ۱۳۹۷	مرداد ۱۳۹۸
طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب جهت گزارش دهی اطلاعات و شاخص های پایایی در بخش تولید	واگذاری (دانشگاهی)	آذر ماه ۱۳۹۶	در حال انجام	شهریور ۱۳۹۷	دی ۱۳۹۸
طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب جهت گزارش دهی اطلاعات و شاخص های پایایی در بخش انتقال	واگذاری (دانشگاهی)	آذر ماه ۱۳۹۶	در حال انجام	شهریور ۱۳۹۷	دی ۱۳۹۸
توسعه نرم‌افزار مطالعات قابلیت اطمینان شبکه انتقال و فوق‌توزیع پژوهشگاه نیرو	داخلی (پژوهشگاه نیرو)	-	در حال انجام	فروردین ۱۳۹۸	آذر ۱۳۹۹
تخمین هزینه خاموشی مشترکین	واگذاری (دانشگاهی)	مرداد ماه ۱۳۹۶	در حال انجام	فروردین ۱۳۹۸	مرداد ۱۳۹۹
طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب جهت گزارش دهی اطلاعات و شاخص های پایایی در بخش توزیع	واگذاری (دانشگاهی)	آذر ماه ۱۳۹۶	در مرحله انعقاد قرارداد	مهر ۱۳۹۸	مهر ۱۳۹۹

❖ خلاصه اقدامات طرح

- جاری‌سازی و پیگیری خوشه‌پروژه‌های پروژه‌های طرح پایایی
- برگزاری دومین جلسه هم‌اندیشی (بررسی نیازمندی‌های سیستم سراسری ثبت حوادث و گزارش‌دهی اتفاقات شبکه انتقال و فوق‌توزیع)
- تشکیل کارگروه مطالعات پایایی در کمیته توسعه سیستم و اقتصاد سیگره ایران (کارگروه C1.27: آینده پایایی در کشورهای در حال‌توسعه)
- برگزاری جلسات با خبرگان و ذی‌نفعان (وزارت نیرو، کمیته‌های شورای پایایی، توانیر، مدیریت شبکه، برق حرارتی، برق منطقه‌ای، توزیع...)
- ایجاد همکاری با دبیرخانه شورای پایایی به‌عنوان بازوی علمی-اجرائی

اخبار داخلی در حوزه پایایی

نشست تخصصی

« بررسی نیازمندی‌های سیستم سراسری ثبت حوادث و گزارش‌دهی اتفاقات شبکه انتقال و فوق‌توزیع »

۱۵ اسفندماه ۱۳۹۷ – پژوهشگاه نیرو

اهداف:

بررسی نقاط ضعف در سیستم ثبت حوادث و گزارش‌دهی اتفاقات در شبکه

شناسایی اصلاحات موردنیاز در گردش کارها بین بخش‌های مختلف

ترسیم سیستم ایده‌آل جمع‌آوری اطلاعات و گزارش‌دهی اتفاقات در حوزه انتقال نیرو

نشست تخصصی «بررسی نیازمندی‌های سیستم سراسری ثبت حوادث و گزارش‌دهی اتفاقات شبکه انتقال و فوق‌توزیع» در تاریخ ۱۵ اسفند ۱۳۹۷ از ساعت ۱۰:۰۰ لغایت ۱۲:۰۰ در محل پژوهشگاه نیرو برگزار شد. این نشست در راستای برنامه‌های طرح توسعه پایایی شبکه برق ایران در فراهم‌سازی زیرساخت نرم‌افزاری و تحقیقاتی موردنیاز برای توسعه پایایی در شبکه برق کشور برگزار گردید.

محورهای نشست:

- نیازمندی‌های مدل‌های پایایی تجهیزات انتقال و فوق توزیع
- سامانه ثبت حوادث و ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه برق ایران
- سامانه‌های ثبت حوادث و گزارش‌دهی اتفاقات شرکت‌های برق
- خلأهای موجود در سیستم‌های فعلی ثبت حوادث و گزارش‌دهی اتفاقات کشور

مدیران، متخصصان، اندیشمندان و ذی‌نفعان حوزه پایایی شبکه‌های انتقال و فوق‌توزیع از وزارت نیرو، شرکت مادرتخصصی توانیر، شرکت مدیریت شبکه، شرکت‌های برق منطقه‌ای و خبرگان دانشگاهی حاضرین در این نشست بودند.

در بخش نخست از این نشست، آقای مهندس ارجمندی‌نژاد گزارش "طراحی سیستم جامع اطلاعاتی به‌منظور پاسخگویی به نیازمندی‌های اطلاعاتی مدل‌های پایایی تجهیزات و طراحی گردش کار اطلاعاتی مناسب جهت گزارش‌دهی اطلاعات و شاخص‌های پایایی در بخش انتقال" که توسط دانشگاه صنعتی شریف تهیه شده است را ارائه دادند. موارد کلیدی که در این ارائه مطرح گردید به شرح زیر است:

- ایجاب مطالعات پایایی سیستم قدرت، بدلیل وابستگی هر چه بیشتر زندگی بشر به انرژی الکتریکی و خسارات هنگفت ناشی از خاموشی‌ها به صنعت برق و مشترکین مختلف؛
- مدل‌های پایایی سیستم‌های مهندسی و سیستم انتقال، طبقه‌بندی تجهیزات سیستم انتقال به جزء، زیر جزء و واحد، ارائه مدل مارکوف حالات مختلف جزء و بیان حالت‌های عملکردی اجزاء در دو حالت کارکرد و خروج؛
- معیارهای پایایی سیستم انتقال، ذکر مفاهیم ابتدائی برای محاسبه‌ی معیارهای پایایی تجهیزات انتقال؛
- نیازمندی‌های اطلاعاتی پایایی سیستم انتقال.

در ادامه این نشست، جناب آقای مهندس کریمی از گروه برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت پژوهشگاه نیرو گزارشی از "سامانه ثبت حوادث و ارزیابی قابلیت‌اطمینان شرکت‌های برق منطقه‌ای" که توسط همین گروه در حال انجام است، پرداختند:

این سامانه یک سیستم مبتنی بر وب جهت ثبت یکپارچه حوادث شبکه انتقال و فوق‌توزیع کشور با رویکرد انجام مطالعات پایایی است که به منظور فراهم کردن بستر مطالعات پایایی و ارزیابی پایایی شرکت‌های برق منطقه‌ای با نظارت شرکت توانیر تهیه شده است. در این سامانه، اطلاعات شبکه شرکت‌های برق منطقه‌ای شامل خطوط شبکه، پست‌ها و تجهیزات مربوطه و حوادث عمده و عادی شبکه انتقال و فوق‌توزیع ثبت می‌گردد.

این سامانه گزارش‌های متنوع آماری از حوادث، پارامترهای پایایی تجهیزات شبکه، شاخص‌های پایایی نقاط بار و کل شبکه ارائه می‌دهد. بر اساس این شاخص‌ها، امکان ارزیابی وضعیت پایایی شبکه مورد مطالعه و اتخاذ تصمیمات مناسب برای بهبود روش بهره‌برداری و برنامه‌ریزی وجود خواهد داشت. محاسبات این شاخص‌ها بر اساس مطالعات پژوهشی جامع و دقیق علمی در حوزه پایایی صورت گرفته است.

امکانات و قابلیت‌های نرم افزار:

- تحلیل حوادث و محاسبه شاخص‌های پایایی شبکه و نقاط بار؛
- ارائه گزارش‌های آماری از حوادث ثبت شده، گزارش‌های شاخص‌های پایایی و گزارش‌های استاندارد توانیر؛
- ارائه داشبورد مدیریتی؛
- قابلیت ارسال نظرات، پیشنهادها و اشکالات بوجود آمده در حین کار با سیستم به صورت مستقیم از داخل سامانه.

پس از ارائه گزارش‌های دانشگاه صنعتی شریف و پژوهشگاه نیرو، حضار در نشست به بحث و تبادل نظر پیرامون محورهای نشست و گزارشات ارائه‌شده در این نشست پرداختند. در ادامه گزیده‌ای از این پرسش و پاسخ‌ها و تبادل نظرها آورده شده است.

جناب آقای **دکتر فتوحی**: موضوع پایایی بحث بسیار مهمی است اما از آن مدل بحث‌هایی است که اگر در سیستم انجام نشود، نبود آن بطور محسوس احساس نمی‌شود و سیستم همچنان به کار خود ادامه می‌دهد به عبارت دیگر انجام ندادن مطالعات پایایی در بیشتر مواقع موجب ضررهای پنهان یا نهفته در سیستم می‌شود. در کتاب ارزیابی ریسک در سیستم‌های قدرت ترجمه انتشارات شریف[1] گفته شده است که بر اساس گزارش موجود، چیزی بین ۶۰ تا ۱۱۰ میلیارد دلار هزینه خسارت خاموشی مشترکان در سال ۲۰۰۱ در آمریکا بوده است، که اهمیت موضوع پایایی را نشان می‌دهد. صنایع هوافضا و هسته‌ای جزء اولین صنایعی

[1] *Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications (by Wenyuan Li (Author))*

بودند که مطالعات پایایی در آنها انجام گرفت و صنعت برق در جایگاه سوم یا چهارم از این لحاظ است که در آمریکای شمالی، *NERC* پیشرفت‌های قابل توجهی در این مباحث داشته است.

داشتن داده‌های مناسب و قابل‌قبول از ارکان اصلی مطالعات پایایی است. در بحث پایایی دو مورد از اهمیت بالایی برخوردار است؛ اول اینکه هر فردی که در این صنعت حضور دارد بداند (آموزش) که تمام اجزا و بخش‌ها بر روی پایایی سیستم موثر است بنابراین پایایی باید جزئی از مطالعات اصلی کار قرار گیرد چون می‌تواند پشتیبان بخش‌های دیگر باشد. موضوع دوم، وجود داده‌های مناسب از چندین سال گذشته بمنظور مطالعات مناسب بر روی آنها است. نکته‌ای که در مورد داده‌های پایایی وجود دارد این است که داده باید کامل باشد و داده زائد در آن نباشد. داده باید بصورت دائم بروزرسانی شود مانند شرکت *CEA* در کانادا (که چیزی مشابه به توانیر در ایران است و شرکت‌های برق‌منطقه‌ای در کانادا از آن تبعیت می‌کنند)، این شرکت داده‌های تمام برق‌منطقه‌ای‌ها را جمع‌آوری می‌کند و بصورت سالانه بروزرسانی می‌کند و برای تمام برق‌منطقه‌ای‌ها نیز به اشتراک می‌گذارد بطوری که هر برق‌منطقه‌ای داده‌های خودش را به اسم خود و داده-های شرکت‌های دیگر را با کد می‌توانند مشاهده کند. در کانادا بر اساس داده‌های خرابی تجهیزات، شرکت-های سازنده تجهیزات که کمترین خرابی تجهیزات را داشته‌اند نیز مشخص می‌شوند. داده‌های یک سیستم به ما عملکرد گذشته سیستم و پیش‌بینی عملکرد آینده آن را نشان می‌دهد.

جناب آقای **مهندس چیت‌چیان**: اقدامات انجام‌شده به جهت رفع مشکل و حادثه و تحلیل علت ایجاد حادثه بایستی در سیستم ثبت شود. علاوه بر این، بایستی مشخص شود که کدام نوع از حوادث بیشترین تکرار را در شبکه دارند و اینکه کدام‌یک از تجهیزات بیشتر در معرض خطا قرار می‌گیرند و هرکدام از این تجهیزات متعلق به کدام یک از سازنده‌های تجهیزات است. حوادث باید سطح‌بندی شوند و معین شود که کدامیک از این حوادث به چه سطحی از مدیریت باید انتقال داده شود. ارزیابی ده سال اخیر و مشخص نمودن بزرگترین حوادث شبکه و ریشه‌یابی و علت‌یابی این حوداث باید صورت گیرد. این تحلیل‌ها می-توانند بسیاری از علت‌های نامحسوس را برای اپراتور شبکه مشخص نمایند.

در ادامه نشست تعدادی از نمایندگان شرکت‌های برق منطقه‌ای مطالب و سوالاتی را پیرامون سامانه ثبت حوادث مطرح کردند که مهندس کریمی به آنها پاسخ دادند.

« راه‌اندازی سامانه‌های مدیریت اضطراری و پایش لحظه‌ای بار برق در غرب مازندران »

در راستای اجرای سیاست‌های وزارت نیرو دربرنامه پاسخ‌گویی بار در پیک‌بار سال ۹۸، شرکت توزیع برق غرب مازندران درصدد پیاده‌سازی سامانه‌های مدیریت اضطراری بار و پایش لحظه‌ای بار به منظور تسریع و ارائه خدمات مطلوب و تامین برق پایدار به مشترکین برآمد.

به گزارش پایگاه خبری توانیر، مهندس کیوان فرحزاد مدیرعامل شرکت توزیع نیروی برق غرب مازندران در این باره گفت: در همین راستا خرید و نصب ویدئووال انجام و سامانه پایش لحظه‌ای بار، از ابتدای پیک سال ۹۸ در مرکز کنترل فعال شد و کارشناسان مرکز دیسپاچینگ با پایش لحظه‌ای بار، وضعیت شبکه، رشد بار، کاهش بار غیرعادی شبکه و فیدرها، فاصله مجاز برای رسیدن به مقدار پیک تخصیصی هر امور و ... را به اطلاع کلیه مسئولان مرتبط با امر مدیریت مصرف در ستاد و مدیران و روسای بهره‌برداری امورهای هشت‌گانه می‌رساند.

وی افزود: سامانه مدیریت اضطراری بار، با توجه به تجربه پیک سال ۹۷ (سهمیه خاموشی روزانه)، پیش‌بینی رشد بار سالیانه، زیرساخت شبکه انتقال و فوق‌توزیع و سیاست‌های ابلاغی توانیر درخصوص اهمیت اطلاع‌رسانی خاموشی‌ها و اعلام برنامه زمان‌بندی خاموشی، سامانه مذکور پیگیری و در مرکز کنترل دیسپاچینگ نصب شد.

« بهره‌برداری از سه هزارمین کلید فشار متوسط با قابلیت اتوماسیون در شبکه برق تهران بزرگ »

به گزارش پایگاه خبری توانیر به نقل از روابط عمومی شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ؛ با توجه به رشد بالای توسعه سالانه شبکه توزیع برق در کلان شهر تهران، مشکل ترافیک موجود در اغلب معابر سطح شهر و همچنین شرایط خاص سیاسی، اقتصادی و جغرافیایی، وضعیت برق‌رسانی در تهران پیچیده و حساس است، از این رو بهره‌برداری از شبکه‌های برق‌رسانی با رعایت اصول فنی و با تکیه بر دانش روز، یکی از اولویت‌های مهم صنعت برق به ویژه این شرکت است، که در این راستا به یاری خدا و با همت همکاران و استفاده از دانش روز دنیا و با بهره‌گیری از پتانسیل شرکت‌های دانش‌بنیان، ۷۰۰امین پست

اتوماسیون و ۱۲امین دستگاه سکسیونر هوایی با قابلیت فرمان‌پذیری به بهره‌برداری رسید، که در این راستا بیش از ۳۰۰۰ کلید اتوماسیون با قابلیت از راه دور مورد بهره‌برداری قرارگرفته است.

بر اساس این گزارش؛ بهره‌برداری از سیستم اتوماسیون این تعداد پست‌های زمینی و سکسیونرهای هوایی، ضمن کاهش انرژی توزیع‌نشده، کاهش تلفات برق و امکان مانور از راه دور، باعث کاهش زمان خاموشی مشترکان، افزایش پایداری شبکه برق‌رسانی تهران و ارتقای شاخص‌های پایایی شبکه نیز خواهد بود. شایان ذکر است؛ اتوماسیون شبکه توزیع نقش موثری در توسعه فن‌آوری، توسعه دانش فنی در راستای تعامل صنعت ودانشگاه، خودکفایی در تولید، شناسایی ظرفیت‌ها و افزایش پایداری شبکه‌های توزیع برق و همچنین کاهش متوسط زمان خاموشی مشترکان دارد.

همچنین نقش اتوماسیون شبکه با قابلیت مدیریت بار و انرژی، تصمیمات لحظه‌ای پیک، توسعه AMI و مانیتورینگ انرژی به منظور، استفاده از فرصت‌های مدیریت مصرف و همچنین پدافند غیرعامل به منظور کنترل پایداری مراکز حیاتی و حساس شهر تهران بسیار ضروری است و لذا تجهیز مراکز و شریان‌های حیاتی و حساس شهر تهران به صورت گسترده از جمله بیمارستان‌ها، مراکز سیاسی و نظامی و ... به سیستم اتوماسیون توزیع از برنامه‌های آتی شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ است.

« افزایش قابلیت اطمینان سوخت‌رسانی به نیروگاه‌ها »

از آنجا که بخش قابل توجهی از انرژی الکتریکی تولید شده در کشور توسط گاز طبیعی تأمین می‌شوند، لذا کفایت تولید برق در کشور تا حد خیلی زیادی به پایایی شبکه گاز وابسته است. مدیرعامل شرکت انتقال گاز ایران از افزایش پایایی شبکه انتقال گاز کشور به ضریب ۹۹/۹ درصد همزمان با چهلمین سالروز پیروزی انقلاب اسلامی خبر داد و گفت: اکنون به جایگاهی رسیده‌ایم که اهداف این شرکت در همه روزهای سال محقق می‌شود.

مدیرعامل شرکت انتقال گاز ایران درباره عملکرد این شرکت در سال ۹۷ به ارائه توضیحاتی پرداخته و گفتند: امسال تمام تلاش این شرکت به این منظور بوده است که شبکه‌ای مطمئن، پایدار و ایمن داشته باشیم و این پایداری شبکه به سبب برنامه‌ریزی‌های دقیق تعمیراتی و آماده به کار بودن کارکنان در مجموعه انتقال

گاز است. همچنین پیش‌بینی‌های لازم برای انجام تعمیرات در پایان هر سال برای سال بعد و حتی برای دو یا سه سال آینده انجام می‌شود. امسال هم شبکه انتقال گاز در هیچ بخش از شبکه با مشکل روبه‌رو نشده است و مقدار عددی پایایی شبکه انتقال برابر با ۹۹/۹ درصد بوده است.

در ادامه ایشان گفتند، این مجموعه برای مصرف گاز در نقاط سردسیر و مناطقی که توزیع‌کننده اصلی گاز در کشور هستند برنامه خاصی را طراحی و اجرا کرده‌اند. پیش از آغاز فصل سرد، پیش‌بینی‌های لازم بر اساس نظر دیسپاچینگ شرکت ملی گاز ایران برای نقاطی که احتمال دارد در زمستان کمبود گاز داشته باشد یا نقاطی که احتمال دارد مصرف‌کنندگان رفتار یک‌نواختی به سبب میانگین متفاوت وزنی دما نداشته باشند انجام می‌دهد و شبکه انتقال را در آن مناطق، پرگاز نگه می‌دارد.

بر طبق صحبت‌های آقای توکلی، ظرفیت کنونی شبکه انتقال گاز کشور ۸۰۰ میلیون مترمکعب در روز است و به گفته ایشان آخرین رکود حجم انتقال گاز در یک روز، رقم ۷۶۱ میلیون و ۲۰۰ هزار مترمکعب بوده است. این حجم گاز در شبکه‌ای جابه‌جا می‌شود که از امنیت و مقاومت کافی در برابر حوادث و خطرات گوناگون برخوردار است. شبکه‌ای که در زمان طراحی همه موانع، خطرات و عوامل طبیعی بر سر راه آن در نظر گرفته شده است، در زمان احداث بهترین کیفیت برای تجهیزات استفاده شده و در زمان بهره‌برداری نیز نهایت دقت در نگهداری و استفاده به‌کار گرفته می‌شود. بر این اساس مدیرعامل شرکت انتقال گاز می‌فرمایند که از سلامت و امنیت شبکه انتقال گاز اطمینان دارند.

یکی از اهداف شرکت ملی گاز ایران و به تبع آن، شرکت مهندسی و توسعه گاز، افزودن ۱۰۰۰ کیلومتر خط انتقال گاز در هر سال به شبکه انتقال گاز کشور است. این هدف در سال ۹۶ به خوبی محقق شد و اما امسال نیز درصد زیادی از این هدف به واقعیت پیوسته است. همانطور که مسئولان شرکت مهندسی و توسعه گاز و نیز مدیرعامل شرکت انتقال گاز اعلام کرده‌اند، از ابتدای سال ۹۷ تاکنون بیش از ۹۰۰ کیلومتر خط لوله جدید به جمع خطوط انتقال گاز پیوسته است. بهره‌مندی از این حجم خطوط گاز با توجه به کیفیتی که از آن یاد شد، این شبکه را برای ارسال گاز به مبادی مصرف داخلی و صادراتی آماده نگه می‌دارد.

مدیریت کربن و جلوگیری از هدررفت گاز طبیعی نیز پروژه قابل توجهی است که در شرکت انتقال گاز ایران به اجرا درآمده است. بر اساس این طرح، میزان گازهای محاسبه نشده به کمتر از ۱/۵ درصد کاهش

یافته است که یک رقم قابل قبول در زمینه حفظ گاز به عنوان ثروت ملی و ایجاد سرمایه محسوب می‌شود. آقای توکلی در این باره می‌گویند: امسال یکی از عمده‌ترین اهداف این شرکت، مدیریت کربن و انرژی بوده است که یکی از مهم‌ترین بخش‌های آن مدیریت گازهای محاسبه نشده است. برای این منظور، باید کمیت گازها به روش صحیح اندازه‌گیری شود. مجموعه ما با کنترل‌های مداوم توانسته ارقام این گازها را به واقعیت نزدیک‌تر کند. افزون بر این، حساسیت مناطق در زمینه بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات درست نسبت به شیرهای بین راهی، شیرهای دستی، شیرهای بلودان، دوشیره کردن شیرهای بلودان و کاهش تعداد توقف تاسیسات و تجهیزات نیز تاثیر زیادی در این طرح داشته است.

اخبار خارجی در حوزه پایایی

«پیش‌بینی قطعی برق ناشی از طوفان‌ها با استفاده از هوش مصنوعی»

دانشمندان اخیرا الگوریتم یادگیری ماشینی توسعه داده‌اند که می‌تواند قطعی برق ناشی از رعد و برق را پیش‌بینی کند. این خبر برای شرکت‌هایی مانند شرکت‌های برق خبر مهمی است چرا که توسط آن قادر به پیش‌بینی خسارت به زیرساخت‌های خود خواهند بود.

با توجه به این موضوع، روپ تروو[1]، معمار نرم‌افزار موسسه هواشناسی فنلاند *(FMI)* و محقق مقطع دکتری دانشگاه آلتو[2] فنلاند از رویکرد یادگیری ماشین برای پیش‌بینی اینکه طوفان‌ها تا چه حد می‌توانند مخرب باشند، استفاده کرده است. برای توسعه این سیستم، "تروو" ابتدا داده‌هایی از قطعی برق را به سیستم وارد کرد. این داده‌ها توسط سه شرکت انرژی فنلاندی تهیه شده بود. دانشگاه آلتو طی بیانیه‌ای گفت: طوفان به چهار دسته طبقه‌بندی می‌شوند. طوفان دسته صفر هیچ آسیبی به ترانسفورماتورهای برق نمی‌زند، طوفان دسته یک، تا ۱۰ درصد در جریان برق ترانسفورماتورها اختلال ایجاد می‌کند، طوفان دسته دو تا ۵۰ درصد و طوفان دسته سه بیش از ۵۰ درصد در جریان برق ترانسفورماتورها اختلال ایجاد می‌کند.

در گام دوم، داده‌های به دست آمده از طوفان‌ها جمع آوری و توسط رایانه‌ها مورد تحلیل قرار گرفته‌اند. تروو گفت: طوفان‌ها از عناصر بسیاری تشکیل شده‌اند که می‌تواند نشان دهد که چقدر می‌توانند آسیب‌زننده باشند. با گروه‌بندی ۱۶ ویژگی مختلف از هر طوفان (مساحت سطح، سرعت باد، دما و فشار) ما توانستیم به رایانه آموزش دهیم که طوفان‌ها در چه مواقعی مخرب خواهند بود.

تروو در انتها افزود: قدم بعدی ما این است که این مدل را امتحان و اصلاح کنیم تا برای طوفان‌های هر فصل عملکرد متفاوتی داشته باشد برای مثال نحوه دسته‌بندی طوفان‌های تابستان و زمستان متفاوت است بنابراین ما به روش‌های متفاوتی برای پیش‌بینی خسارت هر طوفان نیاز داریم.

---

[1] *Roope Tervo*

[2] *Aalto university*

« خاموشی سراسری در ونزوئلا »

در تاریخ ۸ مارس ۲۰۱۹ شبکه برق کشور ونزوئلا به فروپاشی سراسری رسید. طبق گزارشات منتشر شده این حادثه درپی خروج از مدار نیروگاه‌های آبی مستقر در نواحی جنوبی رخ داده است.

۶۴ درصد از انرژی الکتریکی در کشور ونزوئلا توسط واحدهای آبی تأمین می‌شود. بزرگترین نیروگاه این کشور به نام گوری بر روی رودخانه‌ی کارونی احداث شده است که ظرفیتی معادل ۱۰۲۰۰ مگاوات دارد. انرژی تولید شده آن از طریق سه خط ۷۵۰ کیلوولت به نواحی شمالی منتقل می‌شود. گفتنی است که کل ظرفیت نیروگاه‌های احداث شده در این کشور معادل ۱۷۰۰۰ مگاوات است. مطابق با گزارشات این خطوط انتقال توان، از نواحی علفزار عبور می‌کنند. این مسئله پیش از این به عنوان یک عامل خطرناک شناخته شده بود و به طور منظم پوشش گیاهی آن منطقه کوتاه می‌شود. به دلیل سوء مدیریت توده عظیمی از گیاهان خشک در مسیر خطوط انتقال در سطح زمین پدید می‌آید که به دنبال آتش‌سوزی در این علفزارها، خطوط انتقال فوق ذکر از مدار خارج می‌شوند. بدین ترتیب بخش اعظم تولید توان از دست می‌رود و سایر نیروگاه‌ها هم یکی پس از دیگری تریپ می‌دهند که نتیجه‌ی آن خاموشی سراسری است.

به دلیل اینکه نیمی از نیروهای متخصص از کشور خارج شده‌اند امکان بازیابی سریع شبکه وجود ندارد. علاوه بر این، نیروگاه‌های سوخت فسیلی نیز به دلیل سوء مدیریت مخازن تأمین سوخت کافی ندارند که عملیات بازیابی را دچار چالش کرده است.

رهبر مخالفان ونزوئلا در گفت وگو با 'سی ان ان' تصریح کرد: ادامه این خاموشی‌ها در چهارمین روز خود منجر به از دست رفتن ۴/۱ میلیارد دلار از اقتصاد ملی کشور شده که هر دقیقه بر هزینه این خسران افزوده می‌شود. پیشتر 'فرانسیسکو والنسیا' مدیر گروه امور بهداشتی کودویدا یک سازمان غیردولتی در ونزوئلا است اعلام کرده بود که به علت قطع سراسری برق طی ۴ روز ۱۵ بیمار ونزوئلایی در نتیجه عدم دسترسی به فرآیند دیالیز، جان خود را از دست داده‌اند و هشدار داد که زندگی بیش از ۱۰ هزار بیمار دیالیزی در سراسر ونزوئلا در خطر قرار دارد. گفتنی است که بعضی از خبرگزاری‌ها نیز حملات سایبری و کارشکنی‌های داخلی را دلیل اصلی این حادثه می‌دانند.

« خاموشی سراسری در آرژانتین، اروگوئه و بخش‌هایی از پاراگوئه »

در ۱۶ ژوئن سال ۲۰۱، قطع برق در مقیاس بسیار بزرگی از آرژانتین، اروگوئه و بخش‌هایی از پاراگوئه را با خاموشی کامل مواجه کرد، که حدود ۴۸ میلیون نفر بدون برق تخمین زده شده‌اند. گزارش‌های اولیه حاکی از وجود مشکلات در چندین خط انتقال ۵۰۰ کیلوولت برق از دو سد به شبکه برق آرژانتین بود.

تحقیقات در مورد علت خاموشی توسط ادرسور[۱] و دولت آرژانتین انجام شد. یک کارشناس انرژی در آرژانتین، بخشی از علت خاموشی را به "خطاهای عملیاتی و طراحی سیستمی" در زیرساخت‌های انرژی این کشور نسبت داده است. گوستاوو لوپتگی، وزیر انرژی آرژانتین گفته است که بعید است این حادثه به علت حمله سایبری ایجاد شده باشد. گزارش‌های حاکی از آن است که احتمالاً این خاموشی ناشی از مشکل در مدار ۵۰۰ کیلوولت از طرف شهرداری کلونیا الیا به بلگرانو، حومه بوینوس آیرس است که یک مدار ۵۰۰ کیلوولت دوم از کلونیا الیا به مرسدس هم تحت تاثیر حادثه اول و بطور خودکار از مدار خارج شده است. در این شرایط خط سوم ۵۰۰ کیلوولت سوم هم از کلونیا الیا تا نوا کامپانا به دلیل کار ساخت و ساز از مدار خارج شده بود.

« خبرهای FERC »

کمیسیون تنظیم انرژی فدرال[۲] پنجم و ششم نوامبر ۲۰۱۹ یک کارگاه آموزشی تشکیل می‌دهد. هدف از این کارگاه، بحث در مورد فن‌آوری‌های ارتقاء شبکه است که ظرفیت، کارآیی یا پایایی تاسیسات انتقال را افزایش می‌دهد. کارمندان در مورد چگونگی استفاده از فناوری‌های ارتقاء شبکه در برنامه‌ریزی‌ها و عملیات انتقال، چالش‌هایی که در مورد استقرار و اجرای این فناوری‌ها وجود دارد و کارهایی که کمیسیون می‌تواند در رابطه با آن چالش‌ها انجام دهد، از جمله اتخاذ فن‌آوری‌های ارتقاء شبکه توسط *RTO / ISO* و شرکت‌ها[۳] بحث خواهند کرد. و این فن‌آوری‌ها شامل موارد زیر می‌باشند (اما محدود به این موارد نیستند):

---

[۱] Edesur

[۲] the Federal Energy Regulatory Commission

[۳] utilities

(۱) تجهیزات کنترل پخش بار و سوئیچ انتقال
(۲) فناوری‌های ذخیره‌سازی
(۳) فناوری‌های پیشرفته مدیریت رتبه‌بندی خط[۱]

شرکت کنندگان در این کارگاه، نمایندگانی از شرکت‌ها، *RTO / ISO*، فروشندگان فناوری، محققان و سایر علاقه‌مندان را شامل می‌شوند. جزئیات بیشتر و دستور کار رسمی قبل از کنفرانس صادر می‌شود.

کمیسیون تنظیم انرژی فدرال (*FERC*) و شورای پایایی برق آمریکای شمالی (*NERC*) در تاریخ ۱۸ جولای ۲۰۱۹، گزارشی مشترک منتشر کردند که بار دیگر بر لزوم آمادگی کافی و مناسب مالکان نیروگاه‌ها و اپراتورهای شبکه برای شرایط آب و هوایی زمستان برای اطمینان از پایایی سیستم برق تأکید می‌کند. این گزارش نشان می‌دهد، با وجود راهنمایی‌های قبلی *FERC* و *NERC*، وقایع در هوای سرد همچنان منجر به خاموشی‌های غیرمترقبه می‌شوند که عملکرد سیستم پایا را دچار مشکل می‌کنند. این گزارش به توسعه یک یا چند استاندارد پایایی الزامی مورد نیاز مالکان نیروگاه‌ها/اپراتورها تأیید می‌کند تا در برابر هوای سرد آماده شوند و اطلاعاتی را در مورد این آماده‌سازی‌ها به هماهنگ‌کنندگان پایایی[۲] و نهادهای بالانس[۳] ارائه دهند. این گزارش چندین توصیه را ارائه می‌دهد و آماده‌سازی‌های صحیح را مشخص می‌کند. برخی از این توصیه‌ها شامل موارد زیر می‌باشند:

- مالکان نیروگاه‌ها و اپراتورها برای آماده‌سازی در برابر هوای سرد باید فعالیت‌های مقاوم‌سازی زمستانی را انجام دهند و از دقت و صحت مشخصات طراحی دمای محیط واحدهای خود اطمینان حاصل کنند.
- نهادهای بالانس و هماهنگ‌کنندگان پایایی باید از محدودیت‌های خاص تولید واحدها، مانند درجه حرارت محیط یا مشکل در حمل و نقل سوخت، آگاه باشند.
- هماهنگ‌کنندگان برنامه‌ریزی[۴] و برنامه‌ریزان انتقال[۱] باید به طور مشترک، تمام سناریوهای ممکن را مطالعه کنند و توسعه دهند تا برای شرایط آب و هوایی فصلی شدید آماده‌تر شوند.

[۱] advanced line rating management
[۲] Reliability Coordinators
[۳] Balancing Authorities
[۴] Planning coordinators

- مالکان انتقال و اپراتورها باید تحلیل‌هایی را انجام دهند که رتبه‌بندی‌های مختلف تابستان و زمستان را برای هر دو شرایط عادی و شدید نشان می‌دهند.

گروه *COU* در *FERC* به منظور ارتقاء سطح امنیت اطلاعات شبکه و افزایش امنیت فیزیکی شبکه *NERC* در نظر دارد تا سیستم *EISAC* و *MSISAC* را راه اندازی کند که موجب افزایش امنیت در سطح کل زیرساخت‌های برق ملی خواهد شد. این دو سیستم در دوسطح مختلف میزان و نقاط ضعف شبکه را از بعد حمله‌های سایبری و فیزیکی ارزیابی می‌کنند و از طریق گزارشات و آلارم‌های مختلف، اعضاء مربوطه را آگاه می‌سازند. این همکاری طراحی شده میان دو سیستم *EISAC* و *MSISAC* اهداف اصلی زیر را دنبال می‌کند:

- بهبود امنیت و همکاری‌های موجود در راستای امنیت پیرامون تهدیدها و چالش‌های ناگهانی
- تهیه یک تحلیل یکپارچه از حوادث و چالش‌های مربوط به مسائل امنیت سیستم
- به اشتراک‌گذاری فرایندهای پیشرفته برای آگاهی بیشتر و مفیدتر نسبت به شرایط لحظه‌ای
- بهبود نحوه‌ی به اشتراک‌گذاری اطلاعات میان همه‌ی ISACها

[1] transmission planners

معرفی رویدادهای علمی

2019 2nd International Conference on Power and Energy Technology

2019 2nd International Conference on Power and Energy Technology will be held in **Mohammed V University in Rabat, Rabat, Morocco** on **October 14-16, 2019**. The theme of ICPET 2019 is bridging and connecting – across disciplines, practices, places and understandings. The most interesting things happen at edges and boundaries, and so the aim of the conference is to demonstrate and examine different approaches in innovative power and energy technology solutions. ICPET 2019 features invited speakers as well as peer-reviewed paper presentations.The conference is completely open (one needs to register first), you will not have to be an author or a discussant to attend.

Conference Topics:

Smart Grids	*Nuclear Energy Safe Utilization*
Power electronics	*Thermal and recycling*
Green technology	*Nuclear Spent Fuel Management*
Energy harvesting	*Objectives of using renewable energy*
Power system insulation	*Lightning and electromagnetic transients*
Power system protection	*Solar, wind, sea and hydroelectric energy*
Diagnostics and reliability	*Sustainable energy production*
Biomass and eco-design	*Optimization of conventional energy resources*
Cascade faults and blackouts	*Power system dynamics, stability and control*
Electrical Power Engineering	*Integration of distributed generation in the main grids*
Envisioning the future energy system	
Electricity storage and Energy efficiency	*Electromagnetic compatibility/Power quality*
Power planning, diversity, reducing emissions	
Renewable energy sources and storage devices	
Power quality, protection and electromagnetic compatibility	
Power system instrumentation, measurements and automation	
Renewable energy management and environmental impact	
Restructuring of the electricity industry and transnational networks	
Transportation generation and distribution power system	
Planning and operation of power systems under market conditions	

2019 4th International Conference on System Reliability and Safety

In the past 3 years, ICSRS was held in large capital cities, such as Paris, Milan, Barcelona. Based on the previous success, **2019 4th International Conference on System Reliability and Safety (ICSRS 2019)** will be held during November 20-22, 2019 at NH Roma Villa Carpegna in Rome, Italy.

ICSRS 2019 is Technical Co-Sponsored by IEEE Reliability Society (Italy Chapter). ICSRS 2019 aims to provide a high level international forum to bring together industry professionals, academics, and individuals from institutions, industrials and government agencies to exchange information, share achievements, and discus the advancement in the fields of System Reliability and Safety, etc.

ICSRS 2019 is an annual event where you will meet and network with energy leaders, business innovators, researchers, academics and policy makers from across the globe. It welcomes author submission of papers concerning any branch of the System Reliability and Safety, and their applications ineducation, and other subjects. The subjects include:

Security and Dependability Analysis	*Big Data and IoT Applications in R&M*	*Business Process Improvement*
Discrete Event Modeling & Simulation	*Design Optimization Using R&M Techniques*	*Economic Models for R&M Equipment*
Diagnostics and Prognostics	*Fault Tolerance and Safety Critical Systems*	*R&M Applications in Infrastructure Management*
Quality Appl. in Electronics Design & Mfg.	*Prognostics and Health Management*	*Maintenance Models and Methodologies*
R&M Management	*Repairable Systems*	*Physical Reliability Models*
Life Data Analysis	*FMEA*	*Knowledge Based Training*
R&M Applications in Service	*Human Reliability*	*Risk Analysis and Management*
R&M Applications in Manufacturing	*R&M Applications in Supportability*	*R&M and Quality Appl. in Communications Design & Mfg.*
R&M Applications in Health Care	*R&M Applications in Aerospace*	*Warranty Data Analysis and Management*
Fault Tree Analysis	*System Safety Analysis*	*Reliability Growth Analysis*
Reliability Modeling	*Accelerated Life Testing*	*Software Reliability and Testing*

3rd International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering

2020 the 3rd International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE 2020) will be held in Chongqing, China during April 24-26, 2020. Previous CEEPE conferences were held at **Seoul National University, South Korea (2018) and the University of California, Berkley, USA (2019)**.

The aim of CEEPE 2020 is to present the latest research and results of scientists related to Energy, Electrical and Power Engineering topics. This conference provides opportunities for the different areas delegates to exchange new ideas and application experiences face to face, to establish business or research relations and to find global partners for future collaboration. We hope that the conference results constituted significant contribution to the knowledge in these up to date scientific field. Some topics are:

Advanced Power Semiconductors	*Computation Intelligence in Electrical Engineering*	*Power Generation and Sustainable Environment*
Analogue and Digital Signal Processing	*Computer and AI Applications in Power Industry*	*Electronics, Information and Control Systems*
Control Science and Control Engineering	*High Voltage Engineering and Insulation Technology*	*Control Theory and Application*
Biomedical Engineering	*Communication Systems*	
Electromagnetic Transients Programs	*Distributed Generation, Fuel Cells and Renewable Energy Systems*	*Electrical Machinery and Electrical Apparatus*
Inverter and Converter Technology	*Electrical Traction Systems and Control*	*Electric Vehicle Technologies*
Predictive control	*Electromagnetic Compatibility*	*Power System Stability*
Information Technology Application	*Power System Planning and Scheduling*	*Industrial Process Control and Automation*
Wind, Solar and Renewable Energy	*Transmission and Distribution Systems and Apparatus*	*Power System Protection, Operation and Control*
Micro Machines	*Intelligent control systems*	*Power Optimization*
Power System Reliability and Security	*Power Quality and Electromagnetic Compatibility*	*Measuring Technology and Instruments*

هر ایالت استرالیا از لحاظ قانونی این توانایی را دارد که قوانین مربوط به برق خود را با توجه به ویژگی‌های منطقه خود تعیین کند. در سال‌های اخیر ایالات کوئینزلند، نیوساوت‌ولز، ویکتوریا، تاسمانی، استرالیای جنوبی و *ACT* برای تشکیل یک بازار سراسری انرژی (بازار برق ملی *NEM*[۱]) متحد شده‌اند. این بازار تحت قوانین و ساختار نظارتی یکسانی در همه قسمت‌ها و ایالت‌های تحت پوشش خود فعالیت می‌کند. استرالیای شمالی و قلمرو غربی استرالیا تحت نظارت این بازار فعالیت نمی‌کنند [۱]. اصلی‌ترین قانونی که این بازار تحت آن عمل می‌کند، قانون ملی برق *NER*[۲] است. این قانون توسط شورای دولت استرالیا *COAG*[۳] تصویب شده است. به‌طور کلی، تعیین سیاست‌ها و قوانین مرتبط با انرژی از طرف *COAG* به شورای انرژی و منابع *SCER*[۴] واگذار شده است که پیش از این بر عهده وزارت انرژی[۵] این کشور بود.

نظارت‌کننده انرژی استرالیا[۶] (*AER*)، سازمان دولتی است که گرچه قسمتی از گروه رقابت و مصرف‌کننده استرالیا[۷] (*ACCC*) است، اما به‌صورت مستقل عمل می‌کند. *AER* بر صاحبان شبکه و نحوه اجرای قوانین نظارت می‌کند. مهم‌ترین وظیفه این سازمان تعیین میزان مجاز درآمد ناشی از شبکه است (که از طریق میزان حداکثر و یا قیمت درآمد مجاز تعیین می‌شود). *AER* بر تطابق با قوانین نظارت می‌کند و اطلاعاتی را در مورد بازار انرژی جمع‌آوری می‌کند [۲].

بهره‌بردار بازار انرژی استرالیا[۸] (*AEMO*)، بهره‌برداری از بازار و توسعه شبکه را بر عهده دارد. این سازمان نقش هماهنگ‌کننده را برای نظارت بر امنیت شبکه برق *NEM* در هنگام بیش‌تر بودن تقاضا نسبت به تولید دارد. پیشنهادهای خرید و فروش به این سازمان ارسال می‌شود و او قیمت‌های گره‌ای را تعیین می‌کند.

۱-*National Electricity Market*

۲-*National Electricity Low*

۳-*Council of Australian Governments*

۴-*Standing Council on Energy and Resources*

۵-*Ministerial Council on Energy*

۶-*Australian Energy Regulator*

۷-*Australian Competition and Consumer Commission*

۸-*Australian Energy Market Operator*

نظارت بر پایایی شبکه و تعیین استانداردهای مرتبط با آن از وظایف سازمان گروه خدمات[۱] ناحیه شمالی است [۳]. سیستم قدرت جنوب غربی استرالیا سیستمی است که استرالیای غربی را پوشش می‌دهد و بازار آن، بازار غرب استرالیا[۲] (*WEM*) نام دارد.

سازمان مقررات اقتصادی[۳]، سازمان مستقل نظارت‌کننده[۴] اقتصادی استرالیای غربی است. این سازمان، با هدف دنبال کردن منافع بلند مدت استرالیا غربی برای ترویج فضای تجاری رقابتی کارآمد و عادلانه در صنایع گاز، برق، آب و راه‌آهن فعالیت می‌کند. این سازمان، همچنین به دولت در مسائل مهم اقتصادی پیشنهادهایی ارائه می‌کند [۴].

ارزیابی پایایی

AEMO اضافه شدن *GW* ۸/۸۸ تولید بادی به *NEM* را تا سال ۲۰۲۰ در گزارش توسعه شبکه انتقال ملی سال ۲۰۱۲ خود پیش‌بینی کرده است. به این ترتیب تولید بادی این ناحیه در کل برابر با *GW* ۱۱/۵ خواهد بود. مهم‌ترین چالش‌های بهره‌برداری این میزان از تولید بادی عبارت است از:

۱. کاهش اینرسی سیستم
۲. پیش‌بینی سیستم جدیدی برای کنترل فرکانس
۳. کاهش ظرفیت خطوط بین ناحیه‌ای
۴. افزایش سطح خطا در سیستم

گزینه‌هایی که برای پاسخ‌گویی به این چالش‌ها با کمترین تغییر در سیستم‌ها و کنترل‌های موجود در نظر گرفته شده است، کاهش تولید بادی در مرکز پخش بار با توجه به اینرسی شبکه و یا حتی نگه داشتن تعدادی از ژنراتورهای سنکرون بوده است. گزینه‌های دیگر شامل تغییراتی در رویه‌ها، سیستم‌ها و ابزارهای قانون‌گذاری هست.

تولیدات تجدیدپذیر معمول سطح خطا را پایین می‌آورند و بنابراین همیشه باید میزان معینی از ژنراتور سنکرون در شبکه باشد. *AEMO* مطالعاتی را در شبکه *NEM* انجام داده است تا تأثیر افزایش منابع تولید تجدیدپذیر را در پایداری ولتاژ، سطح خطای شبکه، اینرسی شبکه و پایداری گذرای آن بررسی کند [۵].

۱-*Utilities Commission*

۲-*Western Australia Market*

۳-*Economic Regulation Authority*

۴-*Regulator*

پایایی در تولید و شبکه انتقال

AEMO بررسی استراتژیکی از توسعه‌ی بهینه شبکه انتقال ملی (*NEM*) برای دوره طراحی ۲۵ ساله انجام می‌دهد. *AEMO* موظف به انجام این بررسی بر اساس قانون ملی برق این کشور است و این بررسی مطابق با استانداردهای پایایی و کاربرد آن‌ها در مدیریت تجهیزات انجام می‌شود. همچنین تحلیل خدمات کمکی مورد نیاز در دوره پنج‌ساله برای تعیین ظرفیت سیستم انتقال صورت می‌گیرد [۵].

AEMO تا سال ۲۰۱۲ طرح خدمات کمکی کنترل بارگذاری خط را برای یک خط *kV* ۳۳۰ ناحیه خود انجام می‌داد و به این ترتیب از ظرفیت این خط استفاده بیشتری می‌کرد. این طرح شامل قطع *MW* ۳۵۰ از بار در هنگام وقوع پیک و رسیدن به حد حرارتی این خط بود؛ اما مالک سیستم انتقال در این ناحیه درخواستی برای انجام *(RIT-T)* ارائه کرده است تا به این وسیله ظرفیت خط این ناحیه را افزایش دهد. هدف از *RIT-T* محاسبه ارزش فعلی طرح‌های سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال است تا گزینه‌هایی که بیشترین ارزش را برای تولیدکنندگان، منتقل‌کنندگان و مصرف‌کنندگان توان ایجاد می‌کنند، انتخاب شود. *AEMO* گزارش نهایی خود را از بررسی این طرح منتشر کرده است. در این گزارش مقایسه روش‌های شبکه‌ای و غیر شبکه‌ای مانند پاسخگویی بار انجام‌شده است و درنتیجه آن، پیاده‌سازی روش‌های مدیریت بار را توصیه کرده است. این گزارش شامل برآورد هزینه انرژی تأمین نشده است که با استفاده از ارزش پایایی برای مشترک محاسبه می‌شود. این ارزش معادل هزینه پرداختی به مشترک در هنگام قطعی توان است. ظرفیت موردنیاز خطوط برای برآوردن پایایی مورد نظر، حداقل سطح رزرو ۱۰٪ بار پیش‌بینی شده است. همچنین بر اساس پیش‌بینی انجام‌شده ۷٪ از ظرفیت کل را تولیدات بادی تأمین خواهد کرد [۵].

فعالیت‌های انجام‌شده مرتبط با پایایی در حوزه توزیع

در سال ۲۰۱۱، قیمت برق در مناطقی از استرالیا افزایش قابل‌توجهی پیدا کرد. وزارت انرژی استرالیا مهم‌ترین دلیل این افزایش را سرمایه‌گذاری در شبکه‌های توزیع تشخیص داد. به‌طور خاص در ایالت نیوساوث‌ولز، سازمان دولتی محلی (سازمان قضایی نظارت و قیمت‌گذاری[۱]) سرمایه‌گذاری زیاد در زیرساخت‌های شبکه توزیع برای برآوردن استانداردهای پایایی سیستم توزیع را دلیل افزایش قیمت‌های خرده‌فروشی عنوان کرد و حتی افزایش بیشتر قیمت‌ها را پیش‌بینی نمود. در واکنش به این مسئله، وزارت انرژی استرالیا به *AEMC* فرمان بررسی استانداردهای پایایی سیستم توزیع را در سطح ملی و به‌طور خاص

[۱]-*Independent Pricing and Regulatory Tribunal*

در ایالت نیوساوث‌ولز صادر کرد [۶]. درنتیجه‌ی این فرمان، *AEMC* از گروه *Brattle* درخواست نمود تا روش‌ها و نتایج قانون‌گذاری را در حوزه‌های قضایی مختلف در سراسر دنیا و استرالیا بررسی نماید و نهایتاً پیشنهادهایی را در این مورد برای سیستم استرالیا فراهم کند. در اینجا قسمت‌هایی از این گزارش برای شناخت روش‌های تنظیم و گزارش‌دهی پایایی ارائه می‌شود.

در مجموع، پانزده سیستم توزیع با مشخصات بسیار متفاوت در استرالیا وجود دارد و تنها سه ایالت بیشتر از یک توزیع‌کننده دارند. برخی از قوانین تصویب شده در ارتباط با پایایی سیستم‌های توزیع در این کشور ملی هستند و در قانون ملی برق این کشور لحاظ شده‌اند؛ درحالی که استانداردهای ایالتی نیز وجود دارند [۷]. *NER* شامل ساز و کار تشویقی پایایی (طرح تشویقی عملکرد برق‌رسانی موردنظر[۱] *STPIS*) است که در آن عملکرد پایایی با معیارهای[۲] استاندارد اندازه‌گیری می‌شود (به‌طور مثال *SAIDI*) و مطابق با آن پرداخت تشویقی و یا دریافت جریمه انجام می‌پذیرد. هیچ‌گونه استانداردی در *NER* در ارتباط با نحوه ایجاد میزان مورد نظر پایایی وجود ندارد؛ با این وجود، در ایالت‌هایی که مالکیت سیستم توزیع دولتی است، امکان صرف سرمایه برای پایایی بالاتر بدون وجود استاندارد ملزم‌کننده وجود دارد؛ به طور مثال در کوئینزلند، پروژه‌های تحقیقاتی دولتی برای مقابله با پایایی ضعیف سیستم توزیع تعریف شد و با توجه به نتایج آن، تغییراتی در سیستم توزیع این ایالت ایجاد گردید. یکی از این موارد، برنامه‌ریزی سیستم بر اساس معیار *N-1* بود [۷]. جدول زیر اطلاعاتی در مورد روش‌های مورد استفاده برای بالا بردن سطح پایایی و نهادهای مرتبط با تعیین استانداردهای پایایی در ایالت‌ها و قلمروهای مختلف ارائه کرده است. با وجود اینکه بسیاری از ایالت‌ها دارای مشوق پایایی *STPIS* هستند، اما استانداردهای پایایی در آن‌ها متفاوت است.

این استانداردها به‌طور مثال، در مورد نحوه اندازه‌گیری شاخص‌ها متفاوت است. در گزارشی که گروه بهره‌وری[۳] استرالیا در مورد وضعیت شبکه برق و قانون‌گذاری آن تهیه‌کرده است، عنوان شده که تفاوت استانداردها در ایالت‌ها و قلمروهای مختلف و از طرفی وجود طرح *STPIS* یکسان برای ناحیه *NEM*، موجب افزایش هزینه و دشواری برنامه‌ریزی برای شرکت‌های توزیع‌شده است. به همین منظور لازم است که یک استاندارد ملی برای پایایی شبکه توزیع این نواحی تعیین شود [۷].

---

[۱]-*The Service Target Performance Incentive Scheme*

[۲]-*Metric*

[۳]-*Productivity Commission Inquiry on Electricity Network Regulation*

نظام مدیریتی و نهادی در استرالیا

حوزه	سازمان موظف به تعیین استانداردهای پایایی	سازمان موظف به تعیین مشوق‌های پایایی	مشوق پایایی
ACT	دولت این بخش استاندارد خاصی با عنوان کد توزیع برق (استاندارد مرتبط با تأمین برق) وضع نموده است.	*AER*	*STPIS*
نیوساوت‌ولز	وزارت خدمات عمومی[1]	*AER*	*STPIS*
کوئینزلند	وزارت خدمات عمومی	*AER*	*STPIS*
استرالیای جنوبی	گروه خدمات ضروری[2]	*AER*	*STPIS*
تاسمانی	قانون‌گذار اقتصادی تاسمانی[3]	*AER*	*STPIS*
ویکتوریا	گروه خدمات ضروری- استاندارد وضع‌شده شرکت‌های توزیع را موظف می‌دارد که هدف پایایی خود را معین کنند.	*AER*	*STPIS*
استرالیای غربی	وزارت انرژی	سازمان معینی وجود ندارد.	مشوق معینی وجود ندارد.
قلمرو شمالی	استاندارد خاصی در این زمینه وجود ندارد.	گروه خدماتناحیه شمالی	مشوق معینی وجود ندارد.

طرح *STPIS* که در بسیاری از ایالت‌ها پیاده‌سازی می‌شود، تنها راهبرد *AER* برای ارتقای سطح پایایی سیستم توزیع در استرالیا است. طرح *STPIS* به توزیع‌کنندگان مشوق مالی ارائه می‌کند تا سطح پایایی سیستم خود را افزایش دهند. این پرداخت تشویقی یا جریمه می‌تواند به‌اندازه ٪۷ از کل درآمد تنظیم‌شده توزیع‌کننده باشد. *STPIS* چهار بخش اصلی دارد: پایایی منبع، کیفیت تأمین (هنوز اجرا نشده است)، خدمات مشترکین و سطح تضمین شده‌ای از خدمات[4] (*GSL*). هر پنج سال یک بار، *STPIS* به عنوان قسمتی از فرایند تعیین سود قابل قبول برای هر توزیع‌کننده اجرا می‌شود. در این طرح، عملکرد سال گذشته هر توزیع‌کننده از طریق شاخص‌های *SAIDI*، *SAIFI* و *MAIFI* ارزیابی می‌شود که به معنای مقایسه با میانگین پنج سال گذشته این مقادیر است. این ارزیابی ممکن است در شرایطی خاص انجام شود؛ یعنی،

[1]-*Minister for Utilites*

[2]-*Essential Services Commission*

[3]-*Tasmanian Economic Regulator*

[4]-*Guaranteed Service Level*

به‌طور مثال روزهایی که در آن‌ها حادثه‌هایی خاص، مانند آب و هوای نامساعد وجود داشته است، ممکن است در هنگام محاسبه شاخص حذف شوند. همچنین، در این محاسبات معمولاً قطعی‌های کمتر از یک دقیقه حذف می‌شوند. معمولاً از ارزش پایایی مشتری[۱] برای تعیین جریمه‌ها یا پرداخت‌های تشویقی استفاده می‌گردد که به معنای ارزش *MWh* تامین نشده است. بخش *GSL* در *STPIS*، توزیع‌کنندگان را موظف می‌دارد که پرداخت‌هایی را به هر یک از مشتریانی که در اثر قطعی تحت تأثیر قرار گرفته‌اند، صورت دهند. بخش خدمات مشترکین طرح *STPIS* مربوط به خدمات پاسخ به مشترک، تعمیرات روشنایی‌های شهری، اتصالات جدید و پاسخ به درخواست‌های کتبی است [۷].

لازم به ذکر است که شاخص‌های پایایی که شرکت‌های برق موظف به گزارش آن هستند، در ایالت‌های مختلف استرالیا متفاوت است؛ ضمن اینکه بسیاری از شرکت‌های برق موظف‌اند گزارش‌هایی نیز از روش‌های برنامه‌ریزی و طراحی خود در سیستم برای بهبود پایایی ارائه کنند. همچنین، در بسیاری از مناطق میزان هزینه‌ای که به مشترکین در اثر پایایی ضعیف باید پرداخت شود متفاوت است؛ به طور مثال، در مناطق شهری سطح پایایی بالاتری برای مشترکین تعیین شده است. همچنین، در تعدادی از ایالت‌ها شرکت‌های توزیع[۲] موظف‌اند گزارشی از فیدرهایی که بدترین خدمات را ارائه کرده‌اند تهیه کنند و در مقابل مشترکین این فیدرها هزینه‌ای را از آن‌ها دریافت می‌کنند [۸].

AEMC پس از گزارش گروه *Brattle*، یک مقاله[۳] در مورد نحوه بیان و گزارش دهی نتایج پایایی سیستم توزیع در سطح ملی و یک گزارش در مورد هزینه‌ها، مزایا و سطح پایایی (شامل ارزش پایایی مصرف‌کننده) در نیوساوت‌ولز منتشر کرد [۸]. پس از آن، *AEMC* بعد از دریافت نظر قسمت‌های مختلف، گزارش خود را در مورد مزایای تعیین یک چارچوب ملی برای تشریح، نظارت و گزارش دهی در مورد پایایی ارائه کرد.

در سال ۲۰۱۰، *AEMC* تحقیقاتی در مورد امنیت و پایایی *NEM* در شرایط آب و هوایی نامساعد انجام داده بود و در ادامه‌ی این بررسی از *SCER* درخواست نموده بود تا *AEMO* تحقیقاتی در مورد ارزش پایایی مشترک انجام دهد. بررسی‌های *AEMO* در سال ۲۰۱۳ آغاز شد. نتایج این بررسی قسمتی از چارچوب ملی تعیین سطح پایایی خواهد بود زیرا این پایایی بستگی به ارزش آن برای مشترک در قسمت‌های مختلف خواهد داشت.

۱-*Value of Customer Reliability*

۲-*Distributors*

۳-*Issue Paper*

همان‌طور که پیش از این ذکر شد، سازمان منابع عمومی در سال ۲۰۱۲، از گروه بهره‌وری استرالیا درخواست می‌کند که در زمینه ساختار شبکه الکتریکی بررسی‌هایی انجام دهد. گزارش نهایی این سازمان در سال ۲۰۱۳ منتشر شد و در این گزارش روشی کلی برای تعیین یک ساختار ملی پایایی سیستم توزیع شرح داد که در آن استانداردهای نواحی مختلف با طرح *STPIS* سازمان *AER* جایگزین می‌شود. دولت حمایت خود را از مبنای این طرح که ارتباط بین درآمد و سطح پایایی باشد، اعلام کرد و بررسی‌های بیشتر را به *AEMC* واگذار کرد. درنهایت، *AEMC* گزارش نهایی خود را در ارتباط با ساختار ملی تنظیم و نظارت بر پایایی سیستم توزیع در سال ۲۰۱۳ منتشر کرد که در آن مراحل پیاده‌سازی این طرح نیز ارائه شده‌اند [۹]. *SCER* این تغییرات را تأیید نموده است و مراحل پیاده‌سازی آن آغاز شده است [۹].

ارزیابی پایایی

همان‌طور که پیش از این ذکر شد، در استرالیا در حال حاضر *AER* و هر حوزه قضایی نحوه اندازه‌گیری پایایی را تعریف می‌کند که این مسئله موجب دشواری مقایسه عملکرد شرکت‌های توزیع مختلف شده است. بنابراین، شورای انرژی (*SCER*) از *AEMC* درخواست کرد که تعاریفی یکسان برای پایایی سیستم توزیع برای استفاده در *NEM* تهیه کند. از نظر شورای انرژی *COAG* این یک ابزار مفید برای تسهیل سرمایه‌گذاری کارآمد، افزایش شفافیت و بهبود نتایج نظارتی خواهد بود. این درخواست مشاوره در ادامه بررسی *AEMC* در مورد چارچوب ملی پایایی توزیع انجام شده است [۷].

شورای انرژی *COAG* از *AEMC* درخواست نمود که در تدوین معیارها و شاخص‌های پایایی با *AER*، شرکت‌های توزیع برق، نهادهای نظارتی اداری و قضایی و دولت همکاری کند. همچنین از *AEMC* درخواست شد که از شرکت‌های فراهم‌کننده خدمات انتقال و *AEMO* نیز در مورد معیارهای تدوین‌شده بازخورد دریافت گردد.

در پیش‌نویس گزارش *AEMC*، تعاریف یکسانی برای معیارهای پایایی ارائه شده است. همچنین تعاریفی برای حوادث اصلی و حوادثی که در محاسبه شاخص‌ها مورد استثنا قرار می‌گیرند، نوع فیدرها و فیدرهایی که بدترین خدمات را دریافت نموده‌اند، ارائه کرده است. سازمان *AEMC* تلاش نموده است که تعاریف تا حد امکان با تعاریف طرح *STPIS* سازمان *AER* یکسان باشد تا به این ترتیب از اعمال هزینه‌های اضافه به شرکت‌های توزیع جلوگیری گردد [۱۰].

بهبود پایایی

در این قسمت برنامه‌های پایایی دو شرکت توزیع در استرالیا مرور می‌شود:

❖ شرکت *SP AUS*

شرکت *SPI Electricity* طی گزارشی نحوه برآوردن تقاضای پیش‌بینی شده و نیز ارتقای سطح پایایی را در سیستم توزیع خود شرح می‌دهد. این گزارش در پاسخ به یکی از الزامات نظام‌نامه توزیع برق[۱] است. این شرکت مسئول توزیع برق در ملبورن و قسمت‌هایی از شمال ویکتوریا است. برنامه‌های بهبود پایایی این شرکت به طور کلی شامل بهبود و تقویت موارد زیر می‌شود [۱۱]:

- پایش
- به‌کارگیری و جمع‌آوری اطلاعات
- جلوگیری از حوادث تأثیرگذار بر پایایی
- مدیریت حوادث پایایی
- تمرکز سرمایه‌گذاری بر کاهش حوادث پایایی

❖ شرکت *Energex*

این شرکت مالک قسمتی از سیستم توزیع ایالت کوئینزلند است که به بیش از ۱/۳ میلیون مشترک برق‌رسانی می‌کند. شرکت *Energex* پایایی را وابسته به دو معیار کفایت و امنیت می‌داند. بر اساس معیار امنیت تعریف شده، سیستم باید بتواند در شرایط عادی ظرفیتی بیشتر از بار پیش‌بینی شده داشته باشد [۱۲].

Energex برنامه‌ریزی شبکه توزیع را به صورت مشترک با فراهم‌کنندگان خدمات انتقال و سایر فراهم‌کنندگان خدمات توزیع (شرکت توزیع) انجام می‌دهد. فرایند برنامه‌ریزی به این صورت است که با تشخیص و پایش زودهنگام محدودیت‌های شبکه، راه‌حل‌هایی به عنوان پیشنهاد در نظر گرفته می‌شود. پس

[۱]-*Electricity Distribution Code*

از بررسی اولیه پیشنهادها، در مراحل بعدی تعدادی از آن‌ها با تحلیل‌های دقیق‌تر فنی، اقتصادی و محیطی حذف می‌شوند. معمولاً *Energex* فرایند برنامه‌ریزی را سال‌ها قبل از تصمیم سرمایه‌گذاری به‌منظور برطرف کردن محدودیت‌های شبکه آینده انجام می‌دهد. مطابق قانون ملی برق، *Energex* گزینه‌های برنامه‌ریزی خود را با هزینه تخمین شده در اسناد تست نظارتی[۱] منتشر می‌کند. به‌طور کلی فرایند برنامه‌ریزی شامل موارد زیر می‌شود [۱۲]:

- پیش‌بینی بار
- ارزیابی ظرفیت سیستم موجود
- تشخیص محدودیت‌های سیستم
- فرمول‌بندی گزینه‌های شبکه برای غلبه بر این محدودیت‌ها و شناسایی هر راه‌حل غیر شبکه‌ای از افراد صاحب نظر[۲]
- مقایسه گزینه‌ها بر اساس ملاحظات فنی و اقتصادی
- انتخاب گزینه‌های توسعه
- انجام مشاوره عمومی در پروژه‌هایی که ارزش بیشتر از ده میلیون دارند.
- تصویب پروژه و آغاز اقدامات پیاده‌سازی

در زمینه بهبود پایایی، به دلیل تغییرات ویژگی‌های شبکه و سایر عوامل تأثیرگذار *Energex* هدف خود را حداقل سطح خدمات استاندارد[۳] قرار نداده است. بلکه برای در نظر گرفتن ریسک کمتر از یک بار در ده سال عدم مطابقت با استاندارد، میزان ۱۰ تا ۱۵ درصد کمتر از استاندارد را مورد هدف قرار داده است. این اهداف بر اساس شبیه‌سازی مونت‌کارلوی پنج سال گذشته از *SAIDI* و *SAIFI* قرار داده شده است [۱۲].

پیش‌بینی عملکرد شبکه در انواع خروجی‌های برنامه‌ریزی شده، غیر طوفانی برنامه‌ریزی نشده و طوفانی برنامه‌ریزی نشده انجام می‌شود. سپس تأثیر فاکتورهایی همچون فرسودگی تجهیزات در پایایی و نیز برنامه‌های بهبود پایایی در نظر گرفته می‌شود. در صورت تفاوت مقادیر پیش‌بینی شده و اهداف پایایی

[۱]-*Regulatory Test Documents*

[۲]-*Proponents*

[۳]-*Minimum Service Standards*

اقدامات اصلاحی صورت می‌گیرد. در این زمینه پیش‌بینی سود دریافتی از طریق افزایش حد درآمد مجاز *STPIS* نیز در نظر گرفته می‌شود [۱۲].

مراجع

[1] *http://australia.gov.au/about-australia/our-government/state-and-territory-government#Territorygovernment.*

[2] *http://www.aer.gov.au/about-us.*

[3] *Economic Regulation Authority, Western Australia, "2013 Wholesale Electricity Market Report to the Minister for Energy".*

[4] *http://www.utas.edu.au/centre-for-renewable-energy-and-power-systems/about-creps.*

[5] *Australian Energy Market Operator, "Victorian Reliability Support – Project Assessment Conclusions Report", 2012*

[6] *http://aemc.gov.au/getattachment/866644ad-ef50-4cef-b3f5-5654cadd2cdd/SCER-terms-of-reference.aspx.*

[7] *Serena Hesmondhalgh, William Zarakas, Toby Brown, "Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes", The brattle group, Jan. 2012.*

[8] *Australian Government, Productivity Commission, Productivity Commission Inquiry Report Volume 2, "Electricity Network Regulatory Frameworks", No. 62, 9 April 2013*

[9] *Australian Energy Market Commission, Issues Paper- National Workstream, "Review of distribution reliability outcomes and standards", 2012*

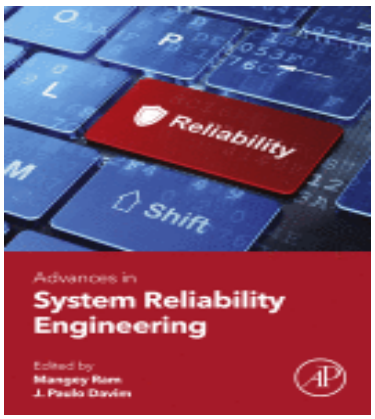
[10] *Australian Energy Market Commission, Final Report, "Review of the national framework for distribution reliability", 2013*

[11] *Australian Energy Market Commission, Draft Report, "Distribution Reliability Measures", 2014*

[12] *Energex, "Distribution System Planning Report 2013-2017", 2013*

معرفی کتاب

Advances in System Reliability Engineering (edition 2019)



Recent *Advances in System Reliability Engineering* describes and evaluates the latest tools, techniques, strategies, and methods in this topic for a variety of applications.

Special emphasis is put on simulation and modelling technology which is growing in influence in industry, and presents challenges as well as opportunities to reliability and systems engineers. Several manufacturing engineering applications are addressed, making this a particularly valuable reference for readers in that sector.

Key Features:

- Contains comprehensive discussions on state-of-the-art tools, techniques, and strategies from industry
- Connects the latest academic research to applications in industry including system reliability, safety assessment, and preventive maintenance
- Gives an in-depth analysis of the benefits and applications of modelling and simulation to reliability

System Reliability, Quality Control, Safety, Maintenance and Management (ICICCT 2019)

This book discusses reliability applications for power systems, renewable energy and smart grids and highlights trends in reliable communication, fault-tolerant systems, VLSI system design and embedded systems. Further, it includes chapters on software reliability and other computer engineering and software management-related disciplines, and also examines areas such as big data analytics and ubiquitous computing. Outlining novel, innovative concepts in applied areas of reliability in electrical, electronics and computer engineering disciplines, it is a valuable resource for researchers and practitioners of reliability theory in circuit-based engineering domains.

معرفی نرم‌افزار

نرم‌افزار TADS

موسسه *NERC* برای انجام ارزیابی پایایی در سطح انتقال از نرم‌افزاری به نام *TADS*[۱] استفاده می‌کند. اولین گزارش در مورد این نرم‌افزار در سال ۲۰۰۷ ارائه شده است. در این سال، کارگروهی متشکل از کشورهای آمریکا و کانادا و هشت ناحیه‌ی تحت نظارت *NERC* خروجی کار خود را در مورد نرم‌افزار ارزیابی پایایی سیستم انتقال ارائه دادند. هدف از تشکیل این کارگروه در سال ۲۰۰۶ دستیابی به یک روند یکسان برای گزارش‌دهی و محاسبه‌ی دسترس‌پذیری سیستم انتقال و عملکرد آن بود. این کارگروه ادعا کرده است که با استفاده از مطالعات گسترده و استفاده از تجربیات صنعتی به بررسی مفید بودن هر کدام از داده-های موجود پرداخته است. در این گزارش بیان شده است که ممکن است در آینده به این نتیجه رسید که برخی از اطلاعات به اندازه‌ای که مورد انتظار بوده است، مفید نباشد و از جمع داده‌های لازم حذف شوند و از طرف دیگر برخی اطلاعات دیگر اضافه شوند. هدف اصلی برای تهیه‌ی این نرم‌افزار تهیه‌ی ابزاری مناسب برای مالکان سیستم انتقال و *NERC* است که به کمک آن بتوانند تصمیمات درستی در راستای بهبود پایایی و عملکرد خود بگیرند *[۱]*.

در مرحله‌ی اول فرض شده است که مالکین سیستم انتقال تنها اطلاعات مربوط به خروج‌های اجباری را در سیستم ثبت می‌کنند. نکات کلیدی نرم‌افزار *TADS* در مرحله‌ی اول عبارتند از:

۱) در این نرم‌افزار پیشنهاد شده است که داده برای چهار دسته تجهیزات زیر که در ولتاژ بالای ۲۰۰ کیلوولت کار می‌کنند، جمع‌آوری شود:
- ✓ خطوط AC بالاتر از ۲۰۰ کیلوولت (هوایی و زیرزمینی)
- ✓ ترانسفورماتورها با ولتاژ فشار ضعیف بالاتر از ۲۰۰ کیلوولت،
- ✓ مبدل‌های AC/DC پشت به پشت[۲] با ولتاژ بالاتر از ۲۰۰ کیلوولت در هر دو سمت،
- ✓ مدارهای DC با ولتاژ DC بالاتر از ۲۰۰ کیلوولت.

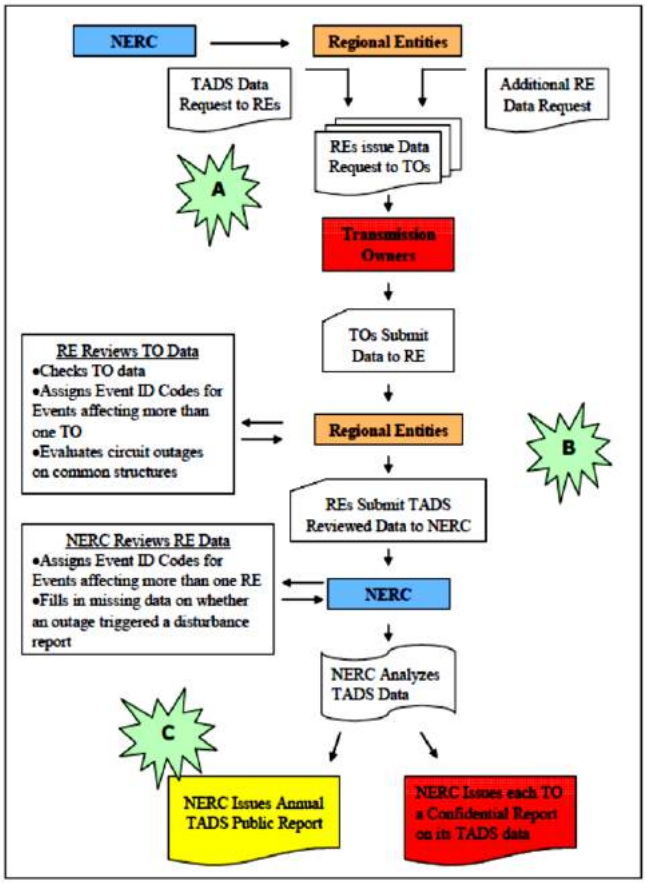
[۱] - *Transmission Availability Data Analysis*

[۲] - *Back-to-Back*

۲) ساختاری انتخاب شده است که در آن مالکین سیستم انتقال می‌بایست تعداد تجهیزات در هر سطح ولتاژ را ارائه دهند و در عین حال می‌بایستی گزارش خروجی هر المان را به صورت مجزا بیان کنند.

۳) پیشنهاد شده است که تنها داده‌های مربوط به خروج‌های خودکار چه گذرا[۱] و چه دائمی[۲]، جمع‌آوری شوند. خروج‌های خودکار اطلاعات مفیدی در مورد اکثر خروج‌های برنامه‌ریزی نشده در اختیار کاربر قرار می‌دهد.

انتظار می‌رود که تمامی *TO*هایی که در *NERC* ثبت شده‌اند، به اجبار گزارش‌های خود را در *TADS* ثبت کنند. علاوه بر آن *RE*ها هم جزئیات بیشتری را می‌بایست گزارش دهند *[۲]*.



پروسه‌ی پیشنهادی شامل سه مرحله‌ی اصلی (مراحل *A*، *B* و *C*) در شکل مقابل، مشخص شده است. اجرای یکسان نرم‌افزار *TADS* در کل *TO*ها حیاتی است، زیرا می‌بایست داده‌های ورودی مالکین با همدیگر قابل‌مقایسه باشد. در پروسه‌ی ارائه شده *NERC* و *RE* با یکدیگر در ارتباط هستند *[۲]*.

قسمت *A* فرآیند درخواست داده را نشان می‌دهد. شرکت *NERC* از تمامی *RE*ها اطلاعات *TADS* را درخواست می‌کند. هر *RE*، درخواست اطلاعات دسترس‌پذیری سیستم انتقالی که در ناحیه‌ی خود قابل دسترسی است را اضافه می‌کند. مجموع این درخواست‌ها (*NERC* و *RE*) به مالکین انتقال ارسال می‌شود.

۱- *Momentary*

۲- *Sustained*

قسمت *B* فرآیند ثبت داده و بازبینی را نشان می‌دهد. مالکین انتقال داده‌های کامل خود را برای *RE* مربوط به خود ثبت می‌کنند.

۱) REها کد ID رخداد ثبت شده توسط TOها را کنترل می‌کنند و کد ID رخداد مشابه را برای رخدادهای مرزهای TO اختصاص می‌دهند. رخدادهای مشابه با زمان‌های شروع خروج المان‌ها و اطلاعات ترمینال‌ها (برای خطوط) و توضیحات مالکین شناسایی می‌شوند.

۲) REها کنترل می‌کنند تا خروج خطوط AC که بر روی یک سازه قرار دارند ولی دارای مالکین متفاوتی هستند به درستی شماره نوع رخداد به آن‌ها اختصاص داده شده باشد.

درنهایت *RE*ها اطلاعات کنترل شده را در اختیار *NERC* قرار می‌دهند. شرکت *NERC* اطلاعات مربوط به کد *ID* رخداد را بازبینی می‌کند و کد *ID* رخداد مشترکی را برای رخدادهایی که در مرزهای *RE* رخ داده است، در نظر می‌گیرد. علاوه بر این *NERC* اطلاعات مربوط به گزارش‌های اغتشاشات *EOP-004* را بازرسی می‌کند تا دلیل رخدادهایی را که مالکین (نامشخص) زده‌اند، در صورت امکان مشخص کند.

بخش *C* فرآیند آنالیز و گزارش‌دهی را نشان می‌دهد. شرکت *NERC* داده‌های *TADS* را آنالیز می‌کند و گزارش سالیانه‌ی عمومی را منتشر می‌کند. این گزارش حاوی شاخص‌ها برای هر *RE* و برای *NERC* به صورت کلی است. گزارشی هم به صورت محرمانه برای هر *TO* ارسال می‌شود.

روابط بکار گرفته شده در *TADS*

روابط بکار گرفته شده در این نرم‌افزار برای محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان تجهیزات، با تقریب مناسبی به دلیل عدم در نظر گرفتن خروج‌های برنامه‌ریزی‌شده، به‌صورت زیر در نظر گرفته می‌شود[۳].

۱- درصد دسترس‌پذیری

$$\frac{(\text{تعداد هر نوع تجهیزات ضربدر ۸۷۶۰ ساعت}) - (\text{مجموع ساعت‌های خروج خودکار دانمی هر نوع تجهیزات})}{\text{تعداد هر نوع تجهیزات ضربدر ۸۷۶۰ ساعت}}$$

۲- متوسط زمان بین خرابی‌ها

$$\frac{(\text{تعداد هر نوع تجهیزات ضربدر ۸۷۶۰ ساعت}) - (\text{مجموع ساعت‌های خروج خودکار دانمی هر نوع تجهیزات})}{\text{تعداد نوع تجهیزاتی که خروج دائمی داشته‌اند}}$$

تعاریف بکار گرفته شده در این نرم‌افزار برای شاخص‌های مختلف هر نوع تجهیزات در کلاس‌های ولتاژی مختلف، در جدول زیر، آورده شده است [۳]:

روابط محاسبه‌ی معیارها

ردیف	معیار	فرمول	واحد	مخفف
	فرکانس خروج تجهیز			
۱	فرکانس مجموع خروج خودکار تجهیزات[۱]	$\frac{\text{مجموع خروج خودکار}}{\text{مجموع تجهیزات}}$	تعداد خروج‌های خودکار بر تجهیز در هر سال	*TOF*
۲	فرکانس خروج دائمی تجهیزات[۲]	$\frac{\text{مجموع خروج دائمی}}{\text{مجموع تجهیزات}}$	تعداد خروج‌های دائمی بر تجهیز در هر سال	*SOF*
۳	فرکانس خروج گذرا تجهیزات[۳]	$\frac{\text{مجموع خروج گذرا}}{\text{مجموع تجهیزات}}$	تعداد خروج‌های گذرا بر تجهیز در هر سال	*MOF*
	مدت زمان خروج تجهیز، زمان تعمیر و زمان سالم بودن[۴]			
۴	مدت زمان خروج دائمی تجهیز[۵]	$\frac{\text{مجموع ساعت‌های خروج دائمی}}{\text{مجموع تجهیزات}}$	میانگین تعداد ساعت‌های خروج دائمی بر تجهیز در هر سال	*SODT*
۵	متوسط زمان تعمیر خروج دائمی تجهیز[۶]	$\frac{\text{مجموع ساعت‌های خروج دائمی}}{\text{مجموع تجهیزات با خروج دائمی}}$	میانگین تعداد ساعت‌های خروج دائمی بر تجهیز خارج شده	*MTTR*
۶	میانه‌ی زمان تعمیر تجهیز معیوب با خروج دائمی[۷]	زمانی که ۵۰٪ زمان‌های متوسط تعمیر از این مقدار بیشتر است.	میانه تعداد ساعت‌های خروج دائمی بر تجهیز خارج شده	*MdTTR*
۷	میانگین زمان بین خروج‌های دائمی تجهیز[۸] (میانگین زمان سالم بودن). یا میانگین زمان مابین خرابی ها	$\frac{\text{مجموع تعداد ساعت‌های تجهیز} - \text{مجموع تعداد ساعت‌های خروج دائمی}}{\text{مجموع خروج‌های دائمی تجهیز}}$	میانگین تعداد ساعت‌های عملکرد یک تجهیز قبل از خراب شدن	*MTBF*
	دسترس‌پذیری تجهیز			
۸	درصد دسترس‌پذیری تجهیز[۹]	$\left(1 - \frac{\text{مجموع ساعت‌های خروج دائمی}}{\text{مجموع ساعت های تجهیز}}\right) * 100$	درصد	*APC*
۹	درصد تجهیزاتی که خروج نداشته‌اند[۱۰]	$\frac{\text{مجموع تجهیزات بدون خروج}}{\text{مجموع تجهیزات}}$	درصد	*PCZO*
۱۰	درصد تجهیزات با خروج خودکار که با یک گزارش	$\frac{\text{مجموع خروج‌های خودکار مرتبط با گزارش اغتشاش}}{\text{مجموع خروج‌های خودکار}}$	درصد	*PCDR*

۱- *Element Total Automatic Outage Frequency*

۲- *Element Sustained Outage Frequency*

۳- *Element Momentary Outage Frequency*

۴- *Up time*

۵- *Element Sustained Outage Duration Time*

۶- *Element Sustained Outage Mean Time to Repair*

۷- *Median Time to Repair Sustained Element Outage Failures*

۸- *Mean Time Between Sustained Element Outages (Mean Time Between Failures)*

۹- *Element Availability Percentage*

۱۰- *Percentage of Elements with Zero Automatic Outages*

ردیف	معیار	فرمول	واحد	مخفف
	اغتشاش مرتبط است[۱]			
فرکانس خروج خطوط به ازای هر ۱۰۰ مایل مدار (تنها برای خطوط *AC* و *DC*)				
۱۱	فرکانس مجموع خروج خطوط، تعدیل شده بر حسب مایل خط[۲]	مجموع خروج‌های خودکار خطوط ضربدر صد / مجموع طول خطوط برحسب مایل	تعداد خروج‌های خودکار به ازای هر صد مایل خط در هر سال	*TCOF100CTmi*
۱۲	فرکانس خروج دائمی خطوط، تعدیل شده بر حسب مایل خط[۳]	مجموع خروج‌های دائمی خطوط ضربدر صد / مجموع طول خطوط برحسب مایل	تعداد خروج‌های دائمی خودکار به ازای هر صد مایل خط در هر سال	*SCOF100CTmi*
۱۳	فرکانس خروج گذرا خطوط، تعدیل شده بر حسب مایل خط[۴]	مجموع خروج‌های گذرا خطوط ضربدر صد / مجموع طول خطوط برحسب مایل	تعداد خروج‌های گذرا خودکار به ازای هر صد مایل خط در هر سال	*MCOF100CTmi*
فرکانس خروج خطوط چندمداره به ازای هر صد مایل سازه چند مداره (برای خطوط *AC*، خروج چند مداره دارای نوع خطای ۳۰ هستند، برای خطوط *DC*، خروج چند مداره دارای نوع خطا *40* هستند)				
۱۴	فرکانس مجموع خروج چند مداره، تعدیل شده بر حسب مایل خط[۵]	مجموع خروج خودکار خطوط چند مداره ضربدر صد / مجموع طول سازه چند مداره بر حسب مایل	تعداد خروج‌های خودکار در هر صد مایل سازه چند مداره در هر سال	*TMCOF100STmi*
۱۵	فرکانس خروج دائمی چند مداره، تعدیل شده بر حسب مایل خط[۶]	مجموع خروج دائمی خطوط چند مداره ضربدر صد / مجموع طول سازه چند مداره بر حسب مایل	تعداد خروج‌های دائمی در هر صد مایل سازه چند مداره در هر سال	*SMCOF100STmi*
۱۶	فرکانس خروج گذرا چند مداره، تعدیل شده بر حسب مایل خط[۷]	مجموع خروج گذرا خطوط چند مداره ضربدر صد / مجموع طول سازه چند مداره بر حسب مایل	تعداد خروج‌های گذرا در هر صد مایل سازه چند مداره در هر سال	*MMCOF100STmi*

گزارش مرحله دوم

در سال ۲۰۰۸ میلادی گزارش مرحله‌ی دوم پروژه‌ی *TADS* منتشر شد. در این مرحله علاوه بر اضافه شدن گزارش‌های مربوط به خروج‌های اضافی، کلاس ولتاژ *DC+/-100-199 kV* نیز به کلاس‌های ولتاژ اضافه گردید. علاوه بر این دو نکته، دو ویژگی نیز به *TADS* اضافه گردید، که در مرحله‌ی قبلی وجود نداشت:

۱- *Percent of Element Automatic Outages associated with a Disturbance Report*
۲- *Circuit Total Outage Frequency, Mileage Adjusted*
۳- *Circuit Sustained Outage Frequency, Mileage Adjusted*
۴- *Circuit Momentary Outage Frequency, Mileage Adjusted*
۵- *Multi Circuit Total Outage Frequency, Mileage Adjusted*
۶- *Multi Circuit Total Outage Frequency, Mileage Adjusted*
۷- *Multi Circuit Total Outage Frequency, Mileage Adjusted*

۱) امکان بازبینی اطلاعات شخصی مالکین انتقال که در TADS ثبت کرده‌اند، توسط NERC به نرم‌افزار اضافه گردید.

۲) مدیریت فعالیت‌های آینده TADS نیز به قابلیت‌های برنامه اضافه شد.

ساختار مرحله دوم

در مرحله‌ی دوم چارچوبی معرفی شد که در آن اطلاعات مربوط به خروج‌های غیرخودکار جمع‌آوری شدند. این بخش برای تکمیل مرحله‌ی اول ارائه شده است. در نتیجه، این دو مرحله در کنار هم ساختار ارزیابی و اندازه‌گیری پایایی در ناحیه‌ی *NERC* را کامل کردند.

نحوه‌ی محاسبه‌ی شاخص‌های معرفی شده در مرحله‌ی دوم در جدول زیر آورده شده است *[۳]*.

محاسبه‌ی معیارهای معرفی شده در مرحله‌ی دوم TADS

ردیف	معیار	فرمول	واحد	مخفف
فرکانس خروج تجهیز				
۱	فرکانس مجموع خروج غیر خودکار تجهیزات[۱]	مجموع خروج خودکار / مجموع تجهیزات	تعداد خروج‌های غیرخودکار بر تجهیز در هر سال	*TNAOF*
۲	فرکانس خروج برنامه‌ریزی شده تجهیزات[۲]	مجموع خروج برنامه ریزی شده / مجموع تجهیزات	تعداد خروج‌های برنامه-ریزی شده بر تجهیز در هر سال	*POF*
۳	فرکانس خروج عملیاتی تجهیزات[۳]	مجموع خروج عملیاتی / مجموع تجهیزات	تعداد خروج‌های عملیاتی بر تجهیز در هر سال	*OOF*
مدت زمان خروج تجهیز و زمان خروج				
۴	مدت زمان خروج غیرخودکار تجهیز[۴]	مجموع ساعت‌های خروج غیرخودکار / مجموع تجهیزات	میانگین تعداد ساعت-های خروج غیرخودکار بر تجهیز در هر سال	*TNAODT*
۵	متوسط زمان خروج غیرخودکار تجهیز[۵]	مجموع ساعت‌های خروج غیرخودکار / مجموع تجهیزات با خروج غیرخودکار	میانگین تعداد ساعت-های خروج غیرخودکار بر تجهیز خارج شده در هر سال	*TNAMPT*
۶	میانه‌ی مدت زمان خروج غیرخودکار[۱]	زمانی که ۵۰٪ زمان‌های متوسط خروج غیرخودکار از این مقدار بیشتر است	میانه تعداد ساعت‌های خروج غیرخودکار بر	*TNAMdPOT*

[۱]- *Element Total Non-Automatic Outage Frequency*

[۲]- *Element Planned Outage Frequency*

[۳]- *Element Operational Outage Frequency*

[۴]- *Element Total Non-Automatic Outage Duration Time*

[۵]- *Mean Total Non-Automatic Outage Time*

			تجهیز خارج شده	
۷	مدت زمان خروج برنامه-ریزی شده تجهیز[۲]	مجموع ساعت‌های خروج برنامه ریزی شده / مجموع تجهیزات	میانگین تعداد ساعت-های خروج برنامه‌ریزی شده بر تجهیز در هر سال	*PODT*
۸	متوسط زمان خروج برنامه-ریزی شده تجهیز[۳]	مجموع ساعت‌های خروج برنامه ریزی شده / مجموع تجهیزات دارای خروج برنامه ریزی شده	میانگین تعداد ساعت-های خروج برنامه‌ریزی شده بر تجهیز خارج شده در هر سال	*MPOT*
۹	میانه‌ی مدت زمان خروج برنامه‌ریزی شده[۴]	زمانی که ۵۰٪ زمان‌های متوسط خروج برنامه‌ریزی شده از این مقدار بیشتر است	میانه تعداد ساعت‌های خروج برنامه‌ریزی شده بر تجهیز خارج شده	*MdPOT*
۱۰	مدت زمان خروج عملیاتی تجهیز[۵]	مجموع ساعت‌های خروج عملیاتی / مجموع تجهیزات	میانگین تعداد ساعت-های خروج عملیاتی بر تجهیز در هر سال	*OODT*
۱۱	متوسط زمان خروج عملیاتی تجهیز[۶]	مجموع ساعت‌های خروج عملیاتی / مجموع تجهیزات با خروج عملیاتی	میانگین تعداد ساعت-های خروج عملیاتی بر تجهیز خارج شده در هر سال	*MOOT*
۱۲	میانه‌ی مدت زمان خروج عملیاتی[۷]	زمانی که ۵۰٪ زمان‌های متوسط خروج عملیاتی از این مقدار بیشتر است	میانه تعداد ساعت‌های خروج عملیاتی بر تجهیز خارج شده	*MdOOT*
دسترس‌پذیری تجهیز				
۱۳	درصد تجهیزاتی که خروج غیرخودکار نداشته‌اند[۸]	مجموع تجهیزات بدون خروج خودکار تقسیم بر مجموع تجهیزات / مجموع ساعت‌های بدون خروج خودکار / مجموع تجهیزات	درصد	*PCNAZO*
۱۴	حداکثر درصد خروج‌های تجهیز به صورت همزمان[۹]	این معیار با جستجو در تمامی اطلاعات و پیدا کردن زمانی که بیشترین تعداد خروج (دائمی و غیرخودکار) در آن واقع شده است، بدست می‌آید.	درصد	*MSIM*

۱- *Median Total Non-Automatic Outage Time*

۲- *Element Planned Outage Duration Time*

۳- *Mean Element Planned Outage Time*

۴- *Median Element Planned Outage Time*

۵- *Element Operational Outage Duration Time*

۶- *Mean Element Operational Outage Time*

۷- *Median Element Operational Outage Time*

۸- *Percentage of Elements with Zero Non-Automatic Outages*

۹- *Maximum Percent of Simultaneous Element Outages*

بازبینی معیارهای مرحله اول در داده‌های خروج مرحله دوم				
فاز ۱	میانگین زمان بین خروج-های دائمی تجهیز[۱]. یا میانگین زمان بین خرابی‌ها	مجموع تعداد ساعت‌های تجهیز- مجموع تعداد ساعت‌های خروج دائمی / مجموع مجموع خروج‌های دائمی تجهیز	میانگین تعداد ساعت-های عملکرد یک تجهیز قبل از خراب شدن	*MTBF*
بازبینی در مرحله دوم	میانگین زمان بین خروج-های دائمی تجهیز[۲] (میانگین زمان سالم بودن). یا میانگین زمان مابین خرابی ها	مجموع تعداد ساعت‌های تجهیز - مجموع تعداد ساعت‌های خروج دائمی - مجموع تعداد ساعت‌های خروج غیرخودکار / مجموع مجموع خروج‌های دائمی تجهیز	میانگین تعداد ساعت-های عملکرد یک تجهیز قبل از خراب شدن	*MTBF*
فاز ۱	درصد دسترس‌پذیری تجهیز[۳]	$1 - \frac{\text{مجموع ساعت‌های خروج دائمی}}{\text{مجموع ساعت های تجهیز}} * 100$	درصد	*APC*
بازبینی در مرحله دوم	درصد دسترس‌پذیری تجهیز[۴]	1- مجموع ساعت‌های خروج دائمی + مجموع ساعت عای خروج غیرخودکار / مجموع ساعت های تجهیز *100	درصد	*APC*

مراجع

[1] *Transmission Availability Data System Task Force, "Transmission Availability Data System Revised Final Report For: NERC Planning Committee", 26 Sep. 2007*

[2] *Transmission Availability Data System Task Force for the NERC Planning Committee, "Transmission Availability Data SystemPhase II Final Report", 11 Sep. 2008*

[3] *"Transmission Availability Data System (TADS) Data Reporting Instruction Manual" 15 Apr. 2014.*

۱- *Mean Time Between Sustained Element Outages (Mean Time Between Failures)*

۲- *Mean Time Between Sustained Element Outages (Mean Time Between Failures)*

۳- *Element Availability Percentage*

۴- *Element Availability Percentage*