

صفحه ۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---



شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)

دستورالعمل تعیین الزامات و معیارهای ارزیابی فنی سیستم مدیریت توزیع (DMS)

مقام تصویب کننده: مدیر عامل شرکت توانیر

دریافت کنندگان سند:

- ☐ - معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر
- ☐ - شرکت‌های توزیع نیروی برق

تهیه کننده:	تایید کننده:	تصویب کننده:
دفتر مهندسی و راهبری شبکه توانیر	معاونت هماهنگی توزیع	مدیر عامل شرکت توانیر

ویرایش: اول

تاریخ تهیه: تابستان ۱۴۰۵

<p>صفحه ۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

فهرست مطالب

۱	دستورالعمل تعیین الزامات و معیارهای فنی سیستم مدیریت توزیع (DMS).....
۱۱	مقدمه.....
۱۱	۱. هدف و دامنه کاربرد.....
۱۲	۲. محدوده اجرا.....
۱۲	۳. استانداردها.....
۱۲	۴. معماری مرجع سامانه مدیریت توزیع (DMS).....
۱۵	۵. روش ارزیابی فنی و تعیین سطح بلوغ سامانه مدیریت توزیع (DMS).....
۱۶	۵-۱- روش امتیازدهی الزامات فنی.....
۱۸	۵-۲- مدل ارزیابی سطح بلوغ سامانه.....
۲۱	۵-۳-۱- نحوه محاسبه امتیاز لایه هسته عملکردی.....
۲۲	۵-۳-۲- نحوه محاسبه امتیاز لایه کاربردهای پیشرفته.....
۲۵	۵-۳-۳- نحوه محاسبه امتیاز لایه رابط‌های ورودی/خروجی، داده و کنترل.....
۲۸	۵-۳-۴- نحوه محاسبه امتیاز لایه رابط کاربر و بهره‌برداری.....
۳۲	۶. سیستم‌های یکپارچه با سیستم مدیریت توزیع (DMS).....
۳۶	۷. مدیریت مدل شبکه (NMM) و صحت‌سنجی توپولوژی.....
۳۷	۷-۱- مدیریت مدل.....
۳۹	۷-۲- بازیابی صحت توپولوژی شبکه.....
۴۱	۸. مشخصات عمومی و الزامات امنیت و نگهداشت داده.....
۴۱	۸-۱- واسط کاربری.....
۴۵	۸-۲- قابلیت شبیه‌سازی و آموزش.....
۴۶	۸-۳- امنیت.....
۴۷	۸-۴- ذخیره سازی، نگهداشت، ارتباطات و تبادل اطلاعات با سایر بخش‌های DMS.....
۴۸	۹. الزامات ماژول‌های سیستم مدیریت توزیع DMS.....

<p>صفحه ۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

۴۹	۹-۱- پردازشگر شبکه توزیع (DTP)
۵۵	۹-۲- تابع پخش بار توزیع (DPF)
۶۱	۹-۳- مازول تخصیص بار شبکه توزیع (LA)
۶۶	۹-۴- مازول تحلیل اتصال کوتاه (SCA)
۷۱	۹-۵- مازول تخمین حالت توزیع (DSE)
۷۸	۹-۶- مکان‌یابی خطا، ایزوله‌سازی و بازگردانی سرویس (FLISR)
۹۳	۹-۷- مازول مدیریت توالی کلیدزنی (SOM)
۹۷	۹-۷-۱- پیش‌نیازهای مازول مدیریت توالی کلیدزنی
۱۰۴	۹-۸- مازول بارزدایی (LS)
۱۱۳	۹-۹- بازآرایی بهینه شبکه توزیع (ONR)
۱۲۱	۹-۱۰- مازول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO)
۱۳۴	۹-۱۱- مازول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS)
۱۴۶	۹-۱۲- مازول پردازشگر هوشمند آلام (IAP)
۱۵۲	۹-۱۳- مازول پیش‌بینی بار کوتاه مدت (STLF)
۱۵۹	۹-۱۴- مازول پاسخگویی بار (DR)
۱۶۵	۱۰. الزامات داده و مدل اطلاعاتی
۱۶۶	۱۰-۱- معماری داده سیستم DMS
۱۶۷	۱۰-۲- مدل اطلاعاتی سیستم DMS
۱۶۸	۱۰-۳- مدل شبکه توزیع
۱۶۸	۱۰-۴- مدل اندازه‌گیری‌ها
۱۶۹	۱۰-۵- تبادل داده
۱۷۰	۱۰-۶- طبقه‌بندی زمانی داده‌ها
۱۷۲	۱۰-۷- کیفیت داده
۱۷۳	۱۰-۸- همزمان‌سازی داده

<p>صفحه ۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

۱۷۳.....	۹-۱۰- الزامات استاندارد.....
۱۷۵.....	پیوست A- مثال عددی نحوه محاسبه امتیاز سطح بلوغ سامانه مدیریت توزیع (DMS).....
۱۷۵.....	A-۱- مثال عددی نحوه محاسبه امتیاز لایه هسته عملکردی.....
۱۷۵.....	A-۲- مثال عددی نحوه محاسبه امتیاز لایه کاربردهای پیشرفته.....
۱۷۹.....	A-۳- مثال عددی نحوه امتیازدهی لایه رابط‌های ورودی/خروجی، داده و کنترل.....
۱۸۲.....	A-۴- مثال عددی نحوه امتیازدهی لایه رابط کاربر و بهره‌برداری.....
۱۸۵.....	A-۵- محاسبه سطح بلوغ کل سامانه DMS.....
۱۸۷.....	پیوست B- نحوه استفاده از استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ در پیاده‌سازی سامانه مدیریت توزیع (DMS).....
۱۸۷.....	B-۱- استفاده توسط تأمین‌کننده.....
۱۸۸.....	B-۲- استفاده توسط شرکت‌های توزیع برق.....
۱۹۱.....	پیوست C- مثالی از کاربرد استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ در بهره‌برداری شبکه توزیع.....
۱۹۲.....	C-۱- سناریوی FLISR در خاموشی کشف‌شده توسط SCADA.....
۱۹۴.....	C-۲- سناریوی FLISR مبتنی بر تماس مشترک و AMI.....
۱۹۷.....	مراجع.....

<p>صفحه ۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

فهرست جداول

جدول ۱- نقش هر لایه در معماری لایه‌ای سیستم مدیریت توزیع (DMS)	۱۵
جدول ۲- الزامات فنی استفاده شده در این دستورالعمل بر اساس درجه اهمیت و ضرورت	۱۷
جدول ۳: جدول وزنی	۱۸
جدول ۴- ماتریس ارزیابی لایه‌ای	۲۰
جدول ۵- ماتریس تعیین سطح بلوغ	۲۱
جدول ۶- ضرایب وزنی پیشنهادی داخل لایه هسته	۲۲
جدول ۷- ضرایب وزنی ماژول‌ها در داخل لایه	۲۳
جدول ۸- ضرایب وزنی یکپارچگی با هسته تحلیلی DMS	۲۴
جدول ۹- ضرایب وزنی ضریب اتوماسیون عملکرد	۲۴
جدول ۱۰- ضرایب وزنی امتیازدهی لایه‌ها	۲۵
جدول ۱۱- ضرایب وزنی کیفیت و صحت داده	۲۶
جدول ۱۲- ضرایب وزنی برخط بودن و پایداری ارتباطات	۲۶
جدول ۱۳- ضرایب وزنی یکپارچگی سیستمی و تبادل اطلاعات	۲۷
جدول ۱۴- ضرایب وزنی قابلیت کنترل و ارسال فرمان	۲۷
جدول ۱۵- ساختار امتیازدهی مولفه‌ها	۲۹
جدول ۱۶- معیارهای ارزیابی تجسم و نمایش شبکه	۲۹
جدول ۱۷- معیارهای ارزیابی آگاهی موقعیتی و تصمیم‌یار	۳۰
جدول ۱۸- معیارهای ارزیابی ارگونومی و کاربرپسندی	۳۰
جدول ۱۹- معیارهای ارزیابی مدیریت هشدار و رویداد	۳۱
جدول ۲۰- معیارهای ارزیابی پشتیبانی از فرآیندهای بهره‌برداری	۳۱
جدول ۲۱- ارتباطات اصلی سامانه مدیریت توزیع با سایر سامانه‌ها (۳-۶۱۹۶۸ IEC)	۳۶
جدول ۲۲- تعاریف و اصطلاحات	۳۷
جدول ۲۳- الزامات عملکردی مدیریت مدل (NM)	۳۸
جدول ۲۴- الزامات غیرعملکردی مدیریت مدل (NM)	۳۹
جدول ۲۵- الزامات عملکردی بازبینی صحت توپولوژی	۴۰
جدول ۲۶- الزامات غیرعملکردی بازبینی صحت توپولوژی	۴۱
جدول ۲۷- مشخصات واسط کاربری سیستم مدیریت توزیع	۴۲
جدول ۲۸- مشخصات پنجره‌ها	۴۴

<p>صفحه ۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۲۹- مشخصات شبیه‌ساز آموزش سیستم مدیریت توزیع	۴۵
جدول ۳۰- الزامات امنیتی DMS	۴۷
جدول ۳۱- الزامات ذخیره‌سازی، نگهداشت و تبادل اطلاعات DMS	۴۸
جدول ۳۲- الزامات مازول پردازشگر توپولوژی شبکه توزیع	۵۱
جدول ۳۳- پیش‌نیازهای مازول پردازشگر توپولوژی شبکه	۵۲
جدول ۳۴- ورودی‌های مازول پردازشگر توپولوژی شبکه	۵۳
جدول ۳۵- خروجی‌های مازول پردازشگر توپولوژی شبکه	۵۴
جدول ۳۶- الزامات مازول پخش بار توزیع	۵۶
جدول ۳۷- پیش‌نیازهای مازول پخش بار توزیع (DPF)	۵۸
جدول ۳۸- ورودی‌های مازول پخش بار توزیع	۵۹
جدول ۳۹- خروجی‌های مازول پخش بار توزیع	۶۰
جدول ۴۰- الزامات مازول تخصیص بار	۶۲
جدول ۴۱- پیش‌نیازهای مازول تخصیص بار	۶۳
جدول ۴۲- ورودی‌های مازول تخصیص بار	۶۴
جدول ۴۳- خروجی‌های مازول تخصیص بار	۶۵
جدول ۴۴- الزامات مازول تحلیل اتصال کوتاه	۶۷
جدول ۴۵- پیش‌نیازهای مازول تحلیل اتصال کوتاه	۶۸
جدول ۴۶- ورودی‌های مازول تحلیل خطای اتصال کوتاه	۶۹
جدول ۴۷- خروجی‌های مازول تحلیل اتصال کوتاه	۷۰
جدول ۴۸- الزامات مازول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE)	۷۲
جدول ۴۹- پیش‌نیازهای مازول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE)	۷۴
جدول ۵۰- ورودی‌های مازول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE)	۷۵
جدول ۵۱- خروجی‌های مازول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE)	۷۷
جدول ۵۲- الزامات مازول مکان یابی خطا، ایزوله سازی خطا و بازیابی سرویس	۸۱
جدول ۵۳- پیش‌نیازهای مازول مکان یابی خطا، ایزوله سازی خطا و بازیابی سرویس	۸۷
جدول ۵۴- ورودی‌های مازول مکان یابی خطا، ایزوله سازی خطا و بازیابی سرویس	۸۹
جدول ۵۵- خروجی‌های مازول مکان یابی خطا، ایزوله سازی خطا و بازیابی سرویس	۹۱
جدول ۵۶- الزامات مازول مدیریت توالی کلیدزنی	۹۴
جدول ۵۷- الزامات سامانه مدیریت کلیدزنی (WSM)	۹۸
جدول ۵۸- پیش‌نیازهای مازول مدیریت توالی کلیدزنی	۱۰۰

<p>صفحه ۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۵۹- ورودی‌های مازول مدیریت توالی کلیدزنی.....	۱۰۱.
جدول ۶۰- خروجی‌های مازول مدیریت توالی کلیدزنی.....	۱۰۲.
جدول ۶۱- الزامات مازول بارزدایی (LS).....	۱۰۵.
جدول ۶۲- پیش‌نیازهای مازول بارزدایی (LS).....	۱۰۹.
جدول ۶۳- ورودی‌های مازول بارزدایی (LS).....	۱۱۱.
جدول ۶۴- خروجی‌های مازول بارزدایی (LS).....	۱۱۲.
جدول ۶۵- الزامات مازول بازآرایی بهینه شبکه (ONR).....	۱۱۴.
جدول ۶۶- پیش‌نیازهای مازول بازآرایی بهینه شبکه (ONR).....	۱۱۷.
جدول ۶۷- ورودی‌های مازول بازآرایی بهینه شبکه (ONR).....	۱۱۸.
جدول ۶۸- خروجی‌های مازول بازآرایی بهینه شبکه (ONR).....	۱۲۰.
جدول ۶۹- الزامات مازول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO).....	۱۲۳.
جدول ۷۰- پیش‌نیازهای مازول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO).....	۱۲۸.
جدول ۷۱- ورودی‌های مازول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO).....	۱۳۰.
جدول ۷۲- خروجی‌های مازول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO).....	۱۳۲.
جدول ۷۳- الزامات مازول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS).....	۱۳۵.
جدول ۷۴- پیش‌نیازهای مازول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS).....	۱۳۹.
جدول ۷۵- ورودی‌های مازول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS).....	۱۴۱.
جدول ۷۶- خروجی‌های مازول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS).....	۱۴۴.
جدول ۷۷- الزامات مازول الزامات مازول پردازشگر هوشمند آلام (IAP).....	۱۴۷.
جدول ۷۸- پیش‌نیازهای مازول الزامات مازول پردازشگر هوشمند آلام (IAP).....	۱۴۸.
جدول ۷۹- ورودی‌های مازول پردازشگر هوشمند آلام (IAP).....	۱۵۰.
جدول ۸۰- خروجی‌های مازول پردازشگر هوشمند آلام (IAP).....	۱۵۱.
جدول ۸۱- الزامات فنی مازول پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت (STLF).....	۱۵۳.
جدول ۸۲- پیش‌نیازهای مازول پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت (STLF).....	۱۵۶.
جدول ۸۳- ورودی‌های مازول پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت (STLF).....	۱۵۷.
جدول ۸۴- خروجی‌های مازول پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت (STLF).....	۱۵۸.
جدول ۸۵- الزامات مازول پاسخگویی بار (DR).....	۱۶۰.
جدول ۸۶- پیش‌نیازهای مازول پاسخگویی بار (DR).....	۱۶۱.
جدول ۸۷- ورودی‌های مازول پاسخگویی بار (DR).....	۱۶۳.
جدول ۸۸- خروجی‌های مازول پاسخگویی بار (DR).....	۱۶۴.

<p>صفحه ۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۸۹- الزامات معماری داده	۱۶۶
جدول ۹۰- الزامات مدل اطلاعاتی	۱۶۷
جدول ۹۱- الزامات مدل شبکه	۱۶۸
جدول ۹۲- الزامات اندازه‌گیری	۱۶۹
جدول ۹۳- الزامات تبادل داده	۱۶۹
جدول ۹۴- تعاریف بازه‌های زمانی در این دستورالعمل	۱۷۰
جدول ۹۵- الزامات داده Real-Time	۱۷۱
جدول ۹۶- الزامات Near Real-Time	۱۷۱
جدول ۹۷- الزامات داده Offline	۱۷۲
جدول ۹۸- الزامات کیفیت داده	۱۷۲
جدول ۹۹- الزامات همزمان‌سازی	۱۷۳
جدول ۱۰۰- الزامات استاندارد	۱۷۳
جدول ۱۰۱- امتیاز استخراج شده طبق جدول الزامات ماژولها	۱۷۶
جدول ۱۰۲- نمره ضریب اتوماسیون	۱۷۶
جدول ۱۰۳- نمره ضریب یکپارچگی	۱۷۷
جدول ۱۰۴- ضرایب مصوب طبق جدول ۶	۱۷۷
جدول ۱۰۵- انطباق کارکردهای IEC با ماژول‌های DMS	۱۹۱
جدول ۱۰۶- تبادل اطلاعات در سناریوی FLISR در خاموشی کشف‌شده توسط SCADA	۱۹۴
جدول ۱۰۷- تبادل اطلاعات در سناریوی FLISR مبتنی بر تماس مشترک و AMI	۱۹۶

<p>صفحه ۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱- معماری لایه‌ای سیستم مدیریت توزیع (DMS) ۱۳
- شکل ۲- محدوده تبادل داده و اطلاعات در سامانه DMS مطابق استاندارد ۳-۶۱۹۶۸ IEC ۳۳
- شکل ۳- مدل مرجع مؤلفه‌های منطقی و ارتباطات داده‌ای میان اجزای DMS بر اساس CIM ۳۴
- شکل ۴-فرآیند A - جهت استفاده از استاندارد IEC۶۱۹۶۸ برای شرکت‌های توزیع برق ۱۸۹
- شکل ۵-فرآیند B - جهت استفاده از استاندارد IEC۶۱۹۶۸ برای شرکت‌های توزیع برق ۱۹۰
- شکل ۶-سناریوی FLISR در خاموشی کشف‌شده توسط SCADA ۱۹۳
- شکل ۷- سناریوی FLISR مبتنی بر تماس مشترک و AMI ۱۹۵

صفحه ۱۰ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول کلمات اختصاری

ADMS	Advanced Distribution Management System
AMI	Advanced Metering Infrastructure
API	Application programming interface
CIS	Customer Information System
DA	Distribution Automation
DAS	Distributed Automation System
DER	Distributed Energy Resources
DERMS	Distributed Energy Resources Management System
DG	Distributed Generation
DMS	Distribution Management System
DPF	Distribution Power Flow
DR	Demand Response
DSE	Distribution State Estimation
DTP	Distribution Topology Processor
EV	Electric Vehicles
FLISR	Fault Location Isolation and Service Restoration
GIS	Geographic Information System
IED	Intelligent Electronic Device
LA	Load Allocation
LTLF	Long-Term Load Forecast
MDM	Meter Data Management
MTLF	Mid-Term Load Forecast
NOM	Network Operation Model
OMS	Outage Management System
ONR	Optimal Network Reconfiguration
PM	Preventive Maintenance
PFL	Predictive Fault Location
RTU	Remote Terminal Unit
SCA	Short Circuit Analysis
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOM	Switching Order Management
STLF	Short-Term Load Forecasting
EMS	Energy Management System
WFM	Work Force Management
VVO	Volt/Var Optimization

<p>صفحه ۱۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

مقدمه

با توجه به اهمیت سامانه‌های مدیریت توزیع (DMS) به عنوان هسته‌ی مرکزی تحول دیجیتال در شبکه‌های توزیع برق و نقش کلیدی آن در ارتقای بهره‌برداری هوشمند، افزایش قابلیت اطمینان، کاهش خاموشی‌ها و بهبود شاخص‌های عملکردی، تدوین این دستورالعمل با هدف تعیین مشخصات فنی، الزامات عملکردی و معیارهای ارزیابی فنی و آزمون سامانه‌های مدیریت توزیع صورت گرفته است.

این دستورالعمل به منظور ایجاد وحدت رویه، استانداردسازی و تضمین قابلیت همکاری میان سامانه‌های مدیریت توزیع در سطح شرکت‌های توزیع نیروی برق تدوین شده و به عنوان چارچوب مرجع برای توسعه، خرید، ارزیابی و استقرار این سامانه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. اجرای الزامات مندرج در این سند، از توسعه‌ی موازی سامانه‌های مشابه و ناسازگار جلوگیری کرده و زمینه‌ساز همگرایی فنی و اطلاعاتی میان سامانه‌های بهره‌برداری و مدیریت شبکه‌های توزیع خواهد بود.

انتظار می‌رود شرکت‌های توزیع نیروی برق کشور با بهره‌گیری از مفاد این سند، ضمن ارتقای سطح فنی و عملکردی سامانه‌های خود، در فرآیند انتخاب، توسعه، بومی‌سازی و یکپارچه‌سازی سیستم‌های مدیریت توزیع تصمیم‌گیری مؤثرتری داشته باشند. این امر علاوه بر ارتقای کیفیت خدمات و کاهش هزینه‌های توسعه، موجب صرفه‌جویی در زمان و منابع و تسریع حرکت صنعت توزیع برق به سوی بهره‌برداری دیجیتال خواهد شد.

لازم به ذکر است با پیشرفت فناوری‌ها، تغییر ساختار شبکه‌های توزیع و ظهور الزامات جدید بهره‌برداری، بازنگری و به‌روزرسانی مستمر این دستورالعمل با مشارکت کلیه ذینفعان ضروری بوده و این سند به صورت پویا و تدریجی اصلاح و به‌روزرسانی خواهد شد.

۱. هدف و دامنه کاربرد

هدف از تدوین این دستورالعمل، تعیین الزامات، مشخصات فنی و معیارهای ارزیابی سامانه‌های مدیریت توزیع (DMS) و ایجاد وحدت رویه، استانداردسازی و شفافیت در فرآیند طراحی، انتخاب، توسعه و استقرار این سامانه‌ها در شرکت‌های توزیع نیروی برق کشور است.

<p>صفحه ۱۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

منظور از سیستم مدیریت توزیع (DMS) در این دستورالعمل، سیستمی شامل ماژول‌هایی است که وظیفه آن تصمیم‌سازی، کمک به تصمیم‌گیری صحیح، عملیات مدیریت و بهینه‌سازی فرآیندهای حوزه راهبری و بهره‌برداری از شبکه برق می‌باشد.

در این سند قابلیت‌های عمومی و ماژول‌های زیرمجموعه DMS معرفی می‌شوند و جزئیات نحوه اجرا و آزمون‌ها در اسناد بعدی ارائه خواهد شد.

۲. محدوده اجرا

محدوده اجرای این دستورالعمل کلیه شرکت‌های توزیع نیروی برق کشور می‌باشد.

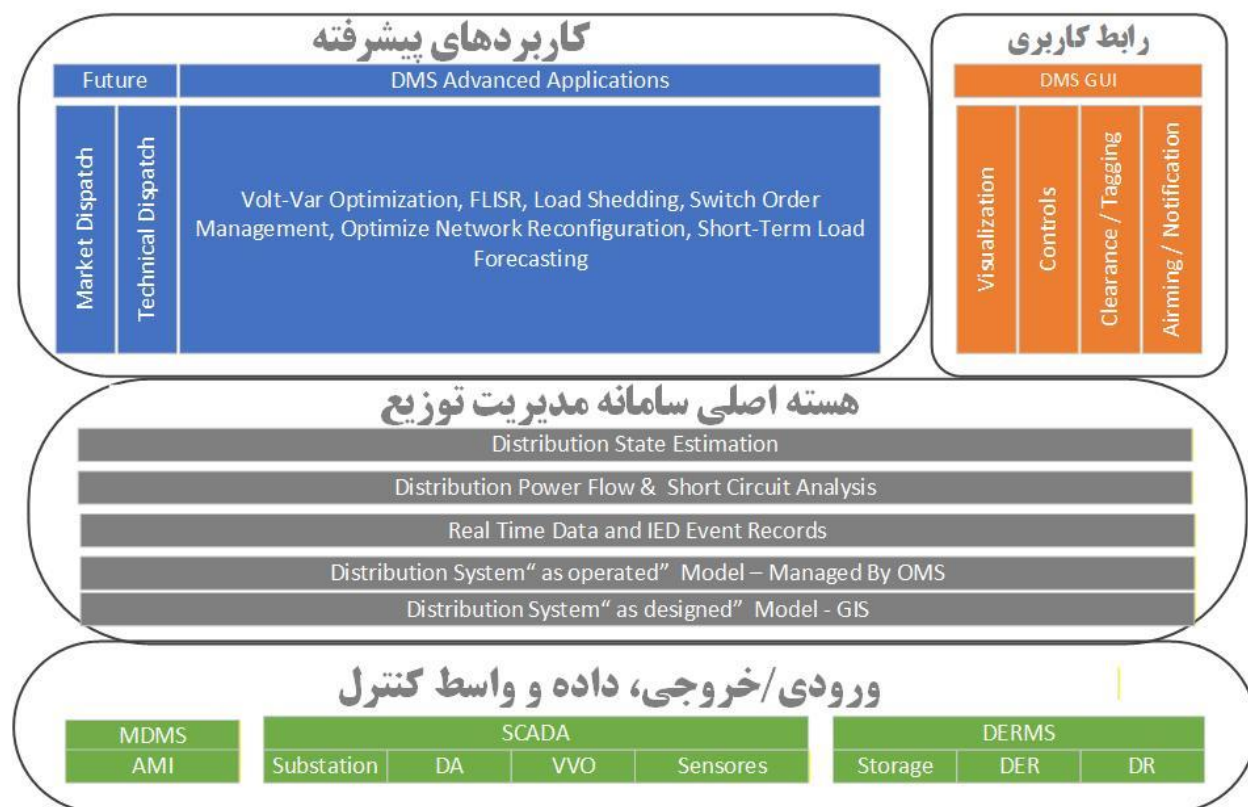
۳. استانداردها

۱. IEC ۶۱۹۶۸: Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management
۲. IEC ۶۱۹۷۰: Energy management system application program interface
۳. IEC ۶۲۳۵۱: Power systems management and associated information exchange - Data and communications security

۴. معماری مرجع سامانه مدیریت توزیع (DMS)

در این دستورالعمل معماری مرجع سامانه مدیریت توزیع بر مبنای یک ساختار لایه‌ای طراحی شده است که در آن اجزای سامانه بر اساس نقش عملکردی، سطح پردازش و نوع تعامل با سایر سامانه‌ها تفکیک می‌شوند. این معماری با هدف ایجاد انسجام فنی، جلوگیری از هم‌پوشانی وظایف، تسهیل توسعه تدریجی و تضمین قابلیت یکپارچه‌سازی با سامانه‌های موجود و آتی تدوین شده است. در این چارچوب، سامانه مدیریت توزیع از چهار لایه اصلی شامل لایه ورودی/خروجی و تبادل داده، لایه هسته عملکردی، لایه کاربردهای پیشرفته و لایه رابط کاربر تشکیل می‌شود که هر یک دارای نقش مشخص و مکمل در عملکرد کلی سامانه هستند. این معماری در شکل ۱ نمایش داده شده است.

صفحه ۱۳ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---



شکل ۱- معماری لایه‌ای سیستم مدیریت توزیع (DMS)

در پایین‌ترین سطح معماری، لایه ورودی/خروجی، داده و کنترل قرار دارد که مسئول برقراری ارتباط میان سامانه DMS و محیط بیرونی است. کلیه داده‌های اندازه‌گیری شده از شبکه، رخدادها، وضعیت تجهیزات و اطلاعات بهره‌برداری از طریق این لایه دریافت می‌شود و در مقابل، فرامین کنترلی صادره از سامانه نیز از همین مسیر به تجهیزات میدانی ارسال می‌گردد. این لایه بستر ارتباطی سامانه با اسکادا توزیع، سامانه مدیریت داده‌های اندازه‌گیری، زیرساخت اندازه‌گیری هوشمند و سامانه مدیریت منابع انرژی توزیع شده را فراهم می‌سازد. بدین ترتیب، اطلاعات مربوط به پست‌ها، تجهیزات اتوماسیون توزیع، سامانه‌های کنترل ولتاژ و توان راکتیو، حسگرهای میدانی، منابع تولید پراکنده، ذخیره‌سازها و برنامه‌های پاسخگویی بار از طریق این لایه در اختیار سامانه قرار می‌گیرد. صحت، یکپارچگی، همگام‌سازی زمانی و قابلیت اطمینان تبادل داده در این لایه از الزامات اساسی معماری محسوب می‌شود.

<p>صفحه ۱۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

در لایه بالاتر، هسته عملکردی سامانه مدیریت توزیع قرار دارد که به عنوان قلب تحلیلی سامانه شناخته می‌شود. این بخش مسئول ایجاد و نگهداری مدل تحلیلی شبکه، پردازش داده‌های دریافتی و تولید نمایی معتبر از وضعیت جاری شبکه است. در این معماری، دو نوع مدل شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد. مدل نخست، مدل «طراحی‌شده» شبکه است که مبتنی بر اطلاعات سامانه GIS بوده و ساختار فیزیکی و مشخصات مهندسی تجهیزات را به عنوان مرجع اصلی نمایش می‌دهد. مدل دوم، مدل «بهره‌برداری‌شده» شبکه است که وضعیت واقعی کلیدها و آرایش جاری شبکه را منعکس می‌کند و تغییرات عملیاتی را در بر می‌گیرد. همگرایی و سازگاری این دو مدل برای تضمین صحت تحلیل‌های سامانه ضروری است.

هسته عملکردی شامل قابلیت‌هایی نظیر تخمین حالت شبکه توزیع، پخش بار سه فاز نامتعادل برخط، مدیریت توپولوژی شبکه، پردازش وضعیت کلیدها و ثبت و نگهداری داده‌های تاریخی و رخداد‌های تجهیزات هوشمند است. خروجی این بخش، تصویری تحلیلی و به روز از شرایط شبکه است که مبنای عملکرد کلیه کاربردهای پیشرفته قرار می‌گیرد. دقت محاسبات، پایداری الگوریتم‌ها و توان پردازش برخط از الزامات کلیدی این لایه به شمار می‌آید.

بر پایه خروجی‌های هسته عملکردی، لایه کاربردهای پیشرفته قرار دارد که مجموعه‌ای از ابزارهای تحلیلی و تصمیم‌یار را در اختیار بهره‌برداران قرار می‌دهد. این کاربردها با استفاده از مدل تحلیلی شبکه، سناریوهای مختلف بهره‌برداری را ارزیابی کرده و پیشنهادهای عملیاتی ارائه می‌کنند. مدیریت خاموشی، مکان‌یابی و بازیابی خودکار خطا، بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو، بازآرایی بهینه شبکه، مدیریت بار و بارزدایی، پیش‌بینی کوتاه‌مدت بار، و غیره از جمله قابلیت‌هایی هستند که می‌توانند در این لایه پیاده‌سازی شوند. استقرار این کاربردها می‌تواند به صورت تدریجی و متناسب با سطح بلوغ زیرساخت هر شرکت توزیع انجام گیرد.

در بالاترین سطح معماری، لایه رابط کاربر قرار دارد که وظیفه ایجاد تعامل مؤثر میان اپراتور و سامانه را بر عهده دارد. این لایه باید امکان نمایش گرافیکی شبکه، مشاهده وضعیت لحظه‌ای تجهیزات، دریافت و مدیریت آلارم‌ها، اجرای فرامین کنترلی، و مشاهده نتایج تحلیل‌های پیشرفته را در یک محیط یکپارچه فراهم نماید. طراحی این لایه باید به گونه‌ای باشد که ضمن سادگی و کاربرپسند بودن، از بروز خطاهای انسانی جلوگیری کرده و تصمیم‌گیری بهره‌بردار را تسهیل نماید.

صفحه ۱۵ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

ارتباط میان لایه‌های معماری به صورت سلسله‌مراتبی و در عین حال یکپارچه برقرار است. لایه ورودی/خروجی تأمین‌کننده داده‌های خام و دریافت‌کننده فرامین کنترلی است، هسته عملکردی این داده‌ها را به اطلاعات تحلیلی تبدیل می‌کند، کاربردهای پیشرفته بر مبنای این اطلاعات تحلیل‌های تصمیم‌یار تولید می‌نمایند و رابط کاربر نتایج را به بهره‌بردار ارائه کرده و امکان اعمال تصمیمات عملیاتی را فراهم می‌سازد. این تفکیک لایه‌ای ضمن حفظ انسجام سامانه، امکان توسعه‌پذیری، ارتقاء تدریجی و نگهداری مؤثر آن را فراهم می‌آورد.

جدول ۱- نقش هر لایه در معماری لایه‌ای سیستم مدیریت توزیع (DMS)

لایه معماری	نقش اصلی در سامانه	ماهیت عملکرد
ورودی/خروجی و تبادل داده	دریافت داده‌های میدانی و ارسال فرامین کنترلی	ارتباطی و یکپارچه‌سازی
هسته عملکردی	ایجاد مدل تحلیلی شبکه و انجام محاسبات پایه	پردازشی و تحلیلی
کاربردهای پیشرفته	تحلیل سناریوها و ارائه پیشنهادهای تصمیم‌یار	بهینه‌سازی و تصمیم‌سازی
رابط کاربر	نمایش اطلاعات و تعامل با بهره‌بردار	عملیاتی و تعاملی

این معماری مرجع مبنای طراحی، توسعه، ارزیابی و کنترل کیفیت سامانه‌های مدیریت توزیع در شرکت‌های توزیع نیروی برق کشور خواهد بود و رعایت اصول آن در انتخاب یا توسعه سامانه‌های DMS الزامی است.

۵. روش ارزیابی فنی و تعیین سطح بلوغ سامانه مدیریت توزیع (DMS)

به منظور انتخاب سامانه مدیریت توزیع متناسب با نیازهای عملیاتی شرکت‌های توزیع نیروی برق، ضروری است ارزیابی پیشنهادهای دریافتی صرفاً بر مبنای وجود ظاهری قابلیت‌ها انجام نشده و سطح توسعه‌یافتگی، یکپارچگی عملکردی، بلوغ تحلیلی و میزان آمادگی عملیاتی سامانه نیز مورد سنجش قرار گیرد. در این راستا، فرآیند ارزیابی فنی در این دستورالعمل در دو لایه مکمل تعریف می‌شود:

- ارزیابی انطباق و امتیازدهی الزامات فنی (اجباری، توصیه‌ای و اختیاری)
- ارزیابی سطح بلوغ سامانه بر اساس معماری یکپارچه DMS

صفحه ۱۶ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

این دو لایه به صورت مکمل یکدیگر عمل کرده و تصویر جامع و قابل اتکایی از توانمندی واقعی سامانه ارائه می‌دهند.

۵-۱- روش امتیازدهی الزامات فنی

الزامات فنی مندرج در جداول مشخصات سامانه به سه دسته تقسیم می‌شوند:

➤ قابلیت‌های اجباری (M)^۱

➤ قابلیت‌های توصیه‌شده (R)^۲

➤ قابلیت‌های اختیاری (O)^۳

قابلیت‌های اجباری (M) حداقل شرایط لازم برای پذیرش پیشنهاد هستند. عدم پوشش هر یک از این موارد موجب رد پیشنهاد خواهد شد. قابلیت‌های اجباری (M) باید در زمان ارائه پیشنهاد:

- به صورت عملیاتی در سامانه موجود باشند،
- قابل ارائه در سناریوی تست باشند،
- مستندات بهره‌برداری واقعی ارائه گردد.

قابلیت‌های اجباری در امتیاز کیفی وارد نمی‌شوند و شرط پایه محسوب می‌گردند.

قابلیت‌های توصیه‌شده (R) برای بهره‌برداری کامل از سامانه ضروری هستند، لیکن در صورت عدم وجود در زمان مناقصه، فروشنده حذف نمی‌شود و موظف است مطابق برنامه زمان‌بندی قرارداد نسبت به پیاده‌سازی آنها اقدام نماید.

امتیازدهی هر قابلیت توصیه‌شده به شرح زیر است:

- موجود و عملیاتی در پروژه بهره‌برداری‌شده: ۱ امتیاز
- موجود ولی ناقص یا آزمایشی: ۰.۵ امتیاز

^۱ Mandatory
^۲ Recommended
^۳ Optional

صفحه ۱۷ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	--

• فاقد قابلیت: ۰ امتیاز

مجموع امتیازات این بخش در امتیاز کیفی لحاظ می‌شود. وجود قابلیت‌های اختیاری (O) الزامی نیست، اما در صورت ارائه عملیاتی در زمان مناقصه، امتیاز تشویقی دریافت می‌کنند. هر قابلیت اختیاری دارای یک امتیاز است و مجموع آنها به امتیاز کیفی افزوده می‌شود.

جدول ۲- الزامات فنی استفاده شده در این دستورالعمل بر اساس درجه اهمیت و ضرورت

سطح الزام	نماد	توضیح
الزامی	M	این قابلیت برای تأیید انطباق سامانه و عملکرد پایه آن ضروری و غیرقابل اغماض است. عدم تحقق این الزام، به منزله عدم پذیرش سامانه خواهد بود.
توصیه شده	R	این قابلیت دارای ارزش عملیاتی و فنی بالایی است و تحقق آن توصیه می‌شود، اما عدم پیاده‌سازی آن مانع از تأیید انطباق سامانه نمی‌شود.
اختیاری	O	این قابلیت یک ویژگی تکمیلی محسوب می‌شود که می‌تواند قابلیت اطمینان، کارایی یا قابلیت استفاده سامانه را افزایش دهد. پیاده‌سازی آن برای تأیید انطباق ضرورتی ندارد.

امتیاز نهایی سامانه از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$S = (Q_R \times W_R) + (Q_O \times W_O)$$

$$Q_R = \frac{\sum R}{m}$$

$$Q_O = \frac{\sum O}{n}$$

• S : امتیاز نهایی آیتم

• Q_R : امتیاز تخصیص یافته به قابلیت‌های توصیه شده (R)

• W_R : ضریب وزنی قابلیت‌های توصیه شده (R)

• Q_O : امتیاز تخصیص یافته به قابلیت‌های اختیاری (O)

• W_O : ضریب وزنی قابلیت‌های اختیاری (O)

• m : تعداد کل قابلیت‌های توصیه شده (R)

• n : تعداد کل قابلیت‌های اختیاری (O)

صفحه ۱۸ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

ضرائب وزنی در جدول ۳ آورده شده است. حداقل شرایط پذیرش شامل موارد زیر می‌باشد:

- ✓ پوشش کامل تمامی قابلیت‌های اجباری (M)
- ✓ حداقل ۶۰ درصد پوشش قابلیت‌های توصیه‌شده (R)
- ✓ کسب حداقل ۷۰ از ۱۰۰ در امتیاز کیفی کل

عدم تحقق هر یک از موارد فوق، موجب رد فنی پیشنهاد خواهد شد.

جدول ۳: جدول وزنی

ردیف	شرح مشخصه	ضرب وزنی
۱	قابلیت‌های توصیه‌شده (R)	۶۰
۲	قابلیت‌های اختیاری (O)	۴۰

۵-۲- مدل ارزیابی سطح بلوغ سامانه

به‌منظور ارزیابی جامع سامانه‌های مدیریت توزیع و پرهیز از تمرکز صرف بر وجود ظاهری ماژول‌ها، در این دستورالعمل مدل «بلوغ پنج‌سطحی» DMS مبتنی بر معماری یکپارچه تعریف می‌شود. در این مدل، میزان توسعه‌یافتگی سامانه نه‌تنها بر اساس وجود قابلیت‌ها، بلکه بر مبنای کیفیت داده، یکپارچگی لایه‌ها، پایداری الگوریتم‌های تحلیلی، سطح اتوماسیون و میزان تصمیم‌یار بودن سامانه سنجیده می‌شود. مبنای ارزیابی، معماری مرجع شامل چهار لایه (تشریح شده در بخش ۴- معماری مرجع سامانه مدیریت توزیع) زیر است:

- لایه رابط‌های ورودی/خروجی، داده و کنترل (I/O, Data & Control Interface)
- لایه هسته عملکردی (DMS Core DMS Functions)
- لایه کاربردهای پیشرفته (Advanced Applications)
- لایه رابط کاربر و بهره‌برداری (User Interface)

<p>صفحه ۱۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	--

اصل بنیادین این مدل آن است که بلوغ در لایه‌های بالاتر زمانی معتبر است که بر پایه‌ای پایدار، دقیق و برخط در لایه‌های زیرین بنا شده باشد. بدیهی است وجود ماژول‌های پیشرفته بدون هسته تحلیلی قابل اعتماد، نشانه بلوغ واقعی سامانه محسوب نمی‌شود.

برای ارزیابی سطح بلوغ هر لایه، پنج سطح به شرح زیر تعریف می‌شود:

❖ سطح اول: بلوغ پایه (Basic)

در این سطح، سامانه دارای زیرساخت اولیه داده بوده و برخی تحلیل‌ها به صورت آفلاین یا نیمه‌برخط انجام می‌شود. یکپارچگی بین مدل طراحی و بهره‌برداری محدود است و کاربردهای پیشرفته عمدتاً غیرفعال یا نمایشی هستند. تصمیم‌گیری عمدتاً توسط اپراتور انجام می‌شود.

❖ سطح دوم: بلوغ عملیاتی^۱

در این سطح، داده‌های برخط SCADA به صورت پایدار دریافت شده و ماژول تخمین حالت شبکه (DSE) فعال است. پخش بار بر مبنای خروجی DSE اجرا می‌شود و برخی کاربردهای پیشرفته به صورت نیمه‌خودکار عمل می‌کنند. سامانه قابلیت پشتیبانی از بهره‌برداری روزمره شبکه را دارد.

❖ سطح سوم: بلوغ تحلیلی پیشرفته^۲

در این سطح، یکپارچگی کامل بین داده، هسته تحلیلی و کاربردهای پیشرفته برقرار است. ماژول‌های بهینه‌سازی شبکه و پیش‌بینی بار در تصمیمات بهره‌برداری به کار گرفته می‌شوند. تحلیل سناریو و ارزیابی پیشگیرانه ریسک امکان‌پذیر است. سامانه نقش فعال در مدیریت قابلیت اطمینان و کیفیت توان ایفا می‌کند.

^۱ Operational

^۲ Advanced Analytical

صفحه ۲۰ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

❖ سطح چهارم: بلوغ هوشمند تطبیقی^۱

در این سطح، کاربردهای پیشرفته به صورت خودکار و هماهنگ عمل می‌کنند FLISR. به طور خودکار بازیابی را انجام می‌دهد، VVO چندهدفه اجرا می‌شود و بازیگر بندی شبکه پویا است. تبادل داده دوسویه با منابع انرژی پراکنده برقرار بوده و زمان پاسخگویی سامانه در رخدادهای بحرانی کوتاه است.

❖ سطح پنجم: بلوغ خودکار پیش‌بینانه^۲

در این سطح، سامانه قادر است بخش عمده‌ای از تصمیمات عملیاتی را به صورت خودکار و مبتنی بر تحلیل پیش‌بینانه اتخاذ نماید. مدل شبکه به صورت خود اصلاح‌گر عمل کرده و بهینه‌سازی همزمان قابلیت اطمینان، کیفیت توان و بهره‌وری اقتصادی انجام می‌شود. نقش اپراتور عمدتاً نظارتی و کنترلی است.

جدول ۴- ماتریس ارزیابی لایه‌ای

شاخص‌های ارزیابی	ضریب وزنی پیشنهادی (%)	لایه معماری
کیفیت، برخط بودن و یکپارچگی داده	۲۵	رابط‌های داده و کنترل
دقت، پایداری و سرعت الگوریتم‌ها	۳۰	هسته عملکردی DMS
سطح اتوماسیون و هماهنگی عملکردی	۳۰	کاربردهای پیشرفته
قابلیت تصمیم‌یار و کاربرمحوری	۱۵	رابط کاربر
—	۱۰۰	جمع

برای محاسبه امتیاز و تعیین سطح بلوغ ابتدا برای هر لایه، بر اساس جداول الزامات فنی، امتیاز بین صفر تا صد محاسبه می‌شود. سپس امتیاز کل سامانه به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$TotalScore = \sum_{j=1}^5 Weight_j \times LayerScore_j$$

• $LayerScore_j$: امتیاز لایه j از ۱۰۰

^۱ Smart Adaptive

^۲ Autonomous Predictive

صفحه ۲۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

• $Weight_j$: ضریب وزنی همان لایه

بعنوان یک قاعده کنترلی ضروری چنانچه امتیاز لایه «رابط‌های داده و کنترل» یا «هسته عملکردی» DMS کمتر از سطح دوم باشد، سامانه نمی‌تواند در سطحی بالاتر از سطح دوم طبقه‌بندی گردد؛ حتی اگر در سایر لایه‌ها امتیاز بالایی کسب کرده باشد. این قاعده به‌منظور جلوگیری از ارزیابی غیرواقعی ناشی از وجود کاربردهای پیشرفته بدون زیرساخت تحلیلی پایدار اعمال می‌شود.

تعیین سطح بلوغ بر اساس جدول ۵ انجام می‌شود.

جدول ۵- ماتریس تعیین سطح بلوغ

سطح بلوغ	امتیاز کل
سطح ۱	کمتر از ۵۰
سطح ۲	۵۰ تا ۶۵
سطح ۳	۶۵ تا ۸۰
سطح ۴	۸۰ تا ۹۰
سطح ۵	بیش از ۹۰

۵-۲-۱- نحوه محاسبه امتیاز لایه هسته عملکردی^۱

امتیاز لایه هسته عملکردی DMS از تجمیع وزنی امتیازات ماژول‌های تحلیلی اصلی شامل پردازشگر توپولوژی، تخمین حالت، پخش بار، تحلیل اتصال کوتاه و همچنین کیفیت مدل شبکه “As Designed” و “As Operated” محاسبه می‌شود. اعتبار بلوغ این لایه منوط به تحقق حداقل سطح عملکرد در مدل عملیاتی و پردازش توپولوژی است.

لایه هسته شامل ۶ مؤلفه اصلی باشد:

- پردازشگر توپولوژی شبکه (بر اساس جدول الزامات M/R/O همان ماژول)
- تخمین حالت توزیع (بر اساس جدول الزامات M/R/O همان ماژول)
- پخش بار توزیع (بر اساس جدول الزامات M/R/O همان ماژول)

^۱ Core DMS Functions

صفحه ۲۲ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

- تحلیل اتصال کوتاه (بر اساس جدول الزامات M/R/O همان ماژول)
- مدل “As Designed” (مبتنی بر GIS) (بر اساس جدول الزامات M/R/O جدول ۲۳ تا ۲۶)
- مدل “As Operated” (دینامیک)

اگر امتیاز هر مؤلفه از ۱۰۰ محاسبه شود:

$$CoreScore = \sum Weight_i \times ModuleScore_i$$

جدول ۶- ضرایب وزنی پیشنهادی داخل لایه هسته

مؤلفه	وزن پیشنهادی داخل لایه (%)	توضیحات تکمیلی
As Designed Model (GIS)	۲۰	پایه ساختاری
As Operated Model	۱۵	پایه عملیاتی و بلادرنگ
Topology Processor	۱۵	وابستگی مستقیم همه تحلیل‌ها
State Estimation	۲۰	تثبیت کیفیت داده
Power Flow	۲۰	تحلیل اصلی بهره‌برداری
Short Circuit	۱۰	تحلیل حفاظتی مکمل
جمع	۱۰۰	—

برای جلوگیری از بلوغ مصنوعی، پیشنهاد می‌شود این شرط اضافه شود:

اگر امتیاز As Operated یا Topology Processor کمتر از ۶۰ باشد، امتیاز کل لایه هسته حداکثر برابر سطح ۲ در نظر گرفته شود و طبق جدول ۵ امتیاز این لایه ۵۰ تا ۶۵ می‌باشد.

۵-۲-۲- نحوه محاسبه امتیاز لایه کاربردهای پیشرفته^۱

لایه کاربردهای پیشرفته در معماری سامانه مدیریت توزیع، بیانگر سطح بلوغ تحلیلی، میزان اتوماسیون عملیاتی و توان تصمیم‌سازی سامانه در بهره‌برداری شبکه است. در این لایه، صرف وجود ماژول‌های نرم‌افزاری به‌عنوان

^۱ Advanced Applications

صفحه ۲۳ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

شاخص بلوغ تلقی نمی‌شود، بلکه میزان یکپارچگی آن‌ها با هسته تحلیلی DMS، سطح اتوماسیون عملکرد، و استفاده عملیاتی واقعی در فرآیند بهره‌برداری ملاک ارزیابی قرار می‌گیرد.

اصل بنیادین ارزیابی در این لایه آن است که اعتبار بلوغ کاربردهای پیشرفته، وابسته به عملکرد پایدار و برخط لایه هسته DMS (به‌ویژه State Estimation و Topology Processor) می‌باشد. وجود ماژول پیشرفته بدون بهره‌برداری عملیاتی مستمر و بدون اتصال برخط به هسته تحلیلی، موجب کسب امتیاز کامل نخواهد شد.

امتیازدهی لایه کاربردهای پیشرفته از سه مؤلفه اصلی تشکیل می‌شود:

- امتیاز فنی هر ماژول (بر اساس جدول الزامات M/R/O همان ماژول)
- ضریب اتوماسیون عملکرد
- ضریب یکپارچگی با هسته تحلیلی DMS

در ادامه ضرائب برای هر کدام از موارد بالا در جدول ۶ تا ۸ درج شده است.

جدول ۷- ضرایب وزنی ماژول‌ها در داخل لایه

ردیف	ماژول	ضریب وزنی داخل لایه (%)	توضیح
۱	FLISR	۲۵	اثر مستقیم بر قابلیت اطمینان شبکه
۲	VVO	۲۰	بهبود کیفیت توان و کاهش تلفات
۳	Optimize Network Reconfiguration (ONR)	۱۰	بهینه‌سازی توپولوژی شبکه
۴	Short-Term Load Forecasting	۱۵	پشتیبانی تصمیم‌سازی پیشگیرانه
۵	Load Shedding	۱۰	مدیریت شرایط اضطراری
۶	Switch Order Management	۲۰	ایمنی و مدیریت عملیات مانور
جمع	—	۱۰۰	—

صفحه ۲۴ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۸- ضرایب وزنی یکپارچگی با هسته تحلیلی DMS

ضریب یکپارچگی	شرح وضعیت	سطح یکپارچگی
۰.۵	ماژول از مدل ایستا یا داده وارد شده دستی استفاده می‌کند و وابستگی عملیاتی به خروجی DSE یا توپولوژی برخط ندارد.	مستقل / دستی
۰.۷۵	ماژول برخی داده‌های برخط (مانند بار یا وضعیت کلیدها) را دریافت می‌کند، اما محاسبات آن به صورت مستقل انجام شده و الزاماً مبتنی بر مدل کامل As Operated نیست.	اتصال داده‌ای محدود
۱	یکپارچگی کامل زمانی محقق است که ماژول پیشرفته به صورت مستقیم و عملیاتی به کلیه ارکان اصلی هسته تحلیلی DMS متصل باشد و محاسبات آن بر بستر موتور تحلیلی مشترک انجام شود.	یکپارچگی کامل

جدول ۹- ضرایب وزنی ضریب اتوماسیون عملکرد

ضریب اتوماسیون	شرح وضعیت	سطح عملکرد
۰.۴	صرفاً قابلیت شبیه‌سازی یا استفاده موردی	نمایشی / آفلاین
۰.۷	ارائه پیشنهاد به اپراتور بدون اجرای خودکار	پیشنهاددهنده (Advisory)
۰.۸۵	اجرای بخشی از فرآیند با تأیید اپراتور	نیمه خودکار
۱	اجرای کامل فرآیند بدون مداخله اپراتور	تمام خودکار

امتیاز نهایی لایه کاربردهای پیشرفته به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$AdvancedScore = \sum Weight_i \times ModuleScore_i \times AutomationFactor_i \times IntegrationFactor_i$$

- $ModuleScore_i$: امتیاز فنی ماژول i از ۱۰۰
- $Weight_i$: ضریب وزنی ماژول داخل لایه
- $AutomationFactor_i$: ضریب اتوماسیون
- $IntegrationFactor_i$: ضریب یکپارچگی

صفحه ۲۵ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

امتیاز نهایی این لایه عددی بین صفر تا صد خواهد بود. به منظور جلوگیری از ارزیابی غیرواقعی ناشی از وجود ماژول‌های پیشرفته بدون اتوماسیون کافی، قاعده زیر اعمال می‌شود: چنانچه میانگین ضریب اتوماسیون کل ماژول‌های این لایه کمتر از ۰.۷۵ باشد، سامانه نمی‌تواند در این لایه بالاتر از سطح سوم بلوغ طبقه‌بندی گردد.

۵-۲-۳- نحوه محاسبه امتیاز لایه رابط‌های ورودی/خروجی، داده و کنترل

این لایه میزان آمادگی زیرساخت داده، ارتباطات و قابلیت‌های کنترلی سامانه مدیریت شبکه توزیع (DMS) را از منظر صحت داده، پایداری تبادل اطلاعات، یکپارچگی سیستمی و امکان اعمال کنترل عملیاتی ارزیابی می‌کند. کارکرد صحیح لایه هسته و همچنین عملکرد معتبر کاربردهای پیشرفته وابستگی مستقیم به کیفیت این لایه دارد. بدون داده دقیق، برخط و یکپارچه، نتایج محاسبات تحلیلی فاقد اعتبار عملیاتی خواهند بود.

در این لایه باید چهار بُعد اصلی سنجیده شود:

- کیفیت و کامل بودن داده
- برخط بودن و پایداری ارتباط
- یکپارچگی بین سیستم‌ها (IEC۶۱۹۶۸/CIM)
- قابلیت کنترل و ارسال فرمان به شبکه

جدول ۱۰- ضرایب وزنی امتیازدهی لایه‌ها

ردیف	زیرحوزه	وزن در لایه (%)
۱	کیفیت و صحت داده	۳۰
۲	برخط بودن و پایداری ارتباطات	۲۵
۳	یکپارچگی سیستمی و تبادل اطلاعات	۲۵
۴	قابلیت کنترل و ارسال فرمان	۲۰
	جمع کل	۱۰۰

در ادامه ضرایب برای هر کدام از موارد بالا در جدول ۱۰ تا ۱۳ درج شده است.

<p>صفحه ۲۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۱۱- ضرایب وزنی کیفیت و صحت داده

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	داده‌ها عمدتاً دستی، غیرهمزمان یا فاقد اعتبارسنجی خودکار هستند. نرخ داده‌های مفقود یا خطا دار بالا بوده و مکانیزم مشخصی برای تشخیص و اصلاح آن‌ها وجود ندارد.
سطح ۲	داده‌های SCADA به صورت برخط دریافت می‌شوند، اما اعتبارسنجی سیستماتیک، تشخیص داده پرت یا پایش کیفیت داده به صورت ساختاریافته وجود ندارد.
سطح ۳	مکانیزم اعتبارسنجی داده و تشخیص خطا فعال است. همزمان‌سازی زمانی از طریق NTP یا GPS انجام می‌شود و شاخص کیفیت داده به صورت دوره‌ای پایش می‌گردد.
سطح ۴	سیستم دارای موتور جامع مدیریت کیفیت داده (Data Quality Engine) بوده و شاخص‌هایی نظیر نرخ داده مفقود، داده پرت، تأخیر زمانی و همزمانی تجهیزات به صورت برخط پایش می‌شوند. خروجی این شاخص‌ها در تصمیم‌گیری عملیاتی اثرگذار است.
سطح ۵	مدیریت کیفیت داده به صورت پیشگویانه و تحلیلی انجام می‌شود؛ سامانه قادر به شناسایی الگوهای خطای تکرارشونده، تحلیل ریشه‌ای خطا و بهبود خودکار کیفیت داده در تعامل با تجهیزات میدانی است.

جدول ۱۲- ضرایب وزنی برخط بودن و پایداری ارتباطات

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	ارتباطات محدود، ناپایدار یا آفلاین است و بخشی از داده‌ها با تأخیر زیاد دریافت می‌شود.
سطح ۲	سامانه SCADA فعال است، اما شاخص دسترس‌پذیری (Availability) کمتر از ۹۵٪ بوده و Redundancy ارتباطی وجود ندارد.
سطح ۳	دسترس‌پذیری بیش از ۹۵٪ بوده، پایش وضعیت لینک‌ها انجام می‌شود و تأخیر انتقال داده در محدوده قابل قبول عملیاتی است.
سطح ۴	زیرساخت ارتباطی دارای Redundancy کامل، سرور پشتیبان (Failover) و پایش لحظه‌ای کیفیت لینک‌ها است و دسترس‌پذیری بیش از ۹۹٪ می‌باشد.
سطح ۵	معماری ارتباطی مقاوم در برابر خطا (High Availability Architecture) با سوئیچینگ خودکار، بازیابی سریع و تحلیل پیشگیرانه اختلالات برقرار است.

صفحه ۲۷ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۱۳- ضرایب وزنی یکپارچگی سیستمی و تبادل اطلاعات

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	تبادل اطلاعات با سایر سامانه‌ها به صورت فایل دستی یا دوره‌ای انجام می‌شود و همگام‌سازی خودکار وجود ندارد.
سطح ۲	ارتباطات نقطه‌ای (Point-to-Point Interface) بین DMS و سامانه‌هایی مانند GIS یا OMS برقرار است اما استانداردسازی کامل نشده است.
سطح ۳	تبادل داده از طریق Web Service انجام شده و مدل شبکه As Designed و As Operated به صورت دوره‌ای همگام می‌شوند.
سطح ۴	یکپارچگی مبتنی بر مدل اطلاعات مشترک (CIM مطابق IEC ۶۱۹۶۸) برقرار بوده و تبادل داده به صورت ساختاریافته و استاندارد انجام می‌شود. همگام‌سازی GIS، OMS و MDMS به صورت سیستمی انجام می‌گیرد.
سطح ۵	معماری یکپارچه سرویس‌گرا (Service-Oriented Architecture) با تبادل بلادرنگ اطلاعات میان DMS و کلیه سامانه‌های سازمانی برقرار بوده و تغییرات مدل شبکه به صورت خودکار و کنترل شده در کل اکوسیستم منعکس می‌شود.

جدول ۱۴- ضرایب وزنی قابلیت کنترل و ارسال فرمان

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	سامانه صرفاً پایشگر (Monitoring Only) بوده و امکان ارسال فرمان عملیاتی وجود ندارد.
سطح ۲	ارسال فرمان محدود و موردی امکان‌پذیر است، اما تأیید دریافت و ثبت ساختاریافته فرمان‌ها وجود ندارد.
سطح ۳	ارسال فرمان کلیدزنی از طریق DMS انجام شده و تأیید دریافت (Acknowledgement) و ثبت در سیستم وجود دارد.
سطح ۴	کنترل دوطرفه کامل، همراه با Interlocking منطقی، ثبت کامل در Audit Trail و امکان رهگیری تاریخچه فرمان‌ها برقرار است.
سطح ۵	کنترل حلقه‌بسته (Closed-Loop Control) برقرار بوده و سامانه صحت اجرای فرمان را با تحلیل وضعیت پس از اجرا تأیید می‌کند و در صورت انحراف، اقدامات اصلاحی خودکار انجام می‌دهد.

فرمول محاسبه امتیاز لایه‌ها مطابق رابطه زیر می‌باشد:

$$IOScore = \sum Weight_i \times Score_i$$

<p>صفحه ۲۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

• $Weight_i$: وزن هر زیرحوزه

• $Score_i$: امتیاز کسب‌شده در آن زیرحوزه

بعنوان قاعده کنترلی طبقه‌بندی چنانچه امتیاز زیرحوزه «کیفیت داده» یا «برخط بودن و پایداری ارتباطات» کمتر از ۶۰ از ۱۰۰ باشد، سامانه نمی‌تواند بالاتر از سطح دوم بلوغ طبقه‌بندی گردد؛ حتی در صورت کسب امتیاز بالا در سایر زیرحوزه‌ها. این قاعده به‌منظور جلوگیری از شکل‌گیری بلوغ ظاهری در شرایط ضعف زیرساخت داده تعریف می‌شود.

۵-۲-۴- نحوه محاسبه امتیاز لایه رابط کاربر و بهره‌برداری

این لایه میزان بلوغ سامانه مدیریت شبکه توزیع را از منظر نحوه ارائه اطلاعات به بهره‌بردار، پشتیبانی از تصمیم‌گیری عملیاتی، مدیریت هشدارها و انطباق با فرآیندهای بهره‌برداری ارزیابی می‌کند. در این لایه، تمرکز بر «تبدیل تحلیل به اقدام ایمن و سریع» است. حتی در صورت برخورداری از هسته تحلیلی پیشرفته و داده‌های باکیفیت، اگر رابط کاربر مناسب نباشد، ریسک خطای انسانی افزایش یافته و اثربخشی سامانه کاهش می‌یابد.

دامنه این ارزیابی شامل موارد زیر است:

- تجسم شبکه و نمایش وضعیت
- آگاهی موقعیتی و تصمیم‌یار
- ارگونومی و کاربرپسندی
- مدیریت هشدار و رویداد
- پشتیبانی از فرآیندهای رسمی بهره‌برداری

<p>صفحه ۲۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۱۵- ساختار امتیازدهی مولفه‌ها

ردیف	زیرحوزه	وزن در لایه (%)
۱	تجسم و نمایش شبکه	۲۵
۲	آگاهی موقعیتی و تصمیم‌یار	۲۰
۳	ارگونومی و کاربرپسندی	۱۵
۴	مدیریت هشدار و رویداد	۲۰
۵	پشتیبانی از فرآیندهای بهره‌برداری	۲۰
	جمع	۱۰۰

جداول سطوح بلوغ مولفه‌ها مطابق جدول ۱۵ تا ۱۹ است.

جدول ۱۶- معیارهای ارزیابی تجسم و نمایش شبکه

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	نمایش شبکه به صورت ایستا و فاقد به‌روزرسانی بلادرنگ است. وضعیت کلیدها و تجهیزات به صورت دستی یا با تأخیر نمایش داده می‌شود.
سطح ۲	نمایش تک‌خطی شبکه وجود دارد و وضعیت تجهیزات اصلی به صورت برخط نمایش داده می‌شود، اما لایه‌بندی اطلاعات و نمایش شاخص‌های تحلیلی محدود است.
سطح ۳	نمایش پویا (Line Diagram Dynamic Single) فعال است. وضعیت کلیدها، بار و ولتاژ به صورت بلادرنگ قابل مشاهده بوده و امکان بزرگ‌نمایی و فیلتر پایه وجود دارد.
سطح ۴	لایه‌بندی اطلاعات (بار، ولتاژ، خطا، DER، شاخص‌های تحلیلی) به صورت ساختاریافته فراهم است. رنگ‌بندی استاندارد بهره‌برداری و نمایش گرافیکی شرایط بحرانی وجود دارد.
سطح ۵	تجسم شبکه هوشمند و تعاملی است؛ سامانه قادر به نمایش سناریوهای تحلیلی، پیش‌بینی وضعیت آینده و ارائه نمای عملیاتی متناسب با نقش کاربر می‌باشد.

<p>صفحه ۳۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۱۷- معیارهای ارزیابی آگاهی موقعیتی و تصمیم‌یار

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	سامانه صرفاً نمایشگر اطلاعات است و ابزار تحلیل یا پیشنهاد عملیاتی ارائه نمی‌دهد.
سطح ۲	شاخص‌های پایه مانند بار یا ولتاژ نمایش داده می‌شود، اما تحلیل پیامد تصمیمات وجود ندارد.
سطح ۳	شاخص‌های کلیدی عملکرد (KPI) عملیاتی نمایش داده می‌شود و امکان شبیه‌سازی محدود (What-if) فراهم است.
سطح ۴	سامانه پیشنهاد عملیاتی (مانند بازآرایی شبکه یا تنظیم ولتاژ) ارائه داده و پیامد اجرای فرمان پیش از اعمال آن تحلیل می‌شود.
سطح ۵	محیط بهره‌برداری هوشمند بوده و سامانه با تحلیل پیشگیرانه، ریسک‌ها را پیش‌بینی کرده و راهکارهای اولویت‌بندی شده ارائه می‌دهد.

جدول ۱۸- معیارهای ارزیابی ارگونومی و کاربرپسندی

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	رابط کاربر پیچیده، کند یا غیرسازگار با نیاز بهره‌بردار است و انجام عملیات مستلزم مراحل متعدد و غیرضروری است.
سطح ۲	کاربری پایه قابل انجام است اما ساختار منوها و چیدمان اطلاعات بهینه نیست.
سطح ۳	چیدمان منطقی اطلاعات، سرعت پاسخ مناسب و کاهش مراحل اضافی در عملیات رایج فراهم شده است.
سطح ۴	امکان شخصی‌سازی صفحات، تنظیم نما بر اساس نقش کاربر و بهینه‌سازی گردش کار وجود دارد.
سطح ۵	طراحی رابط مبتنی بر اصول مهندسی عوامل انسانی (Human Factors Engineering) بوده و با تحلیل رفتار کاربران به صورت مستمر بهبود می‌یابد.

صفحه ۳۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۱۹- معیارهای ارزیابی مدیریت هشدار و رویداد

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	هشدارها به صورت غیرطبقه‌بندی شده و بدون اولویت‌بندی نمایش داده می‌شوند و احتمال بروز Flooding Alarm بالا است.
سطح ۲	هشدارها دسته‌بندی شده‌اند، اما تحلیل همبستگی یا حذف هشدارهای تکراری وجود ندارد.
سطح ۳	اولویت‌بندی هشدارها انجام شده و هشدارهای تکراری یا غیرضروری حذف می‌شوند.
سطح ۴	تحلیل همبستگی رویدادها (Correlation Event) و شناسایی علت ریشه‌ای (Root Cause) انجام می‌شود. هشدار در بستر گرافیکی شبکه نمایش داده می‌شود.
سطح ۵	سامانه با تحلیل هوشمند، هشدارهای ثانویه را فیلتر کرده و تنها هشدارهای معنادار و تصمیم‌محور را به بهره‌بردار ارائه می‌دهد.

جدول ۲۰- معیارهای ارزیابی پشتیبانی از فرآیندهای بهره‌برداری

سطح بلوغ	ویژگی کامل و جامع
سطح ۱	فرآیندهای بهره‌برداری خارج از سیستم انجام شده و ثبت مستندات به صورت دستی است.
سطح ۲	برخی عملیات کلیدزنی در سیستم ثبت می‌شود اما گردش کار رسمی وجود ندارد.
سطح ۳	مدیریت دستور کلیدزنی (Switching Order) و ثبت کامل Log عملیاتی در سیستم انجام می‌شود.
سطح ۴	گردش کار رسمی (Management Workflow)، کنترل مجوزها و هماهنگی با OMS برقرار است.
سطح ۵	فرآیندهای بهره‌برداری کاملاً دیجیتال، قابل رهگیری و مبتنی بر کنترل‌های ایمنی چندمرحله‌ای بوده و انطباق کامل با رویه‌های مصوب عملیاتی دارند.

فرمول محاسبه امتیاز لایه‌ها مطابق رابطه زیر می‌باشد:

$$UIScore = \sum Weight_i \times Score_i$$

- $Weight_i$: وزن هر زیرحوزه
- $Score_i$: امتیاز کسب‌شده در آن زیرحوزه

<p>صفحه ۳۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

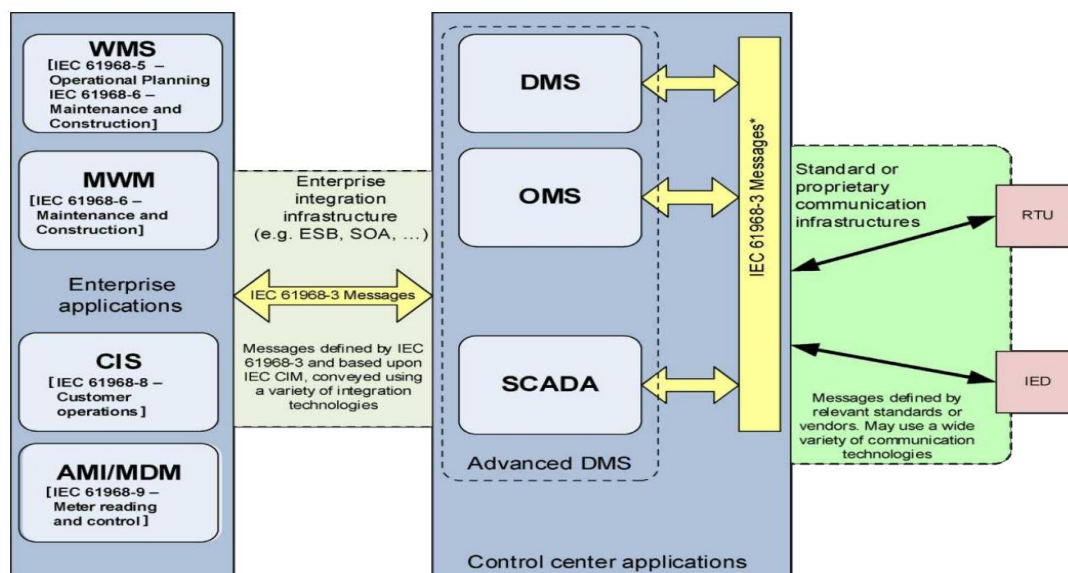
بعنوان یک قاعده کنترلی طبقه‌بندی چنانچه امتیاز زیرحوزه «مدیریت هشدار و رویداد» یا «پشتیبانی از فرآیندهای بهره‌برداری» کمتر از ۶۰ باشد، سطح بلوغ این لایه نمی‌تواند بالاتر از سطح سوم طبقه‌بندی گردد؛ حتی در صورت کسب امتیاز بالا در سایر زیرحوزه‌ها. این قاعده با هدف کاهش ریسک خطای انسانی و جلوگیری از بلوغ ظاهری تعریف می‌شود.

لازم به ذکر است راه‌حل دیگر جهت ارزیابی این بخش می‌توان بر اساس جدول الزامات در بخش ۸-۱ استفاده نمود.

۶. سیستم‌های یکپارچه با سیستم مدیریت توزیع (DMS)

سامانه مدیریت توزیع (DMS) به‌عنوان هسته عملیاتی بهره‌برداری شبکه توزیع، به‌صورت مستقل عمل نمی‌کند، بلکه در یک اکوسیستم اطلاعاتی گسترده و در تعامل مستمر با سایر سامانه‌های عملیاتی و سازمانی قرار دارد. بر این اساس، تعریف دقیق چارچوب یکپارچگی سامانه مدیریت توزیع با سایر سامانه‌ها از الزامات اساسی طراحی و استقرار آن محسوب می‌شود. در این دستورالعمل، چارچوب ارتباطی سامانه مدیریت توزیع با سایر سامانه‌ها بر مبنای مفاهیم استاندارد IEC ۶۱۹۶۸-۳ تبیین می‌شود. این استاندارد، مدل مرجع تبادل اطلاعات میان سامانه‌های حوزه توزیع برق را ارائه کرده و ساختار پیام‌ها، دامنه‌های کاربردی و مرزهای عملکردی را مشخص می‌نماید. استاندارد IEC ۶۱۹۶۸-۳ محدوده، ساختار و محتوای داده‌هایی را که در قالب پیام‌های تبادل اطلاعات میان اجزای مختلف یک سامانه مدیریت توزیع مبادله می‌شود، تعریف می‌کند. این بخش از استاندارد با تبیین الگوی تبادل داده و قالب پیام‌های استاندارد مبتنی بر مدل اطلاعاتی مشترک، امکان ارتباط و همکاری متقابل بین سامانه‌های تولیدشده توسط تأمین‌کنندگان مختلف را فراهم می‌سازد. رعایت ساختار پیام‌ها و قالب‌های داده مطابق استاندارد، به بهره‌بردار این امکان را می‌دهد که اجزای مختلف سامانه DMS را از تولیدکنندگان گوناگون انتخاب و یکپارچه‌سازی نماید؛ هرچند این امکان نیز وجود دارد که تمام مؤلفه‌ها توسط یک توسعه‌دهنده واحد طراحی و ارائه شوند. شکل ۲ محدوده‌ی قابلیت‌ها و ارتباطات داده‌ای در یک سامانه DMS را نمایش می‌دهد که در استاندارد IEC ۶۱۹۶۸-۳ تشریح شده است. در این نمودار، روابط داده‌ای میان اجزای اصلی سامانه شامل SCADA، OMS و DMS در بستر مدل اطلاعاتی CIM نشان داده می‌شود.

<p>صفحه ۳۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---



شکل ۲- محدوده تبادل داده و اطلاعات در سامانه DMS مطابق استاندارد ۶۱۹۶۸-۳ IEC

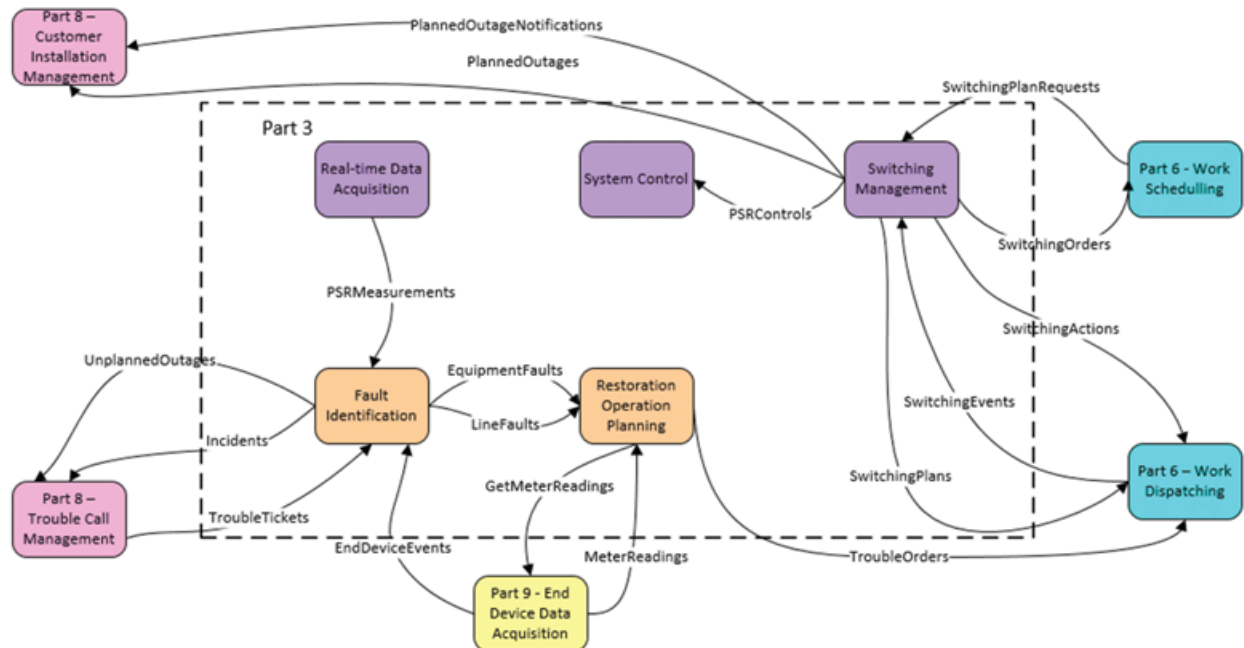
شکل ۳ مدل مرجع و نمونه‌ای از مؤلفه‌های منطقی و ارتباطات بین آن‌ها را بر اساس محدوده‌ی تعریف‌شده در همین استاندارد نشان می‌دهد. این مدل، ارتباط مؤلفه‌های داخلی بخش سوم استاندارد را با مؤلفه‌های سایر بخش‌های مجموعه استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ تبیین می‌کند.

در معماری یکپارچه، سامانه DMS در مرکز زنجیره مدیریت رخدادها، کلیدزنی‌ها و بازیابی شبکه قرار دارد و با سامانه‌های مدیریت مشترکین (CIS)، مدیریت تماس یا مرکز پاسخگویی^۱، مدیریت کار (WMS) و سامانه زمان‌بندی و اعزام اکیپ‌ها^۲ و نیز سامانه‌های اندازه‌گیری در تعامل است. این تعاملات مبتنی بر تبادل ساخت‌یافته داده‌ها و رویدادها بوده و باید از مدل داده‌ای سازگار و استاندارد پیروی نماید.

^۱ Call Management System / Contact Center

^۲ Work Scheduling and Dispatching System

صفحه ۳۴ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	--



شکل ۳- مدل مرجع مؤلفه‌های منطقی و ارتباطات داده‌ای میان اجزای DMS بر اساس CIM

در سطح دریافت داده، سامانه DMS اطلاعات اندازه‌گیری، رخدادهای تجهیزات و داده‌های بهره‌برداری را از سامانه اسکادا توزیع و سامانه‌های اندازه‌گیری دریافت می‌کند. این داده‌ها شامل مقادیر تله‌متری، وضعیت کلیدها، قرائت کنتورها، رخدادهای انتهایی تجهیزات^۱ و پیام‌های مربوط به خطا هستند. داده‌های مزبور پس از ورود به DMS، در ماژول‌های تحلیل وضعیت شبکه نظیر تخمین حالت (DSE) و تشخیص خطا (FLISR) پردازش شده و مبنای تصمیم‌گیری عملیاتی قرار می‌گیرند. در صورت وقوع خاموشی یا اختلال، سامانه DMS با بهره‌گیری از اطلاعات اندازه‌گیری و رخدادهای ثبت‌شده، فرآیند شناسایی خطا را انجام می‌دهد. نتایج این فرآیند به سامانه مدیریت مشترکین (CIS) و سامانه مدیریت تماس منتقل می‌شود تا امکان ثبت، به‌روزرسانی و اطلاع‌رسانی وضعیت خاموشی برای مشترکین فراهم گردد. در مقابل، گزارش‌های مردمی یا تیکت‌های ثبت‌شده^۲ در سامانه مدیریت تماس نیز به DMS ارسال می‌شود تا در تحلیل محدوده خاموشی مورد استفاده قرار گیرد. این تعامل دوطرفه موجب افزایش دقت مکان‌یابی خطا و کاهش شاخص مدت زمان خاموشی خواهد شد.

^۱ End Device Events

^۲ Trouble Tickets

<p>صفحه ۳۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

پس از شناسایی محدوده خطا، ماژول برنامه‌ریزی بازیابی (FLISR) در سامانه DMS سناریوهای مختلف کلیدزنی را بررسی کرده و گزینه بهینه را تعیین می‌کند. خروجی این بخش در قالب طرح کلیدزنی به سامانه مدیریت کلیدزنی (SOM) ارسال می‌شود. سامانه مدیریت کلیدزنی مسئول کنترل توالی عملیات^۱، ثبت رخدادهای کلیدزنی و تضمین رعایت الزامات ایمنی و بهره‌برداری است. در صورت نیاز به اعزام اکیپ عملیاتی، دستورات کار^۲ به سامانه زمان‌بندی و اعزام کار منتقل می‌شود تا برنامه‌ریزی منابع انسانی و تجهیزاتی انجام گیرد.

تعامل سامانه DMS با سامانه مدیریت کار و اعزام^۳ نقش کلیدی در تکمیل چرخه مدیریت خاموشی ایفا می‌کند. پس از اجرای عملیات میدانی، نتایج اقدامات انجام‌شده مجدداً به سامانه DMS بازگردانده می‌شود تا مدل بهره‌برداری شبکه به‌روزرسانی گردد و وضعیت شبکه به حالت عادی بازگردد. این چرخه اطلاعاتی، یک زنجیره بسته و همگام از تشخیص، تصمیم‌گیری، اجرا و بازخورد را تشکیل می‌دهد که اساس بهره‌برداری هوشمند شبکه توزیع است.

در این چارچوب، تبادل اطلاعات میان سامانه‌ها باید بر اساس مدل داده‌ای استاندارد (CIM)، شناسه‌های یکتا برای تجهیزات و مشترکین، همگام‌سازی زمانی دقیق^۴ و مکانیزم‌های تضمین صحت و امنیت اطلاعات انجام گیرد. استفاده از ساختارهای پیام استاندارد مبتنی بر IEC ۶۱۹۶۸ موجب کاهش وابستگی به فروشنده خاص، تسهیل توسعه آتی سامانه و امکان تعامل میان محصولات مختلف را فراهم می‌سازد.

بخش سوم استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ برای تعریف ساختارهای داده و اشیای اطلاعاتی، به مدل اطلاعاتی مشترک (CIM) ارجاع می‌دهد. این مدل، که در اسناد IEC ۶۱۹۶۸-۱۱ و IEC ۶۱۹۷۰-۳۰۱ به تفصیل شرح داده شده است، زبان مشترک تبادل داده بین سامانه‌های بهره‌برداری، برنامه‌ریزی و مدیریت شبکه را فراهم می‌آورد. در نتیجه، رعایت الزامات و فرمت‌های داده‌ای تعیین‌شده در IEC ۶۱۹۶۸-۳، تضمین‌کننده قابلیت همکاری، استانداردسازی تبادل داده و امکان توسعه ماژولار سامانه‌های DMS و ADMS در صنعت توزیع نیروی برق کشور خواهد بود.

^۱ Switching Sequence Control

^۲ Work Orders

^۳ Work Management and Dispatching System

^۴ Time Synchronization

صفحه ۳۶ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۲۱- ارتباطات اصلی سامانه مدیریت توزیع با سایر سامانه‌ها (۳-۶۱۹۶۸ IEC)

هدف عملیاتی	نوع تبادل اطلاعات	سامانه طرف تعامل
پایش و تحلیل وضعیت شبکه	تله‌متری، وضعیت کلیدها، رخدادها	اسکادا توزیع (DSCADA) و تجهیزات میدانی
کمک به تشخیص محدوده خاموشی	قرائت‌ها و رخدادهای مشترکین	سامانه اندازه‌گیری هوشمند (AMI/MDMS)
تکمیل فرآیند تشخیص و اطلاع‌رسانی	ثبت خاموشی، گزارش مردمی، تیکت‌ها	سامانه مدیریت مشترکین (CIS) و مدیریت تماس
اجرای ایمن عملیات بهره‌برداری	طرح کلیدزنی، رخدادهای کلیدزنی	سامانه مدیریت کلیدزنی
بازیابی شبکه و رفع خطا	دستور کار، وضعیت اجرای عملیات	سامانه مدیریت کار و اعزام (WMS)

۷. مدیریت مدل شبکه (NMM)^۱ و صحت‌سنجی توپولوژی^۲

هدف این فصل، تعریف الزامات فنی و معیارهای عملکرد برای مدیریت مدل شبکه و بازیابی صحت توپولوژی در سامانه DMS است. این فصل شامل مراحل ایجاد، به‌روزرسانی، پایش و بازسازی مدل شبکه، مدیریت تغییرات اعمال شده برای به‌روزرسانی مدل، پیش‌پردازش تغییرات، اجرای گزارش‌های صحت‌سنجی توپولوژی و گزارش‌دهی مرتبط با هر تغییر می‌باشد. دامنه شامل کلیه فعالیت‌های مرتبط با مدل عملیاتی شبکه، از جمله هماهنگی با GIS، پیش‌پردازش داده‌ها، ساخت مدل و بازیابی توپولوژی برای شناسایی مشکلات رایج است. در جدول ۲۲ تعاریف اصطلاحاتی که در مدیریت مدل شبکه اهمیت دارند نمایش داده شده است.

^۱ Network Model Management

^۲ Topology Validation

صفحه ۳۷ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۲۲- تعاریف و اصطلاحات

ردیف	اصطلاح	تعریف
۱	Model	مدل داده سیستم توزیع که شامل تجهیزات، اتصالات، نواحی کنترلی و اطلاعات بهره‌برداری است.
۲	Patch / Model Patch	مجموعه‌ای از تراکنش‌ها یا تغییرات اعمال شده برای به‌روزرسانی مدل.
۳	Pending Map	نقشه‌هایی که آماده ساخت یا Commit نیستند یا در انتظار پردازش هستند.
۴	Preprocessing	تبدیل و اعتبارسنجی فایل‌های تغییرات مدل به قالب قابل بارگذاری در موتور ساخت مدل (Model Builder Engine) سامانه.
۵	Build / Commit	اعمال تغییرات مدل در پایگاه داده عملیاتی و در دسترس سامانه قرار دادن آن.
۶	Dynamic Data Error	خطاهایی که در اثر ناسازگاری داده‌های پویا ایجاد می‌شود.
۷	Topology Validation Viewer	ابزار گرافیکی برای مشاهده و اجرای گزارش‌های اعتبارسنجی توپولوژی مدل شبکه.
۸	Nominal Model	مدل مرجع/اسمی که نمایانگر وضعیت استاندارد شبکه است.
۹	Current Model	مدل جاری شبکه که شامل تغییرات اعمال شده در محیط عملیاتی است.
۱۰	De-Energized Objects	اشیایی که در مدل به عنوان غیر فعال یا بدون انرژی (De-energized) شناسایی شده‌اند.
۱۱	Loops / Parallels	اشیایی که تشکیل حلقه یا مسیر موازی داده‌اند و ممکن است مشکلات توپولوژیکی ایجاد کنند.
۱۲	Wormholes	اتصال مشکوک بین اشیای متصل با مناطق والد متفاوت که ممکن است موجب ناسازگاری توپولوژیکی شود.

۷-۱- مدیریت مدل

هدف این بخش، تعریف الزامات فنی و معیارهای عملکرد برای مدیریت مدل شبکه در سامانه DMS است. این فصل شامل مراحل ایجاد، به‌روزرسانی، پایش و بازسازی مدل شبکه، مدیریت تغییرات اعمال شده برای به‌روزرسانی مدل، پیش‌پردازش تغییرات و گزارش‌دهی مرتبط با هر تغییر می‌باشد. دامنه شامل کلیه فعالیت‌های مرتبط با مدل عملیاتی شبکه، از جمله هماهنگی با GIS، پیش‌پردازش داده‌ها و ساخت مدل برای استفاده در سایر ماژول‌های DMS است.

<p>صفحه ۳۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۲۳- الزامات عملکردی مدیریت مدل (NM)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	مدیریت Patch	سامانه باید تمامی Patch ها را ثبت، اعمال و ردیابی کند.	M
۲	تاریخچه تغییرات نقشه	سامانه باید امکان مشاهده تاریخچه کامل تغییرات هر Map را فراهم نماید.	M
۳	فیلتر و جستجوی Patch	سامانه باید قابلیت فیلتر و جستجوی Patch ها بر اساس بازه زمانی و وضعیت را داشته باشد.	R
۴	وضعیت Patch	سامانه باید وضعیت هر Patch را استاندارد و شفاف نمایش دهد (Failed Commit / In Progress / Successful / Failed Submit).	M
۵	ساخت انتخابی Map	سامانه باید قابلیت ساخت یک یا چند Map انتخابی را داشته باشد.	M
۶	پیش‌پردازش و Commit	سامانه باید مراحل Preprocess و Commit را تفکیک و ثبت کند.	M
۷	خطاهای داده پویا	سامانه باید خطاهای ناشی از داده‌های پویا را مجزا ثبت و مدیریت کند.	M
۸	ترتیب ساخت Map	سامانه باید ترتیب ساخت Map ها را مبتنی بر وابستگی منطقی و مکانیزم کنترل‌شده تعیین کند.	R
۹	گزارش پیش‌پردازشگر	سامانه باید گزارش پیش‌پردازشگر برای هر Map ارائه دهد.	M
۱۰	گزارش ساخت Patch	سامانه باید گزارش ساخت Patch و گزارش نهایی تغییرات را ارائه دهد.	M
۱۱	فعال/غیرفعال سازی Build	سامانه باید قابلیت توقف موقت و فعال‌سازی ساخت مدل را داشته باشد و ثبت ممیزی کند.	M
۱۲	نوار وضعیت Build	سامانه باید وضعیت کلی ساخت مدل را در نوار وضعیت نمایش دهد (Progress Enabled / Halted / In).	R
۱۳	تنظیمات رابط کاربری	سامانه باید امکان تغییر فونت و رنگ رابط کاربری و ذخیره آن در پروفایل کاربر را داشته باشد.	O
۱۴	قابلیت ارسال لاگ	سامانه باید امکان استخراج و ارسال فایل‌های لاگ برای تحلیل پشتیبانی را داشته باشد.	R

صفحه ۳۹ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۲۴- الزامات غیرعملکردی مدیریت مدل (NM)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	پاسخگویی رابط کاربری (HMI Response)	تمامی پنجره‌ها و عملکردهای مرتبط با Build, Rebuild, Refresh و Results باید ظرف حداکثر ۲ ثانیه پاسخ دهند.	M
۲	قابلیت شخصی سازی رابط کاربری	کاربران باید بتوانند فونت و رنگ رابط کاربری را تغییر دهند و تنظیمات در پروفایل ذخیره شود.	R
۳	حالت‌های نمایش	سامانه باید از حالت‌های نمایش روشن (Light)، تیره (Dark) و پیش فرض با کیفیت بالا (High Definition) پشتیبانی کند.	O
۴	ذخیره و بازیابی لاگ‌ها	سامانه باید امکان ذخیره و بازیابی فایل‌های لاگ برای تحلیل و پشتیبانی را فراهم نماید.	M
۵	ثبت ممیزی (Audit Logging)	تمامی اقدامات مدیریتی مدل شامل Build, Rebuild, Commit و تغییر وضعیت باید در لاگ ممیزی ثبت شود.	M
۶	دسترسی مبتنی بر نقش (RBAC) ^۱	تغییر وضعیت ساخت مدل و اعمال Patch‌ها باید بر اساس نقش کاربری کنترل شود.	M
۷	دسترسی پذیری و تداوم سرویس	سامانه باید در شرایط بحرانی (مثلاً خاموشی گسترده یا بار زیاد) امکان توقف/از سرگیری Build بدون از دست رفتن داده‌ها را داشته باشد.	M
۸	قابلیت گزارش‌دهی کامل	همه گزارش‌ها (Preprocessor Log, Patch Build Log, Patch Build Report) باید کامل و قابل بازیابی باشند.	M
۹	شاخص‌های عملکردی قابل اندازه‌گیری	سامانه باید امکان استخراج KPIs برای پایش سلامت فرآیند مدل و Build را فراهم کند.	R

۷-۲- بازیابی صحت توپولوژی شبکه^۲

هدف این بخش، تعریف فرآیندها و الزامات فنی برای بازیابی و اعتبارسنجی توپولوژی مدل شبکه در سامانه DMS است. این فرآیند تضمین می‌کند که مدل شبکه از نظر اتصال، وضعیت انرژی و سازگاری توپولوژیکی بررسی شده و مشکلات رایج مانند حلقه‌ها، نقاط تأمین غیر فعال^۳ و مناطق دارای خطا شناسایی شوند.

^۱ Role-Based Access Control

^۲ Topology Validation Viewer

^۳ De-energized supply points

صفحه ۴۰ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۲۵- الزامات عملکردی بازمینی صحت توپولوژی

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	نمایش گزارش‌ها در زبانه‌های جداگانه	سامانه باید قابلیت نمایش هر گزارش در یک زبانه مستقل را داشته باشد.	M
۲	نوار وضعیت پویا	نوار وضعیت باید زمان اجرای گزارش و تعداد کل نمونه‌های یافت‌شده را نمایش دهد.	M
۳	انتخاب مدل برای گزارش	کاربر باید بتواند گزارش‌ها را برای مدل جاری ^۱ یا مدل اسمی ^۲ اجرا کند و تغییر انتخاب، باعث بازگذاری مجدد گزارش‌ها شود.	M
۴	گزینه‌های غیر فعال یا بدون برق ^۳	کاربر باید امکان انتخاب نمایش تمامی اشیای غیر فعال، فقط هادی‌ها یا فقط ترانسفورماتورها را داشته باشد.	R
۵	انتخاب گزارش‌ها	کاربر باید گزارش‌های مختلف شامل De-Energization, Partially Closed, Islands, Faults, Loops/Parallels و سایر شاخص‌ها را انتخاب کند.	M
۶	شناسایی ناهماهنگی‌های توپولوژی ^۴	سامانه باید امکان شناسایی و گزارش اتصال‌های مشکوک بین اشیای متصل با مناطق والد ^۵ متفاوت را فراهم کند و جزئیات شامل اشیای مرتبط، منطقه کنترل و Feeder را نمایش دهد.	M
۷	بارگذاری گزارش‌ها	گزارش‌ها باید پس از اجرا به صورت پویا بارگذاری و قابل مشاهده باشند.	M
۸	تمرکز روی دستگاه‌ها	ابزار باید امکان تمرکز (View) روی اشیای انتخاب‌شده را فراهم کند.	R
۹	به‌روزرسانی گزارش‌ها	قابلیت Refresh برای بارگذاری مجدد گزارش‌ها باید در دسترس باشد.	M

^۱ Current Model

^۲ Nominal Model

^۳ De-Energization

^۴ اتصال‌های مشکوک یا غیرمنطقی بین اشیای مدل زمانی رخ می‌دهند که دو شیء (مثل خطوط، ترانسفورماتورها یا نودها) به هم متصل شده باشند، اما در مناطق کنترلی والد (Parent Zones) متفاوت قرار داشته باشند. این وضعیت نشان‌دهنده یک خطای مدل‌سازی یا ناسازگاری داده‌ها است، زیرا در دنیای واقعی این اشیاء نباید به هم وصل باشند یا اتصال آن‌ها نیازمند بررسی دقیق است.

^۵ Parent Zones

صفحه ۴۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۲۶- الزامات غیر عملکردی بازبینی صحت توپولوژی

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	پاسخگویی رابط کاربری	زمان پاسخ پنجره‌ها و بارگذاری گزارش‌ها ≥ 2 ثانیه باشد.	M
۲	ذخیره و صادر کردن گزارش‌ها	امکان Export داده‌های جدول گزارش به فایل CSV وجود داشته باشد.	R
۳	چاپ گزارش‌ها	قابلیت چاپ گزارش انتخاب شده فراهم شود.	R
۴	دسترسی مبتنی بر نقش (RBAC)	اعمال تغییرات و اجرای گزارش‌های مدیریتی باید بر اساس نقش کاربر کنترل شود.	M
۵	مستندسازی و Help	راهنمای آنلاین و توضیحات کامل برای هر بخش در دسترس کاربر باشد.	R

۸. مشخصات عمومی و الزامات امنیت و نگهداشت داده

۸-۱- واسط کاربری^۱

مطابق با استاندارد IEC ۶۱۹۶۸، سامانه‌های مدیریت توزیع (DMS)، کنترل و پایش (SCADA) و مدیریت حوادث (OMS) می‌توانند به صورت یک نرم‌افزار یکپارچه یا به صورت چند سامانه مستقل با قابلیت همکاریپذیری و تبادل اطلاعات استاندارد پیاده‌سازی و بهره‌برداری شوند. با این حال، صرف‌نظر از معماری پیاده‌سازی سامانه‌ها، لازم است کاربران بهره‌برداری شرکت توزیع برق صرفاً از طریق یک واسط کاربری یکپارچه و جامع به عنوان واسط اصلی بهره‌برداری از شبکه توزیع با سامانه‌ها تعامل داشته باشند. این واسط کاربری یکپارچه می‌بایست امکان دسترسی هماهنگ، یکپارچه و همزمان به کلیه اطلاعات، توابع و فرآیندهای عملیاتی مرتبط با شبکه توزیع را فراهم نموده و از تعدد کار با نرم‌افزارهای مجزا و ناهماهنگ جلوگیری نماید.

^۱ User Interface

<p>صفحه ۴۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۲۷- مشخصات واسط کاربری سیستم مدیریت توزیع

ردیف	شرح مشخصه	سطح الزام
۱	واسط کاربری سامانه می‌بایست با یکی از استانداردهای رایج و مورد استفاده واسط گرافیکی کاربر در محیط‌های صنعتی و سازمانی (نظیر Windows Microsoft یا معادل‌های مورد تأیید) تطابق داشته باشد.	M
۲	واسط کاربری می‌بایست امکان دسترسی کاربر به کلیه قابلیت‌ها و توابع مورد نیاز بهره‌برداری را از طریق منوی اصلی (Menu Bar) فراهم نماید.	M
۳	قابلیت‌های کلیدی و پرکاربرد بهره‌برداری می‌بایست از طریق نوار ابزار (Toolbar) و با حداقل عملیات کاربری در دسترس باشند.	M
۴	سامانه می‌بایست قابلیت نمایش همزمان محیط بهره‌برداری را بر روی چندین مانیتور پشتیبانی نماید.	M
۵	سامانه می‌تواند امکان شخصی‌سازی نوار ابزار و تغییر چینش دکمه‌ها را متناسب با نقش و ترجیح کاربر فراهم نماید.	O
۶	واسط کاربری سامانه می‌بایست از نظر ظاهر، منطق تعامل و تجربه کاربری با سایر زیرسامانه‌های بهره‌برداری نظیر SCADA و OMS هماهنگ و یکپارچه باشد.	M
۷	سامانه می‌بایست امکان چینش پنجره‌های فعال به صورت کاشی‌کاری (Tiling) را فراهم نماید.	M
۸	سامانه می‌بایست از عملکردهای استاندارد مدیریت پنجره شامل باز، بسته، کوچک‌سازی (Minimize) و بزرگ‌سازی (Maximize) پشتیبانی نماید.	M
۹	سامانه می‌بایست نقشه‌های شبکه توزیع را به صورت پویا و به‌روزشونده در زمان نزدیک به حقیقی (Near Real-Time) نمایش دهد.	M
۱۰	سامانه می‌بایست امکان نمایش نقشه شبکه توزیع را حداقل در دو حالت «نقشه الکتریکی» و «نقشه جغرافیایی (GIS)» فراهم نماید.	M
۱۱	سامانه می‌بایست هشدارهای مرتبط با وضعیت شبکه و سامانه را به صورت یکپارچه، متمایز و قابل تشخیص برای کاربر نمایش دهد.	M
۱۲	سامانه می‌بایست رویدادهای شبکه و سامانه را ثبت نموده و امکان مشاهده، جستجو و پیگیری آن‌ها را در واسط کاربری فراهم نماید.	M
۱۳	سامانه می‌بایست امکان ترسیم و نمایش روند تغییرات مقادیر اندازه‌گیری‌شده یا محاسباتی را در طول زمان فراهم نماید.	M
۱۴	سامانه می‌بایست امکان نمایش جزئیات اطلاعات فنی و عملیاتی اشیاء، تجهیزات و اجزای شبکه و سامانه را در واسط کاربری فراهم نماید.	M

صفحه ۴۳ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

ردیف	شرح مشخصه	سطح الزام
۱۵	سامانه می‌بایست امکان دسترسی به راهنمای کاربری و راهنمای استفاده از توابع را به صورت زمینه‌ای (Context-Based Help) در پنجره‌های مختلف فراهم نماید.	M
۱۶	سامانه می‌بایست در برابر خطاهای کاربری مقاوم بوده و بروز خطای کاربر منجر به قفل شدن یا از کار افتادن سامانه نگردد.	M
۱۷	واسط کاربری بهره‌برداری می‌بایست به گونه‌ای طراحی شود که امکان دسترسی یکپارچه و هماهنگ به توابع و اطلاعات سامانه‌های SCADA و OMS را بدون نیاز به جابه‌جایی بین نرم‌افزارهای مجزا فراهم نماید.	M
۱۸	واسط کاربری سامانه می‌بایست از واسط‌های کاربری مبتنی بر نقش (Role-Based User Interface) پشتیبانی نموده و نحوه نمایش اطلاعات و قابلیت‌ها را متناسب با نقش کاربر تنظیم نماید.	M
۱۹	واسط کاربری سامانه می‌بایست از مدیریت سطوح دسترسی و مجوزهای عملیاتی در سطح کاربران، توابع و داده‌ها پشتیبانی نماید.	M
۲۰	واسط کاربری سامانه می‌بایست امکان جستجو، فیلترسازی و تمرکز بر اطلاعات، تجهیزات و محدوده‌های مورد نظر کاربر را در نقشه‌ها، فهرست‌ها و هشدارها فراهم نماید.	M
۲۱	سامانه می‌بایست از کدنمایی و تمایز بصری استاندارد (نظیر رنگ، نماد و آیکون) برای نمایش وضعیت بهره‌برداری تجهیزات، هشدارها و شرایط شبکه استفاده نماید.	M
۲۲	سامانه می‌تواند امکان ذخیره، بازیابی و استفاده مجدد از چیدمان محیط کاری واسط کاربر را برای کاربران مختلف فراهم نماید.	R
۲۳	واسط کاربری سامانه می‌بایست از نظر زمان پاسخ‌گویی، بارگذاری نقشه‌ها و به‌روزرسانی اطلاعات، عملکرد مناسب برای بهره‌برداری بلادرنگ و نزدیک به بلادرنگ داشته باشد.	M

<p>صفحه ۴۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۲۸- مشخصات پنجره‌ها

ردیف	شرح مشخصه	سطح الزام
۱	واسط کاربری سامانه می‌بایست امکان نمایش همزمان چندین پنجره را در کنار یکدیگر در یک محیط کاری فراهم نماید.	M
۲	واسط کاربری سامانه می‌بایست امکان نمایش همزمان چندین پنجره به صورت هم‌پوشان (Overlapping) را فراهم نماید.	M
۳	سامانه می‌بایست امکان تغییر اندازه پنجره‌ها را توسط کاربر فراهم نماید.	M
۴	سامانه می‌بایست امکان انتخاب، فعال‌سازی و جابه‌جایی تمرکز بین پنجره‌ها را توسط کاربر فراهم نماید.	M
۵	سامانه می‌بایست امکان تغییر مکان پنجره‌ها در محیط کاری را توسط کاربر فراهم نماید.	M
۶	سامانه می‌بایست از عملکردهای استاندارد مدیریت وضعیت پنجره شامل بازگردانی (Restore)، بزرگ‌سازی (Maximize) و کوچک‌سازی (Minimize) پشتیبانی نماید.	M
۷	سامانه می‌بایست عنوان هر پنجره را به صورت شفاف و قابل تشخیص برای کاربر نمایش دهد.	M
۸	سامانه می‌بایست امکان بستن پنجره‌ها را به صورت کنترل‌شده و ایمن توسط کاربر فراهم نماید.	M
۹	سامانه می‌بایست پنجره فعال را با استفاده از تمایز بصری مناسب (نظیر رنگ، کادر یا برجسته‌سازی) از سایر پنجره‌ها متمایز نماید.	M
۱۰	سامانه می‌تواند امکان ذخیره، بازیابی و استفاده مجدد از چیدمان دلخواه پنجره‌ها را برای کاربر فراهم نماید.	R
۱۱	سامانه می‌بایست برای پنجره‌های حیاتی بهره‌برداری، امکان جلوگیری از بستن ناخواسته یا درخواست تأیید کاربر پیش از بستن پنجره را فراهم نماید.	M
۱۲	سامانه می‌بایست در صورت بروز هشدارها یا رخدادهای بحرانی، پنجره‌های مرتبط را به صورت خودکار نمایش داده یا به شکل مناسب برجسته‌سازی نماید.	M
۱۳	سامانه می‌تواند وضعیت و چیدمان پنجره‌ها را پس از خروج و ورود مجدد کاربر ذخیره و بازیابی نماید.	R
۱۴	سامانه می‌تواند امکان قفل کردن چیدمان پنجره‌ها را به منظور جلوگیری از تغییرات ناخواسته در شرایط خاص بهره‌برداری فراهم نماید.	O
۱۵	واسط کاربری سامانه می‌تواند از میانبرهای صفحه‌کلید برای مدیریت و جابه‌جایی سریع بین پنجره‌ها پشتیبانی نماید.	O

صفحه ۴۵ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

۸-۲- قابلیت شبیه‌سازی و آموزش^۱

به‌منظور فراهم‌سازی امکان آموزش کاربران، تمرین سناریوهای بهره‌برداری و ارزیابی اثر انجام عملیات کنترلی و مانوری بدون تأثیر بر شبکه واقعی، لازم است سامانه مدیریت توزیع از قابلیت شبیه‌سازی و آموزش^۲ برخوردار باشد. این قابلیت می‌بایست امکان اجرای سناریوهای مختلف بهره‌برداری بر روی مدل شبکه توزیع را در محیطی ایمن و مستقل از محیط عملیاتی فراهم نموده و به‌عنوان ابزاری برای آموزش، ارتقای مهارت کاربران و پشتیبانی از تصمیم‌گیری بهره‌برداری مورد استفاده قرار گیرد.

جدول ۲۹- مشخصات شبیه‌ساز آموزش سیستم مدیریت توزیع

ردیف	شرح مشخصه	سطح الزام
۱	سامانه می‌بایست قابلیت اجرا در مد واقعی (Operational Mode) و مد مطالعاتی/شبیه‌سازی (Simulation Mode) را داشته باشد، به‌گونه‌ای که تحلیل سناریوها بدون تأثیر بر شبکه واقعی انجام شود.	M
۲	شبیه‌سازی سامانه می‌بایست مبتنی بر مدل واقعی یا نزدیک به واقعی شبکه باشد و امکان تحلیل سناریوهای عملیاتی و اضطراری را فراهم نماید.	M
۳	سامانه می‌بایست قابلیت شبیه‌سازی وضعیت بهره‌برداری شبکه در شرایط عادی و اضطراری را داشته باشد.	M
۴	سامانه می‌بایست امکان اعمال تغییرات فرضی در توپولوژی، بار و وضعیت تجهیزات را برای تحلیل سناریوها را فراهم نماید.	M
۵	سامانه می‌بایست امکان شبیه‌سازی خاموشی‌ها، مانورها و سناریوهای بازیابی شبکه را داشته باشد.	M
۶	سامانه می‌بایست از داده‌های واقعی یا نزدیک به واقعی شبکه به‌عنوان ورودی شبیه‌سازی پشتیبانی نماید.	M
۷	سامانه می‌بایست امکان تعریف و تمرین سناریوهای بهره‌برداری و مدیریت بحران را داشته باشد، شامل: ۱. خاموشی گسترده و بازیابی تدریجی شبکه ۲. خطا در تجهیزات کلیدی ۳. شرایط جوی خاص و حوادث طبیعی	M
۸	سامانه می‌بایست محیطی مجزا و ایمن برای آموزش بهره‌برداران فراهم نماید، به‌گونه‌ای که تمرین کار با سامانه هیچ ریسکی برای شبکه واقعی ایجاد نکند.	M
۹	محیط آموزش سامانه می‌بایست مشابه محیط عملیاتی واقعی مرکز کنترل باشد و امکان تمرین کار با توابع عملیاتی، مدیریت هشدارها و سناریوهای رخداد را فراهم نماید.	M

^۱ Training Simulator

^۲ Simulation & Training

صفحه ۴۶ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

ردیف	شرح مشخصه	سطح الزام
۱۰	سامانه می‌بایست امکان تعریف و اجرای سناریوهای آموزشی متنوع برای کاربران با نقش‌ها و سطوح مختلف را داشته باشد.	R
۱۱	سامانه می‌بایست امکان ثبت و ارزیابی عملکرد بهره‌برداران در محیط آموزش را فراهم نماید.	R
۱۲	سامانه می‌بایست امکان ارزیابی تصمیمات بهره‌برداری کاربران در شرایط بحران را داشته باشد.	M
۱۳	سامانه می‌بایست از محیط‌های مشخص برای آزمون، ارزیابی و پذیرش سامانه پشتیبانی نماید، با تفکیک کامل از محیط عملیاتی.	M
۱۴	سامانه می‌بایست امکان اجرای آزمون‌های کارخانه‌ای (FAT) و میدانی (SAT) را برای بررسی توابع، یکپارچگی و کارایی سیستم فراهم نماید.	M
۱۵	سامانه می‌بایست امکان مستندسازی نتایج آزمون‌ها و فرآیند پذیرش سامانه را داشته باشد.	M
۱۶	سامانه می‌تواند امکان شبیه‌سازی و آموزش بر اساس نقش کاربر و سطح دسترسی را فراهم نماید تا سناریوهای مناسب هر نقش اجرا شود.	R

۸-۳- امنیت

به منظور تضمین امنیت اطلاعات، کنترل دسترسی و محافظت شبکه توزیع، کلیه الزامات امنیتی سامانه مدیریت توزیع باید مطابق با دستورالعمل‌ها و مقررات ابلاغ شده توسط افتا، پدافند غیرعامل، وزارت نیرو و شرکت توانیر رعایت شود. همچنین، سامانه باید از استانداردهای بین‌المللی امنیت سیستم‌های کنترل صنعتی نظیر IEC ۶۲۳۵۱ (امنیت ارتباطات در شبکه‌های برق) و IEC ۶۲۴۴۳ (امنیت سیستم‌های کنترل و اتوماسیون صنعتی) پیروی نماید. این الزامات شامل کنترل دسترسی کاربران، رمزنگاری داده‌ها، ثبت و لاگ‌گیری وقایع، حفاظت در برابر تهدیدات سایبری و جداسازی محیط‌های عملیاتی و آزمایشی می‌باشد.

صفحه ۴۷ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۳۰- الزامات امنیتی DMS

ردیف	شرح مشخصه	سطح الزام
۱	سامانه باید از کنترل دسترسی مبتنی بر نقش (RBAC) پشتیبانی کند و امکان تفکیک دسترسی کاربران به توابع و داده‌ها فراهم باشد.	M
۲	سامانه باید تمامی ارتباطات بین ماژول‌ها و با سایر سامانه‌ها (SCADA, OMS, PM, GIS) را با استفاده از رمزنگاری استاندارد محافظت نماید.	M
۳	سامانه باید امکان ثبت وقایع و لاگ‌گیری کامل از فعالیت کاربران و عملیات انجام شده را فراهم نماید.	M
۴	سامانه باید امکان محدود کردن دسترسی از شبکه‌های غیرمجاز و محافظت در برابر تهدیدات سایبری را داشته باشد.	M
۵	سامانه باید محیط‌های آزمایشی، شبیه‌سازی و آموزشی را به‌طور کامل از محیط عملیاتی جدا کند.	M
۶	سامانه باید انطباق با استانداردهای IEC ۶۲۳۵۱ و IEC ۶۲۴۴۳ را داشته باشد و الزامات امنیتی آن‌ها را رعایت نماید.	M
۷	سامانه می‌تواند امکان رمزنگاری داده‌ها در ذخیره‌سازی محلی و پشتیبان‌گیری را فراهم نماید تا حفاظت از اطلاعات حساس تضمین شود.	R
۸	سامانه می‌تواند از مکانیزم‌های هشدار و واکنش به رخداد‌های امنیتی برای اپراتورها پشتیبانی نماید.	R

۸-۴- ذخیره سازی، نگهداشت، ارتباطات و تبادل اطلاعات با سایر بخش‌های DMS

با توجه به نبود استاندارد بومی در خصوص مدل تبادل اطلاعات و مشخصات داده، تا زمان ابلاغ استاندارد مربوطه، استفاده از استاندارد IEC ۶۱۹۷۰ و IEC ۶۱۹۶۸ توصیه می‌شود. همچنین، شرکت‌های توزیع موظف هستند نسبت به ایجاد تمهیداتی به منظور ذخیره سازی، نگهداشت و اشتراک داده با سامانه DMS و فی مابین ماژول‌های آن به نحوی اقدام نمایند که:

- در عملیات زمان واقعی، زمان پاسخ دهی کمتر از حداکثر زمان مورد نیاز باشد.
- ساختار Big Data و استانداردهای مربوطه از جمله IEC ۲۰۵۴۷ را رعایت کند.

صفحه ۴۸ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۳۱- الزامات ذخیره‌سازی، نگهداشت و تبادل اطلاعات DMS

ردیف	شرح مشخصه	سطح الزام
۱	سامانه باید از ذخیره‌سازی امن و پایدار داده‌ها پشتیبانی نماید تا اطلاعات شبکه و عملیات کاربران محفوظ بماند.	M
۲	سامانه باید قابلیت نگهداشت و بازیابی داده‌ها را در سطوح مختلف (Archive, Historical, Real-Time) فراهم کند.	M
۳	سامانه باید امکان اشتراک داده‌ها بین ماژول‌های DMS شامل SCADA, OMS, PM, GIS و سایر زیرسیستم‌ها را مطابق استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ فراهم نماید.	M
۴	سامانه باید امکان تبادل اطلاعات با سایر سامانه‌ها و واحدهای بهره‌برداری را با حفظ صحت و سازگاری داده‌ها فراهم کند.	M
۵	سامانه باید در عملیات زمان واقعی زمان پاسخ‌دهی کمتر از حداکثر زمان مورد نیاز (Latency) برای تصمیم‌گیری بهره‌برداری را تضمین نماید.	M
۶	سامانه باید ساختار داده و فرمت‌های اطلاعاتی کلان (Big Data) مطابق IEC ۲۰۵۴۷ را رعایت نماید.	R
۷	سامانه باید امکان پشتیبان‌گیری دوره‌ای و بازیابی سریع داده‌ها را فراهم کند تا در شرایط بحرانی عملکرد سیستم مختل نشود.	M
۸	سامانه می‌تواند امکان کنترل دسترسی و مدیریت امنیت داده‌ها در فرآیند ذخیره‌سازی، نگهداشت و تبادل داده‌ها را فراهم نماید.	R

۹. الزامات ماژول‌های سیستم مدیریت توزیع DMS

با توجه به اینکه DMS یک سیستم جامع شامل تعدادی ماژول اصلی می‌باشد در این بخش ضمن ارایه ماژول‌های زیر مجموعه DMS به معرفی الزامات، پیشنیازها، ورودی و خروجی هر یک از ماژول‌ها پرداخته می‌شود. شایان ذکر است به علت رعایت الزامات ایمنی هر گونه فرمان به سامانه‌های فرمان‌پذیر از جمله اسکادا بایستی قبل از اجرای فرمان به تایید راهبر شبکه برسد.

<p>صفحه ۴۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	--

۹-۱- پردازشگر توپولوژی توزیع (DTP)^۱

پردازشگر توپولوژی شبکه توزیع یکی از اجزای بنیادی سیستم مدیریت توزیع است که مسئولیت شکل‌دهی، نگهداری و به‌روزرسانی نمای عملیاتی شبکه توزیع برق را بر عهده دارد. این پردازشگر با تحلیل ساختار فیزیکی و منطقی شبکه و ردیابی پیوسته وضعیت بهره‌برداری تجهیزات، تصویری منطبق با شرایط واقعی شبکه را در اختیار سایر اجزای سیستم قرار می‌دهد. خروجی این پردازشگر، مدلی عملیاتی از شبکه است که وضعیت اتصال، تغذیه، جهت پخش توان و برق‌دار بودن اجزای شبکه را در هر لحظه منعکس می‌سازد و به‌عنوان مرجع مشترک برای تحلیل‌ها و تصمیم‌گیری‌های بهره‌برداری مورد استفاده قرار می‌گیرد.

پردازشگر توپولوژی با اتکا به داده‌های پایه و اطلاعات بهره‌برداری، شبکه توزیع را هم‌زمان در دو بعد ایستا^۲ و پویا^۳ مدل می‌کند. در بعد ایستا، ساختار پایدار شبکه شامل موقعیت و مشخصات تجهیزات، ارتباطات الکتریکی، فازبندی^۴ اجزا و ساختار فیدرها مورد توجه قرار می‌گیرد که این اطلاعات عمدتاً از سامانه‌های مرجع دارایی و اطلاعات جغرافیایی تأمین می‌شود. در بعد پویا، تغییرات ناشی از عملیات بهره‌برداری شامل وضعیت کلیدها، قطع و وصل تجهیزات، تغییر مسیرهای تغذیه، ایجاد یا حذف حلقه‌ها و تغییر وضعیت برق‌دار بودن اجزای شبکه لحاظ می‌گردد. ترکیب این دو بعد، امکان تحلیل دقیق رفتار شبکه در شرایط عادی و اضطراری را فراهم می‌سازد. این پردازشگر به‌صورت متصل به سامانه‌های بهره‌برداری عمل کرده و با عملکردی نزدیک به بلادرنگ^۵، تغییرات شبکه را دریافت و در مدل عملیاتی اعمال می‌نماید. تغییرات حاصل از تجهیزات اتوماسیونی به‌طور خودکار و مستقیم از سامانه‌های کنترلی دریافت می‌شود و در خصوص تغییراتی که به‌صورت دستی یا غیراتوماسیونی در شبکه رخ می‌دهد، سازوکارهایی برای ثبت و اعمال آن‌ها در مدل عملیاتی پیش‌بینی می‌گردد. فرآیند به‌روزرسانی می‌تواند به‌صورت تدریجی یا بازسازی کامل مدل انجام شود و انتخاب روش مناسب تابع معماری سامانه و سیاست‌های بهره‌برداری خواهد بود.

مدل تولیدشده توسط پردازشگر توپولوژی، امکان انجام تحلیل‌های مبتنی بر ساختار شبکه را فراهم می‌کند. این تحلیل‌ها شامل ردیابی مسیرهای تغذیه، تشخیص محدوده‌های برق‌دار و بی‌برق، شناسایی اجزای پایین‌دست

^۱ Distribution Topology Processor

^۲ Static

^۳ Dynamic

^۴ Phasing

^۵ Near Real Time

<p>صفحه ۵۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

تجهیزات، بررسی وجود حلقه‌ها، شناسایی منابع تغذیه جایگزین و تفکیک نواحی شبکه بر اساس سطح ولتاژ، بارگذاری و شرایط بهره‌برداری است. همچنین این پردازشگر بستر لازم برای تشخیص نواحی تغذیه‌شده توسط منابع تولید پراکنده و بررسی شرایط جزیره‌ای شبکه را فراهم می‌آورد. چنین قابلیت‌هایی نقش کلیدی در پشتیبانی از توابع پیشرفته‌ای نظیر بازیابی خودکار شبکه^۱، مدیریت ولتاژ و توان راکتیو^۲ و تحلیل بار ایفا می‌کنند.

صحت و کارایی پردازشگر توپولوژی به‌طور مستقیم به کیفیت داده‌های شبکه وابسته است و در این میان، دقت اطلاعات فازبندی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. وجود خطا در فازبندی تجهیزات یا انشعابات می‌تواند منجر به نتایج نادرست در تحلیل‌های توپولوژیکی و توابع وابسته گردد. از این رو، لازم است پیش از بهره‌برداری کامل از این پردازشگر، اطلاعات فازبندی شبکه اعتبارسنجی و اصلاح شده و هم‌زمان تمهیدات سازمانی و فرآیندی لازم برای جلوگیری از بروز خطاهای جدید در طول عملیات توسعه، تعمیر و بازسازی شبکه اتخاذ شود.

پردازشگر توپولوژی شبکه توزیع در تعامل با سایر سامانه‌های اطلاعاتی، به‌ویژه سامانه اطلاعات جغرافیایی، نقش واسط میان مدل دارایی و مدل بهره‌برداری را ایفا می‌کند. تغییرات پایدار در ساختار شبکه می‌تواند به‌صورت کنترل‌شده به سامانه‌های مرجع منتقل شود، در حالی که تغییرات موقت بهره‌برداری صرفاً در مدل عملیاتی نگهداری می‌شوند. این تفکیک، امکان مدیریت هم‌زمان دقت داده‌های مرجع و انعطاف‌پذیری بهره‌برداری را فراهم می‌سازد. در مجموع، پردازشگر توپولوژی شبکه توزیع به‌عنوان یکی از ارکان اصلی سیستم مدیریت توزیع، وظیفه ایجاد یک تصویر عملیاتی یکپارچه، قابل اعتماد و به‌روز از شبکه را بر عهده دارد. این تصویر، پایه و پیش‌نیاز اجرای صحیح تمامی توابع تحلیلی و کنترلی DMS بوده و بدون وجود آن، دستیابی به بهره‌برداری هوشمند، ایمن و کارآمد از شبکه توزیع امکان‌پذیر نخواهد بود.

^۱ FLISR

^۲ VVO

<p>صفحه ۵۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۳۲- الزامات مازول پردازشگر توپولوژی شبکه توزیع

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	تعیین موقعیت مکانی ساختار شبکه	قابلیت تعیین و نمایش موقعیت مکانی تجهیزات و ساختار شبکه بر اساس مختصات استاندارد و داده‌های دریافتی از سامانه GIS	M
۲	ایجاد و به‌روزرسانی درختواره توپولوژی	ایجاد و به‌روزرسانی خودکار ساختار درختواره توپولوژی شبکه بر اساس تغییرات استاتیک (مدل پایه) و دینامیک (وضعیت کلیدها)	M
۳	تحلیل مسیرهای تغذیه	تعیین مسیرهای تغذیه و وضعیت برق‌دار، بی‌برق و ارت‌شده اجزای شبکه در مدل عملیاتی	M
۴	تشخیص حلقه‌ها (Loops)	شناسایی ساختارهای حلقوی در شبکه توزیع و اعلام وضعیت آن‌ها در مدل توپولوژی	M
۵	تشخیص بخش‌های موازی‌شده	شناسایی و نمایش فیدرها یا بخش‌های موازی‌شده شبکه جهت تحلیل قابلیت اطمینان و مانور	R
۶	تفکیک فیدرها در مدل توپولوژی	شناسایی و دسته‌بندی فیدرهای مختلف در مدل عملیاتی شبکه	M
۷	تعیین اجزای بالادست و پایین‌دست	قابلیت تعیین و نمایش کلیه تجهیزات بالادست و پایین‌دست یک المان مشخص	M
۸	تحلیل فیدرهای مجاور	شناسایی فیدرهای مجاور به‌منظور بررسی امکان مانور، انتقال بار و تغذیه جایگزین	M
۹	تفکیک بر اساس سطح ولتاژ	تحلیل و نمایش شبکه بر اساس سطوح مختلف ولتاژ در مدل توپولوژی	M
۱۰	تشخیص نواحی جزیره‌ای	شناسایی بخش‌هایی از شبکه که به‌صورت جزیره‌ای توسط منابع تولید پراکنده یا DER تغذیه می‌شوند	M
۱۱	تولید نمایش ساده‌شده و تک‌خطی	تولید نمای ساده‌شده و شمای تک‌خطی شبکه مبتنی بر مدل عملیاتی	R
۱۲	کنترل صحت داده‌های ورودی	تشخیص و اعلام هشدار در صورت ناسازگاری، نقص یا نامعتبر بودن داده‌های دریافتی از GIS و SCADA	M
۱۳	مدیریت تاریخچه مدل عملیاتی	ثبت و نگهداری تاریخچه تغییرات مدل عملیاتی شبکه بر اساس زمان و نوع تغییر	M
۱۴	بازسازی مدل در زمان مشخص	امکان فراخوانی و بازسازی مدل عملیاتی شبکه برای تاریخ و زمان معین	M
۱۵	به‌روزرسانی نزدیک به بلادرنگ	به‌روزرسانی مدل توپولوژی در بازه زمانی قابل تنظیم پس از تغییر وضعیت تجهیزات کلیدزنی از SCADA	M
۱۶	اعمال فوری تغییرات بحرانی	اعمال فوری تغییرات بحرانی توپولوژی با اولویت بالاتر نسبت به سایر تغییرات	R

صفحه ۵۲ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱۷	تفکیک تأخیر پردازش	امکان تنظیم و تفکیک تأخیر زمانی پردازش بر اساس نوع تغییر (اتوماسیونی، غیراتوماسیونی، ثبت دستی)	R
۱۸	ثبت زمان‌های کلیدی پردازش	ثبت زمان دریافت تغییر، زمان پردازش و زمان اعمال آن در مدل عملیاتی	M
۱۹	همگام‌سازی با سامانه‌های مرجع	همگام‌سازی مدل توپولوژی با سامانه‌های مرجع در صورت اختلال ارتباطی یا فقدان داده	M
۲۰	انطباق با استاندارد IEC۶۱۹۶۸-۱۱ (CIM)	انطباق مدل داده‌ای توپولوژی با استاندارد IEC۶۱۹۶۸-۱۱ جهت نمایش تجهیزات و اتصالات شبکه توزیع	M
۲۱	تبادل داده مبتنی بر IEC۶۱۹۶۸-۱	قابلیت تبادل داده‌های توپولوژی با سایر ماژول‌ها بر اساس چارچوب یکپارچه‌سازی IEC۶۱۹۶۸-۱	M
۲۲	پشتیبانی از نسخه‌های مختلف CIM	پشتیبانی از نسخه‌های متداول CIM و مدیریت نگاشت بین نسخه‌های مختلف	R
۲۳	استفاده از شناسه یکتای تجهیزات	استفاده از شناسه‌های یکتای تجهیزات مطابق مدل مرجع CIM در کل چرخه پردازش	M
۲۴	ارائه سرویس‌های توپولوژی	ارائه سرویس‌های توپولوژی شبکه به سایر ماژول‌های DMS از طریق رابط‌های استاندارد	M
۲۵	مستندسازی قواعد توپولوژی	مستندسازی فرضیات توپولوژیکی و قواعد پردازش مورد استفاده در ساخت مدل عملیاتی	R

جدول ۳۳- پیش‌نیازهای ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	دسترسی به داده‌های مکانی و مشخصات تجهیزات از GIS	دسترسی کامل به داده‌های مکانی، ساختاری و مشخصات فنی تجهیزات شبکه از سامانه GIS به منظور ایجاد مدل پایه توپولوژی	M
۲	دریافت داده‌های بهره‌برداری لحظه‌ای از SCADA	دریافت وضعیت کلیدها، بریکرها، سکسیونرها و سایر تجهیزات کلیدزنی به همراه اندازه‌گیری‌های برخط برای به‌روزرسانی مدل عملیاتی	M
۳	استفاده از شناسه یکتای تجهیزات مبتنی بر CIM	دسترسی به داده‌های تجهیزات و فیدرها با شناسه یکتا مطابق استاندارد IEC۶۱۹۶۸ (CIM) جهت جلوگیری از ناسازگاری داده	M
۴	دسترسی به قواعد توپولوژی (Topology Rules)	تعریف و دسترسی به قواعد منطقی و پارامترهای اولیه مورد نیاز برای پردازش اتصال‌پذیری و ساخت مدل عملیاتی شبکه	M

 وزارت نیرو شرکت توانیر	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	صفحه ۵۳ از ۲۰۰ ویرایش: اول تاریخ تهیه/ بازنگری:
---	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۵	دسترسی به داده‌های تاریخی و آرشیو مدل‌ها	امکان دسترسی به نسخه‌های پیشین مدل توپولوژی و داده‌های تاریخی جهت تحلیل تغییرات و بازبازی وضعیت گذشته	R
۶	دسترسی به سامانه‌های جانبی مرتبط	امکان ارتباط و تبادل داده با سایر سامانه‌های مرجع یا ماژول‌های DMS برای همگام‌سازی و به‌روزرسانی مدل توپولوژی ^۱	R

جدول ۳۴- ورودی‌های ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	داده‌های پایدار شبکه	شامل موقعیت مکانی تجهیزات، مشخصات فنی، ساختار گره‌بندی، اتصالات الکتریکی و اطلاعات فیدرها برای ایجاد مدل پایه توپولوژی	سامانه GIS	M
۲	اطلاعات لحظه‌ای ^۲ شبکه	شامل وضعیت کلیدها و بریکرها، تغییرات توپولوژی، مقادیر اندازه‌گیری و سایر پارامترهای دینامیک جهت تشکیل مدل عملیاتی برخط	سامانه SCADA / سامانه OMS	M
۳	قوانین توپولوژی و پارامترهای پردازش	شامل قواعد اتصال‌پذیری (Topology Rules)، منطق تعیین بالادست/پایین‌دست و پارامترهای اولیه پردازش	منابع مرجع داخلی DMS / Asset Management	M
۴	شناسه یکتای تجهیزات مبتنی بر CIM	شناسه‌های یکتای تجهیزات و فیدرها مطابق استاندارد ۶۱۹۶۸ IEC جهت یکپارچگی داده و جلوگیری از ناسازگاری (CIM)	سامانه GIS / DMS	M
۵	داده‌های تاریخی و نسخه‌های پیشین مدل	شامل آرشیو تغییرات شبکه و نسخه‌های قبلی مدل توپولوژی جهت بازبازی، تحلیل تغییرات و ممیزی	آرشیو شبکه / پایگاه داده مدل‌های پیشین	R

^۱ مانند سیستم Asset Management یا Work Management

^۲ در زمینه پردازشگر توپولوژی (Topology Processor) و سیستم مدیریت توزیع (DMS)، اطلاعات لحظه‌ای به داده‌هایی گفته می‌شود که وضعیت واقعی شبکه را با حداقل تأخیر قابل قبول بهره‌برداری نشان می‌دهند.

<p>صفحه ۵۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۳۵- خروجی‌های ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	وضعیت جاری شبکه شامل کلیدها، مسیرهای تغذیه، حلقه‌ها و بخش‌های جزیره‌ای	تولید مدل توپولوژی لحظه‌ای (As-Operated Model) شامل وضعیت باز/بسته کلیدها، تشخیص گره‌های برقدار/بی‌برق، شناسایی مسیرهای تغذیه هر فیدر، تشخیص حلقه‌ها (Loops) و نواحی جزیره‌ای (Islands) جهت استفاده در تحلیل‌های بهره‌برداری	توابع تحلیلی DMS نظیر DERMS, VVC, FLISR, Load Flow و سایر ماژول‌های تحلیلی	M
۲	تغییرات دائم و پایدار کلیدها و توپولوژی شبکه برای به‌روزرسانی مدل مرجع	استخراج و ارسال تغییرات تأییدشده توپولوژی که منجر به تغییر در مدل مرجع شبکه (GIS Model / As-Built) می‌شود، شامل تغییرات ساختاری یا اصلاح دائمی وضعیت تجهیزات	سامانه GIS	M
۳	تاریخچه تغییرات توپولوژی شبکه شامل وضعیت کلیدها و مسیرهای تغذیه در تاریخ و زمان مشخص	ثبت و ذخیره‌سازی تغییرات توپولوژی با مهر زمانی (Time-Stamped Records) جهت امکان بازسازی وضعیت شبکه در هر لحظه، تحلیل رویدادها، ممیزی و بررسی‌های پس از حادثه (Post-Event Analysis)	سامانه DMS یا پایگاه داده تاریخچه شبکه	R
۴	اعلان ناهماهنگی توپولوژیکی و خطاهای مدل	شناسایی و گزارش ناسازگاری‌ها نظیر تضاد وضعیت کلیدها، حلقه ناخواسته، تجهیزات بدون تغذیه منطقی، یا مغایرت بین مدل GIS و وضعیت SCADA	اپراتور مرکز کنترل، سامانه Alarm/IAP و ماژول مدیریت مدل	M
۵	ساختار گراف شبکه برای پردازش‌های تحلیلی پیشرفته	تولید ساختار گرافی شبکه شامل گره‌ها (Nodes)، یال‌ها (Edges)، ماتریس اتصال (Connectivity Matrix) و گروه‌بندی فیدرها برای استفاده در الگوریتم‌های بهینه‌سازی، پخش بار، بازآرایی و تحلیل قابلیت اطمینان	موتورهای تحلیلی DMS و ماژول‌های بهینه‌سازی	M
۶	شاخص‌های وضعیت بهره‌برداری فیدرها	تعیین فیدرهای برقدار/بی‌برق، درصد طول تغذیه‌شده، تعداد مشترکین متأثر از هر تغییر توپولوژی	ماژول‌های مدیریت خاموشی (OMS)، گزارش‌گیری و داشبورد مدیریتی	R
۷	نسخه‌بندی مدل توپولوژی	ایجاد نسخه‌های مختلف از مدل توپولوژی برای مقایسه تغییرات، تحلیل سناریو و بازیابی وضعیت‌های قبلی	پایگاه داده مدل شبکه / ماژول مدیریت پیکربندی	R

صفحه ۵۵ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	--

۹-۲- پخش بار توزیع (DPF)^۱

ماژول پخش بار توزیع یکی از اجزای اساسی سیستم مدیریت توزیع (DMS) است که وظیفه محاسبه و تحلیل جریان‌ها، ولتاژها و توان الکتریکی در شبکه‌های توزیع برق را بر عهده دارد. این ماژول با ارائه یک مدل عددی از نحوه پخش توان در شبکه، امکان پایش وضعیت عملیاتی شبکه و تصمیم‌گیری بهینه در بهره‌برداری و کنترل را فراهم می‌کند و به توابع DMS مانند FLISR، VVO و SOM اطلاعات مورد نیاز برای عملکرد صحیح آنها را ارائه می‌دهد. اهمیت DPF از آنجا ناشی می‌شود که شبکه‌های توزیع برق غالباً نامتعادل هستند و جریان، ولتاژ، توان حقیقی و راکتیو، تلفات انرژی، تبادل توان بین بخش‌های مختلف و موازنه تولید و مصرف، همگی باید به صورت دقیق محاسبه شوند تا شبکه در شرایط پایدار و بهینه عمل کند.

هدف اصلی ماژول DPF، ارائه یک تحلیل جامع از وضعیت شبکه در حالت‌های بهره‌برداری طبیعی و اضطراری است. این ماژول قادر است ولتاژ، جریان، زاویه فاز، توان اکتیو و راکتیو، تلفات انرژی و شرایط جزیره‌ای شبکه را به صورت سه‌فاز نامتعادل محاسبه کند و بخش‌های غیرعادی شبکه مانند ولتاژ غیرمجاز یا خطوط بارگذاری بیش از حد را شناسایی و هشدار دهد. خروجی‌های DPF می‌توانند به صورت خلاصه برای یک منطقه وسیع یا تحلیل جزئی برای یک نقطه یا بخش خاص از فیدر ارائه شده و توسط ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه (TP/DTP) نمایش داده شوند. DPF با ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه همکاری نزدیکی دارد تا مدل توپولوژی جاری شبکه را برای محاسبات خود استفاده کند و خروجی‌های تحلیلی خود را به صورت ساختاریافته برای سایر توابع DMS ارائه دهد. ماژول پخش بار توزیع داده‌های جاری شبکه شامل وضعیت کلیدها، جریان‌ها و ولتاژها را از سامانه SCADA دریافت می‌کند و در صورت وجود، از مقادیر ولتاژ و زاویه فاز در نقطه اتصال شبکه توزیع به انتقال که توسط سامانه EMS^۲ یا برآورد وضعیت شبکه انتقال فراهم می‌شود، به عنوان شرایط مرزی محاسبات استفاده می‌نماید و این داده‌ها همراه با بار واقعی یا تخمینی برای حل معادلات پخش بار استفاده می‌شوند. در شبکه‌هایی که داده بار دقیق موجود نیست، DPF از پروفایل‌های تخمینی، مدل‌های تاریخی یا Load Estimator بهره

^۱ Distribution Power Flow

^۲ سامانه مدیریت انرژی (EMS) مطابق استاندارد IEC ۶۱۹۷۰ وظیفه پایش و تحلیل شبکه انتقال و فوق‌توزیع را بر عهده داشته و می‌تواند اطلاعات مرزی مورد نیاز ماژول پخش بار توزیع، نظیر ولتاژ و زاویه فاز در نقطه اتصال شبکه توزیع به انتقال را از طریق مدل اطلاعات مشترک CIM در اختیار سامانه DMS قرار دهد.

صفحه ۵۶ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	--

می‌گیرد تا تحلیل جریان و ولتاژ امکان‌پذیر شود. محاسبات این ماژول قابلیت پوشش شبکه‌های سه‌فاز نامتعادل، خطوط تک‌فاز و دو فاز، پیکربندی‌های شعاعی و نسبت‌های متنوع X/R خطوط و ترکیب خطوط هوایی و زیرزمینی را دارد. ماژول DPF همچنین با تخمین حالت (SE) تعامل دارد. SE وضعیت واقعی شبکه را بر اساس داده‌های اندازه‌گیری واقعی تخمین می‌زند و نواقص یا خطاهای داده را اصلاح می‌کند. در عمل، خروجی‌های SE می‌توانند به عنوان ورودی DPF استفاده شوند تا محاسبات جریان و ولتاژ دقیق‌تر و قابل اعتمادتر انجام شود. به بیان ساده، DPF تحلیل «چه خواهد شد» و SE تحلیل «چه در واقع هست» را انجام می‌دهد و ترکیب این دو، امکان بهره‌برداری بهینه، پایش دقیق و اقدامات کنترلی هوشمند در شبکه توزیع را فراهم می‌کند.

جدول ۳۶- الزامات ماژول پخش بار توزیع

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	ولتاژ، جریان و تلفات محاسبه شبکه در کل نقاط شبکه	انجام محاسبه دقیق پروفیل ولتاژ، جریان شاخه‌ها و میزان تلفات اکتیو و راکتیو در تمامی باس‌ها، فیدرها و تجهیزات شبکه	M
۲	منابع تولید پراکنده و مدل‌سازی بار	امکان لحاظ نمودن مدل‌های مختلف بار (ثابت، وابسته به ولتاژ، ZIP و ...) و منابع تولید پراکنده (DG/DER) با رفتار کنترلی متفاوت	M
۳	از توابع تحلیلی وابسته پشتیبانی	استفاده به عنوان موتور پایه برای آنالیز اتصال کوتاه، کاهش تلفات، Volt/VAR Control، تحلیل پیشامد احتمالی (Contingency Analysis) و شبیه‌سازی آموزشی دیسپاچر	M
۴	محاسبات کامل سه‌فاز انجام	اجرای الگوریتم‌های دقیق سه‌فاز نامتعادل (Unbalanced Three-Phase Load Flow)	M
۵	از بارهای نامتعادل پشتیبانی	لحاظ نمودن بارهای تک‌فاز و سه‌فاز نامتعادل و اثر آن‌ها بر عدم تعادل ولتاژ و جریان	M
۶	انواع ساختار شبکه مدل‌سازی	قابلیت تحلیل شبکه‌های شعاعی، حلقوی و مش شده با در نظر گرفتن وضعیت کلیدهای نرمال باز (NO) و نرمال بسته (NC)	M
۷	جامع تجهیزات شبکه مدل‌سازی	پشتیبانی از خطوط هوایی و زمینی تک‌فاز و سه‌فاز، انواع اتصالات ترانسفورماتور (Δ/Δ) ، Y/Δ ، Δ/Y ، Y/Y ، بانک‌های خازنی، راکتورها و سایر تجهیزات جدید	M
۸	هشدار تجاوز از حدود مجاز تولید	تشخیص و اعلام اضافه ولتاژ، افت ولتاژ، اضافه بار خطوط و ترانس‌ها بر اساس حدود تنظیم‌شده	M
۹	پیکربندی جایگزین پیشنهاد	ارائه راهکار اصلاحی شامل تحلیل کلیدزنی، انتقال بار، بازآرایی شبکه یا بررسی اتصال کوتاه در صورت بروز هشدار	R

<p>صفحه ۵۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱۰	دوره‌ای یا رویدادمحور اجرای	امکان اجرای خودکار پخش بار به صورت زمان‌بندی شده یا در صورت وقوع تغییرات مهم بار یا توپولوژی	M
۱۱	قبل از اعمال تغییر تحلیل	محاسبه اثر تغییر وضعیت کلیدها یا تجهیزات پیش از اعمال واقعی توسط اپراتور (What-if Analysis)	M
۱۲	کامل پارامترهای محاسبه الکتریکی	محاسبه توان اکتیو و راکتیو، جریان المان‌های سری و موازی، ولتاژ فازها، تلفات حقیقی و درصدی و شاخص عدم تعادل ولتاژ	M
۱۳	تنظیم پارامترها توسط امکان کاربر	قابلیت تغییر مقیاس بار، اصلاح ولتاژ باس مرجع، تغییر وضعیت تجهیزات و تعریف شرایط اولیه پیش از اجرای محاسبه	M
۱۴	شبکه یا بخش تحلیل کل انتخابی	امکان اجرای پخش بار برای کل شبکه یا محدوده انتخابی (فیدر، پست یا ناحیه خاص)	M
۱۵	حدود هشدار توسط کاربر تنظیم	قابلیت تعریف و ویرایش آستانه‌های ولتاژ و جریان جهت تولید هشدار	M
۱۶	گرافیکی نتایج نمایش	نمایش تعاملی نتایج روی نقشه توپولوژی یا دیاگرام تک‌خطی با کدگذاری رنگی و لایه‌های اطلاعاتی	R
۱۷	شاخص‌های کیفیت توان محاسبه	محاسبه و نمایش Voltage Profile، شاخص عدم تعادل، فلیکر و THD در صورت وجود داده‌های لازم	R
۱۸	سناریوهای بار و تولید تحلیل	پیش‌بینی رفتار شبکه تحت سناریوهای مختلف بار، تولید پراکنده یا تغییرات بهره‌برداری	R
۱۹	بازیابی سناریوها ذخیره و	امکان ذخیره نتایج و شرایط سناریوهای مختلف جهت مقایسه و تحلیل تاریخی	R
۲۰	با سامانه‌های مدیریت بار ارتباط	قابلیت تبادل داده با سامانه‌های Demand Response یا مدیریت انرژی هوشمند	O
۲۱	سناریوهای اضطراری شبیه‌سازی	تحلیل شرایط قطع اضطراری تجهیزات، جزیره‌ای شدن و سناریوهای پیچیده بهره‌برداری	O
۲۲	گزارش‌های خودکار تولید	ارائه گزارش‌های تحلیلی شامل نمودار ولتاژ، جریان، توان و تلفات برای اپراتور یا تحلیلگر	O
۲۳	برای نرم‌افزارهای خروجی خارجی	امکان استخراج داده‌ها در قالب استاندارد جهت تحلیل آماری یا شبیه‌سازی در ابزارهای خارجی	O

<p>صفحه ۵۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۳۷- پیش‌نیازهای ماژول پخش بار توزیع (DPF)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	ماژول تخصیص و تخمین بار (Load Allocation / Load Estimation) ^۱	تأمین مقادیر بار اکتیو و راکتیو در سطح گره‌ها و فیدرها بر اساس داده‌های اندازه‌گیری‌شده، پروفیل‌های بار و الگوریتم‌های تخمین جهت استفاده به‌عنوان ورودی پایه پخش بار	M
۲	ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه (DTP / TP)	ارائه مدل عملیاتی شبکه (As-Operated Model) شامل ساختار اتصال گره‌ها، وضعیت باز/بسته کلیدها، نواحی برقدار و جزیره‌ای جهت تشکیل صحیح ماتریس اتصال شبکه	M
۳	دسترسی به مدل الکتریکی شبکه از طریق مدیریت مدل	فراهم بودن پارامترهای الکتریکی دقیق شامل امپدانس خطوط، نسبت تبدیل و اتصال ترانسفورماتورها، مشخصات بانک‌های خازنی، راکتورها و سایر تجهیزات	M
۴	دریافت وضعیت به‌روز تجهیزات و اندازه‌گیری‌ها از SCADA	دسترسی به مقادیر لحظه‌ای ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو، و وضعیت کلیدها جهت کالیبراسیون و اجرای پخش بار در شرایط واقعی بهره‌برداری	M
۵	دریافت ولتاژ و زاویه فاز نقطه اتصال به شبکه بالادست	دسترسی به مقدار ولتاژ (و در صورت وجود زاویه فاز) در باس مرجع یا نقطه اتصال شبکه توزیع به انتقال از EMS مطابق استاندارد IEC ۶۱۹۷۰ برای تعیین شرایط مرزی محاسبات	R

^۱ به‌منظور جبران نبود اندازه‌گیری مستقیم بار در تمامی نقاط شبکه توزیع، ماژول پخش بار توزیع از خروجی‌های ماژول تخصیص/برآورد بار به‌عنوان ورودی اصلی استفاده می‌کند. در صورت وجود، خروجی‌های ماژول برآورد وضعیت شبکه (State Estimation) می‌تواند به‌صورت اختیاری جهت افزایش دقت محاسبات پخش بار مورد استفاده قرار گیرد

<p>صفحه ۵۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۳۸- ورودی‌های ماژول پخش بار توزیع

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	اطلاعات ساختاری و توپولوژیکی ^۱ شبکه شامل آرایش شبکه، نقاط بار و تولید و پارامترهای الکتریکی المان‌ها	شامل ساختار اتصال گره‌ها و شاخه‌ها، وضعیت کلیدها، مدل گراف شبکه، امپدانس خطوط، مشخصات ترانسفورماتورها، بانک‌های خازنی، راکتورها و سایر تجهیزات جهت تشکیل معادلات پخش بار	ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه (DTP) و مدیریت مدل شبکه	M
۲	اطلاعات بار شبکه شامل مقادیر اکتیو و راکتیو بارها به تفکیک فاز و گره	شامل مقادیر لحظه‌ای یا تخمینی بارهای سه‌فاز و تک‌فاز، ضرایب توان، مدل بار (ثابت، وابسته به ولتاژ و ...) جهت تعیین شرایط تزریق در گره‌ها	MDM، SCADA، سامانه پایش فیدر، ماژول تخصیص بار	M
۳	اطلاعات تولید شامل توان اکتیو و راکتیو منابع تولید متمرکز و پراکنده	شامل وضعیت بهره‌برداری و مقادیر تولید DG/DER، ژنراتورهای محلی، تنظیمات کنترلی توان راکتیو یا ضریب توان	MDM، SCADA، سامانه پایش فیدر، ماژول تخصیص بار	M
۴	پارامترهای الکتریکی مرزی و اندازه‌گیری‌های شبکه	شامل ولتاژ باس مرجع، جریان و توان در ابتدای فیدرها یا نقاط اندازه‌گیری کلیدی جهت کالیبراسیون و همگرایی بهتر الگوریتم پخش بار	MDM، SCADA	R

^۱ مالکیت و مرجع اصلی داده‌های الکتریکی شبکه شامل مشخصات تجهیزات، امپدانس خطوط و ترانسفورماتورها در سامانه مدیریت مدل شبکه (NMM) نگهداری می‌شود. این داده‌ها پس از اعمال وضعیت بهره‌برداری و توپولوژی جاری شبکه، در قالب مدل عملیاتی توسط ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه (DTP) در اختیار ماژول پخش بار توزیع قرار می‌گیرند.

<p>صفحه ۶۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۳۹- خروجی‌های مازول پخش بار توزیع

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	ولتاژها و زاویه فاز در کل شبکه (شامل باس‌ها و ترانسفورماتورها، سه فاز و نامتعادل)	محاسبه مقدار ولتاژ هر فاز، زاویه فاز، پروفیل ولتاژ طول فیدر و شاخص عدم تعادل ولتاژ جهت ارزیابی کیفیت ولتاژ و تصمیم‌گیری بهره‌برداری	VVO (کنترل ولتاژ و وار)، SOM، FLISR (مدیریت عملیات شبکه)	M
۲	جریان‌ها در تمام المان‌ها و فیدرها	تعیین جریان عبوری از خطوط، کابل‌ها، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزات به تفکیک فاز جهت بررسی محدودیت حرارتی و ظرفیت فیدر	VVO، FLISR، SOM، تحلیل ظرفیت خطوط و فیدر	M
۳	تلفات توان حقیقی و راکتیو شبکه	محاسبه تلفات اکتیو و راکتیو در خطوط و تجهیزات (تلفات باردار و بی‌باری) به تفکیک فیدر یا ناحیه شبکه	تحلیل کاهش تلفات، VVO، گزارش‌های بهره‌برداری و مدیریتی	M
۴	هشدارها و شرایط غیرنرمال بهره‌برداری	تولید هشدار در صورت افت یا افزایش ولتاژ، اضافه‌بار تجهیزات، تجاوز از حدود مجاز یا عدم تعادل ولتاژ	VVO، FLISR، SOM، شبیه‌ساز آموزش دیسپاچر	M
۵	توان اکتیو و راکتیو عبوری از المان‌ها و فیدرها	محاسبه توان P و Q عبوری از شاخه‌ها و باس‌ها جهت تحلیل بارگذاری و پشتیبانی از تحلیل پیشامدهای احتمالی	VVO، تحلیل پیشامدهای احتمالی، FLISR	R
۶	مسیرهای تغذیه و شاخه‌های فعال شبکه ^۱	تعیین جهت جریان توان، شاخه‌های فعال، مسیرهای تغذیه پایین‌دست و بالادست و شناسایی حلقه‌های احتمالی تحت شرایط بهره‌برداری جاری	SOM، FLISR، تحلیل بازآرایی شبکه	R
۷	وضعیت جزیره‌ای شدن شبکه توسط منابع تولید پراکنده (DER)	تشخیص شرایط تشکیل جزیره‌های الکتریکی در حضور منابع پراکنده و ارزیابی پایداری ولتاژ و توان در این نواحی	SOM، VVO، FLISR	R

^۱ Downstream / Upstream / Loops

<p>صفحه ۶۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

۹-۳- تخصیص بار (LA)^۱

ماژول تخصیص بار یکی از ماژول‌های بنیادی سامانه مدیریت توزیع (DMS) است که وظیفه آن تخمین و تخصیص مقادیر توان اکتیو و راکتیو در نقاط مختلف شبکه توزیع، به‌ویژه در بخش‌هایی از شبکه است که به تجهیزات اندازه‌گیری لحظه‌ای مجهز نیستند. با توجه به محدودیت‌های اقتصادی و فنی در استقرار تجهیزات اندازه‌گیری در تمامی گره‌ها و المان‌های شبکه، دسترسی مستقیم به اطلاعات بار در کل شبکه امکان‌پذیر نبوده و در نتیجه، استفاده از روش‌های تخمینی و تخصیصی برای تکمیل مدل بار شبکه ضروری است. اهمیت این ماژول از آن جهت است که بسیاری از توابع تحلیلی و بهره‌برداری در DMS، به‌ویژه ماژول پخش بار توزیع، برای انجام محاسبات دقیق و قابل اتکا نیازمند اطلاعات بار در تمامی نقاط شبکه هستند. ماژول تخصیص بار با جمع‌آوری داده‌های اندازه‌گیری شده در نقاط مختلف شبکه شامل ابتدای فیدرها، پست‌ها، ترانسفورماتورهای مجهز به اندازه‌گیری و داده‌های مصرف مشترکین، و با لحاظ توپولوژی جاری شبکه، مقادیر بار را به فیدرها و بخش‌های مختلف شبکه تخصیص می‌دهد و بدین ترتیب مدل بار شبکه را برای تحلیل‌های بعدی تکمیل می‌کند.

فرآیند تخصیص بار در این ماژول مبتنی بر ترکیب داده‌های اندازه‌گیری شده و اطلاعات تاریخی و آماری مصرف است. در این راستا، سهم بار هر بخش از شبکه بر اساس معیارهایی نظیر مصرف انرژی تاریخی، نوع و تعرفه مشترکین، الگوهای زمانی مصرف، ضرایب همزمانی و با در نظر گرفتن تلفات شبکه برآورد می‌شود. با افزایش تعداد نقاط دارای اندازه‌گیری، سهم بخش‌های فاقد اندازه‌گیری کاهش یافته و دقت تخمین بار در سایر نقاط شبکه به‌صورت تدریجی بهبود می‌یابد. ماژول تخصیص بار باید قابلیت پشتیبانی از روش‌های مختلف تخمین و تخصیص بار را دارا باشد تا بتواند خود را با ویژگی‌های شبکه توزیع، سطح نفوذ اندازه‌گیری‌ها و سیاست‌های بهره‌برداری شرکت توزیع تطبیق دهد. این روش‌ها می‌توانند شامل مدل‌های بار مبتنی بر تعرفه، الگوهای مصرف فصلی و روزانه، و سایر روش‌های آماری یا تجربی باشند که متناسب با نیازهای بهره‌برداری یا مطالعاتی انتخاب و ترکیب می‌شوند. این ماژول باید امکان عملکرد در دو مد متمایز را فراهم آورد. در مد بهره‌برداری شده شبکه توزیع^۲، تخمین و تخصیص بار بر اساس توپولوژی جاری شبکه و آخرین داده‌های اندازه‌گیری در دسترس انجام می‌شود و با هر تغییر در مقادیر اندازه‌گیری یا وضعیت شبکه، نتایج به‌صورت پویا به‌روزرسانی می‌گردد. این مد به‌طور مستقیم

^۱ Load Allocation

^۲ As-Operated

صفحه ۶۲ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

برای پشتیبانی از تحلیل‌های عملیاتی نظیر پخش بار توزیع، کنترل ولتاژ و توان راکتیو و رفع خودکار خطا مورد استفاده قرار می‌گیرد. علاوه بر این، ماژول تخصیص بار باید قابلیت اجرای محاسبات در مد مطالعات و شبیه‌سازی را نیز دارا باشد. در این مد، تخصیص بار بر اساس سناریوهای تعریف‌شده شامل پیش‌بینی بار، شرایط اوج یا کم‌باری شبکه و یا توپولوژی‌های فرضی و برنامه‌ریزی‌شده انجام می‌شود و نتایج آن برای تحلیل‌های مطالعاتی، بررسی پیشامدها و شبیه‌سازی‌های آموزشی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

هدف نهایی ماژول تخصیص بار، تولید یک مدل بار کامل، سازگار و قابل اعتماد از شبکه توزیع شامل مقادیر توان اکتیو و راکتیو در تمامی نقاط مورد نیاز برای تحلیل‌های سامانه مدیریت توزیع است، به‌گونه‌ای که این مدل بتواند به‌عنوان ورودی معتبر برای ماژول‌هایی نظیر پخش بار توزیع، کنترل ولتاژ و توان راکتیو، تحلیل پیشامدهای احتمالی و سایر توابع بهره‌برداری و برنامه‌ریزی شبکه مورد استفاده قرار گیرد.

جدول ۴۰- الزامات ماژول تخصیص بار

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	دریافت مدل توپولوژی شبکه و وضعیت کلیدها از ماژول DTP	دسترسی به مدل عملیاتی شبکه (As-Operated) شامل ساختار اتصال گره‌ها، وضعیت باز/بسته کلیدها و ارتباط بین اجزا جهت تخصیص صحیح بار در مسیرهای تغذیه فعال	M
۲	دریافت اطلاعات مکانی دارایی‌ها و مشترکین از GIS	دسترسی به موقعیت جغرافیایی مشترکین، ارتباط آن‌ها با فیدر و ترانسفورماتور مربوطه و ساختار شبکه فشار متوسط و ضعیف	M
۳	دریافت اطلاعات مصرف انرژی دوره‌ای مشترکین از سامانه Billing	استفاده از داده‌های قرائت دوره‌ای (ماهانه/دوره‌ای) جهت استخراج پروفیل مصرف و برآورد بار متوسط مشترکین فاقد اندازه‌گیری لحظه‌ای	M
۴	دریافت داده‌های مصرف لحظه‌ای مشترکین دارای کنتور هوشمند از MDM	استفاده از داده‌های اندازه‌گیری‌شده با دقت زمانی بالا برای بهبود دقت الگوریتم تخصیص بار	O
۵	دریافت داده‌های توان ورودی فیدرهای فشار متوسط	استفاده از مقادیر اندازه‌گیری‌شده توان اکتیو و راکتیو در ابتدای فیدر به‌عنوان قید مرزی و مبنای بالانس توان	M
۶	محاسبه و تخصیص توان اکتیو و راکتیو در نقاط فاقد اندازه‌گیری	اجرای الگوریتم‌های تخصیص بار مبتنی بر توپولوژی شبکه، ضرایب همزمانی، ضرایب تبدیل انرژی به توان و مدل‌های آماری جهت برآورد بار گره‌ها	M

<p>صفحه ۶۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۷	پشتیبانی از Pseudo-Measurements	امکان تعریف اندازه‌گیری‌های مجازی برای نقاط فاقد داده واقعی با استفاده از ضرایب تخمینی یا مدل‌های آماری	R
۸	اجرای تخصیص بار در مد بهره‌برداری شده (As-Operated)	انجام فرآیند تخصیص بر اساس توپولوژی جاری شبکه و وضعیت لحظه‌ای تجهیزات	M
۹	اجرای تخصیص بار در مد مطالعات و سناریو	امکان اجرای فرآیند در توپولوژی فرضی یا سناریوهای بار مختلف جهت مطالعات برنامه‌ریزی و تحلیل پیشامد	M
۱۰	ذخیره و بایگانی نتایج تخصیص بار	ثبت نتایج شامل مقادیر توان اکتیو و راکتیو تخصیص‌یافته، مهر زمانی ^۱ و شناسه گره (Node ID) در پایگاه داده DMS	M
۱۱	تولید گزارش صحت تخمین (Accuracy Report)	ارائه شاخص‌های مقایسه بین مقادیر تخمینی و اندازه‌گیری‌شده (در نقاط دارای اندازه‌گیری) جهت ارزیابی دقت الگوریتم	R
۱۲	پشتیبانی از الگوریتم‌های قابل پیکربندی ^۲	امکان انتخاب یا تنظیم پارامترهای الگوریتم تخصیص بار توسط کاربر یا مدیر سیستم	O
۱۳	کنترل صحت داده‌های ورودی (Data Validation)	بررسی کامل بودن، سازگاری و اعتبار داده‌های ورودی پیش از اجرای فرآیند تخصیص بار	R

جدول ۴۱- پیش‌نیازهای مازول تخصیص بار

ردیف	شرح پیش‌نیاز	توضیحات شرح پیش‌نیاز	سطح الزام
۱	دسترسی به مدل عملیاتی و توپولوژی جاری شبکه از طریق مازول DTP	دریافت مدل بهره‌برداری شده شبکه (As-Operated) شامل ساختار اتصال گره‌ها، وضعیت کلیدها و مسیرهای تغذیه جهت تعیین صحیح محدوده تخصیص بار در فیدرها و شاخه‌های فعال	M
۲	دسترسی به اطلاعات مکانی دارایی‌ها و ارتباط مشترکین با شبکه از GIS	دسترسی به ساختار مکانی شبکه، ارتباط هر مشترک با ترانسفورماتور و فیدر مربوطه، و داده‌های دارایی‌ها جهت نگاشت دقیق بار به گره‌های شبکه	M
۳	دسترسی به اطلاعات مصرف انرژی دوره‌ای مشترکین	استفاده از داده‌های صورتحسابی یا تجمیعی برای استخراج الگوی مصرف و برآورد بار متوسط یا پیک مشترکین فاقد اندازه‌گیری لحظه‌ای	M

^۱ Timestamp

^۲ User-Configurable Algorithms

<p>صفحه ۶۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح پیش‌نیاز	توضیحات شرح پیش‌نیاز	سطح الزام
۴	دسترسی به اطلاعات توان یا جریان اندازه‌گیری شده در بخش‌های کلیدی شبکه	دریافت مقادیر اندازه‌گیری شده در ابتدای فیدرها یا نقاط کلیدی جهت ایجاد قیود تراز توان و کالیبراسیون نتایج تخصیص بار	R
۵	دسترسی به داده‌های مصرف لحظه‌ای مشترکین یا ترانس‌های دارای اندازه‌گیری هوشمند (Smart Metering / AMI)	بهره‌گیری از داده‌های زمانی دقیق برای افزایش دقت تخمین بار و کاهش عدم قطعیت در نقاط فاقد اندازه‌گیری مستقیم	O
۶	دسترسی به خروجی‌های ماژول پیش‌بینی بار (Load Forecast) ^۱	استفاده از نتایج پیش‌بینی کوتاه‌مدت یا میان‌مدت برای اجرای تخصیص بار در سناریوهای مطالعاتی یا شرایط آینده‌نگر	R

جدول ۴۲- ورودی‌های ماژول تخصیص بار

ردیف	شرح ورودی	توضیحات شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	مدل عملیاتی جاری شبکه	شامل مدل الکتریکی سه‌فاز، وضعیت کلیدها و توپولوژی بهره‌برداری شده شبکه جهت تعیین صحیح مسیرهای تغذیه و تخصیص بار	DTP	M
۲	رویدادها و تغییرات دینامیکی توپولوژی شبکه	شامل باز و بسته شدن کلیدها و تغییرات لحظه‌ای توپولوژی شبکه جهت به‌روزرسانی مدل تخصیص بار	DTP	M
۳	اطلاعات مصرف انرژی دوره‌ای مشترکین	داده‌های صورتحسابی یا تجمیعی مشترکین برای استخراج پروفیل مصرف و تخصیص بار در نقاط فاقد اندازه‌گیری لحظه‌ای	CIS	M
۴	اطلاعات مصرف لحظه‌ای مشترکین یا ترانسفورماتورها	داده‌های لحظه‌ای کنتورهای هوشمند برای بهبود دقت الگوریتم تخصیص بار و کاهش خطای تخمین	MDM	R
۵	مقادیر اندازه‌گیری شده توان، جریان و ولتاژ در نقاط کلیدی شبکه	شامل اندازه‌گیری‌های ورودی فیدرها و سایر نقاط مهم شبکه جهت کالیبراسیون و تراز توان	SCADA	M
۶	خروجی‌های ماژول پخش بار توزیع	مقادیر پروفیل ولتاژ، تلفات و سایر نتایج پخش بار جهت استفاده در تحلیل و تخصیص دقیق بار	DPF	O
۷	داده‌ها و سناریوهای پیش‌بینی بار	نتایج کوتاه‌مدت یا میان‌مدت پیش‌بینی بار برای اجرای تخصیص بار در سناریوهای مطالعاتی و تحلیل آینده‌نگر	STLF	R

^۱ در مد مطالعاتی و سناریوهای غیرزمان واقعی برای تحلیل شرایط آینده شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

صفحه ۶۵ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۴۳- خروجی‌های مازول تخصیص بار

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	مقادیر تخصیص یافته توان اکتیو (P) و راکتیو (Q) برای هر گره شبکه	شامل توان اکتیو و راکتیو برآورد شده به تفکیک گره و فاز، مبتنی بر مدل توپولوژی جاری و قیود اندازه‌گیری شده، به عنوان ورودی اصلی محاسبات پخش بار	(DPF)	M
۲	شاخص وضعیت و دقت تخمین بار ^۱	ارائه شاخص اطمینان تخصیص بار بر اساس کیفیت داده‌های ورودی، میزان اندازه‌گیری مستقیم و خطای برآورد	STLF / سامانه گزارش‌گیری	R
۳	گزارش خطای تخصیص ^۲	شامل اختلاف بین مقادیر تخمینی و مقادیر اندازه‌گیری شده در نقاط دارای اندازه‌گیری، به تفکیک فیدر یا ناحیه شبکه	انبار داده (Data Warehouse) / سامانه گزارش‌گیری	R
۴	پروفیل‌های زمانی بار تخصیص یافته (ساعتی/روزانه)	مجموعه داده‌های بار برآورد شده در بازه‌های زمانی مختلف جهت استفاده در مطالعات برنامه‌ریزی و تحلیل روند مصرف	STLF / مازول‌های برنامه‌ریزی	R
۵	داده‌های به‌روزشده بار در سطح ترانسفورماتور و فیدر ^۳	مقادیر تجمیع شده بار در سطح تجهیزات کلیدی جهت پشتیبانی از عملیات بهره‌برداری و مدیریت خاموشی	OMS	M
۶	نتایج اعتبارسنجی داده‌ها ^۴	گزارش کنترل صحت داده‌های ورودی شامل داده‌های ناقص، ناسازگار یا خارج از محدوده قبل و بعد از فرآیند تخصیص	زیرسیستم کیفیت داده / ممیزی	R
۷	داده‌های ترکیبی مصرف و تولید (در حضور DER) ^۵	مقادیر خالص بار (Net Load) در نقاط دارای تولید پراکنده با لحاظ توان تزریقی منابع تولید	DERMS	R
۸	شاخص‌های عملکرد فرآیند تخصیص بار ^۶	شامل زمان اجرای الگوریتم، درصد گره‌های دارای تخصیص، میزان خطای میانگین و سایر شاخص‌های پایش عملکرد	داشبورد پایش سیستم / رابط اپراتور	O

^۱ Load Allocation Confidence Index

^۲ Allocation Error Report

^۳ OMS وظیفه برنامه‌ریزی و پیاده‌سازی مانورهای قطع و وصل برق و پاسخ به قطع‌های احتمالی را دارد. برای تصمیم‌گیری بهینه، OMS باید بداند چه مقدار بار و در چه گره‌ای تحت تأثیر مانور یا قطع احتمالی قرار می‌گیرد. داده‌های به‌روزشده بار در سطح ترانسفورماتور و فیدر به OMS کمک می‌کند پیش‌بینی دقیق بارگذاری شبکه هنگام مانور یا قطعی واقعی داشته باشد.

^۴ Data Validation Logs

^۵ داده‌های ترکیبی مصرف و تولید به DERMS / ADMS ارسال می‌شوند تا شبکه با درک بار خالص هر گره مدیریت شود.

^۶ Performance KPIs

صفحه ۶۶ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

۹-۴- تحلیل اتصال کوتاه (SCA)^۱

ماژول تحلیل اتصال کوتاه یکی از اجزای کلیدی سامانه مدیریت توزیع (DMS) است که نقش حیاتی در افزایش قابلیت اطمینان، ایمنی تجهیزات و پشتیبانی از تصمیم‌گیری فنی در شرایط بهره‌برداری و برنامه‌ریزی دارد. با توجه به افزایش حضور منابع تولید پراکنده (DG)، بارهای حساس و تغییرات دینامیکی توپولوژی شبکه، وجود این ماژول برای رعایت الزامات حفاظتی و استانداردهای عملکرد تجهیزات ضروری است.

هدف اصلی SCA محاسبه جریان‌های اتصال کوتاه در نقاط مختلف شبکه و مقایسه آنها با حدود مجاز تجهیزات مطابق استاندارد IEC ۶۰۹۰۹ و سایر اسناد معتبر است. این تحلیل شامل جریان‌های حداکثر اتصال کوتاه (برای تعیین قدرت قطع کلیدها و تجهیزات) و حداقل جریان اتصال کوتاه (برای اطمینان از عملکرد صحیح رله‌ها) می‌شود. نتایج به‌دست‌آمده، ابزار حیاتی برای ارزیابی تنظیمات حفاظتی، ظرفیت تجهیزات، پایداری شبکه و شرایط مانور هستند. این ماژول قادر است انواع خطاهای شبکه را تحلیل کند، از جمله :

- خطای سه فاز متعادل
- خطای فاز به زمین
- خطای فاز به فاز

همچنین، SCA با استفاده از جریان‌های اندازه‌گیری شده توسط IEDها، بار پیش از خطا و توپولوژی شبکه، محل تقریبی خطا را تعیین کرده و اطلاعات لازم را برای ماژول‌های FLISR و PFL فراهم می‌کند. عملکرد ماژول در دو حالت اصلی صورت می‌گیرد:

- حالت بهره‌برداری واقعی : محاسبات بر اساس وضعیت عملیاتی شبکه، توپولوژی لحظه‌ای و مقادیر اندازه‌گیری شده، برای پایش جریان‌های اتصال کوتاه، ارزیابی ایمنی و پشتیبانی از تصمیم‌گیری اپراتور انجام می‌شود.
- حالت مطالعاتی/شبیه‌سازی : تحلیل سناریوهای مختلف، بررسی جریان‌ها و ولتاژها، سایزینگ تجهیزات و تنظیمات حفاظتی، مستقل از وضعیت واقعی شبکه انجام می‌شود.

^۱ Short Circuit Analysis

صفحه ۶۷ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

نتایج محاسبات به صورت گرافیکی و عددی روی دیاگرام تک خطی، یا داشبوردهای اپراتور نمایش داده می‌شوند و بخش‌هایی که جریان‌ها از حدود مجاز تجهیزات تجاوز کرده‌اند به صورت هشدار مشخص می‌شوند. ارائه گزارش‌های جدولی، متنی و گرافیکی نیز از قابلیت‌های این ماژول است.

ماژول تحلیل اتصال کوتاه قابلیت تعامل و تبادل اطلاعات با سایر ماژول‌های DMS از جمله FLISR، DPF، DSE و VVC را دارد و خروجی آن در تخمین خطا، مدیریت خاموشی، ارزیابی ریسک، تصمیم‌گیری در مانور شبکه و تنظیمات حفاظتی نقش پشتیبان ایفا می‌کند.

جدول ۴۴- الزامات ماژول تحلیل اتصال کوتاه

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	نمایش هشدارهای بحرانی و نزدیک به آستانه جریان اتصال کوتاه	تشخیص و اعلام شرایطی که جریان اتصال کوتاه محاسبه شده از حدود مجاز تجهیزات (کلیدها، سکسیونرها، ترانس‌ها و ...) تجاوز کرده یا به آستانه آن نزدیک شود، بر اساس توپولوژی جاری شبکه	M
۲	تولید گزارش ساختاریافته نتایج تحلیل	ارائه گزارش شامل مقدار جریان اتصال کوتاه، نوع خطا، محل وقوع، سطح ولتاژ، و مقایسه با ظرفیت نامی و قدرت قطع تجهیزات به صورت متنی و جدولی	M
۳	محاسبه جریان اتصال کوتاه بر اساس شرایط واقعی بهره‌برداری	انجام محاسبات با لحاظ توپولوژی جاری شبکه، وضعیت کلیدها، پارامترهای الکتریکی تجهیزات و شرایط پیش از خطا (Pre-Fault Conditions)	M
۴	محاسبه حداقل و حداکثر جریان اتصال کوتاه	تعیین مقادیر مینیمم و ماکزیمم جریان خطا برای سناریوهای مختلف بهره‌برداری جهت بررسی کفایت تجهیزات حفاظتی	M
۵	تحلیل انواع خطاهای متقارن و نامتقارن	پشتیبانی از خطای سه فاز، دو فاز، فاز به زمین و دو فاز به زمین با استفاده از مدل مؤلفه‌های متقارن یا مدل سه فاز کامل	M
۶	نمایش گرافیکی و ارائه خروجی متنی و جدولی	نمایش نتایج روی دیاگرام تک خطی یا نقشه شبکه همراه با امکان استخراج خروجی در قالب جداول تحلیلی	M
۷	تعیین و انتخاب محل وقوع خطا	امکان انتخاب شین یا المان شبکه توسط کاربر برای تحلیل اتصال کوتاه و نمایش دقیق محل خطا	M
۸	تحلیل چند خطا به صورت همزمان	قابلیت شبیه‌سازی چند نقطه خطا و بررسی اثرات تجمعی و متقابل آن‌ها بر جریان‌های اتصال کوتاه و تجهیزات	M
۹	اجرا در حالت بهره‌برداری شده و حالت مطالعاتی	امکان اجرای تحلیل در مدل عملیاتی جاری شبکه (As-Operated) و همچنین در سناریوهای مطالعاتی با توپولوژی یا پارامترهای فرضی	M

صفحه ۶۸ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱۰	ثبت و نگهداری نتایج تحلیل	ذخیره نتایج تحلیل اتصال کوتاه همراه با مهر زمانی و شناسه تجهیز یا شین جهت رهگیری و ممیزی	R
۱۱	به‌روزرسانی خودکار در صورت تغییر توپولوژی	اجرای مجدد یا به‌روزرسانی نتایج تحلیل اتصال کوتاه در صورت تغییر وضعیت کلیدها یا ساختار شبکه	M
۱۲	لحاظ نمودن حضور منابع تولید پراکنده (DER)	محاسبه سهم منابع تولید پراکنده در جریان اتصال کوتاه با توجه به مدل کنترلی و مشخصات فنی آن‌ها	M
۱۳	تحلیل اثر خطا بر هماهنگی حفاظتی	ارزیابی اثر جریان اتصال کوتاه بر عملکرد و هماهنگی رله‌ها، فیوزها و تجهیزات حفاظتی شبکه	R

جدول ۴۵- پیش‌نیازهای ماژول تحلیل اتصال کوتاه

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	مدل الکتریکی کامل شبکه	دسترسی به مدل الکتریکی شامل توپولوژی جاری شبکه، امپدانس مثبت، منفی و صفر المان‌ها، مشخصات ترانسفورماتورها و وضعیت کلیدها جهت تشکیل شبکه معادل اتصال کوتاه	M
۲	دسترسی به داده‌های لحظه‌ای از SCADA	دریافت وضعیت باز/بسته کلیدها، مقادیر ولتاژ و جریان و سایر اندازه‌گیری‌های موردنیاز برای انطباق تحلیل با شرایط واقعی بهره‌برداری	M
۳	ماژول پردازشگر توپولوژی شبکه (DTP)	دریافت مدل توپولوژی بهره‌برداری شده (As-Operated) جهت تعیین مسیرهای مؤثر در محاسبه جریان اتصال کوتاه	M
۴	ماژول تخمین وضعیت (DSE) و پخش بار توزیع (DPF)	فراهم‌سازی شرایط پیش‌ازخطا شامل ولتاژ باس‌ها و جریان‌های پیش‌خطا برای انجام تحلیل دقیق‌تر اتصال کوتاه	R
۵	داده‌های اندازه‌گیری واقعی و اطلاعات رله‌های حفاظتی (IED)	استفاده از داده‌های ثبت‌شده جریان خطا و تنظیمات حفاظتی برای اعتبارسنجی مدل و تحلیل عملکرد تجهیزات حفاظتی	M
۶	اطلاعات ظرفیت تحمل و قدرت قطع تجهیزات	دسترسی به داده‌های نامی شامل قدرت قطع کلیدها، ظرفیت حرارتی کابل‌ها و باس‌بارها از سامانه مدیریت دارایی جهت مقایسه با جریان خطا	M
۷	سیستم مدیریت خاموشی (OMS)	استفاده از اطلاعات رخداد‌های واقعی خطا و محدوده خاموشی برای تحلیل پس‌ازوقوع و بهبود مدل اتصال کوتاه	R
۸	داده‌های مربوط به منابع تولید پراکنده (DER)	دسترسی به مشخصات فنی و مدل تزریق جریان خطا منابع تولید پراکنده برای لحاظ نمودن سهم آن‌ها در محاسبات اتصال کوتاه	R

<p>صفحه ۶۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۴۶- ورودی‌های مازول تحلیل خطای اتصال کوتاه

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	مدل الکتریکی نهایی شبکه توزیع شامل توپولوژی، وضعیت کلیدها، امپدانس خطوط، ترانسفورماتورها و منابع تغذیه	مدل عملیاتی کامل شبکه شامل ساختار اتصال گره‌ها، وضعیت باز/بسته کلیدها، پارامترهای امپدانس المان‌ها و منابع تغذیه که مبنای محاسبات تحلیلی مازول است	DTP	M
۲	پارامترهای الکتریکی تجهیزات شبکه شامل جریان نامی، ظرفیت قطع، نسبت X/R و حدود مجاز جریان اتصال کوتاه	اطلاعات فنی تجهیزات برای ارزیابی تنش حرارتی و دینامیکی ناشی از خطا و مقایسه با حدود مجاز طراحی	پایگاه داده مدیریت دارایی (Asset DB / EAM)	M
۳	شرایط پیش از خطا شامل سطح ولتاژ و وضعیت بهره‌برداری شبکه	نتایج تحلیل حالت ماندگار پیش از وقوع خطا به منظور تعیین شرایط اولیه محاسبه اتصال کوتاه	DSE/ DPF	R
۴	نوع خطا (سه فاز، تک فاز به زمین، دوفاز، دوفاز به زمین و ...)	تعیین سناریوی خطا برای اجرای الگوریتم محاسبه جریان اتصال کوتاه مطابق استانداردهای تحلیلی	کاربر / سناریوی مطالعاتی	M
۵	محل وقوع خطا (شین، خط، ترانسفورماتور یا انتخاب کاربر)	مشخص نمودن نقطه اعمال خطا در مدل شبکه جهت محاسبه مقادیر جریان و ولتاژ در محل موردنظر	کاربر / سیستم مطالعاتی	M
۶	مقادیر ولتاژ شبکه پیش از خطا	ولتاژ اندازه‌گیری شده یا تخمینی در گره‌ها که برای تعیین شرایط اولیه دقیق‌تر محاسبات استفاده می‌شود	SCADA	R
۷	مقادیر جریان و ولتاژ اندازه‌گیری شده حین وقوع خطا توسط رله‌ها	داده‌های واقعی ثبت شده برای اعتبارسنجی نتایج محاسباتی یا تحلیل رخداد پس از وقوع خطا	SCADA / IEDs	O
۸	تنظیمات حفاظتی و پارامترهای رله‌ها	شامل منحنی‌های حفاظتی، تنظیمات زمان-جریان و مقادیر آستانه که برای تحلیل هماهنگی حفاظتی و ارزیابی عملکرد سیستم حفاظت به کار می‌رود	Protection IEDs / SCADA	O
۹	سناریوهای فرضی بهره‌برداری یا توسعه شبکه	وضعیت‌های مطالعاتی شامل تغییر آرایش شبکه، اضافه شدن فیدر یا تجهیز جدید برای تحلیل آینده‌نگر	محیط مطالعاتی / اپراتور	R
۱۰	معادل الکتریکی شبکه بالادست در نقطه اتصال	شامل توان اتصال کوتاه، امپدانس معادل یا مدل تونن شبکه انتقال/فوق توزیع برای لحاظ نمودن اثر شبکه بالادست در محاسبات	شرکت انتقال / فوق توزیع / تنظیمات سیستم	M

<p>صفحه ۷۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۴۷- خروجی‌های ماژول تحلیل اتصال کوتاه

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	جریان اتصال کوتاه در تمام بخش‌های تحت تأثیر خطا	مقادیر جریان لحظه‌ای و مؤثر اتصال کوتاه در شین‌ها، خطوط، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزات واقع در ناحیه تأثیر خطا، جهت پایش و ارزیابی حدود مجاز تجهیز	/ OMS / SCADA داشبورد پایش	M
۲	حداقل و حداکثر جریان اتصال کوتاه (I_{min} / I_{max})	تعیین بازه تغییرات جریان اتصال کوتاه برای هر نقطه، به‌منظور بررسی کفایت ظرفیت قطع کلیدها و تحلیل هماهنگی حفاظتی	FLISR / هماهنگی حفاظت / DPF	M
۳	نوع خطا (سه‌فاز، دوفاز، فاز-زمین و ...)	تشخیص یا ثبت نوع سناریوی خطای اعمال شده یا شناسایی شده، جهت استفاده در تحلیل‌های حفاظتی و بازیابی شبکه	DSE / / FLISR DERMS	M
۴	محل تقریبی خطا و محدوده تحت تأثیر	تعیین گره یا بخش شبکه‌ای که بیشترین احتمال وقوع خطا در آن وجود دارد و همچنین تعیین فیدرها یا نواحی متأثر	PFL / / FLISR OMS	M
۵	ولتاژ باس‌ها قبل و بعد از خطا	مقادیر ولتاژ گره‌ها در شرایط پیش از خطا و حین خطا، جهت تحلیل افت ولتاژ و پایداری ولتاژی موضعی	FLISR / / DSE DERMS	R
۶	هشدارهای بحرانی و نزدیک به آستانه	اعلام تجاوز از ظرفیت حرارتی یا دینامیکی تجهیزات و یا نزدیک شدن به حدود طراحی، به‌صورت آلام یا پیام عملیاتی	رابط کاربر اپراتور / داشبورد / OMS	M
۷	گزارش تحلیل اتصال کوتاه	تولید گزارش جامع شامل نتایج عددی، مشخصات سناریو، پارامترهای محاسباتی و مقایسه با حدود مجاز، قابل ذخیره و بایگانی	سامانه گزارش‌گیری / انبار داده / مستندسازی	R
۸	پارامترهای تحلیلی خطا (نسبت X/R ، امپدانس معادل بالادست، مشخصات ترانس و ...)	ارائه پارامترهای مؤثر در محاسبه برای تحلیل‌های تکمیلی، اعتبارسنجی نتایج و مطالعات آینده‌نگر	مستندسازی / DERMS / تحلیل حالات اضطراری	O
۹	خروجی متنی و جدولی تحلیل اتصال کوتاه	ارائه نتایج در قالب‌های ساختاریافته (جدولی، فایل قابل تبادل داده، یا خروجی متنی استاندارد) برای استفاده در سایر سامانه‌ها	سامانه گزارش‌گیری / انبار داده	R

<p>صفحه ۷۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	--

۹-۵- تخمین حالت توزیع (DSE)^۱

ماژول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE) یکی از اجزاء کلیدی سیستم مدیریت توزیع (DMS) است که با بهره‌گیری از داده‌های اندازه‌گیری شده و مدل‌های شبکه، وضعیت واقعی شبکه توزیع را در هر لحظه تخمین می‌زند. این ماژول با ترکیب داده‌های بلادرنگ و داده‌های تاریخی، مقادیر ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو، و دیگر پارامترهای کلیدی شبکه را در تمامی باس‌ها، خطوط و ترانسفورماتورها محاسبه می‌کند. با توجه به افزایش نفوذ منابع تولید پراکنده، تجهیزات هوشمند، کلیدهای کنترل از راه دور و اندازه‌گیری‌های پیشرفته (AMI/IED)، دیگر نمی‌توان وضعیت شبکه را تنها با اندازه‌گیری‌های ایستگاه‌های اصلی و چند نقطه حساس تخمین زد.

DSE امکان مشاهده نزدیک به واقعی^۲ شبکه، شناسایی خطاها، و پشتیبانی از تصمیم‌گیری‌های عملیاتی را فراهم می‌کند. بدون DSE، سایر توابع تحلیلی DMS نظیر VVO، FLISR و SOM نمی‌توانند با دقت و اطمینان کافی عمل کنند. هدف اصلی DSE ارائه تخمینی دقیق، پیوسته و قابل اعتماد از وضعیت شبکه توزیع است، به گونه‌ای که اپراتورها و سامانه‌های خودکار بتوانند:

- تغییرات لحظه‌ای بار و تولید پراکنده را پیش‌بینی و مدیریت کنند.
 - نقاط بحرانی و خطاهای توپولوژی شبکه را شناسایی کنند.
 - تصمیمات بهینه برای کنترل ولتاژ، توان راکتیو و سوئیچینگ شبکه اتخاذ کنند.
- DSE با استفاده از الگوریتم‌های مختلف^۳ و ترکیب داده‌های واقعی و شبه‌اندازه‌گیری‌ها^۴ وضعیت شبکه را محاسبه می‌کند. این محاسبات شامل تحلیل ولتاژ، جریان و توان در باس‌ها و خطوط، و ارزیابی عملکرد تجهیزات کلیدی شبکه است. نتایج DSE به عنوان ورودی پایه برای سایر ماژول‌های DMS مانند VVO، FLISR، SOM و پیش‌بینی کوتاه‌مدت بار و تولید پراکنده^۵ استفاده می‌شود. همچنین، داده‌های DSE می‌توانند با ماژول مدیریت خاموشی (OMS) و سیستم اطلاع‌رسانی و اندازه‌گیری مشترکین (AMI) تبادل شوند تا بهره‌برداری شبکه بهینه گردد. استفاده از DSE موجب افزایش دقت در مدیریت بار و ولتاژ، کاهش خطاهای عملیاتی، بهبود قابلیت اطمینان

^۱ Distribution State Estimation

^۲ Near Real-Time

^۳ Weighted Least Squares، Load Adjustment، Dynamic و Robust State Estimation و Distributed State Estimation

^۴ Pseudo-Measurements

^۵ Load & DER Forecasting

صفحه ۷۲ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

شبکه، افزایش پایداری در حضور DER و تسهیل تصمیم‌گیری اپراتوری و خودکارسازی فرآیندهای شبکه می‌شود. در نهایت، DSE پایه‌ای برای تحقق شبکه هوشمند و پاسخگویی سریع به شرایط غیرمترقبه در شبکه توزیع برق فراهم می‌کند.

جدول ۴۸- الزامات ماژول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	تخمین وضعیت نزدیک به بلادرنگ	ارائه تخمین دقیق و سیستماتیک وضعیت شبکه توزیع با استفاده از داده‌های واقعی و شبه‌واقعی برای مشخص کردن ولتاژها، زاویه‌های ولتاژ، جریان‌ها و توان‌های اکتیو و راکتیو در گره‌ها و شاخه‌های شبکه. این تخمین باید امکان تصویرسازی وضعیت لحظه‌ای شبکه را برای بهره‌برداری و تصمیم‌گیری فراهم کند.	M
۲	الگوریتم مناسب شبکه توزیع	استفاده از الگوریتم‌ها و روش‌های محاسباتی طراحی‌شده ویژه شبکه‌های توزیع با توپولوژی شعاعی که قابلیت کار در شرایط کمبود داده‌های بلادرنگ و ناهماهنگی داده‌ها را داشته باشد. الگوریتم باید توانایی تطبیق با اندازه‌گیری‌های مختلف و داده‌های پیش‌بینی‌شده را داشته باشد.	M
۳	تحلیل و تایید توپولوژی شبکه	بررسی صحت مدل شبکه شامل خطوط، اتصالات سوئیچ‌ها، ترانسفورماتورها و تپ‌های آنها، بانک‌های خازنی و سایر تجهیزات، به گونه‌ای که مدل شبکه دقیقاً وضعیت واقعی شبکه را نمایش دهد. هدف کاهش خطا در تخمین وضعیت و شناسایی ناهنجاری‌های توپولوژیک است.	M
۴	یکپارچگی داده‌ها	ترکیب داده‌های SCADA، دستگاه‌های هوشمند (IED)، اندازه‌گیری‌های هوشمند مشتری (AMI) و داده‌های پیش‌بینی‌شده برای جبران کمبود اندازه‌گیری‌ها و افزایش مشاهده‌پذیری شبکه. تضمین هماهنگی داده‌ها با بازه‌های زمانی مختلف و رزولوشن‌های متفاوت.	M
۵	شناسایی و حذف داده‌های نادرست	تشخیص داده‌های خارج از محدوده عملیاتی، ناهماهنگ، قدیمی یا دارای خطا و حذف آنها از محاسبات تخمین وضعیت. استفاده از روش‌هایی مانند تحلیل باقیمانده‌ها، قوانین Kirchhoff و تست‌های آماری برای شناسایی و رفع داده‌های نامعتبر.	M
۶	تحلیل پروفیل ولتاژ و جریان	محاسبه دقیق ولتاژ و جریان در هر گره و شاخه، بررسی توان اکتیو و راکتیو و ارزیابی شاخص‌های کیفیت توان در شرایط بلادرنگ و سناریوهای مطالعاتی. ارائه نتایج قابل استفاده برای تحلیل نقاط بحرانی، مدیریت بار و پیش‌بینی تغییرات شبکه.	M

<p>صفحه ۷۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۷	قابلیت اجرای حالت مطالعه (Study Mode)	امکان اجرای تخمین وضعیت بر اساس سناریوهای ذخیره‌شده یا فرضی، برای بررسی اثر تغییرات توپولوژی، بار، DER و تجهیزات حفاظتی بدون نیاز به داده‌های بلادرنگ. این قابلیت به برنامه‌ریزی و ارزیابی پیشگیرانه شبکه کمک می‌کند.	R
۸	رعایت الزامات مشاهده‌پذیری	طراحی شبکه حسگرها و تعیین مکان‌های اندازه‌گیری با توجه به محدودیت‌های عملی استقرار تجهیزات و هزینه‌ها. استفاده از داده‌های پیش‌بینی‌شده و الگوریتم‌های جایگزین برای جبران کمبود داده‌ها و حصول تخمین قابل اعتماد.	M
۹	مدل‌سازی دقیق فیدر	مدل‌سازی اجزای شبکه شامل ترانسفورماتورها، خطوط، سوئیچ‌ها، تپ ترانس‌ها، بانک‌های خازنی و تغییرات محیطی به حدی که شبکه واقعی به صورت کافی شبیه‌سازی شود. مدل باید به اندازه لازم دقیق باشد تا خطاهای توپولوژیک یا اندازه‌گیری به درستی شناسایی شوند و باعث کاهش اعتماد به تخمین وضعیت نشود.	R
۱۰	کاهش پیچیدگی توپولوژی	استفاده از روش‌های کاهش توپولوژی ^۱ برای افزایش سرعت محاسبات و امکان انجام تخمین وضعیت بلادرنگ، با حفظ دقت مناسب برای اهداف عملیاتی و مدیریتی.	O
۱۱	ارزیابی دقت و مقاومت الگوریتم	امکان آزمون الگوریتم با داده‌های واقعی، سناریوهای شبیه‌سازی و اعمال خطاهای کنترل‌شده ^۲ برای سنجش دقت، مقاومت در برابر داده‌های نادرست و پایداری الگوریتم.	R
۱۲	استفاده از داده‌های پیش‌بینی‌شده	بهره‌گیری از داده‌های شبه‌واقعی یا پیش‌بینی‌شده شامل پروفیل‌های بار مشتری، داده‌های AMI، و تولید پراکنده (DER) برای جبران کمبود اندازه‌گیری‌ها و افزایش مشاهده‌پذیری شبکه.	M
۱۳	همانگی داده‌ها با زمان و رزولوشن متفاوت	تطبیق داده‌های با بازه‌های زمانی مختلف و رزولوشن‌های متفاوت، ترکیب داده‌های لحظه‌ای و میانگین‌گیری شده برای حصول تخمین صحیح و یکپارچه وضعیت شبکه.	M
۱۴	شناسایی خطاهای مدل و اندازه‌گیری	توانایی تشخیص خطاهای مدل شبکه ^۳ و داده‌های اندازه‌گیری ^۴ به صورت جداگانه یا همزمان، شناسایی نقاط بحرانی و داده‌های پرت برای افزایش دقت و اعتمادپذیری تخمین وضعیت.	R
۱۵	پشتیبانی از داده‌های AMI و DER	امکان استفاده از داده‌های پیشرفته مشتری (AMI) و منابع تولید پراکنده (DER) برای افزایش مشاهده‌پذیری و دقت تخمین وضعیت.	R

^۱ Topology Reduction Techniques

^۲ Intentional Data

^۳ Network Model Errors

^۴ Measurement Errors

<p>صفحه ۷۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۴۹- پیش‌نیازهای ماژول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	مدل کامل و به‌روز شبکه	وجود مدل دیجیتال دقیق و به‌روز از شبکه توزیع شامل فیدرها، باس‌ها، خطوط، ترانسفورماتورها، کلیدها، بانک‌های خازنی و سایر تجهیزات. مدل باید شامل پارامترهای الکتریکی (امپدانس، نسبت تبدیل، ظرفیت نامی و ...) بوده و با وضعیت واقعی شبکه منطبق باشد.	M
۲	صحت توپولوژی شبکه	در دسترس بودن وضعیت صحیح باز و بسته بودن کلیدها (Switch Status)، نقاط مانور و ارتباط بین اجزای شبکه به‌گونه‌ای که ساختار الکتریکی شبکه به‌درستی بازسازی شود.	M
۳	دسترسی به داده‌های اندازه‌گیری بلادرنگ	فراهم بودن داده‌های اندازه‌گیری از سامانه کنترل و گردآوری داده‌ها (SCADA) یا تجهیزات هوشمند شامل ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو در نقاط کلیدی شبکه.	M
۴	دسترسی به داده‌های اندازه‌گیری پیشرفته مشترکین	امکان بهره‌برداری از داده‌های سامانه اندازه‌گیری هوشمند مشترکین (AMI) برای بهبود مشاهده‌پذیری شبکه و تولید شبه‌اندازه‌گیری‌ها.	R
۵	زیرساخت ارتباطی پایدار	وجود شبکه ارتباطی مطمئن و پایدار برای انتقال داده‌های اندازه‌گیری با تأخیر قابل قبول و حداقل قطعی ارتباط.	M
۶	هم‌زمان‌سازی زمانی داده‌ها	وجود سازوکار هم‌زمان‌سازی زمانی ^۱ بین منابع داده مختلف به‌منظور جلوگیری از ناسازگاری زمانی در محاسبات تخمین وضعیت.	R
۷	سامانه مدیریت داده و پاک‌سازی اطلاعات	وجود سازوکار اعتبارسنجی، پالایش و مدیریت کیفیت داده‌ها جهت حذف داده‌های معیوب، پرت یا تکراری پیش از ورود به الگوریتم تخمین وضعیت.	M
۸	قابلیت تولید شبه‌اندازه‌گیری ^۲	در اختیار داشتن روش‌های آماری یا مبتنی بر پروفیل بار جهت تولید داده‌های برآوردی در نقاط فاقد اندازه‌گیری مستقیم.	M
۹	زیرساخت پردازشی مناسب	تأمین توان پردازشی و سخت‌افزاری کافی برای اجرای محاسبات تخمین وضعیت در بازه‌های زمانی مورد نیاز بهره‌برداری.	M
۱۰	یکپارچگی با سامانه مدیریت خاموشی	امکان تبادل داده و یکپارچگی کامل با سامانه مدیریت خاموشی (OMS).	M
۱۱	دسترسی به اطلاعات منابع تولید پراکنده	در اختیار داشتن داده‌های توان تولیدی، وضعیت اتصال و ظرفیت نامی منابع تولید پراکنده (DER) متصل به شبکه.	R

^۱ Time Synchronization

^۲ Pseudo-Measurements

<p>صفحه ۷۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱۲	تعریف شاخص‌های ارزیابی دقت	تعیین معیارها و شاخص‌های سنجش دقت تخمین وضعیت جهت پایش عملکرد ماژول و مقایسه با اندازه‌گیری‌های میدانی.	R
۱۳	آموزش و آمادگی نیروی انسانی	آموزش اپراتورها و کارشناسان بهره‌برداری در زمینه تفسیر نتایج DSE و نحوه استفاده از خروجی‌ها در تصمیم‌گیری عملیاتی.	O

جدول ۵۰- ورودی‌های ماژول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	مدل الکتریکی شبکه	مدل دیجیتال کامل و به‌روز شبکه شامل توپولوژی پایه، پارامترهای خطوط (امپدانس، طول، سطح مقطع)، ترانسفورماتورها (نسبت تبدیل، تپ)، بانک‌های خازنی و سایر تجهیزات. این مدل مبنای تشکیل معادلات محاسباتی تخمین وضعیت است.	سامانه اطلاعات مکانی شبکه (GIS)، پایگاه داده مهندسی، DMS	M
۲	وضعیت کلیدها و تجهیزات قطع و وصل	اطلاعات باز یا بسته بودن کلیدها، سکسیونرها، ریکلوزرها و سایر نقاط مانور که ساختار لحظه‌ای اتصال الکتریکی شبکه را تعیین می‌کند.	SCADA	M
۳	اندازه‌گیری ولتاژ	مقادیر ولتاژ فاز یا خط در پست‌ها، سر فیدرها و سایر نقاط اندازه‌گیری‌شده جهت استفاده مستقیم در الگوریتم تخمین وضعیت.	SCADA	M
۴	اندازه‌گیری جریان	مقادیر جریان عبوری از فیدرها و شاخه‌های کلیدی شبکه برای محاسبه توان و کنترل تراز بار.	SCADA	M
۵	اندازه‌گیری توان اکتیو و راکتیو	مقادیر توان فعال و راکتیو تزریقی یا مصرفی در نقاط اندازه‌گیری‌شده شبکه جهت برقراری تراز توان در محاسبات تخمین وضعیت.	SCADA	M
۶	داده‌های بار مشترکین	اطلاعات مصرف توان و انرژی مشترکین در بازه‌های زمانی مختلف جهت تولید شبه‌اندازه‌گیری در نقاط فاقد اندازه‌گیری مستقیم.	سامانه اندازه‌گیری هوشمند CIS، (AMI)	R
۷	اطلاعات منابع تولید پراکنده	شامل توان تولیدی لحظه‌ای، ظرفیت نامی، وضعیت اتصال و مشخصات فنی منابع تولید پراکنده متصل به شبکه.	SCADA, DEARMS, AMI	R

<p>صفحه ۷۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۸	پروفیل‌های بار و الگوهای مصرف	الگوهای آماری مصرف در سطوح مختلف شبکه جهت تولید داده‌های برآوردی و افزایش قابلیت مشاهده‌پذیری شبکه.	پایگاه داده تاریخی، سامانه تحلیل بار	M
۹	داده‌های پیش‌بینی بار و تولید	پیش‌بینی کوتاه‌مدت بار و تولید پراکنده جهت بهبود دقت تخمین وضعیت در شرایط کمبود داده بلادرنگ.	سامانه پیش‌بینی بار	O
۱۰	داده‌های کیفیت توان	اطلاعات مربوط به افت ولتاژ، عدم تعادل فاز، اعوجاج هارمونیک و سایر شاخص‌های کیفیت توان برای تحلیل تکمیلی وضعیت شبکه.	تجهیزات پایش کیفیت توان، IED	O
۱۱	اطلاعات پارامترهای بهره‌برداری	حدود مجاز ولتاژ، جریان، ظرفیت حرارتی تجهیزات و سایر قیود عملیاتی جهت ارزیابی صحت نتایج تخمین وضعیت.	پایگاه داده مهندسی، دستورالعمل‌های بهره‌برداری	M
۱۲	داده‌های هم‌زمان‌سازی زمانی	اطلاعات مربوط به زمان ثبت اندازه‌گیری‌ها جهت جلوگیری از ناسازگاری زمانی در ترکیب داده‌ها و محاسبات.	SCADA	R
۱۳	خروجی پردازشگر توپولوژی شبکه	ساختار الکتریکی لحظه‌ای شبکه شامل اتصال گره‌ها، شاخه‌ها، نواحی برقدار و جزیره‌های احتمالی که مبنای تشکیل مدل محاسباتی تخمین وضعیت است. هرگونه خطا در این بخش مستقیماً موجب خطای ساختاری در تخمین وضعیت خواهد شد.	DTP	M
۱۴	تغییرات توپولوژی پس از بازآرایی شبکه	اطلاعات مربوط به تغییر وضعیت کلیدها و اصلاح ساختار شبکه پس از وقوع خطا و اجرای فرآیند جداسازی و بازسازی شبکه. این اطلاعات باید به‌صورت برخط به DSE منتقل شود.	FLISR, ONR	R
۱۵	داده‌های پیش‌بینی کوتاه‌مدت بار	مقادیر پیش‌بینی‌شده بار در سطح فیدر یا ناحیه برای بهبود تولید شبه‌اندازه‌گیری‌ها در شرایط کمبود داده بلادرنگ.	STLF	R
۱۶	حل‌کننده پخش بار یا نتایج تکمیلی آن	در برخی معماری‌ها، حل‌کننده پخش بار به‌عنوان هسته محاسباتی مشترک استفاده می‌شود یا برای اعتبارسنجی نتایج تخمین وضعیت به کار می‌رود.	DPF	R

<p>صفحه ۷۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

جدول ۵۱- خروجی‌های مازول تخمین وضعیت شبکه توزیع (DSE)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	ولتاژ گره‌ها	مقادیر دامنه و زاویه ولتاژ در تمامی باس‌ها و گره‌های مدل شبکه، شامل گره‌های فاقد اندازه‌گیری مستقیم که از طریق تخمین محاسبه شده‌اند. این خروجی مبنای تحلیل افت ولتاژ و کنترل پروفیل ولتاژ است.	اپراتور بهره‌برداری، VVO, DPF	M
۲	جریان شاخه‌ها	مقدار دامنه و جهت جریان در خطوط، کابل‌ها و تجهیزات کلیدی شبکه برای ارزیابی بارگذاری و تشخیص اضافه‌بار احتمالی.	اپراتور بهره‌برداری، IAP	M
۳	توان اکتیو و راکتیو در شاخه‌ها و گره‌ها	مقادیر توان فعال و راکتیو عبوری از خطوط و تزریق یا مصرف در گره‌ها جهت بررسی تراز توان و تحلیل عملکرد شبکه.	اپراتور، VVO, DPF	M
۴	شاخص‌های اضافه‌بار تجهیزات	تشخیص میزان بارگذاری خطوط و ترانسفورماتورها نسبت به ظرفیت مجاز و اعلام وضعیت نزدیک به حد بحرانی یا عبور از حد مجاز.	اپراتور بهره‌برداری، IAP	M
۵	شناسایی نقاط افت یا افزایش غیرمجاز ولتاژ	تعیین نقاطی از شبکه که ولتاژ آنها خارج از حدود مجاز بهره‌برداری قرار دارد.	IAP, VVO	M
۶	نواحی کم‌مشاهده یا غیرقابل مشاهده	تعیین بخش‌هایی از شبکه که به دلیل کمبود داده اندازه‌گیری دارای عدم قطعیت بالا هستند. این خروجی برای برنامه‌ریزی نصب تجهیزات اندازه‌گیری جدید کاربرد دارد.	مدیریت بهره‌برداری، برنامه‌ریزی توسعه شبکه	R
۷	شاخص عدم قطعیت تخمین	ارائه شاخص‌های آماری دقت تخمین شامل مقدار باقیمانده‌ها و معیارهای خطای محاسباتی جهت ارزیابی اعتمادپذیری نتایج.	اپراتور	R
۸	هشدار داده‌های نامعتبر	اعلام وجود داده‌های معیوب، ناسازگار یا دارای خطا که در فرآیند تخمین وضعیت شناسایی شده‌اند.	مرکز کنترل، سامانه مدیریت داده	M
۹	وضعیت جزیره‌ای شبکه	شناسایی نواحی جداسازی یا جزیره‌ای احتمالی در شبکه بر اساس تحلیل توپولوژی و نتایج تخمین وضعیت.	اپراتور، DEARMS و FLISR	R

صفحه ۷۸ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱۰	تصویر یکپارچه وضعیت شبکه	ارائه نمای گرافیکی و تحلیلی از وضعیت لحظه‌ای شبکه شامل بارگذاری، ولتاژ و توان برای تصمیم‌گیری سریع اپراتوری.	مرکز کنترل و دیسپاچینگ	M
۱۱	داده مرجع برای سایر ماژول‌ها	تأمین وضعیت تخمین‌زده‌شده شبکه به‌عنوان مرجع محاسباتی برای ماژول‌های پخش بار، بهینه‌سازی ولتاژ، بازآرایی شبکه و پیش‌بینی بار.	ماژول‌های VVO, DPF, STLF, FLISR	M
۱۲	نتایج حالت مطالعاتی	خروجی تخمین وضعیت در سناریوهای تحلیل برای بررسی اثر تغییر توپولوژی، بار یا تولید پراکنده در حالت غیر بلادرنج.	واحد برنامه‌ریزی و مطالعات شبکه	R

۹-۶- مکان‌یابی خطا، ایزوله‌سازی و بازگردانی سرویس (FLISR)^۱

FLISR یکی از متداول‌ترین کاربردهای سامانه مدیریت شبکه توزیع (DMS) است که توسط شرکت‌های توزیع برق پیاده‌سازی می‌شود، زیرا بهبودهای قابل‌توجهی در قابلیت اطمینان شبکه ایجاد می‌کند که به‌طور مستقیم به نفع مشترکان است. کاربرد FLISR می‌تواند در معماری‌های مختلفی پیاده‌سازی شود؛ از جمله معماری‌های متمرکز (مبتنی بر DMS و مدل شبکه) و غیرمتمرکز (مبتنی بر پست^۲ یا کاملاً توزیع‌شده به‌صورت همتابه‌همتا^۳). بسیاری از شرکت‌های توزیع برق ترجیح می‌دهند عملکرد FLISR را ابتدا بر روی تعدادی از فیدرهای منتخب که عملکرد ضعیف‌تری دارند، پیاده‌سازی و آزمایش کنند. این رویکرد غیرمتمرکز که بر تعداد محدودی فیدر هدف‌گذاری‌شده متمرکز است، نسبت به استقرار یک راهکار جامع DMS، ساده‌تر و سریع‌تر قابل پیاده‌سازی است. با این حال، زمانی که شرکت‌های توزیع برق از مرحله‌ی پایلوت به سمت استقرار سراسری در کل شبکه حرکت می‌کنند، بسیاری از آن‌ها کاربردهای FLISR مبتنی بر DMS متمرکز و مدل‌محور را انتخاب می‌کنند. این نوع کاربردها قابلیت‌های پیشرفته‌ای را ارائه می‌دهند که در راهکارهای غیرمتمرکز در دسترس نیست؛ از جمله توانایی مدیریت سطوح بالای نفوذ تولید پراکنده (DG) و امکان هماهنگی با سایر کاربردهای DMS مانند بهینه‌سازی

^۱ Fault Location, Isolation, and Service Restoration

^۲ substation-centered

^۳ fully distributed peer-to-peer

<p>صفحه ۷۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ولت-وار^۱. سامانه مدیریت شبکه توزیع (DMS) باید شامل قابلیت FLISR باشد که با هدف کاهش مدت زمان خاموشی‌ها (یعنی بهبود شاخص متوسط مدت خاموشی سیستم^۲) مورد استفاده قرار گیرد. افزون بر این، FLISR می‌تواند منجر به بهبود شاخص متوسط تعداد خاموشی‌ها در سیستم^۳ نیز شود، زیرا برق برخی از مشترکان در زمانی کوتاه‌تر از آستانه تعریف شده برای خاموشی‌های دائم (معمولاً یک دقیقه) مجدداً برقرار می‌گردد. قابلیت FLISR باید بتواند منافع ناشی از بهبود SAIDI را برای طیف گسترده‌ای از پیکربندی‌های فیدر، با سطوح مختلف حفاظت و اتوماسیون، فراهم کند؛ از فیدرهایی که در آن‌ها تنها کلید قدرت پست به عنوان تنها تجهیز قابل کنترل و منبع اطلاعاتی وجود دارد، تا فیدرهایی که به کلیدهای خط خودکار، آشکارسازهای خطا و سایر تجهیزات پایش و کنترل مجهز هستند.

منطق اصلی عملکرد FLISR باید قابلیت‌های زیر را داشته باشد:

- تشخیص خودکار خطا،
- تعیین خودکار محل تقریبی خطا (یعنی شناسایی بخش معیوب فیدر بین دو کلید فیدری)،
- ایزوله‌سازی خودکار بخش دچار خطا از فیدر، و
- بازگردانی خودکار برق برای بیشترین تعداد ممکن از مشترکان در مدت زمان خیلی کوتاه^۴ پس از عملکرد کلید قدرت پست یا ریکلوزر در اثر وقوع خطا.

سامانه مدیریت شبکه توزیع (DMS) باید کلیه اطلاعات بلادرنگ^۵ در دسترس که از تجهیزات میدانی دریافت می‌شوند را تحلیل کند؛ از جمله خروجی آشکارسازهای خطا، مقدار خطا در نقاط مختلف فیدر، وضعیت برقدار بودن بخش‌های فیدر و کنتورهای مشترکان، و اهداف^۶ رله‌های حفاظتی، تا خطاها و سایر شرایط مدار که مستلزم اجرای عملیات بازگردانی سرویس هستند را شناسایی نماید. کلیه اقدامات کنترلی که توسط FLISR متمرکز شناسایی می‌شوند باید از طریق صدور فرمان‌های کنترلی نظارتی^۷ به کلیدهای قدرت و ریکلوزرهای پست و

^۱ Volt-VAR Optimization

^۲ SAIDI

^۳ SAIFI

^۵ Real-Time

^۶ Targets

^۷ Supervisory Control

^۴ معمولاً کمتر از یک دقیقه

<p>صفحه ۸۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

همچنین انواع تجهیزات کلیدزنی فیدر شامل ریکلوزرها، کلیدهای قدرت زیر بار^۱ و سکشنالایزرهایی که به قابلیت کنترل نظارتی مجهز هستند، اجرا شوند.

قابلیت FLISR در سامانه مدیریت شبکه توزیع (DMS) باید صرفاً برای خطاهای دائم رخ داده در بخش اصلی سه فاز فیدر و همچنین برای خطاهای پست که منجر به قطع پایدار یک یا چند فیدر در پست می‌شوند، فعال گردد. خطاهای گذرا که بدون قطع پایدار سرویس و از طریق طرح‌های استاندارد ریکلوزینگ خودکار برطرف می‌شوند، منجر به اجرای اقدامات کنترلی FLISR نخواهند شد. قابلیت FLISR تلاشی برای اجرای اقدامات کنترلی به منظور بازگردانی خاموشی ناشی از سوختن فیوزهای انشعابی فیدر^۲، فعالیت‌های اضطراری مدیریت بار^۳ و یا قطع دستی فیدر انجام نمی‌دهد. پیش از اجرای هرگونه اقدام بازگردانی سرویس در پایین دست فیدر، سامانه مدیریت شبکه توزیع (DMS) باید اطمینان حاصل کند که منبع تغذیه جایگزین برقرار در دسترس بوده و توانایی پذیرش بار اضافی ناشی از مانورهای پیشنهادی را دارد. اقدامات بازگردانی سرویسی که توسط DMS اجرا یا پیشنهاد می‌شوند نباید منجر به ایجاد شرایط الکتریکی نامطلوب، نظیر افت ولتاژ یا اضافه بار تجهیزات، در هیچ یک از فیدرهای شرکت توزیع شوند. به منظور بررسی این موضوع، DMS باید بارگذاری پیش از وقوع خطا بر روی فیدر دچار خطا و ظرفیت در دسترس فیدرهای منبع جایگزین را تحلیل کند تا مشخص شود آیا اجرای مانورهای پیشنهادی می‌تواند منجر به بروز چنین شرایط الکتریکی نامطلوبی بر روی فیدر پشتیبان شود یا خیر. ظرفیت در دسترس فیدرهای منبع جایگزین را می‌توان از طریق مقایسه بارگذاری پیش از خطا بر روی فیدر منبع جایگزین با ظرفیت نامی فیدر تعیین کرد. سامانه مدیریت شبکه توزیع (DMS) باید تمام روش‌های ممکن برای بازگردانی حداکثر بار را بررسی کند، به شرطی که منجر به ایجاد شرایط الکتریکی نامطلوب نشود. استراتژی ترجیحی بازگردانی سرویس، استراتژی مانور^۴ است که:

- هیچ شرایط الکتریکی نامطلوبی را بر روی هیچ فیدر توزیع ایجاد نکند.
- خدمات برق را برای بیشترین تعداد ممکن از مشترکان بازگرداند.

^۱ Load Breaker Switches

^۲ Laterals

^۳ Emergency Load Shedding

^۴ Switching Strategy

<p>صفحه ۸۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

• کمترین تعداد اقدامات مانور را نیاز داشته باشد.

جدول ۵۲- الزامات ماژول مکان یابی خطا، ایزوله سازی خطا و بازیابی سرویس

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	سطح الزام
۱	تشخیص خطا بر اساس عملکرد حفاظتی	سامانه FLISR باید به صورت خودکار عملکرد حفاظتی ^۱ تجهیزات اصلی شبکه شامل کلید قدرت (Circuit Breaker) و ریکلوزر که از طریق سامانه اسکادا پایش می‌شوند را تشخیص داده و آن را به عنوان آغاز رویداد خطا در نظر بگیرد. عملکرد حفاظتی به معنای قطع تجهیز در پاسخ به جریان یا شرایط غیرمجاز بوده و نقطه شروع فرآیند FLISR محسوب می‌شود.	M
۲	استفاده از نشانگر خطا و وضعیت قفل‌شدگی	سامانه باید از سیگنال‌های نشانگر خطا ^۲ و وضعیت قفل‌شدگی ریکلوزر (Lockout) برای تشخیص عبور جریان خطا و تثبیت دائمی بودن آن استفاده کند. وضعیت Lockout نشان‌دهنده عدم موفقیت عملیات وصل مجدد و دائمی بودن خطا بوده و یکی از داده‌های کلیدی برای تعیین ناحیه خطا دار است.	M
۳	تشخیص منطقی قفل‌شدگی	در صورت عدم دسترسی مستقیم به سیگنال Lockout، سامانه باید پس از سپری شدن یک زمان قابل پیکربندی و عدم موفقیت فرمان وصل، وقوع قفل‌شدگی را به صورت منطقی فرض کرده و فرآیند FLISR را ادامه دهد.	M
۴	تشخیص محدوده خطا دار	سامانه باید محدوده خطا را به صورت یک بخش شبکه بین تجهیز حفاظتی بالادست و اولین کلید یا سکشنالایزر پایین دست که جریان خطا را عبور نداده است، شناسایی کند. این تشخیص باید مبتنی بر تحلیل توپولوژی شبکه و توالی عملکرد تجهیزات باشد.	M
۵	ایزولاسیون خودکار بخش معیوب	سامانه FLISR باید بتواند با طراحی و اجرای برنامه کلیدزنی مناسب، بخش خطا دار را از شبکه سالم جدا کرده و از گسترش خاموشی و آسیب به تجهیزات جلوگیری نماید.	M
۶	بازیابی خودکار بخش‌های سالم	پس از ایزولاسیون بخش معیوب، سامانه باید از طریق کلیدهای رابط و مسیرهای تغذیه جایگزین، برق بخش‌های سالم بی‌برق شده را بازیابی نماید.	M
۷	پشتیبانی از حالت خودکار	در حالت خودکار، سامانه باید تشخیص خطا، تولید برنامه کلیدزنی و ارسال فرمان‌های اسکادا را بدون دخالت اپراتور انجام دهد. این حالت برای شبکه‌های دارای بلوغ بهره‌برداری مناسب استفاده می‌شود.	M
۸	پشتیبانی از حالت دستی	در حالت دستی، سامانه باید سناریوهای ایزولاسیون و بازیابی را پیشنهاد دهد، اما اجرای آن‌ها تنها پس از بررسی و تأیید اپراتور انجام شود.	M

^۱ Trip

^۲ Fault Indicator

<p>صفحه ۸۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	سطح الزام
۹	پشتیبانی از حالت «فقط بازیابی»	سامانه باید امکان تعریف فیدهایی را فراهم کند که وارد فرآیند FLISR نمی‌شوند، اما صرفاً به عنوان منبع تأمین بار برای بازیابی فیدهای دیگر مورد استفاده قرار می‌گیرند.	M
۱۰	غیرفعال سازی کامل FLISR	سامانه باید امکان غیرفعال سازی کامل FLISR را در سطح سامانه یا فیدر مشخص فراهم کند، به گونه‌ای که هیچ تصمیم خودکار در آن محدودده اتخاذ نشود.	M
۱۱	غیرفعال سازی به دلیل مدیریت بار	در صورت فعال شدن سیگنال مدیریت بار یا کاهش بار از سوی اسکادا یا مرکز دیسپاچینگ، سامانه باید اجرای FLISR را در کل شبکه غیرفعال کند.	R
۱۲	اعمال محدودکننده ترین حالت بهره‌برداری ^۱	وضعیت نهایی اجرای FLISR باید بر اساس محدودکننده ترین حالت بهره‌برداری بین تنظیمات سطح سامانه و سطح فیدر تعیین شود.	M
۱۳	تشخیص از دست رفتن ولتاژ	سامانه باید در صورت دریافت گزارش از دست رفتن ولتاژ از تجهیزات یا اندازه‌گیری‌ها، حتی بدون وقوع Trip مستقیم، فرآیند FLISR را آغاز کند.	M
۱۴	تشخیص خطای سطح پست فوق توزیع	در صورت تشخیص خطا در سطح پست فوق توزیع، سامانه باید اجرای FLISR را با تأخیر آغاز کند تا ابتدا وضعیت پست پایدار شود.	M
۱۵	تأخیر قابل تنظیم خطای پست فوق توزیع	مقدار پیش فرض تأخیر اجرای FLISR در خطای پست باید قابل تغییر توسط بهره‌بردار باشد.	M
۱۶	پردازش خطاهای تک فاز و چندفاز	سامانه باید قادر به تشخیص و تحلیل خطاهای تک فاز به زمین، دوفاز و سه فاز بوده و تصمیم‌گیری متناسب با نوع خطا انجام دهد.	M
۱۷	پشتیبانی از بهره‌برداری تک فاز ^۲	در صورت وجود تجهیزات قابل بهره‌برداری در سطح فاز، سامانه باید از ایزولاسیون و بازیابی تک فاز پشتیبانی کند.	R
۱۸	حالت‌های عملکرد تک فاز	سامانه باید از سه حالت عملکرد هم‌بند ^۳ ، قطع و وصل مستقل با منطق وصل قبل از قطع ^۴ ، و قطع و وصل مستقل با منطق قطع قبل از وصل ^۵ پشتیبانی کند.	R
۱۹	مدیریت عدم تعادل جریان بازگشتی	سامانه باید پیش از هرگونه موازی سازی یا بازیابی، احتمال ایجاد عدم تعادل جریان‌های بازگشتی ناشی از عملیات تک فاز را بررسی کرده و از شرایط خطرناک جلوگیری نماید.	R
۲۰	پردازش خطای زمین حساس	در خطاهای زمین حساس، سامانه باید تنها بخش پایین دست خطا را بازیابی کرده و از مانورهای گسترده اجتناب کند.	R

^۱ سامانه FLISR باید هم‌زمان Mode سراسری سامانه و Mode تعریف شده برای هر فیدر را لحاظ کرده و همواره سخت‌گیرانه ترین حالت را به عنوان Mode نهایی عملکرد انتخاب نماید. ترتیب محدودکنندگی Mode ها (از آزاد به سخت گیر): خودکار، دستی، فقط بازیابی و غیرفعال

^۲ Single-Phase Operation

^۳ کلید یا ریکلوزر فقط سه فاز با هم باز و بسته می‌شود

^۴ ابتدا فاز جدید وصل می‌شود، سپس فاز قبلی قطع می‌شود

^۵ ابتدا فاز معیوب قطع می‌شود، سپس مسیر جدید وصل می‌شود

<p>صفحه ۸۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	سطح الزام
۲۱	حذف داده‌های نامطمئن خطای زمین حساس	سامانه باید تجهیزات دارای داده‌های نامطمئن در تشخیص خطای زمین حساس را شناسایی کرده و در تصمیم‌گیری لحاظ نکند.	R
۲۲	شرایط مسدودکننده ایمنی	وجود برچسب ایمنی، حضور گروه عملیاتی در محل یا غیرفعال‌سازی فیدر باید به‌عنوان شرط مسدودکننده اجرای FLISR لحاظ شود.	M
۲۳	غیرفعال‌سازی FLISR در سطح تجهیز	سامانه باید امکان فعال یا غیرفعال‌سازی FLISR را برای هر تجهیز شبکه فراهم کند.	M
۲۴	غیرفعال‌سازی آبخاری تجهیزات	وقتی یک کلید قدرت یا Recloser غیرفعال شود، تمام تجهیزات پایین‌دست آن در همان فیدر نیز به‌طور خودکار غیرفعال می‌شوند تا از عملیات خودکار یا دستی روی تجهیزات بدون جریان جلوگیری شود.	M
۲۵	زمان‌بندی اسکن بار	FLISR باید پس از تشخیص خطا، برای جمع‌آوری اطلاعات جریان و بار واقعی تجهیزات SCADA یک تأخیر قابل پیکربندی اعمال کند تا بهترین برنامه بازیابی را بسازد.	M
۲۶	محدودیت زمان حل خودکار	حداکثر زمان مجاز برای تحلیل و حل خودکار سناریوها باید قابل تنظیم بوده و مقدار پیش‌فرض آن قابل پیکربندی باشد.	M
۲۷	محدودیت کل زمان حالت خودکار	مجموع تأخیرها و زمان حل خودکار نباید از مقدار پیش‌فرض تنظیم‌شده تجاوز کند.	M
۲۸	تلاش مجدد فرمان‌های اسکادا	در صورت عدم پاسخ یا پایان زمان مجاز فرمان‌های اسکادا، سامانه باید امکان ارسال مجدد فرمان با تعداد و فاصله زمانی قابل تنظیم داشته باشد.	R
۲۹	محدودیت زمان اجرای برنامه کلیدزنی	اجرای کامل برنامه کلیدزنی باید دارای زمان حداکثر مشخص بوده و مقدار پیش‌فرض آن قابل پیکربندی باشد.	R
۳۰	ثبت جامع رخدادها	کلیه رخدادها، خطاها، توقف‌ها، تصمیمات و وضعیت‌ها باید با زمان دقیق در سامانه ثبت وقایع ذخیره شوند.	M
۳۱	توقف فرآیند توسط اپراتور	اپراتور باید بتواند فرآیند FLISR را از طریق فهرست وظایف عملیاتی متوقف یا لغو کند.	M
۳۲	نمایش وضعیت فرآیند FLISR	وضعیت‌های تشخیص خطا ^۱ ، ایزولاسیون ^۲ ، بازیابی ^۳ ، تکمیل ^۴ و لغو ^۵ عملیات باید در فهرست وظایف عملیاتی نمایش داده شوند.	M

^۱ Detecting
^۲ Isolating
^۳ Restoring
^۴ Completed
^۵ Aborted

<p>صفحه ۸۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	سطح الزام
۳۳	گزارش جامع FLISR	سامانه باید گزارش جامع شامل داده‌های اسکادا، پیام‌ها، سناریوهای بررسی شده و نتایج بازیابی ارائه دهد.	M
۳۴	رتبه‌بندی سناریوهای بازیابی	سناریوهای بازیابی باید بر اساس معیارهایی مانند تعداد مشترکان، میزان نقض قیود و تعداد مانورها رتبه‌بندی شوند.	M
۳۵	بازیابی تک‌لایه ^۱	سامانه باید به‌صورت پیش‌فرض از بازیابی تک‌لایه و مسیرهای مستقیم تغذیه استفاده کند. ^۲	M
۳۶	بازیابی چندلایه ^۳	در صورت نیاز، سامانه باید بازیابی چندلایه و استفاده از مسیرهای غیرمستقیم را پشتیبانی کند. ^۴	R
۳۷	اولویت بازیابی هم‌پست	بازیابی از فیدرهای متعلق به همان پست باید در اولویت نخست قرار گیرد.	R
۳۸	حداقل‌سازی عملیات کلیدزنی	سامانه باید کمترین تعداد عملیات کلیدزنی را به‌عنوان هدف بهینه‌سازی در نظر بگیرد.	R
۳۹	تحلیل قیود بار و ولتاژ	تمامی سناریوها باید از نظر اضافه‌بار و محدودیت‌های ولتاژ تحلیل شوند.	M
۴۰	اجرای خودکار با نقض قابل قبول	در صورتی که نقض جدیدی بدتر از وضعیت پیش از خطا ایجاد نشود، اجرای خودکار مجاز باشد.	R
۴۱	بازیابی موازی بلوک‌ها	بلوک‌های مستقل شبکه که فاقد نقض قیود هستند باید امکان بازیابی هم‌زمان داشته باشند.	R
۴۲	یکپارچگی با تحلیل پخش بار (DPF)	ماژول FLISR باید از تحلیل پخش بار به‌عنوان موتور ارزیابی فنی سناریوها استفاده کند.	R
۴۳	بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO)	در صورت وجود ماژول بهینه‌سازی، FLISR باید بتواند برای رفع نقض‌ها از آن استفاده کند. ^۵	O
۴۴	یکپارچگی با مدیریت ترتیب سوئیچینگ (SOM)	سامانه FLISR باید قابلیت یکپارچگی با ماژول مدیریت ترتیب سوئیچینگ (SOM) را داشته باشد تا هنگام اجرای سناریوهای ایزولاسیون و بازیابی، ترتیب اجرای کلیدها و تجهیزات سوئیچینگ بهینه و ایمن باشد. این یکپارچگی کمک می‌کند تا از تعارض فرمان‌ها، ایجاد Violation یا تأخیرهای غیرضروری جلوگیری شود و بازیابی بار با سرعت و امنیت بیشتر انجام شود.	O

^۱ Single-Tier Restoration

^۲ FLISR تلاش می‌کند بار و انرژی بخش‌های غیرخطادار را با استفاده از فیدرهای مجاور مستقیم (Adjacent Feeders) و تجهیزات نزدیک به نقطه خطا بازیابی کند.

^۳ Multi-Tier Restoration

^۴ FLISR بخشی از بار را از فیدرهای دورتر یا فیدرهای پست‌های دیگر منتقل می‌کند تا تمام بخش‌های غیرخطادار بازیابی شوند.

^۵ در صورت وجود ماژول بهینه‌سازی VVO، FLISR باید بتواند برای رفع Violation از آن استفاده کند.

<p>صفحه ۸۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	سطح الزام
۴۵	تغییر به حالت دستی پس از بهینه‌سازی ^۱	در صورت اضافه شدن گام‌های بهینه‌سازی به برنامه کلیدزنی، فرآیند FLISR باید از حالت خودکار به حالت دستی تغییر وضعیت دهد.	O
۴۶	الگوریتم‌های پیشرفته FLISR	سامانه FLISR باید از مجموعه‌ای از الگوریتم‌های تحلیلی پیشرفته شامل روش‌های بهینه‌سازی ریاضی، قواعد تصمیم‌گیری، و در صورت نیاز تکنیک‌های مبتنی بر یادگیری ماشین برای خودکارسازی فرآیندهای تشخیص خطا، مکان‌یابی، جداسازی و بازیابی استفاده نماید. این الگوریتم‌ها باید کل چرخه تصمیم‌گیری FLISR را به صورت منسجم پشتیبانی کنند.	R
۴۷	تحلیل آماری داده‌ها در تشخیص خطا	سامانه باید قادر به تحلیل آماری داده‌های تله‌متری بلادرنگ جهت شناسایی انحرافات غیرعادی از رفتار نرمال شبکه باشد که می‌توانند نشانه وقوع خطا باشند.	M
۴۸	استفاده از یادگیری ماشین در تشخیص الگوهای خطا	سامانه باید امکان به کارگیری طبقه‌بندها و مدل‌های یادگیری ماشین را برای شناسایی الگوهای تکرارشونده خطا و کاهش خطاهای تشخیص نادرست ^۲ فراهم نماید.	R
۴۹	استدلال معنایی و اعتبارسنجی چندمنبعی	سامانه باید با ترکیب داده‌های حاصل از چند منبع مستقل (SCADA، IEDها، نشانگرهای خطا، حفاظت‌ها) و استفاده از منطق استنتاجی، بین خطاهای واقعی و داده‌های ناقص یا متناقض تمایز قائل شود.	M
۵۰	تخمین پیشرفته مکان خطا	سامانه باید از داده‌های تجهیزات الکترونیکی هوشمند (IED)، نشانگرهای خطا (FPI)، و الگوریتم‌های مبتنی بر امپدانس یا زمان عبور موج برای تخمین فاصله و موقعیت خطا استفاده نماید.	R
۵۱	پردازش توپولوژی در مکان‌یابی	الگوریتم‌های مکان‌یابی خطا باید با مدل اتصال و توپولوژی شبکه تلفیق شده و موقعیت تخمینی خطا را در قالب ساختار توپولوژیک شبکه محاسبه کنند.	M
۵۲	جستجوی گرافی برای جداسازی خطا	سامانه باید از الگوریتم‌های جستجوی گراف روی مدل شبکه برای ردیابی مسیرهای تغذیه ناپایدار و تعیین نقاط بهینه جداسازی خطا استفاده نماید.	M
۵۳	حفظ شعاعی بودن شبکه در بازیابی	الگوریتم‌های بازیابی باید تضمین نمایند که توپولوژی شبکه در تمامی مراحل بازیابی، شعاعی (Radial) باقی بماند و از ایجاد حلقه ناخواسته جلوگیری شود.	M
۵۴	بهینه‌سازی فرآیند بازیابی خدمات	سامانه باید از الگوریتم‌های بهینه‌سازی برای بهینه‌سازی تعداد مشترکان بازیابی شده و همزمان کمینه‌سازی اضافه‌بار تجهیزات و افت ولتاژ استفاده کند.	M
۵۵	فرمول‌بندی ریاضی مسئله بازیابی	مسئله بازیابی خدمات باید به صورت مدل‌های ریاضی شامل برنامه‌ریزی خطی یا ترکیبی با قیود فنی، حفاظتی و بهره‌برداری فرموله شود.	O

^۱ این مکانیزم فقط وقتی فعال می‌شود که Optimization Steps به Switching Plan اضافه شوند. اگر Optimization تاثیری نداشته باشد، FLISR می‌تواند همچنان خودکار اجرا شود.

^۲ False Positive

<p>صفحه ۸۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	سطح الزام
۵۶	تعامل با تجهیزات کنترل‌پذیر	سامانه باید امکان ارسال فرمان و دریافت وضعیت تجهیزات کنترل‌پذیر شبکه از جمله کلیدها، ریکلوزرها و سکسیونرهای موتوردار را از طریق SCADA داشته باشد.	M
۵۷	پردازش رویدادهای بلادرنگ	سامانه باید مجهز به موتور پردازش رویداد بلادرنگ برای تشخیص سریع خطاها، تغییر وضعیت تجهیزات و تحولات عملیاتی شبکه باشد.	M
۵۸	مدل‌سازی توپولوژی سبک و سریع	مدل توپولوژی شبکه باید به‌گونه‌ای طراحی شود که پردازش سریع، تحلیل آنی و تصمیم‌گیری بلادرنگ FLISR را پشتیبانی نماید.	M
۵۹	آگاهی از وضعیت شبکه مخابراتی	سامانه باید وضعیت دسترس‌پذیری، تأخیر و قابلیت اطمینان شبکه‌های ارتباطی را در فرآیند تصمیم‌گیری FLISR لحاظ نماید.	M
۶۰	ثبت و نگهداری داده‌های تصمیم‌گیری	تمامی داده‌ها، پارامترها و منطق تصمیم‌گیری مورد استفاده در فرآیند FLISR باید ثبت، ذخیره و قابل رهگیری و بازیابی باشند.	M
۶۱	محیط اسکریپت‌نویسی و داشبورد	سامانه باید محیطی برای اسکریپت‌نویسی، تحلیل، پایش عملکرد و طراحی داشبوردهای حرفه‌ای در اختیار بهره‌بردار قرار دهد.	M
۶۲	گردش کار تأیید اپراتور	سامانه باید گردش کار مشخصی برای ارائه برنامه‌های سوئیچینگ تولیدشده به اپراتور جهت بررسی، شبیه‌سازی و تأیید نهایی فراهم نماید.	M
۶۳	آگاهی بلادرنگ از وضعیت DER	سامانه باید اطلاعات وضعیت اتصال، ظرفیت در دسترس و محدودیت‌های منابع تولید پراکنده را به‌صورت بلادرنگ دریافت و در تصمیم‌گیری لحاظ کند.	M
۶۴	تحلیل و پایش عملکرد FLISR	سامانه باید ابزارهای گزارش‌دهی و تحلیل عملکرد شامل زمان بازیابی، تعداد عملیات سوئیچینگ و اثر بر شاخص‌های قابلیت اطمینان را فراهم کند.	M
۶۵	استفاده از داده‌های هواشناسی	سامانه باید امکان استفاده از داده‌های هواشناسی و پیش‌بینی شرایط محیطی برای بهبود تصمیم‌گیری و مدیریت شرایط بحرانی را داشته باشد.	O
۶۶	یکپارچگی با DERMS	سامانه FLISR باید قابلیت تبادل داده با سامانه مدیریت منابع انرژی توزیعی جهت برآورد ظرفیت و مشارکت DERها را داشته باشد.	O
۶۷	یکپارچگی با سامانه‌های نگهداری	سامانه باید با سامانه‌های مدیریت نگهداری و تعمیرات جهت آگاهی از محدودیت‌های عملیاتی ناشی از تعمیرات برنامه‌ریزی‌شده یکپارچه شود.	O
۶۸	تحلیل پیشرفته و پیش‌بینی خطا	سامانه باید امکان استفاده از تحلیل پیشرفته و مدل‌های پیش‌بینی برای کاهش وقوع خطا و بهبود عملکرد FLISR را فراهم کند.	O
۶۹	زیرساخت محاسباتی مقیاس‌پذیر	زیرساخت محاسباتی سامانه FLISR باید مقیاس‌پذیر، انعطاف‌پذیر و مناسب اجرای الگوریتم‌های بهینه‌سازی و تحلیل سنگین باشد.	M
۷۰	امنیت سایبری FLISR	سامانه باید تدابیر امنیت سایبری شامل کنترل دسترسی، حفاظت ارتباطات، ثبت رخداد و تشخیص رفتارهای غیرعادی را پیاده‌سازی کند.	M

<p>صفحه ۸۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	سطح الزام
۷۱	استفاده از DER در بازیابی خدمات	سامانه باید امکان بهره‌گیری از منابع تولید پراکنده به‌عنوان میکروشبکه‌های موقت در زمان قطعی را فراهم نماید.	O
۷۲	انطباق با IEEE ۱۶۱۳	الزامات زیرساختی سامانه DMS	M
۷۳	انطباق با IEEE ۲۰۳۰.۷	در صورت مشارکت منابع تولید پراکنده در فرآیند بازیابی سرویس، تعامل کنترلی FLISR با سامانه DERMS باید مطابق چارچوب IEEE ۲۰۳۰.۷ انجام شود.	M
۷۴	انطباق با IEC ۶۱۸۵۰	قابلیت تبادل اطلاعات با تجهیزات میدانی از طریق بسترهای مبتنی بر استاندارد ۶۱۸۵۰ IEC (به‌صورت مستقیم یا از طریق لایه SCADA)	M
۷۵	ارتباطات بلادرنگ کم‌تأخیر	سامانه باید از ارتباطات داده‌ای بلادرنگ با تأخیر کم برای پشتیبانی از تصمیم‌گیری و کنترل سریع FLISR برخوردار باشد.	M
۷۶	دسترس‌پذیری بالا و افزونگی	معماری سامانه FLISR باید دارای افزونگی سخت‌افزاری و نرم‌افزاری برای تضمین دسترس‌پذیری بالا باشد.	M
۷۷	آرشیو داده‌های عملیاتی	داده‌های عملیاتی FLISR باید آرشیو شده و برای تحلیل‌های آتی و توسعه الگوریتم‌های پیش‌بینی قابل استفاده باشند.	M

جدول ۵۳- پیش‌نیازهای مازول مکان یابی خطا، ایزوله سازی خطا و بازیابی سرویس

ردیف	شرح پیش‌نیاز	توضیحات کامل پیش‌نیاز	سطح الزام
۱	مدل توپولوژی دقیق شبکه توزیع	وجود مدل توپولوژی به‌روز، دقیق و قابل تحلیل شامل فیدرها، کلیدها، سکشن‌ها، Tie Switchها، پست‌ها و ارتباطات آن‌ها الزامی است. FLISR کاملاً مبتنی بر تحلیل توپولوژی عمل می‌کند و بدون مدل اتصال صحیح، امکان تشخیص ناحیه خطا، جداسازی و بازیابی وجود ندارد.	M
۲	یکپارچگی GIS با DMS	اطلاعات مکانی و اتصال تجهیزات باید از طریق GIS به DMS منتقل شده و همگام باشد تا مدل شبکه معتبر باقی بماند. عدم همخوانی GIS و DMS یکی از دلایل اصلی شکست FLISR است.	M
۳	سامانه SCADA عملیاتی و پایدار	وجود SCADA فعال با قابلیت دریافت اندازه‌گیری‌ها، وضعیت کلیدها و ارسال فرمان‌های کنترلی پیش‌نیاز قطعی FLISR است. FLISR بدون SCADA صرفاً به یک ابزار تحلیلی تبدیل می‌شود.	M

<p>صفحه ۸۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح پیش نیاز	توضیحات کامل پیش نیاز	سطح الزام
۴	مانیتورینگ بلادرنج کلیدهای قدرت و ریکلوزر	کلیدهای قدرت و ریکلوزرها باید از طریق SCADA مانیتور شده و وضعیت Trip، Close، Lockout و اندازه‌گیری‌های جریان و ولتاژ آن‌ها در دسترس باشد.	M
۵	قابلیت ارسال فرمان کنترلی از راه دور	تجهیزات کلیدزنی باید قابلیت Remote Control داشته باشند تا Switching Plan تولیدشده توسط FLISR قابل اجرا باشد.	M
۶	وجود تجهیزات کلیدزنی SCADA در فیدر	وجود سکشنالایزرها، Recloserها و Tie Switch های قابل کنترل از راه دور در فیدرها برای اجرای عملی FLISR ضروری است.	M
۷	Fault Indicator و اطلاعات خطا	وجود نشانگرهای خطا (FI / FPI) یا داده‌های معادل از IEDها برای افزایش دقت تشخیص و مکان‌یابی خطا لازم است.	R
۸	مدل حفاظتی شبکه	تنظیمات حفاظتی شامل منحنی‌ها، سطوح Trip، ترتیب عملکرد تجهیزات و نواحی حفاظت باید در DMS مدل‌سازی شده باشد تا تصمیمات FLISR با منطق حفاظتی همخوانی داشته باشد.	M
۹	اطلاعات وضعیت بار فیدرها	داده‌های بار لحظه‌ای یا شبه‌بلادرنج فیدرها و سکشن‌ها برای ارزیابی امکان بازیابی بدون اضافه‌بار ضروری است.	M
۱۰	موتور تحلیل Power Flow	وجود ماژول جریان توان برای تحلیل سناریوهای ایزولاسیون و بازیابی، بررسی اضافه‌بار و افت ولتاژ پیش‌نیاز عملکرد ایمن FLISR است.	R
۱۱	مدل قیود ولتاژ و جریان	حدود مجاز ولتاژ، جریان، ظرفیت تجهیزات و خطوط باید به‌صورت پارامتریک در سامانه تعریف شده باشد.	M
۱۲	پشتیبانی از وضعیت‌های عملیاتی تجهیزات	اطلاعاتی مانند Enable/Disable بودن FLISR در سطح تجهیز، وضعیت تعمیراتی، Safety Tag و On-Site Crew باید قابل ثبت و تحلیل باشد.	M
۱۴	همگام‌سازی وضعیت توپولوژی با OMS	توپولوژی به‌روزشده پس از عملیات FLISR باید به OMS منتقل شود تا مغایرت اطلاعاتی ایجاد نشود.	R
۱۵	سیستم یکپارچه مدیریت قطعی (OMS)	سامانه باید با OMS برای تبادل داده‌ها در مورد قطعی‌ها، تماس‌ها و اطلاع‌رسانی به مشتریان یکپارچه باشد. FLISR وضعیت ایزولاسیون و بازیابی را به OMS ارسال می‌کند. در مواقعی که FLISR پیشنهاد سوئیچینگ می‌دهد اما قابلیت کنترل از راه دور وجود ندارد، OMS باید مدیریت عملیات دستی و هماهنگی با اکیپ‌ها را انجام دهد تا اجرای برنامه ایزولاسیون و بازیابی تضمین شود.	M
۱۶	محاسبات با عملکرد عالی	الگوریتم‌های FLISR نیازمند قدرت پردازش بالا، مقیاس‌پذیری و انعطاف‌پذیری منابع محاسباتی (مکانیزم محلی یا ابر) هستند. همچنین شتاب‌دهنده‌های GPU/TPU برای شبیه‌سازی و الگوریتم‌های یادگیری ماشین مورد نیاز است.	M

صفحه ۸۹ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

ردیف	شرح پیش نیاز	توضیحات کامل پیش نیاز	سطح الزام
۱۷	مدیریت وضعیت منابع تولید پراکنده	در شبکه‌هایی با DG / DER، وضعیت اتصال، ظرفیت و محدودیت‌های آن‌ها باید به صورت بلادرنگ در دسترس FLISR باشد.	R
۱۸	سیاست‌ها و پارامترهای بهره‌برداری ^۱	تعریف سیاست‌هایی مانند حالت‌های خودکار یا دستی ^۲ ، حالت بازیابی تنها ^۳ ، اولویت فیدرها ^۴ ، اصل حداقل‌گیری سطح فعال ^۵ و تاخیرهای عملیاتی ^۶ ضروری است.	M
۱۹	موتور پردازش رویداد بلادرنگ	برای تشخیص سریع Loss of Voltage، Trip و تغییرات وضعیت شبکه، وجود موتور Event Processing توصیه می‌شود.	R
۲۰	زیرساخت ارتباطی پایدار و کم تاخیر	شبکه مخابراتی باید از تأخیر کم، قابلیت اطمینان بالا و پایداری مناسب برای فرمان‌های کنترلی برخوردار باشد.	M
۲۱	امنیت سایبری زیرساخت	حفاظت از ارتباطات، سرورها، فرمان‌های کنترلی و داده‌ها مطابق سیاست‌های امنیتی پیش نیاز اجرای FLISR است.	M

جدول ۵۴- ورودی‌های ماژول مکان یابی خطا، ایزوله سازی خطا و بازیابی سرویس

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	مبدأ ورودی	سطح الزام
۱	جریان و ولتاژ لحظه‌ای فیدر	اندازه‌گیری جریان و ولتاژ هر فاز برای تشخیص وقوع Fault و محاسبه شاخص‌های تشخیص خطا	تجهیزات میدانی و SCADA	M
۲	وضعیت کلیدها و ریکلوزرها	وضعیت باز/بسته یا Lockout تجهیزات حفاظتی و کلیدهای خودکار	SCADA / DAS	M
۳	Fault Indicator	پرچم‌ها و نشانگرهای خطا برای تعیین ناحیه خطا	SCADA	M
۴	داده‌های Lockout	سیگنال‌های Lockout برای شناسایی عدم موفقیت Reclosing	تجهیزات حفاظتی / SCADA	M

^۱ این بند یک پیش‌نیاز عملیاتی و پیکربندی است، نه زیرساخت فیزیکی یا نرم‌افزاری

^۲ Auto/Manual Mode

^۳ Restore Only Mode

^۴ Feeder Priority

^۵ Most Restrictive Mode

^۶ Operational Delays

صفحه ۹۰ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	مبدأ ورودی	سطح الزام
۵	اطلاعات توپولوژی شبکه	مدل اتصال فیدرها، ترانسفورماتورها، سکشنالایزرها و مسیرهای تغذیه	DTP / GIS	M
۶	داده‌های بار لحظه‌ای	جریان بار، توان اکتیو و راکتیو برای تحلیل Violation و محدودیت‌های ولتاژ	SCADA / DSE	M
۷	مشخصات تجهیزات حفاظتی	زمان‌بندی، تنظیمات Pick-Up و Curve تجهیزات حفاظتی	DMS / Data Repository	M
۸	وضعیت فیدرها و Tie Switchها	اطلاعات اتصال، قابلیت بازیابی و مسیرهای جایگزین	SCADA / DTP	M
۹	اطلاعات پست فوق توزیع و توزیع	ولتاژ باس، جریان و وضعیت ترانسفورماتورها و CBها	SCADA	M
۱۰	داده‌های SEF ^۱	خطاهای زمین حساس برای تصمیم‌گیری در بازیابی محدود	SCADA	R
۱۱	پارامترهای Load Shed	سیگنال کاهش بار و وضعیت اضطراری شبکه	Load Shedding / EMS	R
۱۲	شرایط مسدودکننده ایمنی	FLISR Feeder، Crew On-Site، Safety Tag Disable	OMS / SCADA	M
۱۳	اطلاعات منابع تولید پراکنده (DER)	وضعیت اتصال، ظرفیت و محدودیت DER برای سناریوهای بازیابی	DERMS / SCADA	O
۱۴	داده‌های هواشناسی	پیش‌بینی شرایط محیطی که بر خطاهای شبکه تأثیر می‌گذارد	Weather Service / External Data	O
۱۵	وضعیت سیستم در لحظه پیش از خطا	جریان، ولتاژ، توان و وضعیت تجهیزات برای تحلیل سناریو	SCADA / DPF / DSE	R
۱۶	پارامترهای تنظیمات عملیات	تأخیرها، اولویت‌ها، حالت Auto/Manual، Restore Only و Most Restrictive Mode	DMS / FLISR Configuration	M
۱۷	مدل‌سازی توپولوژی دینامیک	مدل به‌روز شده شبکه برای شبیه‌سازی سناریوها	DTP / DMS / GIS	M
۱۸	داده‌های OMS	اطلاعات تماس مشترکین و مناطق قطعی برای هماهنگی بازیابی	OMS	R
۱۹	داده‌های CIS	اطلاعات مشترکین و پیام‌رسانی وضعیت بازیابی	CIS	O
۲۰	داده‌های تاریخچه خطا	رکوردهای خطاهای گذشته برای تحلیل الگو و پیش‌بینی	Historian / Event Log	R

^۱ Sensitive Earth Fault

<p>صفحه ۹۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	مبدأ ورودی	سطح الزام
۲۱	داده‌های جریان توان واقعی	جریان اکتیو و راکتیو لحظه‌ای برای تحلیل بار و جلوگیری از Violation	SCADA / DSE	R
۲۲	پارامترهای حفاظتی و امنیتی	تنظیمات حفاظتی، قوانین ایمنی و interlockها	DMS / FLISR Configuration	M
۲۳	وضعیت ارتباطات شبکه	قابلیت اطمینان و تاخیر شبکه‌های ارتباطی برای زمان‌بندی FLISR	Network Monitoring / SCADA	R
۲۴	اطلاعات DERMS و VVO	ظرفیت تولید پراکنده و بهینه‌سازی Volt/Var	DERMS / VVO	O
۲۵	داده‌های Power Flow	جریان‌ها، ولتاژها و وضعیت توپولوژی برای شبیه‌سازی و اعتبارسنجی سناریو	Power Flow Engine / DMS	R

جدول ۵۵- خروجی‌های ماژول مکان یابی خطا، ایزوله سازی خطا و بازیابی سرویس

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	موقعیت تخمینی خطا	محل احتمالی وقوع خطا بر اساس تحلیل داده‌های حفاظتی، توپولوژی و اندازه‌گیری‌ها، شامل بازه بین دو تجهیز یا تجهیز مشخص	HMI ^۱ , OMS, DTP	M
۲	محدوده ایزوله شده خطا	بخش شبکه که برای ایمنی و جلوگیری از گسترش خطا از مدار خارج شده است	OMS, DTP	M
۳	فهرست تجهیزات قطع شده	لیست کلیدها، سکسیونرها، ریکلوزرها و فیوزهایی که در فرآیند ایزوله سازی باز شده‌اند	HMI, SOM, DTP	M
۴	برنامه پیشنهادی سوئیچینگ	توالی پیشنهادی عملیات کلیدزنی برای ایزوله سازی و بازیابی، شامل ترتیب، منطق و وابستگی‌ها	SOM	M
۵	برنامه سوئیچینگ تأیید شده	نسخه نهایی برنامه سوئیچینگ پس از اعتبارسنجی فنی و ایمنی	HMI, SOM	M
۶	دستورات کنترلی اجرا شده	فرمان‌های ارسال شده به تجهیزات میدانی برای باز و بسته کردن کلیدها	SCADA	M
۷	وضعیت اجرای عملیات	وضعیت جاری فرآیند FLISR (در حال تشخیص، ایزوله سازی، بازیابی، تکمیل یا لغو)	OMS, HMI	M

^۱ نمایش به اپراتور

<p>صفحه ۹۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۸	توپولوژی به‌روزشده شبکه	مدل نهایی اتصال شبکه پس از انجام عملیات سوئیچینگ	DTP	M
۹	وضعیت نهایی فیدرها و Tie Switchها	وضعیت انرژی‌دهی، مسیرهای جایگزین و قابلیت مانور فیدرها	DPF, VVO, DTP	M
۱۰	نتایج تحلیل بار پس از بازیابی پس اعمال FLISR	بررسی اضافه‌بار، افت ولتاژ و نقض قیود فنی پس از اعمال توپولوژی جدید	VVO, DPF	M
۱۱	نتایج تخمین حالت شبکه پس از اعمال FLISR	وضعیت واقعی ولتاژ، جریان و توان شبکه پس از بازیابی و اعمال توپولوژی جدید، بر اساس داده‌های اندازه‌گیری SCADA، توپولوژی شبکه و مدل‌سازی حالت شبکه	DSE	M
۱۲	برنامه مدیریت ترتیب سوئیچینگ	توالی و ترتیب اجرای عملیات کلیدزنی پیشنهادی توسط FLISR که برای SOM ارسال می‌شود تا ترتیب دقیق سوئیچینگ و اجرای برنامه‌های ایزوله‌سازی و بازیابی را مدیریت کند.	SOM	M
۱۳	هشدارهای بهره‌برداری	هشدارهای مرتبط با اضافه‌بار، ولتاژ غیرمجاز یا محدودیت بهره‌برداری	HMI	M
۱۴	وضعیت مشترکان بازیابی‌شده	تعداد و لیست مشترکانی که برق آن‌ها بازیابی شده است	CIS, OMS	M
۱۵	وضعیت مشترکان باقی‌مانده در قطعی	مشترکانی که به دلایل فنی یا محدودیت شبکه هنوز در قطعی هستند	OMS	M
۱۶	زمان تخمینی بازیابی (ETR)	برآورد زمان تکمیل بازیابی برای مشترکان باقی‌مانده	CIS, OMS	R
۱۷	وضعیت منابع تولید پراکنده	اتصال یا عدم اتصال DERها و نقش آن‌ها در بازیابی سرویس	DPF, DERMS	R
۱۸	محدودیت‌های اعمال‌شده بهره‌برداری	قیود موقت مانند محدودیت بارگیری فیدر یا ممنوعیت مانور خاص	SOM, DPF	R
۱۹	ثبت رخدادها و لاگ تصمیم‌گیری	کلیه داده‌ها، تصمیمات و مراحل طی‌شده در فرآیند FLISR	Historian	M
۲۰	داده‌های عملکردی FLISR	شاخص‌هایی مانند زمان تشخیص، زمان ایزوله‌سازی، زمان بازیابی و تعداد عملیات	Reporting / BI	R
۲۱	سوئیچینگ دستی پیشنهادی	سفارشات سوئیچینگ دستی پیشنهادی ارسال شده برای هر بخش که به‌طور خودکار قابل بازیابی نبوده است.	DTP, OMS	M
۲۲	پیشنهادهای بهبود و تنظیم پارامتر	خروجی‌های تحلیلی جهت بهینه‌سازی تنظیمات FLISR در آینده	Engineering Tools / BI	O

<p>صفحه ۹۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

۹-۷- مدیریت توالی کلیدزنی (SOM)^۱

ماژول مدیریت دستورهای کلیدزنی (SOM) یکی از اجزای حیاتی سامانه مدیریت شبکه توزیع (DMS) است که نقش کلیدی در افزایش ایمنی، قابلیت اطمینان و بهینه‌سازی بهره‌برداری شبکه برق دارد. در شبکه‌های توزیع، انجام عملیات کلیدزنی به منظور ایزوله‌سازی تجهیزات، بازیابی بار، کاهش اضافه‌بار فیدرها و رفع نقض‌های حفاظتی، فرآیندی پیچیده و حساس است. اجرای دستی این گام‌ها به دلیل پیچیدگی توپولوژی شبکه، تنوع تجهیزات و محدودیت‌های حفاظتی، می‌تواند ریسک خطا و تأخیر را افزایش دهد. ماژول SOM با ارائه ابزارهای اتوماسیون و پشتیبانی تصمیم‌گیری هوشمند، امکان تولید گام‌های کلیدزنی بهینه و ایمن را فراهم می‌کند و بهره‌برداری مطمئن‌تر از شبکه را تضمین می‌نماید.

هدف اصلی این ماژول، تولید و مدیریت دستورهای کلیدزنی بهینه و قابل اجرا در شبکه توزیع است. SOM با بهره‌گیری از الگوریتم‌های هوشمند و تحلیل جریان و بار شبکه، قادر است عملیات ایزوله‌سازی و بی‌برق‌سازی تجهیزات آسیب‌دیده یا تحت تعمیر، بازگردانی سرویس به مناطق بی‌برق، کاهش اضافه‌بار فیدرها و شناسایی نقض‌های حفاظتی و ولتاژی را با کمترین تأثیر بر دیگر بخش‌های شبکه انجام دهد. علاوه بر این، ماژول SOM امکان ایجاد، ذخیره و استفاده مجدد از طرح‌های پیشنهادی کلیدزنی را نیز فراهم می‌کند تا اپراتور بتواند طرح‌های بهینه را با توجه به شرایط شبکه مقایسه و اجرا نماید.

روش عملکرد ماژول SOM بر اساس تحلیل جریان و ولتاژ شبکه با استفاده از موتورهای Power Flow و KVA Engine طراحی شده است.^۲ فرآیند تولید گام‌ها به صورت مرحله‌به‌مرحله^۳ انجام می‌شود و شامل انتخاب سناریوی کلیدزنی، شناسایی تجهیزات هدف، رتبه‌بندی کلیدهای ارتباطی فیدرها^۴، محاسبه اثر گام‌ها بر جریان، ولتاژ و ظرفیت تجهیزات، تولید چند طرح پیشنهادی و در نهایت درج یا الحاق گام‌ها در برگه کلیدزنی است. این فرآیند امکان تصمیم‌گیری ایمن و بهینه را برای اپراتورها فراهم می‌کند و باعث کاهش ریسک خطاهای عملیاتی می‌شود. استفاده از ماژول SOM تأثیر قابل توجهی بر بهره‌برداری شبکه دارد. این ماژول باعث افزایش ایمنی و کاهش

^۱ Switching Order Management

^۲ سیستم باید امکان انتخاب بین تحلیل دقیق جریان و ولتاژ شبکه (Power Flow) و تحلیل تقریبی مبتنی بر kVA را داشته باشد. انتخاب روش باید بر اساس نیاز به دقت، سرعت تولید گام‌ها و شرایط شبکه انجام شود تا اثر گام‌های کلیدزنی بر اضافه‌بار، ولتاژ و ظرفیت تجهیزات شبکه ارزیابی شود.

^۳ Wizard

^۴ Tie Switch

صفحه ۹۴ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

خطاهای انسانی در عملیات کلیدزنی، کاهش مدت زمان خاموشی، بهینه‌سازی تأمین برق مشتریان، افزایش پایداری ولتاژ و جریان و بهبود هماهنگی بین عملیات کلیدزنی، مدیریت بار و حفاظت شبکه می‌شود. با بهره‌گیری از الگوریتم‌های هوشمند و تحلیل دقیق جریان شبکه، SOM پیش‌نیاز اصلی تولید و اجرای دستورهای کلیدزنی استاندارد، بهینه و قابل اطمینان در شبکه توزیع برق محسوب می‌شود.

جدول ۵۶- الزامات ماژول مدیریت توالی کلیدزنی

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	پشتیبانی از تولید هوشمند دستورهای کلیدزنی	سیستم باید قابلیت تولید خودکار و هوشمند گام‌های کلیدزنی را بر اساس وضعیت شبکه، توپولوژی و اهداف بهره‌برداری در چارچوب ماژول مدیریت دستورهای کلیدزنی فراهم کند.	M
۲	پشتیبانی از سناریوهای پایه کلیدزنی هوشمند	سیستم باید حداقل دو سناریوی اصلی را پشتیبانی کند: ایزوله‌سازی و بی‌برق‌سازی تجهیزات و بازگردانی برق تجهیزات بی‌برق با حداقل میزان بار قطع‌شده.	M
۳	سناریوی ایزوله‌سازی تجهیزات	سیستم باید قادر باشد دستورهای کلیدزنی بهینه برای ایزوله کامل یک یا چند تجهیز را تولید کرده و میزان بار قطع‌شده ناشی از آن را محاسبه و نمایش دهد.	M
۴	سناریوی ایزوله‌سازی و بازگردانی بار	سیستم باید امکان ایزوله‌سازی تجهیز معیوب و بازگردانی برق بخش‌های پایین‌دست (و در صورت بی‌برق بودن تجهیز، بخش‌های بالادست) را فراهم کند.	M
۵	سناریوی بازگردانی بار	سیستم باید امکان تولید طرح‌های پیشنهادی برای بازگردانی حداکثری بار در خاموشی‌های برنامه‌ریزی‌شده یا ناخواسته را فراهم کند.	M
۶	سناریوی کاهش بارگذاری فیدر	سیستم باید قادر باشد در شرایط اضافه‌بار فیدر، با انتقال بار به فیدرها یا منابع مجاور، دستورهای کلیدزنی بهینه جهت کاهش بارگذاری تولید کند.	M
۷	سناریوی رفع اضافه‌بار و مشکلات ولتاژی	سیستم باید بتواند با استفاده از بازپیکربندی شبکه و در صورت وجود، منابع تولید پراکنده، نسبت به رفع اضافه‌بارها و نقض حدود مجاز ولتاژ اقدام کند.	R
۸	سناریوهای کلیدزنی در سطح پست فوق‌توزیع	سیستم باید از سناریوهای کلیدزنی در سطح پست فوق‌توزیع شامل خروج از مدار بریکرها و ترانسفورماتورهای قدرت و تغذیه جایگزین فیدرها پشتیبانی کند.	R
۹	راهبری مرحله‌به‌مرحله تولید دستور کلیدزنی	سیستم باید فرآیند تولید دستورهای کلیدزنی را به صورت مرحله‌به‌مرحله و هدایت‌شده (Wizard-محور) برای دریافت ورودی‌ها، اعمال قیود و بررسی نتایج پیاده‌سازی کند.	M
۱۰	انتخاب تجهیزات از نمای گرافیکی شبکه	کاربر باید بتواند تجهیزات مورد نظر را مستقیماً از نمای گرافیکی شبکه (Viewer) انتخاب کرده و سناریوی کلیدزنی مناسب را اجرا کند.	M

<p>صفحه ۹۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱۱	ایجاد یا تکمیل برگه دستور کلیدزنی	سیستم باید امکان ایجاد برگه دستور کلیدزنی ^۱ جدید یا الحاق گام‌های پیشنهادی به برگه موجود را فراهم کند.	M
۱۲	تحلیل و بررسی در حالت مطالعه (Study Mode)	تولید و ارزیابی طرح‌های کلیدزنی باید در حالت مطالعه و بدون اعمال تغییر در وضعیت واقعی شبکه انجام شود.	M
۱۳	محدودسازی به تجهیزات قابل کنترل از راه دور	سیستم باید امکان محدود کردن دستورهای کلیدزنی به تجهیزاتی که قابلیت کنترل از راه دور (SCADA) دارند را فراهم کند.	M
۱۴	در نظر گرفتن محدودیت‌های ایمنی و بهره‌برداری	سیستم باید تجهیزاتی که دارای محدودیت ایمنی، بهره‌برداری یا برچسب‌های منع عملیات هستند را از فرآیند تولید دستور کلیدزنی مستثنی کند.	M
۱۵	پشتیبانی از تجهیزات غیرقابل قطع زیر بار	سیستم باید در فرآیند تولید دستورهای کلیدزنی، محدودیت تجهیزات فاقد قابلیت قطع زیر بار را شناسایی کرده و در صورت نیاز، گام‌های واسط لازم برای بی‌بارسازی ایمن این تجهیزات را به‌صورت خودکار در دستور کلیدزنی لحاظ کند.	R
۱۶	بهره‌گیری از منابع تولید پراکنده	سیستم باید در صورت وجود منابع تولید پراکنده قابل کنترل، امکان استفاده از آن‌ها را برای تحقق اهداف کلیدزنی فراهم کند.	R
۱۷	کاهش/حذف بار ^۲ در شرایط اضافه‌بار یا محدودیت توان شبکه	سیستم باید در شرایط اضافه‌بار یا محدودیت‌های توان شبکه، امکان قطع بار به صورت کنترل‌شده و برنامه‌ریزی‌شده را برای بخش‌هایی از شبکه فراهم کند، به‌گونه‌ای که تجهیزات شبکه و پایداری و لثاژ حفظ شود و پس از رفع اضافه‌بار، امکان بازگرداندن بار فراهم باشد.	R
۱۸	لحاظ نمودن پدیده افزایش بار پس از وصل مجدد	سیستم باید اثر افزایش بار پس از وصل مجدد ^۳ (Cold Load Pickup) را در سناریوهای بازگردانی بار لحاظ کند.	R
۱۹	ارزیابی کفایت حفاظت شبکه	سیستم باید توانایی شناسایی نقض‌های حفاظتی ^۴ و تجهیزاتی بدون حفاظت مناسب (Unprotected Devices) را داشته باشد و برای هر گام کلیدزنی، اثر آن بر پوشش حفاظتی شبکه را ارزیابی و گزارش کند.	R

^۱ در شبکه‌های توزیع، برگه کلیدزنی (Switching Sheet) سند رسمی است که گام‌های عملیاتی کلیدزنی را برای اپراتورها ثبت و مستند می‌کند. هر گام، عملیاتی مشخص روی یک تجهیز (کلید، بریکر، ترانسفورماتور و...) است و شامل اطلاعات لازم برای ایمنی و هماهنگی عملیات می‌شود.

^۲ Load Shedding

^۳ وقتی یک فیدر یا بخش شبکه برای مدتی بی‌برق شده (خاموشی برنامه‌ریزی‌شده یا ناخواسته) و سپس برق آن دوباره وصل می‌شود مصرف‌کنندگان در لحظه اول، معمولاً بیش از مقدار معمول بار لحظه‌ای شبکه انرژی می‌کشند و سبب افزایش ناگهانی جریان و بار پس از وصل مجدد می‌شود.

^۴ اگر یک تجهیز حفاظتی نتواند همه بار یا تجهیزات پایین‌دست را در شرایط خطا محافظت کند، نقض حفاظتی (Protection Reach) رخ می‌دهد.

<p>صفحه ۹۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۲۰	استفاده از موتور تحلیل جریان شبکه (DPF) و روش مبتنی بر Kva	سیستم SOM باید قابلیت استفاده از موتور تحلیل جریان شبکه (DPF) را داشته باشد و بتواند از روش تحلیل مبتنی بر kVA یا Power Flow بر اساس نیاز سناریو استفاده کند تا اثر گام‌های کلیدزنی بر جریان، ولتاژ، اضافه بار و ظرفیت تجهیزات شبکه به درستی ارزیابی شود.	R
۲۱	اولویت‌بندی نقاط اتصال بین فیدرها ^۱	سیستم باید کلیدهای ارتباطی مجاور فیدر را شناسایی و بر اساس شاخص‌هایی مانند ولتاژ، فاصله و ظرفیت رتبه‌بندی کند تا بهترین مسیرهای انتقال بار و بازیابی برق انتخاب شوند.	M
۲۲	تولید و مقایسه چند طرح کلیدزنی	سیستم باید امکان تولید چندین طرح پیشنهادی کلیدزنی و مقایسه آن‌ها را برای انتخاب بهترین گزینه فراهم کند.	M
۲۳	نمایش شاخص‌های اثرگذاری طرح	هر طرح کلیدزنی باید شامل اطلاعاتی مانند تعداد گام‌ها، فیدرهای متاثر، تجهیزات درگیر، تعداد مشترکان متاثر و منابع تولید متاثر باشد.	M
۲۴	مقایسه وضعیت شبکه قبل و بعد از اجرا	سیستم باید وضعیت شبکه و شاخص‌های بهره‌برداری را قبل و بعد از اجرای هر طرح کلیدزنی نمایش دهد.	M
۲۵	نمایش جزئیات گام‌های کلیدزنی	سیستم باید جزئیات هر گام کلیدزنی و اثر آن بر شبکه، بار و منابع تولید را به صورت شفاف نمایش دهد.	M
۲۶	خلاصه و تأیید نهایی طرح کلیدزنی	سیستم باید خلاصه‌ای از طرح منتخب ارائه داده و امکان تأیید و درج نهایی آن در برگه دستور کلیدزنی را فراهم کند.	M
۲۷	ذخیره و بازیابی طرح‌های کلیدزنی هوشمند	سیستم باید امکان ذخیره، مشاهده و استفاده مجدد از طرح‌های کلیدزنی تولیدشده در گذشته را فراهم کند.	R
۲۸	تحلیل انتقال کامل بار فیدر	سیستم باید امکان تحلیل سناریوی انتقال کامل بار یک فیدر به فیدرهای مجاور را به منظور بررسی قابلیت مانورپذیری شبکه فراهم کند.	R
۲۹	اجرای دوره‌ای تحلیل مانورپذیری فیدرها	تحلیل انتقال کامل بار فیدرها باید قابلیت اجرا به صورت دوره‌ای بر روی مدل پایه شبکه را داشته باشد.	O
۳۰	تولید دستور کلیدزنی از نتایج تحلیل فیدر	سیستم باید امکان ایجاد یا تکمیل برگه دستور کلیدزنی بر اساس نتایج تحلیل‌های مانورپذیری فیدرها را فراهم کند.	R

^۱ Tie Switch

<p>صفحه ۹۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

۹-۷-۱- پیش‌نیازهای ماژول مدیریت توالی کلیدزنی

استقرار و بهره‌برداری مؤثر از ماژول SOM مستلزم فراهم بودن برخی زیرساخت‌ها و قابلیت‌های پایه در سامانه مدیریت توزیع (DMS) است. در رأس این پیش‌نیازها، وجود سامانه مدیریت عملیات کلیدزنی (WSM)^۱ به‌عنوان بستر اجرایی و عملیاتی فرآیندهای کلیدزنی شبکه توزیع، الزامی است. قابلیت‌های WSM چارچوبی یکپارچه برای ایجاد، مدیریت و اجرای برگه‌های^۲ دستور کلیدزنی و اسناد ایمنی^۳ فراهم می‌کنند و امکان برنامه‌ریزی، کنترل، مستندسازی و اجرای ایمن عملیات کلیدزنی را در محیط یکپارچه کاربری^۴ مهیا می‌سازند. این قابلیت‌ها از تفکیک بین تحلیل و شبیه‌سازی کلیدزنی و اجرای واقعی آن در شبکه پشتیبانی کرده و مدیریت وضعیت دستورات، تگ‌های ایمنی و ثبت کامل سوابق بهره‌برداری را امکان‌پذیر می‌کنند. با توجه به این‌که SOM وظیفه تولید، بهینه‌سازی و پیشنهاد توالی‌های کلیدزنی را بر عهده دارد، تبدیل خروجی‌های این ماژول به دستورات اجرایی معتبر، قابل کنترل و ایمن تنها در صورت وجود زیرساخت‌های WSM امکان‌پذیر است. از این‌رو، این قابلیت‌ها به‌عنوان زیرساخت اجرایی و کنترلی SOM تلقی شده و عدم استقرار آن‌ها، ممکن است مانع پیاده‌سازی کامل و اثربخش ماژول مدیریت توالی کلیدزنی در بهره‌برداری شبکه توزیع شود.

^۱ Web Switching Management

^۲ Switching Sheets

^۳ Safety Documents

^۴ Operational Workspace

صفحه ۹۸ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
---	--	---

جدول ۵۷- الزامات سامانه مدیریت کلیدزنی (WSM)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	نقش در SOM	سطح الزام
۱	مدیریت برگه دستور کلیدزنی (Switching Sheet Management)	سیستم باید امکان ایجاد، ویرایش، بررسی، تصویب، اجرا و بایگانی برگه‌های دستور کلیدزنی را به صورت الکترونیکی فراهم کند.	بستر اجرایی اصلی SOM برای ثبت و اعمال توالی کلیدزنی	M
۲	پشتیبانی از کلیدزنی برنامه‌ریزی شده ^۱ (Planned Switching)	سیستم باید فرآیند کامل طراحی و اجرای کلیدزنی‌های برنامه‌ریزی شده را پیش از زمان بهره‌برداری واقعی پشتیبانی کند.	امکان طراحی و اعتبارسنجی توالی کلیدزنی قبل از اجرا	M
۳	پشتیبانی از کلیدزنی اضطراری ^۲ (Emergency Switching)	سیستم باید امکان ایجاد و اجرای سریع دستورات کلیدزنی در شرایط اضطراری شبکه را با ثبت کامل سوابق فراهم کند.	امکان بهره‌گیری اختیاری از پیشنهادهای SOM بدون ایجاد تأخیر در عملیات اضطراری	M
۴	حالت مطالعه و بهره‌برداری (Study Mode / Real-Time Mode)	سیستم باید امکان تفکیک بین تحلیل و شبیه‌سازی کلیدزنی و اجرای زمان واقعی آن در شبکه را فراهم کند.	جلوگیری از تأثیر ناخواسته تحلیل SOM بر شبکه در زمان واقعی	M
۵	چرخه وضعیت برگه کلیدزنی (Switching Sheet Lifecycle)	هر برگه کلیدزنی باید دارای وضعیت‌های مشخص از ایجاد تا خاتمه باشد و تغییر وضعیت‌ها قابل کنترل و ردیابی باشند.	کنترل فرآیند تصمیم تا اجرا در SOM	M
۶	ارتباط با توپولوژی جاری شبکه ^۳ (Current Network Topology)	سیستم باید وضعیت جاری فیدر، پست و تجهیزات را در زمان تحلیل و اجرای کلیدزنی لحاظ کند.	افزایش دقت تحلیل‌ها و پیشنهادهای SOM بر اساس توپولوژی واقعی شبکه	M
۷	تحلیل اثرات کلیدزنی (Switching Impact Analysis)	سیستم باید اثر هر گام کلیدزنی بر بار، ولتاژ، فیدرها و مشترکان را پیش از اجرا تحلیل کند.	پشتیبانی تحلیلی SOM برای انتخاب توالی بهینه	M
۸	مدیریت اسناد ایمنی (Safety Documents Management)	سیستم باید امکان ایجاد، صدور، کنترل و بایگانی اسناد ایمنی دیجیتال مرتبط با عملیات کلیدزنی را فراهم کند.	تضمین ایمنی اجرای دستورات SOM	M

^۱ به فرآیند طراحی، بررسی و تصویب توالی عملیات کلیدزنی پیش از شروع بهره‌برداری زمان واقعی اطلاق می‌شود که در آن گام‌ها ابتدا در محیط مطالعه (Study Mode) تحلیل شده و سپس در شبکه اجرا می‌گردند.

^۲ به عملیات کلیدزنی اطلاق می‌شود که در واکنش به رخدادهای پیش‌بینی نشده شبکه و با هدف ایمن‌سازی و کنترل سریع وضعیت انجام شده و تمرکز آن بر سرعت عمل، ایمنی و ثبت سوابق بهره‌برداری است.

^۳ خروجی‌های SOM تنها در صورتی قابل اتکا خواهند بود که تحلیل‌ها بر مبنای توپولوژی جاری و به‌روز شبکه توزیع انجام شوند.

<p>صفحه ۹۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
--	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	نقش در SOM	سطح الزام
۹	مدیریت تگ‌های ایمنی (Tagging / Lockout-Tagout)	سیستم باید فرآیند صدور و رفع تگ‌های ایمنی روی تجهیزات را ثبت و کنترل کند.	اعمال محدودیت‌های ایمنی بر گام‌های پیشنهادی SOM	M
۱۰	ارتباط با رخداد و خاموشی (Outage & Event Association)	هر دستور کلیدزنی باید قابلیت ارتباط با رخداد شبکه یا خاموشی ثبت‌شده را داشته باشد.	هم‌راستاسازی تصمیمات SOM با مدیریت رخداد و خاموشی	R
۱۱	تخصیص گروه‌های اجرایی (Crew Assignment)	سیستم باید امکان تخصیص دستورات کلیدزنی یا گام‌های آن به گروه‌های اجرایی را فراهم کرده و این اطلاعات را جهت اجرای میدانی به سامانه مدیریت خاموشی و اعزام (OMS) منتقل نماید.	تسهیل تبدیل خروجی‌های SOM به عملیات اجرایی میدانی	R
۱۲	اصلاح خاموشی و بازبینی اجرا (Outage Correction)	سیستم باید امکان اصلاح وضعیت خاموشی و به‌روزرسانی نتایج اجرای کلیدزنی را فراهم کند.	بازخورد اجرایی برای بهبود تصمیمات SOM	R
۱۳	ثبت وقایع و لاگ بهره‌برداری (Operational Log)	کلیه اقدامات، تغییرات و اجرای گام‌ها باید به‌صورت کامل ثبت و قابل پیگیری باشد.	قابلیت ردیابی و ممیزی تصمیمات SOM	M
۱۴	شناسایی تداخل دستورات (Global Overlaps)	سیستم باید تداخل‌های تجهیزاتی یا زمانی بین دستورات کلیدزنی را شناسایی و هشدار دهد.	جلوگیری از تعارض تصمیمات SOM	R
۱۵	محیط یکپارچه کاربری	سیستم باید کلیه امکانات SOM، برگه‌ها، اسناد ایمنی و وضعیت شبکه را در یک محیط یکپارچه وب ارائه کند.	افزایش کارایی کاربر در تعامل با SOM و فرآیندهای کلیدزنی	M

^۱ هم‌راستاسازی تحلیل‌ها و پیشنهادهای SOM با رخدادهای شبکه ناشی از SCADA و خاموشی‌های ثبت‌شده در OMS

<p>صفحه ۱۰۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۵۸- پیش‌نیازهای ماژول مدیریت توالی کلیدزنی

ردیف	پیش‌نیاز	توضیح پیش‌نیاز	سطح الزام
۱	مدل دقیق و به‌روز شبکه توزیع	وجود مدل کامل، دقیق و به‌روز از تجهیزات، اتصالات، فازبندی و ساختار شبکه توزیع که مبنای تمامی تحلیل‌های بهره‌برداری باشد.	M
۲	یکپارچگی سامانه GIS با DMS	مدل As-Built شبکه باید از طریق یکپارچگی معتبر با GIS تولید و در DMS نگهداری و به‌روزرسانی شود.	M
۳	سامانه SCADA عملیاتی و پایدار	وجود SCADA با پوشش مناسب تجهیزات کلیدزنی و ارسال لحظه‌ای وضعیت تجهیزات به DMS الزامی است.	M
۴	ماژول مدیریت کلیدزنی (WSM)	بستر اجرایی برای ایجاد، مدیریت و اجرای برگه‌های دستور کلیدزنی و اسناد ایمنی که خروجی SOM در آن اعمال می‌شود.	M
۵	محیط یکپارچه کاربری ^۱	محیط کاربری یکپارچه برای مشاهده شبکه، تحلیل‌ها، دستورات کلیدزنی و تعامل هم‌زمان با SOM و WSM.	M
۶	موتور تحلیل پخش بار توزیع (DPF)	وجود موتور معتبر تحلیل پخش بار شامل محاسبات جریان، ولتاژ، ظرفیت تجهیزات و قیود بهره‌برداری.	M
۷	پشتیبانی از تحلیل ساده مبتنی بر kVA	امکان انجام تحلیل سریع مبتنی بر توان ظاهری (kVA) در شرایطی که تحلیل کامل پخش بار در دسترس یا مناسب نیست.	R
۸	داده‌های بار و اطلاعات مشترکان	داده‌های بار فیدرها، نوع مشترکان (عادی/حساس) و الگوهای مصرف برای تحلیل اثرات کلیدزنی.	M
۹	داده‌های محدودیت بهره‌برداری تجهیزات	شامل ظرفیت حرارتی فیدرها، ترانس‌ها، کلیدها و حدود مجاز ولتاژ.	M
۱۰	اطلاعات تجهیزات حفاظتی و تنظیمات آن‌ها	داده‌های مربوط به رله‌ها، فیوزها، بریکرها و محدوده‌های حفاظت شبکه.	R
۱۱	اطلاعات منابع تولید پراکنده (DER)	ثبت محل، ظرفیت، نوع و قابلیت کنترل منابع تولید پراکنده متصل به شبکه.	R
۱۲	سیستم ثبت رخداد و خاموشی در DMS	وجود ماژول ثبت رخدادهای شبکه و خاموشی‌ها برای ارتباط منطقی با دستورات کلیدزنی.	M
۱۳	ارتباط یکپارچه با سامانه OMS	وجود رابط تبادل داده برای ارسال دستورات کلیدزنی، تخصیص گروه‌های اجرایی و دریافت بازخورد اجرا.	M
۱۴	مدیریت اسناد ایمنی دیجیتال ^۲	امکان ایجاد، کنترل و بایگانی اسناد ایمنی و تگ‌های عملیات کلیدزنی.	M
۱۵	سیاست‌ها و پارامترهای بهره‌برداری شبکه	شامل آستانه‌های ولتاژ، اضافه‌بار، اولویت مشترکان و قواعد بهره‌برداری مصوب.	M

^۱ Operational Workspace

^۲ Safety Documents

<p>صفحه ۱۰۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۵۹- ورودی‌های ماژول مدیریت توالی کلیدزنی

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات کامل مشخصه	مبدأ ورودی	سطح الزام
۱	مدل توپولوژی پایه شبکه توزیع	شامل ساختار کامل شبکه توزیع، تجهیزات، اتصالات الکتریکی، فازبندی، مسیرهای تغذیه و نقاط اتصال بین فیدرها که مبنای کلیه تحلیل‌ها و تصمیمات کلیدزنی قرار می‌گیرد.	DTP	M
۲	وضعیت و مشخصات تجهیزات کلیدزنی	اطلاعات فنی و عملیاتی تجهیزات شامل نوع کلید، قابلیت قطع زیر بار، کنترل‌پذیری از راه دور، محدودیت‌های بهره‌برداری و وضعیت فعلی که در انتخاب گام‌های ایمن کلیدزنی استفاده می‌شود.	GIS / SCADA / Asset Management	M
۳	وضعیت بار تخصیص‌یافته شبکه	مقادیر بار تخصیص‌یافته به فیدرها، ترانس‌ها و شاخه‌های شبکه به تفکیک فاز که پس از پردازش داده‌های SCADA و AMI در ماژول Load Allocation تولید شده و برای تحلیل اثرات کلیدزنی استفاده می‌شود.	Load Allocation	M
۴	اطلاعات مشترکان و اولویت بار	اطلاعات مربوط به تعداد مشترکان، نوع مصرف‌کننده (عادی، حساس، حیاتی) و اولویت تأمین برق که در ارزیابی اثرات خاموشی و بازیابی بار در تصمیمات SOM لحاظ می‌شود.	OMS / CIS	M
۵	محدودیت‌های بهره‌برداری تجهیزات	حدود مجاز جریان، ظرفیت حرارتی فیدرها و ترانسفورماتورها و حدود ولتاژ مجاز که به‌عنوان قیود الزامی در تولید توالی‌های کلیدزنی توسط SOM اعمال می‌شوند.	داده‌های مهندسی DMS	M
۶	نتایج تحلیل پخش بار شبکه	نتایج تحلیل جریان بار شامل پروفایل ولتاژ، جریان، بارگذاری تجهیزات و نقض‌های بهره‌برداری که توسط موتور پخش بار تولید شده و ورودی اصلی تصمیم‌سازی SOM محسوب می‌شود.	DPF	M
۷	اطلاعات و تنظیمات حفاظت شبکه	داده‌های مربوط به ساختار حفاظت شامل رله‌ها، فیوزها، بریکرها و محدوده پوشش حفاظتی که برای جلوگیری از ایجاد شرایط ناایمن یا نقض حفاظت پس از کلیدزنی استفاده می‌شود.	DMS / پایگاه داده حفاظت	R

<p>صفحه ۱۰۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۶۰- خروجی‌های مازول مدیریت توالی کلیدزنی

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	توالی پیشنهادی کلیدزنی ^۱	مجموعه‌ای بهینه از گام‌های کلیدزنی پیشنهادی شامل ترتیب عملیات قطع و وصل تجهیزات که با هدف ایزولاسیون، بازیابی بار، کاهش خاموشی یا رفع محدودیت‌های شبکه تولید می‌شود.	WSM	M
۲	گام‌های اجرایی قابل درج در برگه دستور کلیدزنی	گام‌های کلیدزنی تولیدشده توسط SOM که قابلیت درج مستقیم در برگه دستور کلیدزنی (Switching Sheet) و تبدیل به دستور اجرایی رسمی را دارند.	WSM	M
۳	تحلیل اثرات کلیدزنی ^۲	نتایج تحلیل اثر هر سناریوی کلیدزنی بر بار، ولتاژ، فیدرها، تجهیزات و مشترکان پیش و پس از اجرا، به‌منظور پشتیبانی از انتخاب سناریوی بهینه.	DMS / Workspace	M
۴	شاخص‌های عملکرد سناریوی کلیدزنی	شاخص‌هایی مانند تعداد گام‌ها، مدت‌زمان اجرا، میزان بار بازیابی یا حذف‌شده، تعداد مشترکان متاثر و تجهیزات درگیر که برای مقایسه سناریوها استفاده می‌شود.	DMS / Workspace	M
۵	سناریوهای جایگزین کلیدزنی	چندین گزینه جایگزین برای توالی کلیدزنی که به کاربر امکان مقایسه و انتخاب بهترین گزینه بر اساس معیارهای بهره‌برداری را می‌دهد.	WSM	M
۶	هشدارها و نقض‌های بهره‌برداری	گزارش نقض‌های احتمالی شامل اضافه‌بار، افت یا افزایش ولتاژ، نقض حفاظت یا محدودیت‌های تجهیزاتی که در اثر اجرای هر سناریو ممکن است ایجاد شود.	DMS / Workspace	M
۷	پیشنهاد بازآرایی شبکه	پیشنهاد تغییر آرایش شبکه از طریق Tie Switch ها و مسیرهای تغذیه جایگزین به‌منظور بهبود تاب‌آوری و افزایش بار بازیابی‌شده.	DMS / WSM	R
۸	پیشنهاد استفاده از DER در کلیدزنی	پیشنهاد بهره‌گیری از منابع تولید پراکنده قابل کنترل برای پشتیبانی از بازیابی بار یا کاهش محدودیت‌های شبکه در سناریوهای کلیدزنی.	DERMS / DMS	R

^۱ Suggested Switching Sequence

^۲ Switching Impact Analysis

<p>صفحه ۱۰۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۹	پیشنهاد حذف یا کاهش بار	پیشنهاد حذف یا کاهش بار در نواحی مشخص به منظور جلوگیری از اضافه بار یا نقض محدودیت‌های بهره‌برداری در سناریوهای خاص.	DMS / OMS	R
۱۰	خروجی پشتیبان FLISR	سناریوهای کلیدزنی پیشنهادی که می‌توانند به عنوان ورودی تکمیلی یا جایگزین برای فرآیندهای بازیابی در ماژول FLISR مورد استفاده قرار گیرند.	FLISR	O
۱۱	اطلاعات به‌روزرسانی وضعیت خاموشی	نتایج مورد انتظار از اجرای توالی کلیدزنی شامل نواحی برق‌دار شده، نواحی باقی‌مانده در خاموشی و تغییر وضعیت مشترکان که برای مدیریت خاموشی استفاده می‌شود.	OMS	M
۱۲	سوابق و تاریخچه تصمیمات کلیدزنی	ثبت کامل سناریوهای بررسی شده، تصمیمات اتخاذ شده و سناریوی منتخب جهت استفاده در تحلیل‌های بعدی، آموزش و ممیزی بهره‌برداری.	DMS / پایگاه داده بهره‌برداری	R
۱۳	ورودی برای صدور اسناد ایمنی	اطلاعات لازم برای صدور یا به‌روزرسانی اسناد ایمنی و تگ‌های مرتبط با اجرای توالی کلیدزنی منتخب.	WSM	M
۱۴	پشتیبانی تصمیم‌سازی اپراتور	خروجی‌های تحلیلی و پیشنهادی که به اپراتور کمک می‌کند با آگاهی از پیامدهای فنی، ایمنی و بهره‌برداری، تصمیم نهایی را اتخاذ کند.	DMS / اپراتور Workspace	M
۱۵	داده‌های بازخورد برای بهبود مدل	اطلاعات حاصل از نتایج اجرا یا عدم اجرای سناریوها که می‌تواند برای بهبود مدل‌های تحلیلی، تنظیم پارامترها و ارتقای عملکرد SOM استفاده شود.	DMS / ماژول‌های تحلیلی	O

<p>صفحه ۱۰۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

۹-۸- بارزدایی (LS)^۱

ماژول (LS) یکی از اجزای حیاتی سامانه مدیریت توزیع (DMS) است که به منظور حفظ پایداری، ایمنی و قابلیت اطمینان شبکه توزیع طراحی شده است. این ماژول امکان قطع کنترل‌شده بار در شرایط بحرانی را فراهم می‌کند و به اپراتورها اجازه می‌دهد با حداقل دخالت دستی، میزان مشخصی از بار دارای اولویت پایین را از مدار خارج کنند و پس از رفع مشکل، بار را به صورت جزئی یا کامل بازگردانند. اهمیت LS با پیچیدگی شبکه‌های توزیع و حضور منابع پراکنده افزایش یافته است، زیرا بدون مدیریت دقیق بار، ناپایداری شبکه می‌تواند به خاموشی گسترده و خسارت‌های اقتصادی و اجتماعی منجر شود.

ماژول LS با سایر ماژول‌های DMS و سامانه‌های مرتبط به صورت مشخص تعامل دارد. برای مثال، هنگام اجرای LS، FLISR بازیابی خودکار بار روی فیدرهایی که LS در آنها اعمال شده را غیرفعال می‌کند تا بازگردانی بار تنها مطابق با ترتیب قطع بار انجام شود. SOM مسئول اجرای ایمن فرمان‌های قطع بار است و اطمینان می‌دهد که تجهیزات شبکه بدون ایجاد شرایط خطرناک عمل کنند. OMS وظیفه ثبت، گزارش و اطلاع‌رسانی اقدامات LS به اپراتورها و کاربران مرتبط را بر عهده دارد و VVC نیز هنگام اجرای LS ممکن است به صورت موقت نادیده گرفته شود تا کاهش بار به شکل کنترل‌شده انجام شود و پس از بازگردانی بار، عملکرد کنترل توان به حالت اولیه بازگردد. ارتباط LS با EMS^۲ نیز اهمیت ویژه‌ای دارد. داده‌های لحظه‌ای فرکانس و ولتاژ شبکه از EMS به LS منتقل می‌شود تا در شرایط اضطراری، تصمیم‌گیری برای قطع بار سریع، ایمن و هماهنگ با سیاست‌های شبکه صورت گیرد و بارهای بحرانی محافظت شوند.

روش اجرای LS شامل حالت‌های دستی توسط اپراتور، خودکار بر اساس سناریوهای از پیش تعریف شده، و خودکار بر اساس شرایط شبکه مانند فرکانس و ولتاژ است. با همکاری ماژول‌های مختلف DMS و EMS، LS عملیات قطع و بازگردانی بار را به شکل هوشمند، ایمن و کنترل‌شده انجام می‌دهد و نقش مهمی در حفظ پایداری و قابلیت اطمینان شبکه و ارائه خدمات پایدار به مشترکین ایفا می‌کند.

^۱ Load Shedding

^۲ Energy Management System

<p>صفحه ۱۰۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۶۱- الزامات مازول بارزدایی (LS)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	قابلیت مدیریت بارزدایی زمان واقعی ^۱	سامانه باید امکان برنامه‌ریزی و اجرای قطع بار به صورت بلادرنگ (Real-Time) و تحت کنترل اپراتور را فراهم کند. این مازول تصمیم می‌گیرد چه مقدار بار و از کدام گروه‌های بار باید قطع شود.	M
۲	پشتیبانی از قطع بار اضطراری ^۲	سامانه باید قابلیت قطع بار اضطراری در شرایط بحرانی شبکه (کمبود تولید، فروپاشی ولتاژ یا بحران‌های سراسری) را داشته باشد. مازول ELS مقدار بار مورد نیاز برای قطع را محاسبه کرده و گروه‌های بار مناسب را تعیین می‌کند	M
۳	هماهنگی با سامانه مدیریت انرژی (EMS)	عملیات قطع بار باید با توابع حفاظتی و کنترلی EMS مانند قطع بار ناشی از افت فرکانس ^۳ و افت ولتاژ ^۴ هماهنگ و هم‌زمان باشد تا از تضاد در تصمیم‌گیری جلوگیری شود	M
۴	تعریف و مدیریت گروه‌های بار ^۵	سامانه باید امکان تعریف، ویرایش و مدیریت گروه‌های بار بر اساس فیدرها، تجهیزات کلیدزنی، مناطق شبکه و محدودیت‌های عملیاتی فراهم کند و اطلاعات گروه‌ها در زمان واقعی قابل مشاهده باشد	M
۵	پشتیبانی از تجهیزات کنترل‌پذیر و غیرکنترل‌پذیر	سامانه باید بتواند هم از کلیدها و تجهیزات قابل کنترل از راه دور و هم از تجهیزات دستی برای برنامه‌ریزی قطع و وصل بار پشتیبانی کند، و مشخص کند کدام تجهیزات برای اجرای خودکار یا دستی استفاده می‌شوند	M
۶	اولویت‌بندی گروه‌های بار ^۶	هر گروه بار باید دارای اولویت مشخصی جهت تصمیم‌گیری در عملیات قطع بار باشد تا در شرایط محدودیت بار، گروه‌های کم‌اولویت‌تر ابتدا قطع شوند	M
۷	مدیریت پارامترهای عملکردی	اپراتور باید بتواند پارامترهایی مانند زمان اجرای هر مرحله، میزان بار قابل حذف، اولویت بارها، زمان شروع و پایان، فاصله بین فرمان‌های قطع کلیدها را تنظیم و مدیریت کند تا کنترل دقیق و امن بارشکنی فراهم شود	M
۸	مدیریت چند لیست بار ^۷	اپراتور باید امکان ایجاد و مدیریت چند بلوک بار مجزا بر اساس معیارهای مختلف را داشته باشد و در زمان اجرای دستی، انتخاب بلوک و تنظیم فاصله زمانی بین فرمان‌های قطع کلیدها ممکن باشد	M

^۱ Real-Time Load Shedding

^۲ Emergency Load Shedding

^۳ Under-Frequency Load Shedding – UFLS

^۴ Under-Voltage Load Shedding – UVLS

^۵ Load Groups

^۶ Load Group Prioritization

^۷ Multiple Load Blocks

<p>صفحه ۱۰۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۹	اولویت‌بندی پویا ^۱	رتبه گروه‌های بار باید بر اساس آخرین زمان‌های قطع و وصل بار به‌صورت پویا به‌روزرسانی شود و این اطلاعات هم در Load Shedding و هم در OMS برای گزارش و تحلیل قابل استفاده باشد	M
۱۰	تعریف اولویت پایه ^۲	امکان تعریف اولویت اولیه برای گروه‌های بار مطابق با سیاست‌های بهره‌برداری و الزامات عملیاتی شرکت توزیع فراهم شود تا پایه تصمیم‌گیری قطع بار مشخص باشد ^۳	R
۱۱	محدودسازی اختیارات اپراتور (AOR) ^۴	سامانه باید اجرای قطع بار را به محدوده عملیاتی (AOR) هر اپراتور محدود کند تا اپراتور فقط در حوزه مسئولیت خود بتواند بار را قطع یا وصل کند	M
۱۲	محاسبه بار اسمی شبکه ^۵	سامانه باید مقدار بار اسمی هر فیدر و گروه بار را بر اساس داده‌های پایه شبکه محاسبه و نمایش دهد تا تصمیمات بارزدایی دقیق و قابل اتکا باشند	M
۱۳	محاسبه بار تحلیلی شبکه	در صورت وجود ماژول تحلیل پخش بار (Power Flow)، بار واقعی شبکه بر اساس وضعیت لحظه‌ای شبکه محاسبه و در تصمیم‌گیری قطع بار لحاظ شود	R
۱۴	استفاده از نتایج پیش‌بینی بار در پشتیبانی از سناریوهای قطع بار	ماژول Load Shedding باید قابلیت استفاده از خروجی ماژول پیش‌بینی بار (Load Forecasting) را به‌صورت پشتیبان تصمیم‌گیری داشته باشد تا در فرآیند طراحی، به‌روزرسانی و ارزیابی سناریوهای قطع و بازگردانی بار مورد استفاده قرار گیرد. نتایج پیش‌بینی بار صرفاً به منظور آمادگی، برنامه‌ریزی و کاهش احتمال اجرای بارزدایی اضطراری استفاده می‌شود و نباید جایگزین داده‌های اندازه‌گیری لحظه‌ای شبکه در زمان اجرای عملیات LS شود.	R
۱۵	در نظر گرفتن تولید پراکنده (DER)	توان تولید منابع پراکنده متصل به شبکه (DER Output / PF Gen) باید در تصمیم‌گیری قطع بار لحاظ شود تا از دست رفتن توان تولید پراکنده جلوگیری و بارزدایی بهینه انجام شود. در صورت وجود سامانه مدیریت منابع پراکنده (DERMS)، ماژول LS باید بتواند اطلاعات مورد نیاز شامل خروجی لحظه‌ای، وضعیت بهره‌برداری و محدودیت‌های DER را از DERMS دریافت کرده و از آن‌ها به‌عنوان پشتیبان تصمیم‌گیری استفاده کند، بدون آنکه منطق اجرایی و بلادرنگ LS به DERMS وابسته شود.	R

^۱ Dynamic Ranking

^۲ Initial Priority

^۳ اولویت پایه، لیست اولیه گروه‌های بار برای شروع فرآیند قطع بار است که قبل از اعمال اولویت‌بندی پویا مورد استفاده قرار می‌گیرد.

^۴ Area of Responsibility

^۵ Configured Load

<p>صفحه ۱۰۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱۶	جلوگیری از بازیابی خودکار توسط مازول FLISR	در زمانی که LS بار را قطع کرده است، مازول FLISR نباید به صورت خودکار همان بار را وصل کند؛ این اطمینان می‌دهد که کنترل بار در دست LS باقی بماند و تضاد عملکرد ایجاد نشود	M
۱۷	هماهنگی با تابع VVC	هنگام نیاز به کاهش تقاضا، LS باید بتواند عملکرد جاری VVC را موقتاً نادیده گرفته و پس از رفع شرایط، مجدد آن را به حالت اولیه بازگرداند	M
۱۸	ابزار جستجو و فیلتر گروه‌های بار ^۱	سامانه باید امکان جستجو و فیلتر گروه‌های بار بر اساس وضعیت تجهیزات، میزان بار، تولید پراکنده و شرایط عملیاتی را فراهم کند تا انتخاب گروه‌ها سریع و دقیق باشد	M
۱۹	شناسایی مشترکین حساس ^۲	سامانه باید امکان شناسایی و مدیریت مشترکین حیاتی (Critical Load) مانند مراکز درمانی و زیرساخت‌های حساس را فراهم کند تا قطع بار آن‌ها محدود یا مجاز شود	M
۲۰	کنترل قطع بار مشترکین حساس	اعمال محدودیت یا مجوز قطع بار مشترکین حساس باید در تصمیم‌گیری LS لحاظ شود تا خطرات عملیاتی کاهش یابد	M
۲۱	بررسی وضعیت نرمال فیدر ^۳	سامانه باید امکان انتخاب گروه‌های بار فقط برای فیدرهایی که در وضعیت نرمال بهره‌برداری هستند فراهم کند تا برنامه قطع بار به صورت ایمن اجرا شود	R
۲۲	تولید برنامه کلیدزنی قطع بار ^۴	ماژول LS طرح و تحلیل حذف بار را تولید می‌کند و این طرح به SOM ارسال می‌شود تا برنامه کلیدزنی ایمن و قابل اجرا ایجاد شود. همچنین OMS عملیات ثبت رخداد، آخرین زمان‌های قطع و وصل بار و گزارش‌گیری را انجام می‌دهد. لازم است هماهنگی با مازول FLISR برقرار باشد تا اجرای خودکار FLISR با برنامه قطع بار تداخل نکند	M
۲۳	حالت اجرای دستی و خودکار	تابع LS باید قابلیت اجرا در سه حالت را داشته باشد: ۱. دستی توسط اپراتور ۲. خودکار بر اساس سناریوی از پیش تعریف شده ۳. خودکار بر اساس پارامترهای شبکه مانند فرکانس یا درخواست DR	M
۲۴	اجرای خودکار عملیات کنترلی	اجرای کلیدزنی تجهیزات SCADA پس از تأیید اپراتور و بر اساس برنامه SOM انجام شود تا ایمنی و صحت عملیات تضمین شود	M

^۱ Search & Filter

^۲ Critical Customers

^۳ Feeder Nominal State

^۴ Load Shed Switching Plan

<p>صفحه ۱۰۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۲۵	اجرای همزمان عملیات مستقل	عملیات قطع بار در بخش‌های مستقل شبکه باید قابلیت اجرا به صورت موازی داشته باشد تا زمان پاسخگویی و سرعت عملکرد افزایش یابد	M
۲۶	ثبت رخدادهای خاموشی	تمام عملیات قطع بار باید به عنوان رخداد واقعی خاموشی در OMS ثبت و برای گزارش و تحلیل قابل استفاده باشد	M
۲۷	ویرایش لیست پیشنهادی	اپراتور باید امکان اضافه یا حذف تجهیزات و بارها از لیست پیشنهادی LS را داشته باشد و فرآیند اجرای LS تنها پس از تأیید او آغاز شود	M
۲۸	جلوگیری از ویرایش حین اجرا ^۱	در زمان اجرای برنامه قطع بار، سامانه باید حالت فقط نمایش (View Only) را فعال کند تا از تغییرات ناخواسته جلوگیری شود	M
۲۹	تفکیک خاموشی بهره‌برداری	رخدادهای ناشی از قطع بار برنامه‌ریزی شده مازول LS باید از سایر خاموشی‌های شبکه قابل تفکیک باشند تا گزارش و تحلیل دقیق حاصل شود	M
۳۰	نمایش مشترکین متأثر	فهرست مشترکین و بارهای متأثر از هر عملیات قطع بار باید در OMS نمایش داده شود تا اپراتور دید کاملی از تأثیر عملیات داشته باشد	M
۳۱	به‌روزرسانی خودکار اولویت‌ها ^۲	پس از هر عملیات قطع یا وصل بار، رتبه و اولویت گروه‌های بار باید به صورت خودکار اصلاح شود و در OMS ثبت گردد	M
۳۲	پشتیبانی از بازگردانی بار	سامانه باید امکان برنامه‌ریزی و اجرای بازگردانی بار پس از رفع شرایط اضطراری را فراهم کند. بازگردانی بار توسط SOM انجام و ثبت عملیات در OMS صورت می‌گیرد	M
۳۳	کنترل دستی بازگردانی بار	بازگردانی بار باید تحت نظارت مستقیم اپراتور انجام شود تا امنیت و صحت عملیات تضمین شود	R
۳۴	بازیابی بار جزئی و کامل	LS باید امکان بازگردانی بار را به صورت: جزئی: بازیابی مقدار مشخصی از بار و بازگرداندن بارها یکی یکی به ترتیب عکس قطع کامل: بازگردانی تمام بارهای قطع شده به ترتیب عکس قطع انجام دهد.	M

^۱ View Only Mode

^۲ Automatic Rank Update

صفحه ۱۰۹ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۳۵	ثابت زمان‌های قطع و وصل	زمان دقیق آخرین قطع و وصل هر گروه بار باید ثابت و در OMS برای گزارش و تحلیل استفاده شود	M
۳۶	تمرکز مکانی تجهیزات	سامانه باید امکان تمرکز گرافیکی روی فیدر یا تجهیزات انتخاب‌شده را فراهم کند و از داده‌های لحظه‌ای DTP برای نمایش دقیق توپولوژی، وضعیت کلیدها و ارتباط فیدر با سایر تجهیزات استفاده کند تا تصمیم‌گیری و اجرای Load Shedding ایمن و دقیق باشد	R
۳۷	انعطاف‌پذیری نمای اطلاعات ^۱	اپراتور باید امکان تنظیم ستون‌ها و نمای اطلاعات گروه‌های بار را مطابق نیاز خود داشته باشد تا اطلاعات به‌صورت کارآمد نمایش داده شود	O
۳۸	محدودیت همزمانی برنامه‌ها	هر گروه بار نباید همزمان در بیش از یک برنامه قطع بار مشارکت داشته باشد تا تضاد عملیات ایجاد نشود	M
۳۹	مدیریت چرخه عمر برنامه	حذف یا لغو برنامه قطع بار تنها تا پیش از شروع اجرا مجاز است و تغییرات باید در OMS ثبت گردد	M

جدول ۶۲- پیش‌نیازهای ماژول بارزدایی (LS)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	مدل شبکه توزیع به‌روز و معتبر GIS / DTP	وجود مدل الکتریکی و توپولوژیکی دقیق شبکه توزیع شامل فیدرها، پست‌ها، کلیدها، ترانس‌ها و نواحی تغذیه، به‌گونه‌ای که وضعیت نرمال و بهره‌برداری شبکه را به‌درستی نمایش دهد. بدون مدل شبکه معتبر، تحلیل و پیشنهاد سناریوی حذف بار امکان‌پذیر نیست.	M
۲	یکپارچگی کامل با SCADA	دسترسی ماژول LS به وضعیت لحظه‌ای تجهیزات (باز/بسته بودن کلیدها، اندازه‌گیری بار) و امکان ارسال فرمان کلیدزنی ایمن از طریق SCADA برای اجرای برنامه‌های قطع و وصل بار.	M
۳	تعریف و ساختاردهی گروه‌های بار (Load Groups)	گروه‌بندی بارها و مشترکین بر اساس فیدر، نوع بار، حساسیت، یا سیاست‌های بهره‌برداری به‌گونه‌ای که حذف یا بازگشت بار به‌صورت کنترل‌شده و هدفمند انجام شود.	M

^۱ Configurable View

<p>صفحه ۱۱۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۴	اطلاعات بار و توان قابل اتکا SCADA / AMI/Load Allocation	دسترسی به داده‌های توان اکتیو (MW)، پروفیل بار و تخصیص قابل اعتماد بار فیدرها و گروه‌های بار برای محاسبه مقدار واقعی حذف یا بازگشت بار.	M
۵	ماژول مدیریت عملیات کلیدزنی (SOM)	وجود ماژول SOM برای تبدیل طرح مفهومی حذف بار تولیدشده توسط LS به توالی کلیدزنی ایمن، کنترل‌شده و منطبق با قواعد بهره‌برداری.	R
۶	ماژول مدیریت خاموشی (OMS)	ثبت، رهگیری و گزارش خاموشی‌های ناشی از اجرای برنامه‌های بارزدایی، نگهداری سوابق قطع و وصل و استفاده از این اطلاعات برای تحلیل، گزارش‌دهی و اولویت‌بندی پویا.	M
۷	سیاست‌ها و قواعد بهره‌برداری مدون (دستورالعمل‌های بهره‌برداری)	وجود دستورالعمل‌ها و سیاست‌های رسمی شرکت توزیع در خصوص اولویت بارها، محدودیت قطع، بارهای حساس، زمان‌بندی مجاز و سناریوهای اضطراری که مبنای تصمیم‌گیری ماژول LS قرار می‌گیرد.	M
۸	تعریف بارهای حساس و حیاتی GIS / OMS / CIS	شناسایی و علامت‌گذاری بارهای حیاتی (بیمارستان‌ها، مراکز امنیتی، زیرساخت‌های حیاتی و ...) برای جلوگیری از قطع ناخواسته یا اعمال محدودیت‌های خاص در سناریوهای حذف بار.	M
۹	هم‌زمانی و هماهنگی با EMS	وجود سازوکار هماهنگی با EMS جهت جلوگیری از تداخل با طرح‌های حذف بار فرکانسی یا ولتاژی (UFLS/UVLS) و اطمینان از هم‌راستایی اقدامات اضطراری در سطح انتقال و توزیع.	R
۱۰	ماژول پیش‌بینی بار	استفاده از پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت برای بهبود دقت تصمیم‌گیری LS، به‌ویژه در سناریوهای برنامه‌ریزی‌شده یا بازگشت تدریجی بار پس از رفع شرایط اضطراری.	R
۱۱	یکپارچگی با DERMS	در صورت وجود منابع تولید پراکنده (DER)، نیاز به ارتباط با DERMS برای در نظر گرفتن اثر تولید محلی بر میزان حذف یا بازگشت بار و جلوگیری از تصمیم‌گیری نادرست در سطح فیدر.	R

صفحه ۱۱۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

جدول ۶۳- ورودی‌های ماژول بارزدایی (LS)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	مدل توپولوژی شبکه	اطلاعات کامل شبکه شامل فیدرها، پست‌ها، ترانسفورماتورها، کلیدها و ارتباط بین تجهیزات، مورد نیاز برای تحلیل جریان بار و تولید سناریوی قطع بار	DTP / GIS	M
۲	وضعیت تجهیزات لحظه‌ای	باز/ بسته بودن کلیدها، ریکلوزرها، سکسیونرها و سایر تجهیزات قابل کنترل برای اعمال سناریوهای بارزدایی	SCADA	M
۳	بار و توان لحظه‌ای	بار واقعی (MW) و توان مصرفی مشترکین یا فیدرها برای محاسبه مقدار دقیق بار قابل حذف	SCADA / AMI	M
۴	تولید پراکنده (DER)	توان واقعی یا پیش‌بینی شده منابع DER که روی فیدر اثر دارد و باید در محاسبات حذف و بازگشت بار لحاظ شود	DERMS / SCADA / PF Calculation	R
۵	گروه‌بندی بار (Load Groups)	تعریف گروه‌های بار با مشخصات مشترکین، فیدر و اولویت‌های بار جهت اعمال سناریوی حذف و بازگشت	DMS / OMS / CIS	M
۶	اولویت بارها (Base Priority)	تعیین اولویت اولیه گروه‌های بار برای شروع فرآیند حذف بار بر اساس سیاست‌های شرکت توزیع	DMS / Operator Input	M
۷	سابقه قطع و وصل بار	اطلاعات تاریخی قطع و بازگشت بار هر گروه برای به‌روزرسانی پویا و جلوگیری از قطع مکرر	OMS / DMS Database	M
۸	پارامترهای سناریوی بارزدایی	مقادیر قابل تنظیم مانند میزان بار قابل حذف (MW)، زمان شروع، زمان پایان، فاصله بین اقدامات، حالت پله‌ای یا مرحله‌ای	Operator Input / DMS	M
۹	محدودیت‌ها و قوانین بهره‌برداری	اطلاعات مربوط به بارهای حساس، محدودیت‌های قطع، حداقل و حداکثر بار قابل حذف و سایر الزامات عملیاتی	Operator Input / Policy Utility	M
۱۰	سیگنال‌های EMS	اطلاعات مربوط به وضعیت سیستم انتقال و محدودیت‌های فرکانسی و ولتاژی که روی تصمیم LS اثر دارد (برای هماهنگی با UFLS/UVLS)	EMS	R
۱۱	داده‌های پیش‌بینی بار	بار پیش‌بینی شده کوتاه‌مدت برای برنامه‌ریزی حذف بار، به‌ویژه در سناریوهای از پیش تعیین شده	Load Forecasting Module	R
۱۲	وضعیت و کنترل کنتورهای هوشمند	اطلاعات لحظه‌ای و امکان اعمال محدودسازی یا قطع بار در سطح مشترک در صورت پشتیبانی از AMI	AMI	O
۱۳	توالی کلیدزنی پیشنهادی	لیست اولیه کلیدها و ریکلوزرهایی که باید برای اجرای LS فعال شوند، به عنوان ورودی برای SOM جهت اجرای ایمن	LS / SOM	R

صفحه ۱۱۲ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱۴	سناریوهای اضطراری	شرایط اضطراری تعریف شده (Blackout, Shortfall, Emergency) که LS باید در مواجهه با آن‌ها تصمیم‌گیری کند	Operator Input / DMS	M
۱۵	پارامترهای زمان‌بندی	مدت زمان بین فرمان‌ها، زمان لازم برای اجرای اقدامات و تاخیرهای مجاز برای سناریوهای حذف و بازگشت	Operator Input / DMS	M

جدول ۶۴- خروجی‌های مازول بارزدایی (LS)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	سناریوی حذف بار پیشنهادی	شامل گروه‌های بار، میزان بار قابل حذف (MW)، ترتیب قطع تجهیزات و زمان‌بندی پیشنهادی بر اساس اولویت‌ها و شرایط شبکه	SOM / Operator Interface	M
۲	توالی کلیدزنی	لیست کلیدها، ریکلوزرها، سکسیونرها و سایر تجهیزات قابل کنترل و ترتیب عملیاتی آن‌ها برای اجرای سناریو	SOM / SCADA	M
۳	لیست مشترکین و فیدرهای متاثر	مشخصات مشترکین و فیدرهای تحت تأثیر حذف بار و میزان بار حذف شده برای هر گروه بار	OMS / Operator Interface	M
۴	گزارش پیش‌بینی اثر حذف بار	برآورد کاهش بار شبکه، بار باقی‌مانده، و اثر حذف بار بر پایداری شبکه	Operator Interface / OMS	R
۵	شاخص اولویت پویا	رتبه‌بندی بروزرسانی شده گروه‌های بار پس از آخرین اجرای LS برای استفاده در تصمیم‌گیری‌های بعدی	OMS / DMS Database	M
۶	لیست اقدامات تعلیق شده FLISR	فیدرها و تجهیزات که در جریان LS نباید توسط FLISR یا سایر توابع بازبازی خودکار بار فعال شوند	FLISR / OMS	M
۷	پیام‌های هماهنگی با EMS	سیگنال‌ها و توصیه‌ها برای هماهنگی با UFLS/UVLS و دیگر محدودیت‌های سیستم انتقال	EMS / DMS	R
۸	داده‌های هماهنگ با DERMS	توان واقعی یا برنامه‌ریزی شده منابع DER و اثر آن‌ها بر سناریوی حذف بار	DERMS / DMS	R
۹	وضعیت تایید اپراتور	خروجی تأیید شده توسط اپراتور شامل تایید یا تغییرات اعمال شده روی سناریو LS	DMS / Operator Interface	M

صفحه ۱۱۳ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱۰	گزارش اجرایی و زمان‌بندی	گزارش نهایی شامل زمان دقیق قطع و بازگشت بار، میزان بار حذف شده، تجهیزات استفاده شده و هر گونه انحراف از سناریو	OMS / Operator Interface Database / DMS	M
۱۱	اطلاعات برای کنترل کنتور هوشمند (AMI)	دستورات محدودسازی مصرف یا قطع بار برای مشترکین خاص در صورت پشتیبانی AMI	AMI / DMS	O
۱۲	اثرات سناریوی LS بر VVC	فرمان‌ها و توصیه‌ها برای تغییر موقت اهداف VVC جهت کاهش تقاضا در زمان اجرای LS	VVC Module / DMS	R

۹-۹- بازآرایی بهینه شبکه توزیع (ONR)^۱

ماژول بازآرایی بهینه شبکه (ONR) یکی از اجزای حیاتی سامانه مدیریت توزیع (DMS) است که با هدف ارتقای بهره‌وری، کاهش تلفات، بهبود کیفیت ولتاژ و افزایش قابلیت اطمینان شبکه توزیع طراحی شده است. اهمیت این ماژول از آنجا ناشی می‌شود که شبکه‌های توزیع معمولاً در شرایط اوج بار طراحی می‌شوند و تنوع مصرف، پیک‌های غیرهمزمان و عدم تعادل فازها می‌تواند منجر به کاهش بهره‌وری، افزایش تلفات و بروز مشکلات عملیاتی شود. ماژول ONR با تحلیل توپولوژی شبکه و وضعیت واقعی فیدرها، کلیدهای خط^۲ و کلیدهای ارتباطی^۳، بهترین سناریوهای بازآرایی را ارائه می‌دهد تا بار شبکه به صورت بهینه توزیع شده و اهداف تعیین‌شده محقق گردد. این اهداف شامل کمینه‌سازی تلفات انرژی و توان، کاهش بیشینه پیک بار، تعادل بار بین فیدرها و بهبود پروفیل ولتاژ است و در صورت نیاز، ترکیبی از این اهداف با وزن‌دهی مشخص برای هر هدف قابل اجراست.

روش عملکرد ماژول ONR مبتنی بر الگوریتم‌های بهینه‌سازی هوشمند است که اثر هر سناریوی بازآرایی را بر پارامترهای شبکه از جمله ولتاژ، جریان و تلفات تحلیل می‌کند. خروجی عملکردی شامل فهرست اقدامات کلیدزنی پیشنهادی^۴، برنامه زمان‌بندی اجرای کلیدزنی^۵ و گزارش تحلیلی مزایا و اثرات پیش‌بینی‌شده بر شاخص‌های کلیدی شبکه است. ماژول ONR با سایر بخش‌های DMS مانند سامانه مدیریت خاموشی (OMS)، بهینه‌سازی

^۱ Optimal Network Reconfiguration

^۲ Line Switches

^۳ Tie Switches

^۴ Recommended Switching Actions

^۵ Switching Plan

صفحه ۱۱۴ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

ولتاژ و توان راکتیو (VVO) و سیستم مکان‌یابی و بازیابی سرویس (FLISR) هماهنگی کامل دارد تا تغییرات توپولوژی شبکه در تمامی سامانه‌ها به‌روزرسانی شده و بهره‌برداری امن و کارآمد شبکه تضمین شود. اطلاعات توپولوژی و وضعیت کلیدها از DTP دریافت می‌شود و محاسبات اثرات بازآرایی بر ولتاژ و جریان از طریق DPF انجام می‌شود. همچنین، اجرای اقدامات پیشنهادی بازآرایی به صورت عملیاتی توسط ماژول SOM انجام می‌شود تا با رعایت ایمنی، صدور مجوز و هماهنگی عملیاتی، بازخورد وضعیت واقعی شبکه به ONR بازگردد و مدل توپولوژی شبکه و سایر محاسبات به‌روز شود.

اجرای این ماژول سبب کاهش تلفات، افزایش قابلیت اطمینان شبکه، بهبود کیفیت ولتاژ، تعادل بار بین فیدرها و استفاده بهینه از تجهیزات موجود می‌گردد و از این طریق به ارتقای بهره‌وری و پایداری شبکه توزیع برق کمک شایانی می‌نماید.

جدول ۶۵- الزامات ماژول بازآرایی بهینه شبکه (ONR)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	سطح الزام
۱	تعریف و مدیریت توابع هدف (Objective Functions)	ماژول باید امکان تعریف، انتخاب و وزن‌دهی توابع هدف از جمله کاهش تلفات توان اکتیو و انرژی، بهبود پروفیل ولتاژ، افزایش قابلیت اطمینان و تعادل بار فیدرها را فراهم نماید. امکان اجرای بهینه‌سازی تک‌هدفه و چندهدفه الزامی است.	M
۲	استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی کارآمد	به منظور جلوگیری از بررسی تمامی ترکیبات ممکن کلیدزنی، ماژول باید از الگوریتم‌های جستجو و غربال هوشمند استفاده نماید تا گزینه‌های غیرمؤثر حذف و گزینه‌های محتمل اولویت‌بندی شوند.	M
۳	بهره‌مندی از موتور پخش بار توزیع (ODPF)	ماژول باید به موتور محاسبات پخش بار سریع و دقیق متصل باشد تا بتواند وضعیت شبکه را قبل و بعد از بازآرایی تحلیل کرده و تغییرات در تلفات، ولتاژ و بارگذاری تجهیزات را محاسبه نماید.	M
۴	حفظ ساختار شعاعی شبکه (Radial Topology Constraint)	پس از اجرای کلیدزنی‌های پیشنهادی، ساختار شبکه باید شعاعی باقی بماند؛ بدین معنا که هر نقطه از شبکه تنها از یک مسیر و یک منبع تغذیه شود. ایجاد حلقه دائمی مجاز نیست.	M

<p>صفحه ۱۱۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	سطح الزام
۵	پشتیبانی از کلیدزنی «وصل قبل از قطع» (Make-Before-Break)	در صورت نیاز به جلوگیری از خاموشی لحظه‌ای مشترکین، مازول باید امکان پیشنهاد کلیدزنی موقت اتصال دو منبع را فراهم نماید، مشروط بر آنکه مدت زمان موازی شدن منابع حداقل و در محدوده ایمن باشد.	R
۶	رعایت حدود بارگذاری تجهیزات	ماژول باید تضمین نماید که پس از بازآرایی، جریان یا توان عبوری از خطوط، کابل‌ها، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزات از ظرفیت نامی عادی (Normal Rating) و اضطراری (Emergency Rating) تجاوز نکند.	M
۷	رعایت حدود مجاز ولتاژ	در تمامی نقاط شبکه و تحت هر شرایط بارگذاری، سطح ولتاژ باید در محدوده مجاز استاندارد باقی بماند. هرگونه پیشنهاد کلیدزنی که منجر به افت یا افزایش ولتاژ خارج از حدود مجاز شود، مردود است.	M
۸	کنترل عدم تعادل فاز (Phase Unbalance Constraint)	میزان عدم تعادل جریان یا توان بین فازها باید در محدوده قابل قبول باقی بماند. انتقال بار نامتعادل نباید موجب عملکرد ناخواسته رله زمین یا افزایش جریان نول شود.	M
۹	حفظ هماهنگی سیستم حفاظت	پس از بازآرایی، هماهنگی تجهیزات حفاظتی (Protection Coordination) باید حفظ گردد. در صورت نیاز، مازول باید امکان پیشنهاد تغییر گروه تنظیمات (Group Setting) در رله‌ها و تجهیزات الکترونیکی هوشمند (Intelligent Electronic Device – IED) را داشته باشد.	M
۱۰	تولید برنامه کلیدزنی (Switching Plan)	خروجی مازول باید شامل فهرست کلیدهای قابل تغییر وضعیت، ترتیب اجرای کلیدزنی، تحلیل اثرات فنی و میزان بهبود شاخص‌ها باشد. این برنامه باید برای اپراتور قابل بررسی و تأیید باشد.	M
۱۱	امکان اجرای دستی یا از راه دور	ماژول باید قابلیت ارائه پیشنهاد برای اجرای دستی توسط اپراتور یا ارسال فرمان کنترلی از راه دور به کلیدهای موتوردار را داشته باشد.	M
۱۲	پشتیبانی از حالت برنامه‌ریزی (Planning Mode)	امکان اجرای مطالعات سناریویی بر مبنای داده‌های تاریخی یا پیش‌بینی بار جهت تحلیل بلندمدت شبکه فراهم باشد.	R
۱۳	پشتیبانی از حالت بهره‌برداری زمان‌واقعی (Real-Time Mode)	ماژول باید قادر باشد بر اساس مدل بهره‌برداری واقعی شبکه ^۱ و داده‌های لحظه‌ای SCADA، پیشنهاد بازآرایی ارائه دهد.	M

^۱ As-Operated Model

<p>صفحه ۱۱۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	سطح الزام
۱۴	به‌روزرسانی مدل شبکه	پس از اعمال هرگونه کلیدزنی، مدل توپولوژی و وضعیت کلیدها در DTP باید به‌صورت خودکار و بلادرنگ به‌روزرسانی شود.	M
۱۵	یکپارچگی با سامانه مدیریت خاموشی (OMS)	تغییرات توپولوژی ناشی از بازآرایی باید به سامانه OMS ارسال شود تا تحلیل ناحیه خاموشی و پیش‌بینی مشترکین متاثر به‌درستی انجام شود.	M
۱۶	یکپارچگی با بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO)	پس از بازآرایی، ماژول VVO باید از تغییر ساختار شبکه مطلع گردد تا تنظیمات کنترل ولتاژ و توان راکتیو بازتنظیم شود.	M
۱۷	همانگی با FLISR	عملکرد ماژول ONR نباید با منطق مکان‌یابی خطا، جداسازی و بازیابی سرویس (FLISR) تداخل داشته باشد و باید امکان تبادل اطلاعات وضعیت شبکه فراهم باشد.	M
۱۸	اجرای مجدد پخش بار پس از بازآرایی	پس از اعمال تغییرات، محاسبات پخش بار باید مجدداً اجرا شده و صحت قیود فنی کنترل گردد.	M
۱۹	مدیریت سناریوها	امکان ذخیره، مقایسه و بازیابی سناریوهای مختلف بازآرایی برای تحلیل مدیریتی فراهم باشد.	R
۲۰	ارائه گزارش‌های تحلیلی	ماژول باید گزارش کمی شامل میزان کاهش تلفات، تغییر بارگذاری تجهیزات، بهبود ولتاژ و اثر بر شاخص‌های قابلیت اطمینان را ارائه نماید.	M
۲۱	ثبت رویداد و ممیزی (Audit Trail & Event Logging)	تمامی پیشنهادهای، تصمیمات اپراتور و کلیدزنی‌های اجرا شده باید در سامانه ثبت و قابل رهگیری باشند.	M
۲۲	محدودیت زمان پاسخ	در حالت بهره‌برداری برخط، زمان تولید پیشنهاد بازآرایی باید در محدوده قابل قبول عملیاتی تعریف و قابل تنظیم باشد.	R
۲۳	مدیریت قیود سخت و نرم	ماژول باید قیود غیرقابل نقض ^۱ را از قیود بهینه‌سازی ^۲ تفکیک نموده و در فرآیند تصمیم‌گیری لحاظ نماید.	M
۲۵	لحاظ هزینه و محدودیت کلیدزنی	ماژول باید امکان در نظر گرفتن هزینه اجرای عملیات بازآرایی و یا محدودیت حداکثر تعداد کلیدزنی‌ها ^۳ در ارائه پیشنهادهای را داشته باشد.	O

^۱ Hard Constraints

^۲ Soft Constraints

^۳ Switching Operation Limits

صفحه ۱۱۷ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	سطح الزام
۲۶	پیشنهاد عملیات بازآرایی برای کلیدهای غیراتوماتیک	ماژول باید امکان ارائه پیشنهاد بازآرایی شامل کلیدهای دستی یا غیراتوماتیک را داشته باشد تا اپراتور بتواند با در نظر گرفتن محدودیت‌های عملیاتی اقدام نماید.	O
۲۷	پیشنهاد نصب کلید و تحلیل اثرات آن	ماژول باید قابلیت ارزیابی پیشنهاد نصب کلید جدید و بررسی اثرات آن بر بهبود پارامترهای شبکه و افزایش انعطاف شبکه را داشته باشد.	O
۲۸	هماهنگی با سامانه مدیریت عملیات کلیدزنی (SOM)	ماژول ONR باید قادر باشد خروجی اقدامات کلیدزنی پیشنهادی ^۱ و برنامه زمان‌بندی کلیدزنی ^۲ را به ماژول SOM منتقل کند تا اجرای عملیات بازآرایی با رعایت ایمنی، صدور مجوزها و هماهنگی عملیاتی انجام شود. همچنین، بازخورد وضعیت واقعی کلیدها و فیدرها پس از انجام عملیات توسط SOM به ONR بازگردانده می‌شود تا مدل توپولوژی شبکه و محاسبات پخش بار (DPF) به‌روزرسانی گردد و امکان تصمیم‌گیری مجدد و اصلاح سناریوها فراهم شود.	R

جدول ۶۶- پیش‌نیازهای ماژول بازآرایی بهینه شبکه (ONR)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	سطح الزام
۱	پردازشگر توپولوژی شبکه (DTP)	DTP باید موجود باشد تا اطلاعات دقیق توپولوژی شبکه، وضعیت کلیدها، مسیر فیدرها و ارتباطات بین تجهیزات را در اختیار ONR قرار دهد و تغییرات بازآرایی به‌روزرسانی شوند.	M
۲	سامانه پخش بار شبکه توزیع (DPF)	محاسبات اثر بازآرایی بر ولتاژ، جریان و تلفات باید توسط ماژول DPF انجام شود. ONR نیازمند قابلیت دریافت نتایج پخش بار برخط و تحلیل سناریوهای بازآرایی است.	M
۳	سامانه مدیریت عملیات کلیدزنی (SOM)	SOM باید موجود باشد تا اقدامات کلیدزنی پیشنهادی ONR را اجرا کند و بازخورد وضعیت کلیدها و فیدرها را برای به‌روزرسانی توپولوژی و محاسبات مجدد به ONR منتقل نماید.	M

^۱ Recommended Switching Actions

^۲ Switching Plan

<p>صفحه ۱۱۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	سطح الزام
۴	زیرساخت ارتباطات و کنترل از راه دور SCADA	شبکه ارتباطی مطمئن و زیرساخت SCADA لازم است تا کلیدهای اتوماتیک و غیراتوماتیک قابل کنترل و پایش باشند و داده‌های لحظه‌ای به ONR منتقل شود.	M
۵	داده‌های تجهیزات و محدودیت‌ها	مشخصات تجهیزات شبکه شامل ظرفیت خطوط، ترانسفورماتورها، کلیدها و محدودیت‌های عملکردی (جریان، ولتاژ، بارگذاری اضطراری) باید موجود باشد تا اقدامات بازآرایی مطابق با قیود فنی انجام شود.	M
۶	امکان ذخیره و مدیریت سناریو	زیرساخت نرم‌افزاری و پایگاه داده برای ذخیره، بازیابی، مقایسه و مدیریت سناریوهای مختلف بازآرایی لازم است تا تحلیل و تصمیم‌گیری مستند و قابل پیگیری باشد.	R
۷	الگوریتم‌ها و ماژول‌های بهینه‌سازی	الگوریتم‌های بهینه‌سازی و محاسبات هوشمند لازم است تا ONR بتواند بهترین سناریوی بازآرایی را با توجه به اهداف و قیود شبکه پیشنهاد دهد.	M
۸	رابط کاربری و گزارش‌دهی	محیط کاربری گرافیکی (GUI) برای انتخاب فیدرها، تعریف اهداف، مشاهده نتایج و دریافت گزارش‌های تحلیلی مورد نیاز است.	R

جدول ۶۷- ورودی‌های ماژول بازآرایی بهینه شبکه (ONR)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	مبدا اطلاعات	سطح الزام
۱	توپولوژی لحظه‌ای شبکه	شامل اطلاعات دقیق فیدرها، مسیر خطوط، ارتباط کلیدها و اتصال فیدرها به ترانسفورماتورها و بارها است. این داده‌ها برای تحلیل سناریوهای بازآرایی و محاسبه اثرات بر ولتاژ، جریان و تلفات ضروری هستند.	DTP	M
۲	وضعیت کلیدهای خط و اتصال	شامل حالت باز/بسته کلیدهای اتوماتیک و غیراتوماتیک و محدودیت‌های عملیاتی آن‌ها است تا برنامه بازآرایی مطابق وضعیت واقعی شبکه باشد.	SOM / DTP	M
۳	مشخصات بار لحظه‌ای و تاریخی فیدرها	اطلاعات بار مصرفی در طول بازه‌های زمانی مختلف، شامل پیک‌های بار روزانه، هفتگی و ماهانه برای هر فیدر، جهت تحلیل بار و تعادل‌سازی لازم است.	AMI / SCADA	M

<p>صفحه ۱۱۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	مبدا اطلاعات	سطح الزام
۴	مشخصات تجهیزات شبکه	شامل ظرفیت خطوط، ترانسفورماتورها، محدودیت‌های جریان و ولتاژ، حداکثر بارگذاری اضطراری، نوع بارهای صنعتی، تجاری و مسکونی و پارامترهای حفاظتی است تا اقدامات بازآرایی مطابق قیود فنی انجام شود.	پایگاه داده تجهیزات شبکه (Asset Database)	M
۵	ولتاژ و جریان لحظه‌ای	اندازه‌گیری ولتاژ و جریان در نقاط کلیدی شبکه و فیدرها برای تحلیل پروفیل ولتاژ و تشخیص وضعیت بارگذاری خطوط لازم است.	DPF / SCADA	M
۶	اهداف بازآرایی	انتخاب اهداف عملکردی توسط کاربر شامل کاهش تلفات، تعادل بار، بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش پیک بار. همچنین امکان ترکیب اهداف با ضریب وزن (Weighting Factor) فراهم باشد.	کاربر / GUI ماژول ONR	M
۷	محدودیت‌های عملیاتی	شامل قیود جریان، ولتاژ، شعاعی بودن شبکه، حداکثر تعداد کلیدزنی‌ها، محدودیت‌های زمانی اجرای عملیات و الزامات حفاظتی است تا هر سناریوی بازآرایی قانونی و ایمن باشد.	پایگاه داده تجهیزات / سیاست‌های عملیاتی DMS	M
۸	داده‌های خروجی سایر ماژول‌ها	اطلاعات OMS (وضعیت خاموشی‌ها)، VVO (بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو)، FLISR (مکان و وضعیت خطاها و بخش‌های جداشده) جهت در نظر گرفتن شرایط عملیاتی واقعی و جلوگیری از ایجاد تداخل یا اختلال در شبکه لازم است.	VVO / FLISR / OMS	M
۹	پارامترهای شبکه تاریخی	شامل داده‌های تلفات انرژی، تعادل بار، پیک بار و پروفیل ولتاژ برای تحلیل روند و سناریوهای بهینه‌سازی چندبازه‌ای است.	Database / Historical DMS	R
۱۰	وضعیت تعمیر و نگهداری تجهیزات	اطلاعات در مورد کلیدها، ترانسفورماتورها و خطوط در وضعیت تعمیر یا غیرفعال برای اجتناب از پیشنهاد بازآرایی روی تجهیزات غیرقابل استفاده.	Management Asset System / Maintenance Logs	R
۱۱	محدودیت‌های اقتصادی و عملیاتی	داده‌هایی مانند هزینه انجام عملیات کلیدزنی، زمان اجرای هر اقدام و محدودیت منابع انسانی و تجهیزات جهت لحاظ کردن هزینه و محدودیت عملیاتی در الگوریتم بازآرایی.	پایگاه داده عملیاتی / سیاست‌های اجرایی	O
۱۲	سناریوهای پیشین بازآرایی	اطلاعات سناریوهای گذشته و اثرات آن‌ها برای بهینه‌سازی تصمیم‌گیری و کاهش زمان محاسبات الگوریتمی.	Database / Historical ONR Log	O

<p>صفحه ۱۲۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۶۸- خروجی‌های ماژول بازآرایی بهینه شبکه (ONR)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	فهرست اقدامات کلیدزنی پیشنهادی	شامل لیست تمام کلیدهای خط و کلیدهای ارتباطی که باید باز یا بسته شوند، به همراه ترتیب و زمان‌بندی اجرای هر اقدام برای تحقق اهداف بازآرایی شبکه. این خروجی پایه تصمیم‌گیری عملیاتی و هماهنگی با سایر ماژول‌ها است.	SOM	M
۲	برنامه زمان‌بندی کلیدزنی	شامل زمان‌بندی دقیق اجرای اقدامات کلیدزنی پیشنهادی، فازهای اجرا، مدت زمان اجرای هر مرحله و محدودیت‌های عملیاتی مرتبط، جهت تضمین اجرای ایمن و هماهنگ بازآرایی شبکه.	SOM / DMS Operator Interface	M
۳	سناریوهای بازآرایی پیشنهادی	شامل ترکیبات مختلف بازآرایی فیدرها با اهداف متفاوت (کاهش تلفات، تعادل بار، بهبود ولتاژ) و رتبه‌بندی آنها بر اساس شاخص‌های عملکردی و بهره‌وری، برای انتخاب بهترین سناریو توسط کاربر یا الگوریتم تصمیم‌گیرنده.	GUI ONR / DMS Operator	M
۴	تحلیل اثر بازآرایی	گزارش کامل اثرات بازآرایی بر پارامترهای شبکه شامل تغییرات ولتاژ، جریان، تلفات، تعادل فازها و شاخص‌های عملکردی فیدرها. این گزارش جهت پشتیبانی از تصمیم‌گیری و ارزیابی مزایای اقدامات لازم است.	DMS Operator / / DPF Documentation System	M
۵	به‌روزرسانی مدل توپولوژی شبکه	شامل وضعیت جدید فیدرها و کلیدها پس از بازآرایی، به‌روزرسانی مسیرها و ارتباطات شبکه، که برای هماهنگی محاسبات DPF و سایر ماژول‌ها ضروری است.	DTP	M
۶	شاخص‌های بهبود عملکرد	شامل مقادیر کاهش تلفات انرژی، تغییرات پروفیل ولتاژ، کاهش پیک بار و افزایش تعادل بار بین فیدرها. این شاخص‌ها برای ارزیابی مزایای اقتصادی و فنی بازآرایی مورد استفاده قرار می‌گیرند.	DMS Operator / System Reporting	R
۷	داده‌های خروجی برای تحلیل آتی	شامل سناریوهای اجرا شده، اقدامات کلیدزنی، اثرات مشاهده شده و پارامترهای شبکه بعد از بازآرایی جهت ذخیره در پایگاه داده تاریخی و استفاده در بهینه‌سازی‌های آینده.	Historical Database / ONR Log	R
۸	هشدارها و پیام‌های عملیاتی	پیام‌هایی درباره وضعیت نامطلوب احتمالی، محدودیت‌ها یا تضادهای اجرایی در سناریوهای بازآرایی که نیاز به بررسی یا اقدام اปรاتور دارند.	DMS Operator / SOM	O

 وزارت نیرو شرکت توانیر	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	صفحه ۱۲۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :
--	--	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیح جامع و کامل	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۹	پیشنهادهای بهینه‌سازی اقتصادی	شامل تحلیل هزینه-فایده اقدامات بازآرایی، میزان کاهش تلفات با توجه به محدودیت‌های اقتصادی و عملیاتی و رتبه‌بندی سناریوها بر اساس صرفه‌جویی انرژی و منابع.	DMS Operator / Planning Department	O
۱۰	مدل توپولوژی و سناریوهای بازآرایی برای FLISR	شامل وضعیت لحظه‌ای فیدرها، کلیدها و بخش‌های بازآرایی شده که برای عملکرد صحیح الگوریتم‌های تشخیص خط، جداسازی و بازآرایی سرویس مورد نیاز است.	FLISR	M
۱۱	داده‌های اثر بازآرایی بر ولتاژ و جریان برای VVO	شامل تغییرات ولتاژ و جریان توان راکتیو پس از بازآرایی فیدرها برای بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو و تضمین عملکرد صحیح VVO.	VVO	M

۹-۱۰- بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO)^۱

ماژول VVO (بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو) یکی از مؤلفه‌های کلیدی سیستم مدیریت توزیع برق (DMS) است که با هدف بهبود کیفیت ولتاژ، کاهش تلفات انرژی، بهینه‌سازی توان راکتیو و افزایش قابلیت اطمینان شبکه طراحی شده است. اهمیت این ماژول از آن جهت است که در شبکه‌های توزیع پیچیده، توزیع ولتاژ و مدیریت توان راکتیو به صورت بهینه موجب کاهش فشار بر تجهیزات، افزایش طول عمر آنها و بهبود کیفیت خدمات به مشترکان می‌شود. ماژول VVO قادر است به صورت خودکار^۲ یا مشاوره‌ای/توصیه‌ای^۳ عمل کند؛ در حالت خودکار، اقدامات بهینه‌سازی بدون نیاز به تأیید اپراتور اجرا می‌شوند و در حالت توصیه‌ای، VVO اقدامات پیشنهادی را ارائه می‌دهد تا اپراتور بر اساس شرایط شبکه آنها را اعمال کند. اجرای این ماژول می‌تواند به صورت دوره‌ای با فواصل قابل تنظیم، به هنگام وقوع رویدادهای مشخص شبکه مانند تغییرات بار قابل توجه یا تغییر توپولوژی شبکه و همچنین به صورت دستی توسط اپراتور انجام شود.

^۱ Volt-VAR Optimization

^۲ Closed-loop

^۳ Advisory / Open-loop

<p>صفحه ۱۲۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	--

ماژول VVO با سایر ماژول‌های کلیدی DMS مانند FLISR، LS، ONR و SOM به صورت تنگاتنگ هماهنگ است. این هماهنگی تضمین می‌کند که اقدامات بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو همواره با عملیات بازیابی و کنترل بار شبکه همگام باشد. به طور مشخص، ماژول FLISR می‌تواند در هنگام جداسازی و بازیابی بخش‌های آسیب‌دیده، از توصیه‌ها و اقدامات VVO برای رفع نقض‌ها و محدودیت‌های ولتاژ و بار استفاده کند، تا شبکه سریع‌تر و ایمن‌تر به شرایط پایدار بازگردد. ماژول LS قادر است اهداف ولتاژ و توان راکتیو VVO را به صورت موقت تغییر دهد تا کاهش بار اضطراری با حداقل اختلال در ولتاژ و بار تجهیزات اعمال شود و پس از پایان بارزدایی، VVO به حالت بهینه خود بازگردد. ماژول ONR با بازآرایی فیدرها، تغییرات جریان‌ها و ولتاژها را به VVO منتقل می‌کند تا TAP ترانسفورماتورها، تنظیم‌کننده‌های ولتاژ و بانک‌های خازنی مطابق شرایط جدید شبکه بهینه‌سازی شوند و عملکرد صحیح VVO تضمین گردد. همچنین، SOM مسئول مدیریت و ثبت دستورات سوئیچینگ تولیدشده توسط VVO است و اطمینان می‌دهد که اجرای اقدامات بهینه ولتاژ و توان راکتیو در شبکه به صورت ایمن و منظم انجام شود. اجرای ماژول می‌تواند به صورت دوره‌ای، در پاسخ به رویدادهای شبکه‌ای مانند تغییر توپولوژی یا جابجایی بار، یا به صورت دستی توسط کاربر انجام شود. همچنین، با بهره‌گیری از داده‌های ولتاژ نزدیک به زمان واقعی از تعداد محدودی کنتور هوشمند (AMI) و بررسی مداوم آن‌ها، ماژول می‌تواند وضعیت واقعی شبکه را پایش کرده و از وقوع شرایط ولتاژ یا بار غیرقابل قبول جلوگیری نماید. طراحی این ماژول با رویکرد Failsafe و قابلیت Heartbeat در تجهیزات IED، اطمینان می‌دهد که در صورت خرابی هر جزء، از کنترل محلی و سایر اجزاء باقی‌مانده برای جلوگیری از ایجاد ولتاژ یا بار نامطلوب استفاده شود. به این ترتیب، VVO به عنوان ابزاری کلیدی در افزایش قابلیت اطمینان شبکه، کاهش تلفات، بهبود کیفیت ولتاژ و توان، و افزایش بهره‌وری اقتصادی و عملیاتی شبکه توزیع برق ایفای نقش می‌کند.

<p>صفحه ۱۲۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	--

جدول ۶۹- الزامات ماژول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	قابلیت انتخاب اهداف بهینه‌سازی	سیستم باید امکان انتخاب اهداف مختلف بهینه‌سازی را فراهم کند، از جمله کاهش تلفات شبکه، اصلاح ضریب توان، کاهش ولتاژ مصرفی (CVR ^۱)، رفع تخلفات ^۲ ولتاژ و بار، افزایش ولتاژ، افزایش توان راکتیو (VAr) و بازگرداندن تنظیمات تجهیزات به مقادیر نامی. انتخاب هدف بهینه‌سازی تاثیر مستقیم بر نحوه کنترل تجهیزات دارد.	M
۲	اجرای بهینه‌سازی در حالت مطالعه ^۳	سیستم باید بتواند بهینه‌سازی را در حالت مطالعه اجرا کند تا سناریوهای بار و تجهیزات مختلف بررسی شده و گام‌های پیشنهادی پیش از اجرای واقعی مشاهده شوند.	M
۳	اجرای بهینه‌سازی در حالت زمان واقعی ^۴	سیستم باید بتواند بهینه‌سازی را به صورت مداوم و زمان واقعی با قابلیت اجرای خودکار یا دستی بر اساس بار پیش‌بینی شده کوتاه‌مدت انجام دهد. بهینه‌سازی در این حالت به صورت دوره‌ای با فواصل زمانی تعریف شده اجرا می‌شود.	M
۴	قابلیت انتخاب سناریوی بار	در حالت مطالعه، کاربر باید بتواند سناریوی بار مورد نظر را انتخاب کند، شامل: بار واقعی لحظه‌ای ^۵ ، بار مقیاس‌گذاری شده ^۶ ، بار اوج، یا بار در یک دوره زمانی مشخص. این سناریو تعیین می‌کند که مقادیر ولتاژ و توان برای تحلیل بهینه‌سازی از داده‌های واقعی یا تاریخی استخراج شوند.	M
۵	قابلیت انتخاب نوع تجهیزات تحت کنترل	کاربر باید بتواند نوع تجهیزات مورد استفاده در بهینه‌سازی را انتخاب کند، شامل تغییر دهنده TAP ترانسفورماتور (LTC ^۷)، تنظیم‌کننده ولتاژ (Regulator Voltage)، بانک‌های خازنی (Capacitor Bank) و واحدهای تولید پراکنده (DER). این انتخاب تعیین می‌کند چه تجهیزاتی می‌توانند تغییر وضعیت دهند.	M
۶	ارائه گام‌های اجرایی	سیستم باید بتواند گام‌های اجرایی شامل تغییر وضعیت TAP ترانسفورماتور، تغییر وضعیت بانک‌های خازنی و تغییر توان واقعی/راکتیو DER را تولید کرده و امکان ذخیره آن‌ها در برنامه عملیاتی (Switching Sheet) یا اضافه کردن به برنامه موجود فراهم باشد.	M
۷	امکان وزن‌دهی محدودیت‌ها	سیستم باید قابلیت تعیین وزن برای انواع تجهیزات و محدودیت‌ها را داشته باشد تا تصمیم‌گیری در فرآیند بهینه‌سازی و انتقال برنامه به حالت دستی کنترل شود. وزن‌دهی	R

^۱ Conservation Voltage Reduction

^۲ Violation

^۳ Study Mode

^۴ Real-Time Mode

^۵ Real-time loads

^۶ Scaled loads

^۷ Load Tap Changer

<p>صفحه ۱۲۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
		به کاربران مدیریت سیستم امکان می‌دهد اهمیت هر نوع تخلف یا محدودیت را مشخص کنند.	
۸	مدیریت تخلفات ^۱ ولتاژ و بار	سیستم باید در صورت بروز تخلفات، با استفاده از وزن‌دهی و اولویت‌بندی، تصمیم بگیرد که برنامه به حالت دستی منتقل شود تا اپراتور بتواند آن را بررسی و اجرا کند. این قابلیت تضمین می‌کند که اجرای خودکار برنامه باعث افزایش تخلفات نشود.	M
۹	قابلیت تکرار اقدامات ناموفق	سیستم باید بتواند گام‌هایی که پاسخ از SCADA دریافت نکرده‌اند را به تعداد قابل تنظیم دوباره امتحان کند قبل از علامت‌گذاری آن گام به عنوان شکست (Failed). این امکان برای افزایش اطمینان اجرای برنامه بهینه‌سازی ضروری است.	R
۱۰	محدودیت ولتاژ و اختلاف فازها	سیستم باید قابلیت تنظیم حد بالای ولتاژ، حد پایین ولتاژ و حداکثر اختلاف ولتاژ بین فازهای تنظیم‌کننده‌های سه‌فاز با کنترل مستقل هر فاز ^۲ را داشته باشد تا ولتاژ بین فازها متعادل باقی بماند و تخلفات ولتاژ ایجاد نشود.	M
۱۱	محدود کردن عملیات بانک‌های خازنی	سیستم باید تعداد عملیات قطع/وصل بانک‌های خازنی را در دوره زمانی مشخص ثبت کرده و در صورت تجاوز از حد مجاز، آن بانک را از برنامه بهینه‌سازی کنار گذاشته یا جریمه کند. در صورتی که هنوز تخلفات وجود داشته باشد، سیستم می‌تواند مجدداً از آن بانک برای رفع تخلفات استفاده کند.	R
۱۲	ارائه گزارش جامع بهینه‌سازی	سیستم باید گزارش شامل خلاصه نتایج، جزئیات برنامه، تب‌های تخلفات، نمودار پروفیل ولتاژ ^۳ ، نمودار توزیع ولتاژ ^۴ و اندازه‌گیری‌های SCADA داشته باشد و مقادیر قبل و بعد از اجرای برنامه (Before / After) را نشان دهد.	M
۱۳	چاپ و تولید برنامه اجرایی	در حالت دستی، سیستم باید قابلیت چاپ گزارش و تولید برنامه اجرایی از توصیه‌ها (Switch Plan Generate) را داشته باشد تا اپراتور بتواند برنامه را اجرا کند.	R
۱۴	فعال یا غیرفعال کردن تجهیزات	اپراتور باید بتواند تجهیزات را برای اجرای بهینه‌سازی فعال یا غیرفعال کند و وضعیت آن‌ها روی نقشه شبکه (Viewer) با علامت مشخص شود. این قابلیت برای کنترل دستی و اجتناب از اعمال تغییر روی تجهیزات خاص ضروری است.	M
۱۵	تنظیم حالت فیدرها	سیستم باید قابلیت تنظیم هر فیدر به حالت خودکار (Automatic – Fast Cycle /) یا غیرفعال (Manual – Fast Cycle / Slow Cycle) داشته باشد. حالت خودکار یعنی سیستم بهینه‌سازی برنامه را بدون دخالت اپراتور اعمال می‌کند و	M

^۱ Violation

^۲ Unganged Voltage Regulator

^۳ Voltage Profile Graph

^۴ Voltage Distribution Graph

<p>صفحه ۱۲۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
		حالت دستی یعنی اپراتور تصمیم نهایی را می‌گیرد. سیکل سریع/سیکل کند تعیین‌کننده فاصله زمانی اجرای برنامه‌ها است.	
۱۶	استفاده از نقاط شاخص ولتاژ ^۱	در حالت زمان واقعی، سیستم باید ولتاژهای نقاط شاخص شبکه ^۲ (Bellwether) را به عنوان ورودی الگوریتم بهینه‌سازی استفاده کند تا کاهش یا افزایش ولتاژ باعث ایجاد تخلف در شبکه ثانویه مشتریان نشود.	M
۱۷	اعتبارسنجی داده‌های تله‌متری	سیستم باید قبل از اجرای برنامه بهینه‌سازی، صحت ولتاژهای تله‌متری را بررسی کند و در صورت اختلاف بیش از حد با ولتاژ محاسبه‌شده، برنامه در آن ناحیه اجرا نشود تا از بروز خطا و تخلفات جلوگیری شود.	M
۱۸	ثبت وضعیت ولتاژ شاخص قبل و بعد از اجرای برنامه	سیستم باید قبل و بعد از اجرای برنامه، ولتاژ واقعی نقاط شاخص (Bellwether) را ثبت کند (Snapshot) تا اپراتور بتواند اثربخشی برنامه و عدم ایجاد ولتاژ پایین در شبکه را بررسی کند.	R
۱۹	کنترل اجرای برنامه	سیستم باید بتواند برنامه بهینه‌سازی را به صورت خودکار یا دستی اجرا کرده و وضعیت هر گام و تجهیزات مرتبط را رصد کند.	M
۲۰	تعیین اقدامات کنترلی بهینه برای دستگاه‌های ولتاژ و توان راکتیو	ماژول VVO باید قادر باشد اقدامات کنترلی بهینه برای تجهیزات شبکه مانند TAP ترانسفورماتورهای پست، تنظیم‌کننده‌های ولتاژ میانی ^۳ و بانک‌های خازنی سوئیچ شده را محاسبه کند تا اهداف ولتاژ و توان راکتیو مشخص شده محقق شوند و ولتاژ و بار در فیدرها در محدوده قابل قبول باقی بماند.	M
۲۱	رعایت محدودیت‌های عملیاتی تجهیزات	VVO باید علاوه بر محدودیت‌های ولتاژ و بار، سایر محدودیت‌های تعیین شده توسط شرکت توزیع مانند تعداد مجاز عملیات روزانه تنظیم‌کننده ولتاژ و بانک خازنی را نقض نکند.	M
۲۲	اجرای حالت مشاوره‌ای (Advisory/Open-Loop)	در حالت مشاوره‌ای، VVO توصیه‌های کنترلی تولید می‌کند که اپراتور می‌تواند پس از بررسی، آنها را اجرا نماید.	M
۲۳	اجرای حالت حلقه بسته (Closed-Loop)	در حالت حلقه بسته، برنامه VVO به صورت خودکار اقدامات کنترلی بهینه را بدون نیاز به تأیید اپراتور اجرا می‌کند.	M

^۱ Bellwether Meters

^۲ منظور از نقاط شاخص ولتاژ در اینجا یک یا چند نقطه اندازه‌گیری منتخب در شبکه ثانویه که کمترین ولتاژ را در فیدر تجربه می‌کنند.

^۳ Midline Voltage Regulator

<p>صفحه ۱۲۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۲۴	زمان‌بندی اجرای VVO	ماژول باید قابلیت اجرای دوره‌ای با فاصله زمانی قابل تنظیم توسط کاربر، در رخداد رویداد مشخص شبکه (مثلاً تغییر توپولوژی یا جابجایی بار قابل توجه) و همچنین اجرای دستی توسط کاربر را داشته باشد.	M
۲۵	استفاده از اندازه‌گیری ولتاژ نزدیک به زمان واقعی ^۱	سیستم باید ولتاژ ۱۰ تا ۲۰ کنتور هوشمند را به صورت پیوسته پایش کند تا اطمینان حاصل شود محدودیت‌های ولتاژ نقض نمی‌شوند و وقوع قطع فیدر تشخیص داده شود.	M
۲۶	طراحی ایمن در برابر خطا (Failsafe)	هیچ اقدام کنترلی نباید منجر به شرایط ولتاژ یا بار غیرقابل قبول شود، حتی در صورت خرابی هر جزء DMS یا مشکلات ارتباطی.	M
۲۷	قابلیت ^۲ Heartbeat تجهیزات IED	دستگاه‌های IED نصب شده در فیدر باید دارای Heartbeat باشند تا قطع ارتباط با مرکز کنترل در مدت حداکثر ۱۰ دقیقه شناسایی شود. این زمان قابل تنظیم است.	M
۲۸	بررسی پیوسته وضعیت IEDها تحت نظارت VVO	برنامه VVO باید به صورت دوره‌ای بررسی کند که IEDهای فیدر تحت نظارت VVO هستند و در صورت قطع ارتباط با پردازشگر مرکزی، کنترل محلی (Stand-Alone) اعمال شود.	R
۲۹	ادامه عملکرد شبکه در شرایط غیرعادی	در صورت خارج شدن هر جزء VVO از سرویس (مثلاً خرابی کنترلر، قطع ارتباط، دور زدن دستی، فیوز خازن سوخته)، DMS باید با استفاده از اجزاء باقی‌مانده شبکه را مدیریت کند و از تولید ولتاژ یا بار غیرقابل قبول جلوگیری کند.	M
۳۰	تولید توصیه ^۳	ماژول VVO باید قابلیت توصیه (Recommendation) داشته باشد و زمانی که در حالت مشاوره‌ای است یا محدودیت‌هایی مانند تغییر توپولوژی، تغییر بار یا داده‌های ناصحیح ولتاژ رخ دهد، توصیه‌های کنترلی مناسب را ارائه دهد تا اپراتور تصمیم به اجرا یا عدم اجرا بگیرد.	M
۳۱	هماهنگی با ماژول FLISR	سیستم باید امکان تبادل داده و هماهنگی عملیاتی بین VVO و ماژول بازیابی خودکار فیدر را فراهم نماید. پس از جداسازی خطا و بازپیکربندی شبکه، VVO باید بتواند بر اساس توپولوژی جدید، تنظیمات بهینه ولتاژ و توان راکتیو را مجدداً محاسبه کند.	M

^۱ Near Real Time

^۲ در معماری سامانه‌های کنترلی و DMS، پیام یا سیگنال دوره‌ای و خودکار است که بین ماژول‌ها یا بین مرکز کنترل و تجهیزات میدانی تبادل می‌شود و نشان‌دهنده فعال بودن، سلامت ارتباط و در دسترس بودن سامانه مقابل است. در صورت عدم دریافت Heartbeat در بازه زمانی تعریف‌شده، سیستم می‌تواند وضعیت را به‌عنوان قطع ارتباط یا اختلال عملکرد تشخیص داده و اقدامات حفاظتی یا کنترلی لازم را فعال نماید.

^۳ Recommendation Capability

<p>صفحه ۱۲۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
		همچنین در صورت فعال بودن قابلیت بهینه‌سازی پیشرفته، ماژول FLISR باید بتواند برای رفع نقض‌های ولتاژی یا اضافه بار از نتایج محاسبات VVO استفاده نماید.	
۳۲	هماهنگی با ماژول LS	در شرایط کمبود توان یا اجرای برنامه‌های کاهش بار، ماژول LS باید بتواند به صورت موقت اهداف بهره‌برداری VVO (مانند کاهش تقاضا از طریق CVR) را تغییر دهد. VVO باید قابلیت دریافت فرمان یا توصیه برای تغییر وزن اهداف بهینه‌سازی را داشته باشد تا از حداکثر ظرفیت مدیریت ولتاژ جهت کاهش بار استفاده شود.	M
۳۳	ارتباط با ماژول STLF	سیستم باید قابلیت دریافت پیش‌بینی بار کوتاه مدت از ماژول پیش‌بینی بار را داشته باشد تا امکان اجرای بهینه‌سازی پیش‌دستانه فراهم گردد. استفاده از داده‌های پیش‌بینی، موجب کاهش عملکردهای مکرر تجهیزات، افزایش پایداری ولتاژ و بهبود بهره‌وری انرژی خواهد شد.	R
۳۴	هماهنگی با ماژول ONR	در صورت اجرای بازآرایی شبکه، تغییرات در مسیر تغذیه، امپدانس معادل و توزیع جریان‌ها باید به صورت برخط به VVO منتقل شود. VVO باید پس از هر بازآرایی، تحلیل جدید پروفیل ولتاژ و توان راکتیو را انجام داده و تنظیمات کنترلی مناسب را اعمال نماید تا عملکرد صحیح VVO تضمین شود.	M
۳۵	ارتباط با ماژول SOM	کلیه دستورات کنترلی تولیدشده توسط VVO (مانند تغییر TAP یا قطع و وصل بانک خازنی) باید از طریق ماژول مدیریت کلیدزنی اجرا شوند. SOM باید توالی ایمن، بررسی قفل‌های منطقی، شرایط ایمنی و ثبت وقایع را تضمین نماید.	M
۳۶	ارتباط با ماژول DPF / DSE	VVO باید برای انجام محاسبات بهینه‌سازی از نتایج پخش بار و تخمین حالت شبکه استفاده نماید. دقت محاسبات VVO وابسته به مدل شبکه و صحت داده‌های تخمین حالت است.	M
۳۷	ارتباط با ماژول مدیریت دارایی (Asset Management)	اطلاعات مربوط به تعداد عملکرد تجهیزات تنظیم ولتاژ باید ثبت و برای تحلیل عمر تجهیز و برنامه‌ریزی نگهداری به سامانه مدیریت دارایی ارسال گردد. این ارتباط موجب کاهش استهلاک غیرضروری تجهیزات خواهد شد.	R
۳۸	ارتباط با سیستم مدیریت انرژی (EMS) در سطح بالادست	در صورت اتصال شبکه توزیع به سیستم مدیریت انرژی، تبادل اطلاعات بار، پروفیل ولتاژ و وضعیت توان راکتیو باید امکان‌پذیر باشد تا هماهنگی بین سطوح انتقال و توزیع برقرار گردد.	R
۳۹	ارتباط با سامانه‌های اندازه‌گیری پیشرفته (AMI)	داده‌های ولتاژ مشترکین دریافت‌شده از AMI باید در تحلیل عملکرد CVR و ارزیابی کیفیت ولتاژ مورد استفاده قرار گیرد. این ارتباط امکان پایش اثربخشی اقدامات VVO را فراهم می‌کند.	R

<p>صفحه ۱۲۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۴۰	هماهنگی با مازول مدیریت تولیدات پراکنده (DERMS)	در شبکه‌های دارای نفوذ بالای تولید پراکنده، VVO باید بتواند با مازول مدیریت منابع تولید پراکنده تبادل داده نماید تا کنترل توان راکتیو این منابع در چارچوب اهداف بهینه‌سازی ولتاژ لحاظ شود.	R

جدول ۷۰- پیش‌نیازهای مازول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	مدل کامل و به‌روز شبکه توزیع (DTP)	وجود مدل الکتریکی دقیق شامل توپولوژی فیدرها، پارامترهای امیدانسی خطوط، ترانسفورماتورها، تجهیزات تنظیم ولتاژ و بانک‌های خازنی در پایگاه داده DMS الزامی است. مدل باید به‌صورت مستمر به‌روزرسانی شود.	M
۲	وجود سامانه GIS یکپارچه با DMS	سامانه GIS باید شامل اطلاعات مکانی، مشخصات فنی و ارتباط الکتریکی تجهیزات شبکه توزیع بوده و به‌صورت برخط یا دوره‌ای با DMS همگام‌سازی شود تا مدل شبکه مورد استفاده در VVO همواره منطبق با وضعیت واقعی شبکه باشد.	M
۳	قابلیت پخش بار (Power Flow)	سیستم باید مجهز به مازول محاسبه پخش بار سه‌فاز نامتعادل باشد تا امکان تحلیل دقیق پروفیل ولتاژ و توان راکتیو فراهم گردد.	M
۴	تخمین حالت شبکه (State Estimation)	برای افزایش دقت تحلیل در شرایط کمبود داده اندازه‌گیری، وجود مازول تخمین حالت توزیع جهت تصحیح و همسان‌سازی داده‌ها ضروری است.	M
۵	زیرساخت اسکادا (SCADA) پایدار	دریافت داده‌های برخط ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو از پست‌ها و کلیدهای قابل کنترل باید از طریق زیرساخت ارتباطی پایدار و با قابلیت اطمینان بالا انجام شود.	M
۶	قابلیت کنترل تجهیزات تنظیم ولتاژ	تجهیزات نظیر OLTC، رگولاتور ولتاژ و بانک‌های خازنی باید قابلیت کنترل از راه دور و دریافت فرمان از مرکز کنترل را داشته باشند.	M
۷	پارامترهای تنظیمی اهداف بهره‌برداری	امکان تعریف اهدافی نظیر کاهش پیک، کاهش تلفات، بهبود پروفیل ولتاژ یا ترکیب وزنی آن‌ها باید در سامانه فراهم باشد.	M
۸	حدود مجاز ولتاژ و قیود بهره‌برداری	مقادیر مجاز حداقل و حداکثر ولتاژ، ظرفیت حرارتی تجهیزات و سایر قیود فنی باید در سیستم تعریف و قابل ویرایش باشند.	M
۹	پایگاه داده تجهیزات و مشخصات فنی	اطلاعات نامی و تنظیمات فنی تجهیزات کنترلی (تعداد پله‌ها، گام تغییر ولتاژ، تأخیر زمانی، محدودیت عملکرد) باید در سیستم ثبت شده باشد.	M

<p>صفحه ۱۲۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱۰	ثبت و آرشیو داده‌های تاریخی	وجود پایگاه داده جهت ذخیره داده‌های تاریخی ولتاژ، بار و عملکرد تجهیزات برای تحلیل اثربخشی و تنظیم پارامترها ضروری است.	R
۱۱	ارتباط با ماژول مدیریت کلیدزنی (SOM)	اجرای ایمن دستورات کنترلی نیازمند وجود سامانه مدیریت کلیدزنی جهت بررسی قیود ایمنی و توالی عملکرد است.	M
۱۲	همگام‌سازی زمانی (Time Synchronization)	کلیه داده‌های اندازه‌گیری و فرمان‌ها باید دارای برچسب زمانی دقیق و همگام‌سازی شده باشند تا تحلیل صحیح امکان‌پذیر گردد.	M
۱۳	امنیت سایبری و کنترل دسترسی	زیرساخت باید دارای مکانیزم‌های احراز هویت، سطح‌بندی دسترسی و ثبت رویدادهای امنیتی باشد تا از صدور فرمان‌های غیرمجاز جلوگیری شود.	M
۱۴	ارتباط با سامانه اندازه‌گیری پیشرفته (AMI)	در صورت وجود AMI، دریافت داده‌های ولتاژ مشترکین برای ارزیابی دقیق عملکرد CVR توصیه می‌شود.	R
۱۵	زیرساخت ارتباطی پایدار و با تأخیر کم	شبکه مخابراتی بین مرکز کنترل و تجهیزات میدانی باید دارای قابلیت اطمینان و تأخیر مناسب برای اجرای کنترل‌های نزدیک به زمان واقعی باشد.	M
۱۶	قابلیت مانیتورینگ سلامت ماژول (Heartbeat)	سیستم باید دارای سازوکار پایش سلامت ارتباطی بین ماژول‌ها و تجهیزات باشد تا در صورت بروز اختلال، فرآیند کنترل به حالت ایمن منتقل شود.	R

<p>صفحه ۱۳۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۷۱- ورودی‌های ماژول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	مدل توپولوژیک برخط شبکه	توپولوژی معتبر و پردازش شده شبکه شامل وضعیت اتصال تجهیزات، مسیرهای تغذیه و ساختار فیدرها که مبنای محاسبات پخش بار و بهینه‌سازی است.	DTP	M
۲	نتایج پخش بار پایه	وضعیت اولیه ولتاژ، جریان و توان پیش از اجرای الگوریتم بهینه‌سازی	DPF	M
۳	نتایج تخمین حالت	مقادیر تصحیح شده ولتاژ و توان در صورت فعال بودن State Estimation	DSE	M
۴	اندازه‌گیری‌های برخط شبکه	ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو در پست‌ها، فیدرها و نقاط کلیدی شبکه	SCADA	M
۵	وضعیت لحظه‌ای کلیدها	وضعیت باز/بسته تجهیزات کلیدزنی جهت تعیین ساختار جاری شبکه	SCADA/DTP	M
۶	موقعیت TAP ترانسفورماتورها	موقعیت فعلی OLTC و محدودیت‌های عملکردی آن	SCADA/DTP	M
۷	وضعیت بانک‌های خازنی و رگولاتورها	وضعیت قطع/وصل و مرحله عملکرد تجهیزات تنظیم ولتاژ	SCADA/DTP	M
۸	حدود مجاز ولتاژ	مقادیر حداقل و حداکثر مجاز در سطوح مختلف ولتاژ بر اساس ضوابط بهره‌برداری	تنظیمات بهره‌برداری در DMS	M
۹	قیود حرارتی تجهیزات	ظرفیت نامی و محدودیت بارگذاری خطوط و ترانسفورماتورها	پایگاه داده مهندسی / DMS	M
۱۰	اهداف و ضرایب وزنی بهینه‌سازی	تنظیمات مربوط به کاهش تلفات، کاهش پیک، بهبود پروفیل ولتاژ یا اجرای CVR	تنظیمات سیاست بهره‌برداری در DMS	M
۱۱	پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت	پیش‌بینی بار فیدر یا پست در افق کوتاه‌مدت جهت اجرای بهینه‌سازی پیش‌دستانه	STLF	R
۱۲	وضعیت تولیدات پراکنده	توان اکتیو/راکتیو تزریقی و قابلیت کنترل توان راکتیو DGها	SCADA / DERMS	R
۱۳	سیگنال تغییر توپولوژی	اعلام تغییر ساختار شبکه پس از اجرای بازآرایی یا بازیابی خطا و الزام به محاسبه مجدد	ONR / FLISR	M

<p>صفحه ۱۳۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱۴	سیگنال سیاست بهره‌برداری اضطراری	تغییر موقت اهداف بهینه‌سازی یا اعمال قیود خاص در شرایط اضطراری یا اجرای کاهش بار	LS / مرکز کنترل	R
۱۵	پارامترهای عملکرد تجهیزات	محدودیت تعداد عملکرد در ساعت، تأخیر زمانی، محدوده مجاز تغییرات و قیود مکانیکی	پایگاه داده تجهیزات در DMS	M
۱۶	داده‌های ولتاژ مشترکین	اندازه‌گیری ولتاژ سطح مشترکین جهت پایش کیفیت ولتاژ و ارزیابی اثربخشی CVR	AMI	R
۱۷	سیگنال سلامت و در دسترس بودن سیستم (Heartbeat)	وضعیت ارتباطی تجهیزات یا ماژول‌های وابسته جهت اطمینان از اجرای ایمن فرآیند بهینه‌سازی	زیرساخت ارتباطی / SCADA	R
۱	دستورات تغییر TAP ترانسفورماتور	فرمان افزایش یا کاهش موقعیت تپ‌چنجر OLTC جهت تنظیم سطح ولتاژ	SOM / SCADA	M
۲	دستورات قطع و وصل بانک‌های خازنی	فرمان فعال‌سازی یا غیرفعال‌سازی مراحل بانک‌های خازنی	SOM / SCADA	M
۳	دستورات تنظیم رگولاتور ولتاژ	فرمان تغییر پله یا تنظیم نقطه مرجع رگولاتورهای خط	SOM / SCADA	M
۴	تنظیمات توان راکتیو منابع تولید پراکنده	ارسال نقطه تنظیم Q یا ضریب توان برای DGها در صورت وجود قابلیت کنترل	DERMS / SCADA	R
۵	درخواست اجرای مجدد پخش بار	تحریک ماژول پخش بار جهت ارزیابی وضعیت جدید پس از اعمال تنظیمات	DTP	M
۶	اعلام وضعیت بهینه‌سازی	وضعیت موفق/ناموفق بودن اجرای الگوریتم و گزارش همگرایی محاسبات	مرکز کنترل / HMI	M
۷	گزارش نقض قیود بهره‌برداری	اعلام موارد نقض حدود ولتاژ یا قیود حرارتی در صورت عدم امکان اصلاح کامل	HMI / اپراتور	M
۸	شاخص‌های عملکردی (KPI)	مقادیر کاهش تلفات، بهبود پروفیل ولتاژ، درصد کاهش پیک و میزان تحقق اهداف	سامانه گزارش‌گیری / پایگاه داده تاریخی	R
۹	ثبت عملکرد تجهیزات	تعداد و نوع عملکرد تجهیزات تنظیم ولتاژ جهت پایش استهلاك	سامانه مدیریت دارایی	R
۱۰	اعلان تغییر وضعیت به سایر ماژول‌ها	اعلام تغییر تنظیمات ولتاژ و توان راکتیو جهت همگام‌سازی سایر ماژول‌ها	FLISR / ONR / LS	R

<p>صفحه ۱۳۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱۱	فعال‌سازی حالت CVR	اعلام اجرای سیاست کاهش ولتاژ هدفمند جهت کاهش مصرف پیک	مرکز کنترل / LS	R
۱۲	سیگنال درخواست بازنگری سیاست بهره‌برداری	پیشنهاد تغییر ضرایب وزنی یا اهداف در صورت عدم دستیابی به شرایط مطلوب	اپراتور / سیستم مدیریت بهره‌برداری	O
۱۳	ثبت وقایع و لاگ عملیاتی	ذخیره کلیه اقدامات کنترلی، زمان اجرا و نتایج در پایگاه داده رویدادها	پایگاه داده DMS	M
۱۴	اعلان وضعیت سلامت ماژول (Heartbeat)	ارسال سیگنال فعال بودن و صحت عملکرد ماژول VVO	زیرساخت مانیتورینگ سیستم	R
۱۵	پیشنهاد سناریوی بهینه در حالت مطالعه	ارائه سناریوی پیشنهادی بدون اعمال در شبکه واقعی در Study Mode	اپراتور / HMI	R
۱۶	سیگنال تکمیل اجرای فرمان	اعلام اتمام موفق اعمال دستورات کنترلی جهت بستن حلقه کنترل	SOM / مرکز کنترل	M

جدول ۷۲- خروجی‌های ماژول بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو (VVO)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	دستورات تغییر TAP ترانسفورماتور	فرمان افزایش یا کاهش موقعیت تپ‌چنجر OLTC جهت تنظیم سطح ولتاژ	SOM / SCADA	M
۲	دستورات قطع و وصل بانک‌های خازنی	فرمان فعال‌سازی یا غیرفعال‌سازی مراحل بانک‌های خازنی	SOM / SCADA	M
۳	دستورات تنظیم رگولاتور ولتاژ	فرمان تغییر پله یا تنظیم نقطه مرجع رگولاتورهای خط	SOM / SCADA	M
۴	تنظیمات توان راکتیو منابع تولید پراکنده	ارسال نقطه تنظیم Q یا ضریب توان برای DGها در صورت وجود قابلیت کنترل	DERMS / SCADA	R
۵	درخواست اجرای مجدد پخش بار	تحریک ماژول پخش بار جهت ارزیابی وضعیت جدید پس از اعمال تنظیمات	DTP	M
۶	اعلام وضعیت بهینه‌سازی	وضعیت موفق/ناموفق بودن اجرای الگوریتم و گزارش همگرایی محاسبات	مرکز کنترل / HMI	M

<p>صفحه ۱۳۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۷	گزارش نقض قیود بهره‌برداری	اعلام موارد نقض حدود ولتاژ یا قیود حرارتی در صورت عدم امکان اصلاح کامل	اپراتور / HMI	M
۸	شاخص‌های عملکردی (KPI)	مقادیر کاهش تلفات، بهبود پروفیل ولتاژ، درصد کاهش پیک و میزان تحقق اهداف	سامانه گزارش‌گیری / پایگاه داده تاریخی	R
۹	ثبت عملکرد تجهیزات	تعداد و نوع عملکرد تجهیزات تنظیم ولتاژ جهت پایش استهلاك	سامانه مدیریت دارایی	R
۱۰	اعلان تغییر وضعیت به سایر ماژول‌ها	اعلام تغییر تنظیمات ولتاژ و توان راکتیو جهت همگام‌سازی سایر ماژول‌ها	FLISR / ONR / LS	R
۱۱	فعال‌سازی حالت CVR	اعلام اجرای سیاست کاهش ولتاژ هدفمند جهت کاهش مصرف پیک	مرکز کنترل / LS	R
۱۲	سیگنال درخواست بازنگری سیاست بهره‌برداری	پیشنهاد تغییر ضرایب وزنی یا اهداف در صورت عدم دستیابی به شرایط مطلوب	اپراتور / سیستم مدیریت بهره‌برداری	O
۱۳	ثبت وقایع و لاگ عملیاتی	ذخیره کلیه اقدامات کنترلی، زمان اجرا و نتایج در پایگاه داده رویدادها	پایگاه داده DMS	M
۱۴	اعلان وضعیت سلامت ماژول (Heartbeat)	ارسال سیگنال فعال بودن و صحت عملکرد ماژول VVO	زیرساخت مانیتورینگ سیستم	R
۱۵	پیشنهاد سناریوی بهینه در حالت مطالعه	ارائه سناریوی پیشنهادی بدون اعمال در شبکه واقعی در Study Mode	اپراتور / HMI	R
۱۶	سیگنال تکمیل اجرای فرمان	اعلام اتمام موفق اعمال دستورات کنترلی جهت بستن حلقه کنترل	SOM / مرکز کنترل	M
۱۷	پروفیل ولتاژ بهینه‌شده شبکه	مقادیر ولتاژ محاسبه‌شده در تمامی باس‌ها پس از اجرای بهینه‌سازی	DPF / HMI / پایگاه داده تاریخی	M
۱۸	مقادیر توان راکتیو بهینه	توان راکتیو تزریقی یا جذبی تجهیزات جبران‌ساز پس از بهینه‌سازی	DMS / Analytics	M
۱۹	مقدار تابع هدف	مقدار نهایی تابع هدف شامل تلفات، انحراف ولتاژ، یا شاخص ترکیبی وزنی	سامانه گزارش‌گیری / Analytics	M
۲۰	میزان کاهش تلفات	اختلاف تلفات شبکه قبل و بعد از بهینه‌سازی	سیستم گزارش‌گیری	R
۲۱	میزان کاهش پیک بار (در صورت CVR)	برآورد کاهش تقاضای بار ناشی از کاهش ولتاژ هدفمند	مرکز کنترل / LS	R
۲۲	شاخص انحراف ولتاژ	معیار آماری فاصله ولتاژها از مقدار مرجع	HMI / Analytics	R

صفحه ۱۳۴ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۲۳	توصیه کنترلی ^۱	پیشنهاد تغییر TAP، وضعیت خازن یا تنظیم رگولاتور در حالت Advisory	HMI اپراتور / SOM	M

۹-۱۱- مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS)^۲

با توجه به رشد روزافزون منابع تولید پراکنده (DER) شامل نیروگاه‌های خورشیدی، بادی، سیستم‌های ذخیره انرژی و بارهای قابل کنترل در شبکه توزیع، مدیریت و هماهنگی این منابع برای حفظ پایداری، قابلیت اطمینان و کیفیت توان شبکه ضروری شده است. ماژول DERMS با هدف فراهم کردن امکان پایش، کنترل و بهینه‌سازی عملکرد تمامی DERها طراحی شده است و نقش محوری در تعادل توان اکتیو و راکتیو، کاهش تلفات و جلوگیری از نوسانات ولتاژ و جریان در شبکه توزیع ایفا می‌کند. این ماژول با بهره‌گیری از داده‌های زمان واقعی و اطلاعات پیش‌بینی تولید و بار، اقدام به کنترل دستی و خودکار واحدهای تولید پراکنده، مدیریت توزیع و بالانس توان شبکه می‌نماید و همچنین قابلیت نظارت و هماهنگی با تولیدکنندگان مستقل (IPP)^۳ و DERهای مشتریان را دارد. روش کار DERMS بر اساس ادغام داده‌ها و کنترل از طریق سامانه‌های SCADA، AMI و سایر ماژول‌های DMS انجام می‌شود و امکان مدیریت بخش‌های جزیره‌ای شبکه برای بارهای حساس و حیاتی را فراهم می‌آورد. این ماژول با پشتیبانی از عملکردهای هوشمند DER شامل کنترل Volt-VAR و Volt-Watt، کنترل توان راکتیو، مدیریت شارژ و دشارژ باتری‌ها، محدودیت حداکثر تولید و پاسخ به تغییرات فرکانس و ولتاژ، نقش موثری در بهینه‌سازی مصرف انرژی، ارتقای قابلیت اطمینان و کیفیت توان شبکه دارد. علاوه بر این، ثبت دقیق اقدامات کنترلی و تولید گزارش‌های مدیریتی امکان تحلیل عملکرد، شناسایی نقاط بحرانی و بهبود فرآیندهای عملیاتی را برای شرکت‌های توزیع فراهم می‌کند. با توجه به این ویژگی‌ها، DERMS به عنوان یک ماژول کلیدی در سامانه مدیریت شبکه توزیع، ضمن هماهنگی با سایر ماژول‌ها مانند FLISR، VVO، LS و DR، توانایی افزایش بهره‌وری، کاهش خطرات ناشی از ناپایداری و ارتقای پایداری شبکه برق را فراهم می‌آورد.

^۱ Control Recommendation

^۲ Distributed Energy Resource Management System

^۳ Independent Power Producers

<p>صفحه ۱۳۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۷۳- الزامات مازول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۱	ارائه داشبورد متمرکز مدیریت DER	سیستم مدیریت شبکه توزیع باید دارای یک محیط نمایشی متمرکز باشد که اطلاعات مرتبط با تمامی منابع انرژی پراکنده متصل به شبکه را به صورت تجمیعی و طبقه‌بندی شده نمایش دهد. این محیط باید امکان مشاهده سریع وضعیت تولید، ظرفیت نصب شده و سایر اطلاعات کلیدی را برای بهره‌بردار فراهم نماید.	M
۲	نمایش وضعیت لحظه‌ای تولید در سطح کل سیستم	سیستم باید بتواند میزان توان اکتیو و راکتیو تولیدی هر نوع فناوری (خورشیدی، بادی، سوختی، ذخیره‌ساز و ...) را در سطح کل شبکه توزیع به صورت لحظه‌ای نمایش دهد. همچنین مجموع کل تولید و مجموع بار شبکه نیز باید قابل مشاهده باشد تا ارزیابی تراز تولید و مصرف امکان‌پذیر گردد.	M
۳	نمایش ظرفیت نصب شده منابع	سیستم باید ظرفیت نامی نصب شده هر نوع فناوری و مجموع ظرفیت کل منابع انرژی پراکنده را نمایش دهد تا مقایسه میان تولید واقعی و ظرفیت بالقوه امکان‌پذیر باشد.	M
۴	دسته‌بندی منابع بر اساس نواحی جغرافیایی یا اقلیمی	سیستم باید قابلیت گروه‌بندی منابع انرژی پراکنده بر اساس نواحی جغرافیایی یا شرایط اقلیمی را داشته باشد تا اثر تغییرات آب‌وهوایی بر تولید در هر ناحیه به صورت مجزا قابل بررسی باشد.	R
۵	پیش‌بینی تولید مبتنی بر اطلاعات هواشناسی	سیستم باید بتواند اطلاعات پیش‌بینی هواشناسی (نظیر دما، سرعت باد و میزان پوشش ابر) را دریافت کرده و بر اساس آن، میزان تولید پیش‌بینی شده منابع وابسته به شرایط جوی را محاسبه و نمایش دهد.	M
۶	تولید پروفایل پیش‌بینی ساعتی	سیستم باید امکان تولید و نمایش پیش‌بینی ساعتی توان اکتیو و راکتیو منابع انرژی پراکنده را حداقل برای بازه ۲۴ ساعت آینده فراهم نماید.	M
۷	پیش‌بینی مستقل برای هر منبع مقیاس بزرگ	برای منابع تولید پراکنده مقیاس بزرگ (نظیر نیروگاه‌های گازی کوچک یا سامانه‌های ذخیره‌سازی)، باید پیش‌بینی خروجی به صورت مستقل و جداگانه ارائه گردد.	M
۸	نمایش زمان آخرین محاسبه	سیستم باید زمان آخرین به‌روزرسانی یا اجرای محاسبات پیش‌بینی را نمایش دهد تا کاربران از اعتبار زمانی داده‌ها آگاه باشند.	R
۹	امکان مشاهده موقعیت منبع در شبکه	بهره‌بردار باید بتواند هر منبع انرژی پراکنده را در مدل شبکه مشاهده کرده و ارتباط آن با پست و فیدر مربوطه را بررسی نماید.	M

<p>صفحه ۱۳۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۱۰	ذخیره‌سازی داده‌های تاریخی	سیستم باید امکان ذخیره‌سازی و بازیابی داده‌های تولید واقعی و پیش‌بینی‌شده را به‌منظور تحلیل‌های آماری، برنامه‌ریزی و گزارش‌گیری فراهم نماید.	M
۱۱	یکپارچگی کامل با مدل الکتریکی شبکه	تمامی نمایش‌ها و پیش‌بینی‌ها باید بر پایه مدل الکتریکی کامل شبکه توزیع انجام شود تا تحلیل‌ها از نظر فنی معتبر و منطبق بر وضعیت واقعی شبکه باشند.	M
۱۲	اجرای تحلیل تخصیص ظرفیت شبکه	سیستم باید قادر باشد بر اساس برنامه تولید ارائه‌شده توسط منابع انرژی پراکنده، بررسی نماید که آیا تولید پیشنهادی در یک بازه زمانی مشخص (حداقل ۲۴ ساعت آینده) بدون ایجاد اضافه‌بار یا مشکل ولتاژی در شبکه قابل تحقق است یا خیر.	M
۱۳	لحاظ نمودن تنها منابع مشمول تحلیل	سیستم باید امکان مشخص‌سازی منابعی را که مشمول تحلیل تخصیص ظرفیت هستند فراهم نماید تا تحلیل صرفاً برای منابع تعریف‌شده اجرا گردد.	M
۱۴	بررسی محدودیت‌های حرارتی تجهیزات	در فرآیند تحلیل، محدودیت جریان مجاز تجهیزات نظیر هادی‌ها، کلیدها و ترانسفورماتورها باید بررسی شود تا از بروز اضافه‌بار جلوگیری گردد.	M
۱۵	بررسی محدودیت‌های ولتاژی	سیستم باید تغییرات ولتاژ ناشی از تولید منابع را در نقاط مختلف شبکه ارزیابی کرده و از خروج ولتاژ از محدوده مجاز جلوگیری نماید.	M
۱۶	تحلیل مستقل برای هر بازه زمانی	تحلیل تخصیص ظرفیت باید برای هر ساعت یا بازه زمانی تعریف‌شده به‌صورت مستقل انجام شود تا برای هر ساعت، مقدار مجاز تولید مشخص گردد.	M
۱۷	تعیین میزان تولید مجاز	در صورت بروز محدودیت، سیستم باید حداکثر توان مجاز قابل تولید برای هر منبع را محاسبه و اعلام نماید.	M
۱۸	اعمال کاهش تولید در صورت لزوم	چنانچه تولید پیشنهادی باعث ایجاد محدودیت در شبکه شود، سیستم باید میزان کاهش لازم برای رفع محدودیت را تعیین کند.	M
۱۹	اولویت‌بندی کاهش تولید بر اساس معیار اقتصادی	در صورت نیاز به کاهش تولید چند منبع، سیستم باید بر اساس معیارهای اقتصادی از پیش تعریف‌شده (مانند قیمت پیشنهادی تولید)، ترتیب کاهش تولید را تعیین نماید.	M

<p>صفحه ۱۳۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۲۰	اعلام وضعیت پذیرش یا عدم پذیرش برنامه تولید	برای هر منبع و هر بازه زمانی باید مشخص شود که برنامه تولید پیشنهادی به‌طور کامل قابل اجرا است، نیازمند کاهش است یا به‌طور کامل غیرقابل اجرا می‌باشد.	M
۲۱	امکان لحاظ شرایط موجود شبکه	سیستم باید امکان تنظیم تحلیل به‌گونه‌ای را داشته باشد که بتواند محدودیت‌های موجود شبکه پیش از اعمال برنامه تولید را لحاظ یا در صورت نیاز نادیده بگیرد.	R
۲۲	نمایش محل و نوع محدودیت‌ها	در صورت بروز محدودیت، سیستم باید تجهیز مربوطه، نوع محدودیت (اضافه بار یا انحراف ولتاژ)، مقدار تجاوز از حد مجاز و میزان مجاز را به‌صورت شفاف نمایش دهد.	M
۲۳	قابلیت مقیاس‌پذیری	سیستم باید توانایی تحلیل همزمان تعداد زیاد منابع انرژی پراکنده در چندین فیدر و پست را بدون کاهش کارایی داشته باشد.	M
۲۴	تهیه گزارش مدیریتی	امکان تهیه گزارش از میزان کاهش تولید اعمال‌شده، ساعات دارای محدودیت و آثار فنی و اقتصادی آن باید فراهم باشد.	R
۲۵	امنیت و کنترل دسترسی	دسترسی به اجرای تحلیل، مشاهده نتایج و تغییر تنظیمات باید بر اساس سطوح دسترسی تعریف‌شده و سیاست‌های امنیتی انجام گیرد.	M
۲۶	تبادل اطلاعات با ONR	سیستم باید قادر باشد اطلاعات تولید لحظه‌ای و پیش‌بینی DERها را به ONR منتقل کند تا تصمیمات بازچینی شبکه، کاهش تلفات و مدیریت ولتاژ بهینه انجام شود. همچنین، در مواقع جزیره‌ای شدن، DERMS باید اطلاعات منابع Islandable را به ONR ارائه دهد تا مسیرهای بازچینی بهینه انتخاب شوند.	M
۲۷	هماهنگی با OMS	DERMS باید توانایی تبادل اطلاعات با OMS را داشته باشد تا در زمان خاموشی‌های گسترده یا اضطراری، منابع Islandable یا ذخیره‌ها بتوانند انرژی لازم را برای نواحی حساس تأمین کنند. همچنین OMS می‌تواند نیاز به Load Shedding را به DERMS اطلاع دهد تا تولید DERها بر اساس اولویت‌ها و محدودیت‌ها تنظیم شود.	M
۲۸	دریافت و ارسال داده با SCADA	DERMS باید وضعیت لحظه‌ای هر DER شامل توان اکتیو و راکتیو، وضعیت ON/OFF و Charge State of باتری‌ها را از SCADA دریافت کند. همچنین دستورات کاهش تولید، افزایش تولید یا جزیره‌ای کردن DERها باید از طریق	M

<p>صفحه ۱۳۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
		SCADA به تجهیزات فیزیکی اعمال شود. این ارتباط تضمین می‌کند که تصمیمات DERMS به شبکه واقعی منتقل می‌شوند.	
۲۹	استفاده از داده‌های AMI	DERMS باید قادر باشد داده‌های مصرف لحظه‌ای و پروفایل بار را از AMI دریافت کند تا تحلیل پیک بار و برنامه‌ریزی تولید و NCA دقیق انجام شود. این داده‌ها همچنین برای مدیریت پاسخ تقاضا (DR) و هدف‌گذاری کاهش بار مشتریان استفاده می‌شود.	R
۳۰	اولویت‌بندی و یکپارچگی تصمیمات بین ماژول‌ها	سیستم باید بتواند تصمیمات DERMS را با محدودیت‌های شبکه، دستورات OMS و FLISR، برنامه‌های VVO و DR هماهنگ کرده و از ایجاد تداخل یا ناسازگاری بین تصمیمات جلوگیری کند. به عبارت دیگر، خروجی DERMS باید همزمان در تمامی ماژول‌ها قابل استفاده و معتبر باشد.	M
۳۱	ثبت و گزارش‌گیری تبادل اطلاعات	سیستم باید تمامی تبادل داده‌ها با سایر ماژول‌ها و سیستم‌ها را ثبت کرده و امکان تولید گزارش مدیریتی از تعاملات DERMS فراهم باشد، شامل زمان دریافت/ارسال اطلاعات و وضعیت هماهنگی با هر ماژول.	R
۳۲	هماهنگی DERMS با FLISR	DERMS باید اطلاعات منابع Islandable و پیش‌بینی تولید DERها را در اختیار FLISR قرار دهد تا هنگام شناسایی خطا و بازگرداندن سرویس، بتوان مسیرهای بهینه بازچینی شبکه را انتخاب و بخش‌های آسیب‌دیده را با حداقل قطعی بار بازیابی کرد.	M
۳۳	ارائه داده‌های توان راکتیو و لحظه‌ای DERها به VVO	خروجی توان راکتیو و فعال DERها باید به الگوریتم‌های بهینه‌سازی ولتاژ و توان راکتیو منتقل شود تا ولتاژ در محدوده مجاز باقی بماند و تلفات شبکه کاهش یابد.	M
۳۴	هماهنگی DERMS با LS	در مواقع اضطراری و نیاز به بارزدایی، DERMS باید بتواند برنامه کاهش تولید منابع پراکنده و شارژ/دشارژ باتری‌ها را با LS هماهنگ کند تا کاهش بار به صورت کنترل‌شده و بدون ایجاد اختلال در شبکه اعمال شود.	M
۳۵	ارتباط با پردازشگر توپولوژی شبکه (DTP)	برای عملکرد صحیح و ایمن ماژول DERMS، لازم است که اطلاعات توپولوژی لحظه‌ای شبکه توزیع از پردازشگر توپولوژی شبکه (DTP) دریافت شود. این اطلاعات شامل وضعیت فیدرها، خطوط، ترانسفورماتورها و مسیر جریان‌ها است و به DERMS امکان می‌دهد تصمیم‌گیری دقیق در تخصیص تولید، توزیع و مدیریت توان اکتیو/راکتیو انجام دهد. بدون این اطلاعات،	M

 وزارت نیرو شرکت توانیر	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	صفحه ۱۳۹ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :
---	--	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
		تحلیل تخصیص ظرفیت میزبانی ^۱ (NCA) و جلوگیری از محدودیت جریان یا ولتاژ غیرمجاز امکان‌پذیر نخواهد بود.	
۳۶	همانگی DERMS با DR	DERMS باید بتواند منابع انرژی پراکنده را در برنامه‌های DR به کار گیرد، مانند شارژ یا دشارژ باتری‌ها و مدیریت تولید DERها، تا مصرف هدفمند مشتریان و کاهش بار پیک شبکه بهینه‌سازی شود.	R

جدول ۷۴- پیش‌نیازهای ماژول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۱	زیرساخت ارتباطی DMS و SCADA	برای عملکرد صحیح DERMS، نیاز است که شبکه SCADA و DMS به صورت پایدار و قابل اعتماد در دسترس باشند تا داده‌های اندازه‌گیری لحظه‌ای از نقاط کلیدی شبکه و تجهیزات DER جمع‌آوری شده و دستورات کنترل به واحدها منتقل شود. این زیرساخت شامل پروتکل‌های ارتباطی استاندارد، خطوط ارتباطی امن و پایداری شبکه است.	M
۲	سیستم AMI و پایگاه داده انرژی مشترک	وجود سیستم هوشمند اندازه‌گیری (AMI) برای دریافت اطلاعات جریان انرژی، مصرف و تولید در نقاط اندازه‌گیری مشتریان ضروری است. این اطلاعات برای پیش پاسخ مشتری به DR و تنظیم تولید پراکنده به کار می‌رود و باید به پایگاه داده مرکزی DMS و DERMS متصل باشد.	M
۳	پارامترهای شبکه توزیع و تجهیزات DER	DERMS نیازمند دسترسی به پارامترهای شبکه مانند مشخصات خطوط، ترانسفورماتورها، محدودیت‌های ولتاژ و جریان، ظرفیت تولید و ضریب توان واحدهای DER است تا تحلیل Dispatch و NCA به درستی انجام شود. این پارامترها باید به‌روز و معتبر باشند.	M
۴	داده‌های پیش‌بینی تولید و بار	برای پیش‌بینی عملکرد شبکه و بهینه‌سازی توزیع، DERMS باید به داده‌های پیش‌بینی تولید (PV، باد، باتری و سایر DERها) و بار مصرفی دسترسی داشته باشد. این داده‌ها می‌توانند از خدمات هواشناسی، مدل‌های پیش‌بینی و سیستم‌های مدیریت انرژی تأمین شوند.	M

^۱ Network Capacity Allocation

<p>صفحه ۱۴۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۵	سیگنال‌های کنترل و فرمان واحدهای DER	ارسال دستورات MW/MVar، تغییر ضریب توان، قطع/اتصال واحدها و مدیریت شارژ/دشارژ باتری‌ها نیازمند وجود سیگنال‌های کنترل استاندارد و پایدار بین DERMS و تجهیزات فیلد (Smart Inverter، رله‌ها، کنترلرها) است.	M
۶	ماژول‌های مرتبط DMS	برای عملکرد بهینه DERMS، لازم است که سایر ماژول‌های DMS شامل DTP، FLISR، VVO، LS، DR، STLF و ONR به صورت یکپارچه و قابل تبادل اطلاعات با DERMS باشند تا تحلیل توزیع اقتصادی، پایش ولتاژ، مدیریت بار و پاسخ به حوادث به صورت هماهنگ انجام شود.	M
۷	پایگاه داده و نرم‌افزار مدیریت DER	DERMS نیازمند نرم‌افزار اختصاصی یا ادغام‌شده با DMS/EMS و پایگاه داده‌ای برای ذخیره اطلاعات عملکرد، تنظیمات واحدها، نتایج تحلیل ظرفیت میزبانی و گزارش‌گیری مدیریتی است تا قابلیت بررسی، تحلیل و تولید گزارش جامع فراهم شود.	M
۸	امکانات امنیت سایبری و دسترسی کنترل‌شده	DERMS باید از سیستم‌های امنیتی و دسترسی کنترل‌شده بهره‌مند باشد تا داده‌ها و فرمان‌ها از دسترسی غیرمجاز و حملات سایبری محافظت شوند و قابلیت Audit و ردیابی عملکرد واحدها فراهم باشد.	R
۹	زیرساخت سخت‌افزاری و نرم‌افزاری با قابلیت مقیاس‌پذیری	سخت‌افزار و نرم‌افزار مورد استفاده برای DERMS باید قابلیت پشتیبانی از تعداد بالای واحدهای DER و حجم بالای داده‌ها را داشته باشد و امکان توسعه و مقیاس‌پذیری در آینده برای افزودن منابع جدید فراهم باشد.	R

<p>صفحه ۱۴۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۷۵- ورودی‌های مازول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	اطلاعات توپولوژی شبکه	وضعیت لحظه‌ای فیدرها، خطوط، ترانسفورماتورها و مسیر جریان‌ها که مازول DERMS برای تحلیل توزیع تولید (Dispatch) و محاسبه تخصیص ظرفیت شبکه (Network Allocation – NCA Capacity) نیاز دارد. این اطلاعات پایه‌ای برای تصمیم‌گیری بهینه تولید و جلوگیری از محدودیت‌های جریان و ولتاژ غیرمجاز هستند.	DMS / DTP	M
۲	بارهای لحظه‌ای شبکه	مقادیر توان اکتیو و راکتیو مصرفی در نقاط اندازه‌گیری شبکه که برای محاسبه تعادل توان، هماهنگی توزیع تولید منابع پراکنده و جلوگیری از اضافه‌بار (Overload) شبکه ضروری است.	AMI / SCADA	M
۳	پیش‌بینی بار و تولید	داده‌های پیش‌بینی (Forecast) تولید منابع انرژی پراکنده (DER) مانند انرژی خورشیدی (PV)، باد، باتری و سایر منابع و همچنین پیش‌بینی بار شبکه برای تحلیل Dispatch، NCA و مدیریت توان در دوره‌های آتی، به منظور اتخاذ تصمیمات پیش‌بینی شده و جلوگیری از محدودیت‌های شبکه.	سیستم‌های پیش‌بینی هواشناسی / DMS / DERMS	M
۴	وضعیت و خروجی لحظه‌ای DERها	مقادیر واقعی MW و MVar تولید هر واحد DER که برای پایش عملکرد، تحلیل Dispatch و کنترل لحظه‌ای شبکه استفاده می‌شود و امکان تشخیص انحرافات و واکنش سریع را فراهم می‌آورد.	/ SCADA Smart Inverter / DER Controller	M
۵	پارامترهای فنی واحدهای DER	شامل ظرفیت تولید، ضریب توان، توان راکتیو، محدودیت‌های شارژ و دشارژ، قابلیت جزیره‌سازی و سایر مشخصات فنی لازم برای تصمیم‌گیری Dispatch و محاسبه NCA به صورت بهینه.	پایگاه داده DER / پیکربندی DMS	M
۶	درخواست‌ها و دستورات کنترل واحدها	دستورات MW/MVar، تغییر ضریب توان، قطع یا اتصال واحدها و مدیریت شارژ و دشارژ که توسط اپراتور یا برنامه Dispatch صادر می‌شود و مازول DERMS باید آن‌ها را اجرا و پایش کند.	SCADA / رابط کاربری DERMS	M
۷	سیگنال‌های وضعیت جزیره‌ای (Islanded)	اطلاع از وضعیت بخش‌های موقتاً ایزوله شبکه که توسط DER تغذیه می‌شوند، برای کنترل میکروگرید (Microgrid) و مدیریت بارهای حساس و حیاتی.	/ SCADA DMS	M

<p>صفحه ۱۴۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۸	اطلاعات مربوط به IPPها و DER مشتریان	مشخصات واحدها، ظرفیت تولید، محدودیت‌ها و پاسخ‌های برنامه کاهش بار (DR) برای هماهنگی Dispatch و کنترل تولید پراکنده مشتریان و تولیدکنندگان مستقل (IPP).	پایگاه داده مشتری / / AMI DMS	M
۹	پارامترهای شبکه برای تحلیل NCA	محدودیت‌های ولتاژ، جریان، ظرفیت خطوط و ترانسفورماتورها که DERMS برای محاسبه تخصیص ظرفیت شبکه (NCA) استفاده می‌کند تا Dispatch تولید پراکنده بدون ایجاد مشکلات شبکه انجام شود.	DTP / DMS	M
۱۰	قیمت‌ها و اطلاعات اقتصادی واحدهای DER	اطلاعات مربوط به قیمت تولید که برای اولویت‌بندی کاهش تولید و Dispatch بهینه مورد استفاده قرار می‌گیرد و کمک می‌کند تصمیمات اقتصادی لحاظ شوند.	بازار / پایگاه داده DERMS	R
۱۱	اطلاعات وضعیت ولتاژ و جریان حساس	داده‌های لحظه‌ای جریان و ولتاژ در نقاط بحرانی شبکه برای پایش محدودیت‌ها، پیشگیری از اضافه‌بار (Overload) و افت ولتاژ (Undervoltage) و تضمین عملکرد امن شبکه.	/ SCADA DMS	M
۱۲	تنظیمات و پارامترهای سیستم DERMS	مقادیر پیکربندی ماژول DERMS مانند بازه‌های زمانی پیش‌بینی، محدوده کاهش تولید و پارامترهای Dispatch خودکار که برای اجرای صحیح الگوریتم‌ها و هماهنگی با سایر ماژول‌ها ضروری است.	پیکربندی / DERMS پیکربندی DMS	R
۱۳	وضعیت خاموشی‌ها و بخش‌های آسیب‌دیده شبکه	اطلاعات مربوط به رخداد‌های خاموشی، مناطق آسیب‌دیده و مسیرهای ایزوله برای تصمیم‌گیری در Dispatch و کنترل بخش‌های جزیره‌ای شبکه (Microgrid) جهت حفظ پایداری و قابلیت اطمینان.	OMS / FLISR	M
۱۴	مقادیر ولتاژ و توان راکتیو بهینه	داده‌های ولتاژ و توان راکتیو بهینه‌سازی شده توسط ماژول VVO برای کنترل هوشمند Volt-Var و Volt-Watt و تعیین Dispatch بهینه DERها.	VVO	M
۱۵	اطلاعات بارهای قابل کنترل و محدودیت‌های Load Shedding	داده‌های مربوط به بارهای قابل کاهش و محدودیت‌های Load Shedding (LS) برای هماهنگی Dispatch DER و پاسخ به DR و جلوگیری از مشکلات شبکه در زمان اوج بار.	LS	M

<p>صفحه ۱۴۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱۶	سیگنال‌های پاسخ به DR و برنامه‌های کاهش بار	اطلاعات درخواست کاهش یا جابجایی بار مشتریان و پاسخ‌های تأیید شده آن‌ها برای هماهنگی Dispatch DER و تعادل توان شبکه.	DR / AMI	M
۱۷	پیش‌بینی کوتاه‌مدت بار و تولید	داده‌های پیش‌بینی کوتاه‌مدت (Short-Term Forecast) بار و تولید DER برای تحلیل Dispatch، NCA و تصمیم‌گیری پیش‌بینی شده در هر بازه زمانی.	/ STLF DERMS	M
۱۸	برنامه‌های بهینه‌سازی شبکه	اطلاعات ماژول بازپیکربندی بهینه شبکه (ONR) شامل مسیرهای پیشنهادی فیدر، وضعیت کلیدها و تغییرات توپولوژیکی برای جلوگیری از جریان غیرمجاز و اضافه‌بار در هنگام Dispatch DER.	ONR	M
۱۹	اطلاعات خاموشی و تعمیرات شبکه	زمان‌بندی اصلاح خاموشی‌ها، مناطق تحت تأثیر و وضعیت تعمیرات خطوط و تجهیزات برای هماهنگی Dispatch و کنترل Microgrid.	OMS	M
۲۰	داده‌های لحظه‌ای جریان و ولتاژ تجهیزات و کلیدها	اطلاعات real-time جریان و ولتاژ برای پایش، کنترل و تطبیق Dispatch DER با وضعیت واقعی شبکه و تشخیص ناهنجاری‌ها.	/ SCADA حسگرهای هوشمند	M
۲۱	اطلاعات جریان انرژی، مصرف و تولید مشتریان	داده‌های حاصل از سیستم کنترل هوشمند (AMI) برای پایش پاسخ مشتری به DR و تنظیم Dispatch DER بر اساس مصرف واقعی و پاسخ بار.	DMS / AMI	M
۲۲	پارامترهای فنی واحدهای DER و محدودیت‌ها	ظرفیت تولید، ضریب توان، توان راکتیو، قابلیت جزیره‌سازی، محدودیت‌های شارژ و دشارژ و سایر مشخصات فنی که برای تصمیم‌گیری Dispatch و NCA لازم است.	پایگاه داده DER / پیکربندی DMS	M

<p>صفحه ۱۴۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۷۶- خروجی‌های ماژول مدیریت منابع انرژی توزیع شده (DERMS)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	Dispatch تولید DERها	مقادیر MW و MVar تولید منابع پراکنده (DER) که توسط DERMS برای تعادل توان اکتیو و راکتیو در شبکه و کنترل تولید به سایر ماژول‌ها ارسال می‌شود.	SCADA / DMS / OMS / Controller Microgrid	M
۲	دستورات تغییر ضریب توان و قطع/اتصال DERها	دستورات اصلاح ضریب توان، قطع یا اتصال واحدهای DER که برای مدیریت شبکه و کنترل توان راکتیو به واحدها یا اینورترهای هوشمند ارسال می‌شود.	Smart Inverter / DER Controller / SCADA	M
۳	سیگنال‌های کنترل جزیره‌ای (Islanded)	اطلاعات لازم برای فعال یا غیرفعال کردن حالت جزیره‌ای بخش‌های موقتاً ایزوله شبکه، جهت حفظ توان تامین بارهای حیاتی و مدیریت Microgrid.	SCADA / Microgrid DMS / Controller	M
۴	توصیه‌ها و محدودیت‌های NCA	خروجی تحلیل تخصیص ظرفیت شبکه ^۱ شامل مقادیر مجاز تولید، محدودیت‌ها و واحدهای مورد کاهش تولید ^۲ که برای جلوگیری از اضافه بار و محدودیت‌های ولتاژ ارسال می‌شود.	Dispatch DER / DMS / Market Interface	M
۵	اطلاعات وضعیت لحظه‌ای و پیش‌بینی تولید DER	داده‌های واقعی و پیش‌بینی تولید MW و MVar هر واحد DER که برای پایش عملکرد، تطبیق Dispatch و گزارش‌گیری مدیریتی استفاده می‌شود.	/ DMS / DERMS Dashboard Reporting System	M
۶	گزارش‌های عملکرد DER	شامل ثبت اقدامات Dispatch، کاهش تولید، قطع/اتصال، تغییر ضریب توان و پاسخ به DR با جزئیات زمان، منابع و نتایج برای تحلیل و پایش عملکرد.	DERMS Dashboard / DMS	R
۷	دستورات شارژ/دشارژ باتری‌ها	مقادیر مدیریت شارژ و دشارژ منابع ذخیره انرژی جهت کنترل توان و پاسخ به نوسانات شبکه و بار.	/ Battery Controller / SCADA DMS	M

^۱ Network Capacity Allocation

^۲ Curtailment

<p>صفحه ۱۴۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۸	داده‌های بهینه ولتاژ و توان راکتیو	مقادیر بهینه ولتاژ و توان راکتیو برای کنترل هوشمند Volt-Var و Volt-Watt، که به سایر ماژول‌های شبکه جهت تصمیم‌گیری Dispatch ارسال می‌شود.	VVO / DMS / SCADA	M
۹	هشدارها و وضعیت محدودیت‌ها	اعلام واحدهای DER که محدودیت دارند یا در حالت curtailment قرار گرفته‌اند و مشکلات احتمالی شبکه (Overload, Undervoltage) برای مدیریت عملیات ارسال می‌شود.	DMS / Dispatcher / OMS	M
۱۰	سیگنال‌های پاسخ به برنامه‌های DR	خروجی هماهنگی DER Dispatch با برنامه کاهش بار مشتریان، شامل تأیید اجرای DR و مقادیر توان تغییر یافته.	DR Controller / DMS / AMI	M
۱۱	توصیه‌های بهینه‌سازی شبکه	پیشنهاد مسیرهای فیدر، وضعیت کلیدها و تغییرات توپولوژیکی که توسط DERMS بر اساس تحلیل Dispatch و NCA ارائه می‌شود.	ONR / DMS	R
۱۲	داده‌های جزیره‌ای برای Microgrid	اطلاعات زمان‌بندی، مقادیر توان و وضعیت DERهای فعال در بخش‌های Islanded برای مدیریت پایدار شبکه جزیره‌ای.	Microgrid Controller / DMS	M
۱۳	سیگنال‌های هماهنگی با سایر ماژول‌ها	مقادیر و داده‌های تولید، محدودیت‌ها و وضعیت DER برای هماهنگی با ماژول‌های VVO، LS، FLISR، STLF و OMS جهت اجرای بهینه Dispatch.	DMS / VVO / LS / FLISR / OMS / STLF	M
۱۴	خروجی‌های اقتصادی و قیمت	اطلاعات مربوط به قیمت تولید، Utilization و Availability DERها جهت تصمیم‌گیری کاهش تولید و Dispatch بهینه بر اساس هزینه اقتصادی.	Market Interface / DERMS Database / DMS	R
۱۵	خروجی گزارش‌گیری مدیریتی	داده‌های تجمیع شده شامل عملکرد، پاسخ به DR، Dispatch و محدودیت‌های DERها برای تهیه گزارش مدیریتی و تحلیل عملکرد.	DERMS Dashboard	R

<p>صفحه ۱۴۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

۹-۱۲- پردازشگر هوشمند آلام (IAP)^۱

با توسعه و هوشمند شدن سامانه‌های اسکادا و سایر سامانه‌های نظارتی و کنترلی، یکی از چالش‌های اساسی شرکت‌های توزیع برق در راهبری شبکه، مدیریت حجم بسیار زیادی از پیام‌ها و آلام‌های ارسالی می‌باشد. در شرایط اضطراری و بحران شبکه، ممکن است صدها یا حتی هزاران آلام همزمان فعال شوند که این حجم انبوه پیام‌ها، اپراتور دیسپاچینگ را با سردرگمی مواجه کرده و تحلیل سریع و دقیق شبکه را دشوار می‌سازد. در سامانه‌های کنترلی سنتی، مکانیزم ارسال آلام‌ها معمولاً به صورت مستقل از هر نقطه شبکه انجام می‌شود. به این نحو که هر رخداد غیرنرمال در شبکه، به صورت جداگانه توسط نقاط مرتبط سیگنال آلام تولید و ارسال می‌شود. این فرآیند می‌تواند منجر به تولید حجم زیادی از پیام‌های غیرضروری و افزون بر حد نیاز مرکز کنترل گردد.

یکی از روش‌های مؤثر در مدیریت آلام‌های شبکه، استفاده از ماژول پردازشگر هوشمند آلام (IAP) به عنوان یکی از توابع سامانه DMS است. این ماژول با بهره‌گیری از منطق فازی، هوش مصنوعی، سیستم‌های خبره و مدل‌های آموزش‌دیده، قادر است علت و ریشه رخداد حوادث را تشخیص داده و به اپراتور نمایش دهد. همچنین، ماژول IAP با حذف هشدارهای مزاحم و آلام‌های غیرضروری و جایگزینی مجموعه آلام‌های مشابه با یک هشدار ترکیبی، بار اطلاعاتی مرکز کنترل را کاهش می‌دهد و تمرکز اپراتور را روی مسائل واقعی و مهم شبکه افزایش می‌دهد. ماژول پردازشگر هوشمند آلام به عنوان یک سامانه واسطه، از طریق ارتباط با سامانه اسکادا و سایر سامانه‌های مشابه، تمامی سیگنال‌های تولید شده را دریافت، پردازش و تحلیل می‌کند. این ماژول قابلیت جداسازی آلام‌های اصلی و پیامدهای آن‌ها، تعیین اولویت‌بندی آلام‌ها بر اساس درجه اهمیت و ارائه گزارش‌ها و پیشنهادات اصلاحی به اپراتور را فراهم می‌آورد. به این ترتیب، عملکرد سامانه DMS بهبود یافته و توانایی مدیریت شرایط اضطراری و بحرانی شبکه با دقت و سرعت بیشتری تأمین می‌شود.

^۱ Intelligent Alarm Processing

<p>صفحه ۱۴۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۷۷- الزامات ماژول الزامات پردازشگر هوشمند آلام (IAP)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۱	پردازش سریع و هوشمند آلام‌ها	ماژول باید قادر باشد حجم بالای سیگنال‌ها و آلام‌های دریافتی را در زمان کوتاه تحلیل و پردازش کند تا اپراتور بتواند تصمیمات سریع اتخاذ کند و انفجار آلام‌ها (Alarm Burst) مدیریت شود.	M
۲	اولویت‌بندی آلام‌ها	هر آلام باید دارای اولویت مشخص باشد که تعیین‌کننده ترتیب اعلام، برجسته‌سازی، ثبت و پاسخ سیستم باشد و مهم‌ترین پیام‌ها به صورت واضح به اپراتور نمایش داده شوند.	M
۳	آلام‌های وابسته ^۱	فعال یا مهار شدن آلام برای یک نقطه مشخص باید بر اساس وضعیت یا مقدار نقطه داده مرتبط دیگر باشد.	M
۴	جلوگیری از آلام‌های مزاحم و تکراری ^۲	آلام‌های کم‌اهمیت که در بازه‌های کوتاه فعال می‌شوند باید مهار شده و از تولید مکرر آلام مشابه جلوگیری شود.	M
۵	ترکیب و تجمیع آلام‌ها	آلام‌های مرتبط که اطلاعات مشابه دارند باید به یک پیام ترکیبی خلاصه شوند و همچنین آلام‌های جزئی می‌توانند برای ایجاد آلام با اولویت بالاتر ترکیب شوند.	R
۶	جداسازی آلام‌های اصلی و پیامدها	ماژول باید بین آلام‌های ریشه‌ای ^۳ و آلام‌های ناشی از اثرات آن‌ها تفکیک ایجاد کند.	M
۷	تعریف مقادیر حدی برای هشدارها	امکان تعریف حداقل و حداکثر مقادیر و اختصاص مقادیر آستانه برای تولید هشدار بر اساس نوع تجهیز و شرایط عملیاتی.	M
۸	مهار یا فعال‌سازی آلام بر اساس شرایط مرتبط	آلام‌ها می‌توانند بر اساس وضعیت یا مقدار متغیرهای مرتبط سیستم فعال یا مهار شوند؛ مثال: ولتاژ صفر در تجهیز غیرفعال طبیعی است و آلام ندارد، اما در تجهیز فعال غیرطبیعی است و آلام ایجاد می‌شود.	M
۹	آلام حساس به زمان ^۴	ماژول باید بارگذاری کوتاه‌مدت اضطراری تجهیزات (ترانسفورماتور، کابل و...) را رصد کرده و وقتی محدودیت زمانی نزدیک می‌شود، اپراتور را مطلع سازد.	M
۱۰	مدیریت آلام تجهیزات در حالت تست یا دمو	قابلیت فعال یا مهار کردن آلام‌ها برای تجهیزاتی که در حالت تست، دمو یا غیرعملیاتی هستند.	M
۱۱	تشخیص و تحلیل مقادیر غیرمنطقی	شناسایی مقادیر غیرمنطقی یا غیرقابل قبول و ارسال هشدار به اپراتور جهت جلوگیری از تصمیم‌گیری اشتباه.	M

^۱ Dependent Alarms

^۲ Chattering

^۳ Root Alarm

^۴ Time-sensitive Alarming

<p>صفحه ۱۴۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۱۲	ارائه وضعیت دقیق سیستم	تشخیص موقعیت فعلی شبکه و ارائه تصویر شفاف و دقیق از وضعیت شبکه برای کمک به تصمیم‌گیری صحیح اپراتور دیسپچر.	M
۱۳	تجمع داده‌ها از منابع مختلف	جمع‌آوری و تجمع اطلاعات از منابع مختلف مانند MDM, DMS, SCADA و سایر سیستم‌ها برای تحلیل جامع و یکپارچه آلام‌ها.	M
۱۴	نمایش علل ریشه‌ای خطا	ارائه علل ریشه‌ای خطا به صورت گرافیکی و با رنگ‌بندی‌های مختلف بر بستر GIS جهت سهولت در تحلیل و تصمیم‌گیری.	M
۱۵	ارائه پیشنهادات اصلاحی به اپراتور	ارائه راهکارهای پیشنهادی و اقدامات اصلاحی به اپراتور دیسپچر برای مدیریت سریع‌تر و بهینه‌تر شرایط غیرعادی.	M
۱۶	ثبت و گزارش‌گیری آلام‌ها	هر آلام باید ثبت شده و امکان تولید گزارش‌های تاریخی و تحلیلی فراهم شود.	M
۱۷	مدیریت کلیه آلام‌های ارسالی از ماژول‌ها و سامانه‌های مرتبط	قابلیت مدیریت تمام آلام‌های ارسالی با امکان تعریف و تنظیم سطوح مختلف برای هر آلام.	O

جدول ۷۸- پیش‌نیازهای ماژول الزامات ماژول پردازشگر هوشمند آلام (IAP)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۱	زیرساخت ارتباطی پایدار	وجود شبکه ارتباطی مطمئن و با پهنای باند کافی بین سامانه DMS, اسکادا و سایر سیستم‌های مرتبط جهت دریافت و ارسال سیگنال‌ها و داده‌ها.	M
۲	دسترسی به داده‌های لحظه‌ای تجهیزات	ماژول IAP نیازمند دسترسی به داده‌های آنی (Real-time) تجهیزات شامل ترانسفورماتورها، کابل‌ها، فیدرها و کلیدها جهت تحلیل و پردازش آلام‌ها است.	M
۳	دسترسی به داده‌های تاریخی	دسترسی به داده‌های تاریخی آلام‌ها، وضعیت تجهیزات و اندازه‌گیری‌های قبلی برای تحلیل علل ریشه‌ای رخدادها و بهبود الگوریتم‌های هوشمند ضروری است.	M
۴	سیگنال‌ها و نقاط اندازه‌گیری استاندارد	تعریف و پیاده‌سازی نقاط اندازه‌گیری (Measurement Points) و سیگنال‌های کنترلی به صورت استاندارد و قابل پردازش برای ماژول IAP الزامی است.	M
۵	ماژول‌های DMS مرتبط	وجود ماژول‌های DMS اصلی شامل مدیریت آلام، مدیریت وضعیت تجهیزات و پایگاه داده‌های شبکه برای تعامل با IAP لازم است.	M

<p>صفحه ۱۴۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل و دقیق مشخصه	سطح الزام
۶	سامانه SCADA	سامانه SCADA به عنوان منبع اصلی داده‌های لحظه‌ای و آلارم‌ها باید در دسترس و قابل ارتباط با IAP باشد.	M
۷	پایگاه داده مرکزی	وجود یک پایگاه داده مرکزی برای ذخیره‌سازی داده‌های لحظه‌ای و تاریخی آلارم‌ها، وضعیت تجهیزات و نتایج پردازش هوشمند ضروری است.	M
۸	نرم‌افزار پردازش هوشمند و الگوریتم‌های AI	ماژول IAP نیازمند نرم‌افزارهای پردازش داده، الگوریتم‌های منطق فازی، هوش مصنوعی و سیستم‌های خبره برای تحلیل و تصمیم‌گیری خودکار است.	M
۹	قابلیت یکپارچگی با GIS	دسترسی به سیستم GIS جهت نمایش گرافیکی وضعیت شبکه و علل ریشه‌ای رخدادها برای اپراتور ضروری است.	R
۱۰	رابط کاربری اپراتور	وجود رابط کاربری مناسب جهت نمایش آلارم‌ها، هشدارها و پیشنهادات اصلاحی به اپراتور دیسپچر الزامی است.	M
۱۱	پردازشگر توپولوژی DTP	ماژول IAP باید به صورت دائم به خروجی پردازشگر توپولوژی دسترسی داشته باشد تا وضعیت انرژی‌دار بودن تجهیزات، مسیرهای تغذیه و ساختار لحظه‌ای شبکه را در تحلیل و اولویت‌بندی آلارم‌ها لحاظ نماید.	M
۱۲	سیستم‌های مانیتورینگ و گزارش‌گیری	ابزارهای گزارش‌گیری، مانیتورینگ و ثبت داده‌ها جهت تحلیل عملکرد ماژول و بررسی کیفیت پردازش آلارم‌ها لازم است.	R

صفحه ۱۵۰ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

جدول ۷۹- ورودی‌های مازول پردازشگر هوشمند آلام (IAP)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	آلام‌های دیجیتال تجهیزات	کلیه سیگنال‌های آلام وضعیت تجهیزات شامل Trip، Protection Operated، Breaker Fail، Communication Fail و سایر آلام‌های حفاظتی	SCADA	M
۲	وضعیت کلیدها و تجهیزات (Status Points)	وضعیت باز/بسته بودن بریکرها، سکسیونرها، ریکلوزرها و سایر تجهیزات کلیدی جهت تحلیل توپولوژی	SCADA	M
۳	اندازه‌گیری‌های آنالوگ	مقادیر ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو، فرکانس و سایر پارامترهای اندازه‌گیری لحظه‌ای	SCADA	M
۴	کیفیت داده (Data Quality) (Flags)	وضعیت اعتبار داده شامل Valid، Invalid، Bad Quality، Substituted جهت جلوگیری از تحلیل اشتباه	SCADA	M
۵	زمان مهر دقیق (Timestamp)	زمان وقوع هر رویداد یا تغییر وضعیت برای تحلیل توالی رخدادها (Sequence of Events)	SCADA	M
۶	خروجی پردازشگر توپولوژی	وضعیت انرژی‌دار یا بی‌برق بودن تجهیزات، مسیرهای تغذیه و ساختار لحظه‌ای شبکه	DTP	M
۷	مدل شبکه و مشخصات تجهیزات	اطلاعات ساختاری شبکه شامل اتصال تجهیزات، ظرفیت نامی، حدود بهره‌برداری و مشخصات فنی	Network Model	M
۸	حدود و آستانه‌های بهره‌برداری	مقادیر حداقل، حداکثر و اضطراری تعریف‌شده برای پارامترهای عملیاتی جهت تولید هشدار	پایگاه داده تنظیمات DMS	M
۹	اطلاعات بارگذاری اضطراری زمان‌مند	مقادیر Emergency Rating کوتاه‌مدت (مثلاً چهار ساعته) و زمان سپری‌شده از اضافه‌بار	Asset Management / DMS	M
۱۰	داده‌های تاریخی آلام‌ها	سوابق آلام‌ها و رخدادهای گذشته جهت تحلیل الگو و بهبود تشخیص علت ریشه‌ای	Historical Database	R
۱۱	وضعیت تجهیزات در حالت تست/خروج از مدار	اطلاعات مربوط به تجهیزاتی که در حالت Test، Demo یا Maintenance قرار دارند	SCADA / Asset Management	M
۱۲	اطلاعات مشترکین و بار قطع‌شده	داده‌های مربوط به تعداد مشترکین یا بار متاثر از یک رخداد برای اولویت‌بندی آلام	OMS / CIS / MDM	R

 وزارت نیرو شرکت توانیر	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	صفحه ۱۵۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :
---	--	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱۳	پیام‌های ماژول‌های دیگر DMS	آلارم‌ها و رویدادهای تولید شده توسط سایر ماژول‌های DMS مانند VVO، FLISR و Shedding Load	ماژول‌های DMS داخلی	R
۱۴	اطلاعات مکانی تجهیزات	مختصات و لایه‌های مکانی جهت نمایش گرافیکی علل ریشه‌ای و تحلیل فضایی رخداد	GIS	R
۱۵	پارامترهای تنظیمی منطق هوشمند	قواعد فازی، وزن‌دهی اولویت‌ها، قوانین سیستم خبره و پارامترهای تنظیمی تحلیل	IAP تنظیمات	M

جدول ۸۰- خروجی‌های ماژول پردازشگر هوشمند آلارم (IAP)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	آلارم ریشه‌ای (Root Alarm)	تولید و نمایش آلارم اصلی که علت اولیه رخداد را مشخص می‌کند و جایگزین مجموعه‌ای از آلارم‌های پیام‌دی می‌شود.	HMI دیسپاچینگ (DMS)	M
۲	آلارم‌های ترکیبی (Composite Alarm)	تجمع چند آلارم مرتبط در قالب یک پیام خلاصه با اولویت مشخص جهت کاهش ازدحام پیام‌ها.	HMI دیسپاچینگ	M
۳	اولویت‌بندی نهایی آلارم‌ها	تعیین و تخصیص سطح اهمیت (Critical, Major, Minor) و ... بر اساس تحلیل هوشمند و شرایط شبکه.	HMI / Alarm Management	M
۴	مهار آلارم‌های پیام‌دی	ارسال فرمان منطقی جهت عدم نمایش یا انتقال آلارم‌های پیام‌دی غیرضروری به لیست فعال اپراتور.	Alarm Server (DMS)	M
۵	هشدار نزدیک شدن به محدودیت زمانی بار اضطراری	تولید هشدار زمانی در صورت نزدیک شدن به سقف بارگذاری اضطراری تجهیزات (Alarm Time-Sensitive).	HMI دیسپاچینگ	M
۶	پیشنهاد اقدامات اصلاحی	ارائه راهکار پیشنهادی برای اپراتور مانند مانور شبکه، انتقال بار یا بررسی تجهیز خاص.	HMI دیسپاچینگ	R
۷	وضعیت تحلیلی رخداد	ارائه خلاصه تحلیلی شامل علت احتمالی، تجهیزات متاثر و دامنه اثرگذاری حادثه.	HMI / گزارشات مدیریتی	M
۸	اطلاعات بار و مشترکین متاثر	برآورد میزان بار یا تعداد مشترکین متاثر از رخداد برای کمک به اولویت‌بندی پاسخ	OMS	R
۹	رویداد تحلیلی جهت ثبت تاریخی	ثبت خروجی تحلیل IAP شامل Root Cause و ساختار رخداد در پایگاه داده تاریخی	Historical Database	M

صفحه ۱۵۲ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱۰	اعلان شرایط بحرانی شبکه	ارسال سیگنال هشدار سطح بالا در صورت تشخیص وضعیت بحرانی یا ناپایدار	مرکز کنترل / سیستم مدیریت بحران	R
۱۱	خروجی جهت مازول FLISR	ارسال اطلاعات رخداد ریشه‌ای برای فعال‌سازی خودکار سناریوهای بازیابی سرویس	ماژول FLISR (DMS)	R
۱۲	خروجی جهت مازول VVO یا کنترل ولتاژ	ارسال هشدارهای مربوط به وضعیت غیرعادی ولتاژ یا بارگذاری برای اقدام اصلاحی	ماژول VVO	R
۱۳	شاخص‌های عملکرد آلام (Alarm KPIs)	تولید شاخص‌های تحلیلی مانند تعداد آلام مهار شده، زمان تشخیص علت ریشه‌ای، نرخ کاهش Alarm Burst	سیستم گزارش‌گیری مدیریتی	R
۱۴	وضعیت سلامت سیستم آلام	اعلام عملکرد صحیح یا خطای داخلی مازول IAP	DMS Monitoring System	M
۱۵	نمایش گرافیکی علت ریشه‌ای	برجسته‌سازی تجهیز یا ناحیه دارای مشکل بر بستر GIS با کد رنگی مناسب	GIS/ OMS	R

۹-۱۳- پیش‌بینی بار کوتاه مدت (STLF)^۱

عملیات کارآمد و برنامه‌ریزی بهینه شبکه‌های توزیع برق نیازمند پیش‌بینی دقیق بار است، زیرا این پیش‌بینی امکان مدیریت منابع انرژی، اتخاذ اقدامات حفاظتی و تضمین پایداری شبکه را فراهم می‌آورد. پیش‌بینی بار معمولاً بر اساس افق زمانی به کوتاه‌مدت^۲، میان‌مدت^۳ و بلندمدت^۴ تقسیم می‌شود و پیش‌بینی کوتاه‌مدت (STLF) با تمرکز بر بازه زمانی ساعتی تا یک هفته، نقش حیاتی در تصمیم‌گیری‌های عملیاتی روزانه و برنامه‌ریزی بهینه منابع ایفا می‌کند. مازول STLF در سیستم مدیریت توزیع (DMS) ابزار کلیدی برای پیش‌بینی بار در سطوح مختلف شبکه از جمله شرکت توزیع، امور، پست‌های فوق توزیع، فیدرها و مشترکین است و با فراهم کردن داده‌های دقیق و قابل اعتماد، امکان زمان‌بندی بهینه منابع انرژی، مدیریت ذخیره‌سازی و کاهش هزینه‌های عملیاتی را فراهم می‌کند.

^۱ Short-Term Load Forecasting

^۲ Short-Term

^۳ Mid-Term

^۴ Long-Term

صفحه ۱۵۳ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

این ماژول با ترکیب داده‌های تاریخی بار، اطلاعات آب‌وهوا، داده‌های کنتورهای هوشمند (AMI) و سایر متغیرهای مؤثر، و با استفاده از مدل‌های آماری و هوشمند، توانایی پیش‌بینی دقیق بار را دارد. مدل‌های STLF مدرن قابلیت تطبیق^۱ و بازآموزی مستمر را دارند و با بهره‌گیری از تکنیک‌های پیشرفته یادگیری ماشین، از جمله یادگیری عمیق^۲ و یادگیری تقویتی^۳، قادر به شناسایی الگوها و روابط پیچیده بین متغیرها هستند. به‌کارگیری STLF موجب کاهش نوسانات بار و ولتاژ، کاهش ریسک خاموشی، کاهش هزینه‌های عملیاتی و بهبود تصمیم‌گیری مدیریتی می‌شود. به طور کلی، ماژول STLF یک ابزار حیاتی در DMS است که با پیش‌بینی دقیق بار، قابلیت اطمینان و پایداری شبکه را افزایش داده و پایه‌ای برای مدیریت هوشمند و بهره‌برداری مؤثر از شبکه‌های توزیع مدرن فراهم می‌آورد.

جدول ۸۱- الزامات فنی ماژول پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت (STLF)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل شرح مشخصه	سطح الزام
۱	افق پیش‌بینی چرخشی	سامانه باید امکان پیش‌بینی بار برای حداقل ۱۶۸ ساعت (۷ روز آینده) را به‌صورت به‌روزرسانی ساعتی و چرخشی (Rolling Forecast) فراهم کند.	M
۲	تناوب محاسبه خودکار	فرآیند پیش‌بینی باید به‌صورت خودکار و حداقل هر یک ساعت یک‌بار اجرا شود.	M
۳	پیش‌بینی در سطوح مختلف شبکه	سامانه باید امکان پیش‌بینی بار در سطوح مختلف شامل کل شرکت، امور، پست فوق‌توزیع، فیدر فشار متوسط و در صورت وجود داده، در سطح مشترک یا تجهیزات نصب‌شده روی فیدر را داشته باشد.	M
۴	تفکیک مکانی و زمانی	پیش‌بینی باید به‌صورت تفکیک‌شده مکانی (ناحیه، فیدر و ...) و زمانی (ساعتی، روزانه و ...) قابل ارائه باشد.	M
۵	استفاده از داده‌های تاریخی بار	مدل پیش‌بینی باید بر اساس داده‌های تاریخی اندازه‌گیری بار (SCADA یا AMI) انجام شود.	M
۶	استفاده از داده‌های هواشناسی	سامانه باید امکان دریافت و استفاده از داده‌های هواشناسی مانند دما، رطوبت، سرعت باد و سایر پارامترهای مؤثر را داشته باشد.	M

^۱ Adaptive

^۲ Deep Learning

^۳ Reinforcement Learning

<p>صفحه ۱۵۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل شرح مشخصه	سطح الزام
۷	روش‌های پیش‌بینی چندگانه	سامانه باید حداقل از دو روش پیش‌بینی شامل روش روز مشابه (Similar Day) و روش وابسته به شرایط جوی (Weather-Adaptive) پشتیبانی کند.	M
۸	ترکیب نتایج روش‌ها	امکان تخصیص ضرایب وزنی (Weighting Factors) به نتایج روش‌های مختلف و تولید پیش‌بینی نهایی به صورت میانگین وزنی وجود داشته باشد.	R
۹	معیار انتخاب روز مشابه	انتخاب روز مشابه باید حداقل بر اساس نوع روز (کاری، تعطیل، آخر هفته) و ماه یا فصل انجام شود.	M
۱۰	سازگاری با تغییر الگوی مصرف	مدل باید تطبیقی (Adaptive) و خوداصلاح‌گر بوده و با تغییر رفتار مصرف، شرایط اقتصادی و تغییر ساختار شبکه سازگار شود.	M
۱۱	لحاظ تولید پراکنده و انرژی‌های تجدیدپذیر	اثر منابع تولید پراکنده (Distributed Generation) و انرژی‌های تجدیدپذیر متغیر بر بار خالص شبکه در مدل پیش‌بینی لحاظ شود.	M
۱۲	مدل‌سازی روابط پیچیده	سامانه باید قابلیت مدل‌سازی روابط غیرخطی بین بار و متغیرهای تأثیرگذار را داشته باشد.	M
۱۳	مدیریت کیفیت داده	سامانه باید امکان شناسایی داده‌های ناقص، غیرعادی یا نویزی و اصلاح یا جایگزینی آنها را داشته باشد.	M
۱۴	لحاظ عدم قطعیت	سامانه باید امکان ارائه بازه اطمینان (Confidence Interval) یا تحلیل عدم قطعیت در پیش‌بینی را فراهم کند.	M
۱۵	جلوگیری از بیش‌برازش	در صورت استفاده از مدل‌های پیشرفته، سامانه باید دارای مکانیزم جلوگیری از بیش‌برازش (Overfitting) و انتخاب بهینه متغیرهای ورودی باشد.	M
۱۶	شفافیت و قابلیت تفسیر	نتایج پیش‌بینی باید برای بهره‌برداران و مدیران قابل فهم باشد و امکان تحلیل علت افزایش یا کاهش بار فراهم شود.	M
۱۷	استفاده توسط سایر ماژول‌های DMS	خروجی STLF باید برای استفاده در ماژول‌هایی مانند FLISR، DPF، VVO، LS، SOM، ONR و غیره در دسترس باشد.	M
۱۸	کاربرد در برنامه‌ریزی خاموشی	نتایج پیش‌بینی باید در برنامه‌ریزی خاموشی‌های تعمیراتی و عملیاتی قابل استفاده باشد.	M
۱۹	شاخص‌های ارزیابی دقت	سامانه باید شاخص‌های دقت مانند درصد خطای میانگین مطلق (MAPE) و سایر شاخص‌های متداول را محاسبه و گزارش کند.	M
۲۰	ثبت و آرشیو نتایج	کلیه پیش‌بینی‌ها به همراه زمان تولید و نسخه مدل باید ذخیره و قابل بازیابی باشند.	M

<p>صفحه ۱۵۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح کامل شرح مشخصه	سطح الزام
۲۱	ذخیره‌سازی بهینه داده‌ها	سامانه باید دارای ساختار پایگاه داده مناسب برای نگهداری حجم بالای داده‌های تاریخی و پیش‌بینی باشد.	M
۲۲	محیط گرافیکی و داشبورد مدیریتی	ماژول باید دارای داشبورد گرافیکی برای نمایش روند بار، مقایسه پیش‌بینی و مقدار واقعی و تحلیل خطا باشد.	M
۲۳	گزارش‌گیری تحلیلی	امکان تهیه گزارش‌های مدیریتی و تحلیلی دوره‌ای از عملکرد پیش‌بینی وجود داشته باشد.	R
۲۴	سناریوسازی	امکان تولید پیش‌بینی بر اساس سناریوهای مختلف آب‌وهوایی یا شرایط خاص (مثلاً موج گرما) وجود داشته باشد.	R
۲۵	مقیاس‌پذیری	سامانه باید با افزایش تعداد فیدرها و داده‌های ورودی دچار افت عملکرد نشود.	M
۲۶	زمان پاسخ‌گویی مناسب	تولید پیش‌بینی برای کل شبکه باید در بازه زمانی قابل قبول عملیاتی انجام شود.	R
۲۷	امنیت و سطح دسترسی	دسترسی به تنظیمات مدل و پارامترها باید بر اساس سطوح دسترسی تعریف‌شده در DMS کنترل شود.	M
۲۸	یکپارچگی با سامانه‌های دیگر	امکان تبادل داده با SCADA، سامانه قرائت هوشمند کنتورها (AMI)، سیستم اطلاعات جغرافیایی (GIS) و سایر سامانه‌های بهره‌برداری وجود داشته باشد.	M
۲۹	قابلیت توسعه مدل	سامانه باید امکان استفاده از روش‌های آماری یا مبتنی بر یادگیری ماشین (Learning Machine) را در صورت نیاز فراهم کند.	O
۳۰	توسعه افق پیش‌بینی	در صورت نیاز بهره‌بردار، امکان افزایش افق پیش‌بینی تا بازه‌های طولانی‌تر (مثلاً یک ماه آینده) وجود داشته باشد.	R

<p>صفحه ۱۵۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۸۲- پیش‌نیازهای ماژول پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت (STLF)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	داده‌های تاریخی بار	دسترسی به داده‌های بار تاریخی شبکه از جمله فیدرها، پست‌ها و مشترکین، با کیفیت مناسب و بازه زمانی کافی برای آموزش و اعتبارسنجی مدل‌ها.	M
۲	داده‌های لحظه‌ای شبکه	دسترسی به داده‌های لحظه‌ای بار و وضعیت شبکه از طریق SCADA یا سیستم‌های مشابه برای به‌روزرسانی پیش‌بینی‌ها.	M
۳	داده‌های آب‌وهوایی	دریافت داده‌های دقیق هواشناسی شامل دما، رطوبت، باد و سایر پارامترهای مؤثر بر مصرف بار برای استفاده در مدل‌های وابسته به شرایط جوی (Weather-Adaptive).	M
۴	داده‌های کنتور هوشمند (AMI)	دسترسی به داده‌های قرائت‌شده از کنتورهای هوشمند برای بهبود دقت پیش‌بینی و تحلیل جزئی مصرف مشترکین.	R
۵	داده‌های تولید پراکنده و انرژی‌های تجدیدپذیر	دسترسی به داده‌های تولید لحظه‌ای و تاریخی منابع پراکنده (DG) و انرژی‌های تجدیدپذیر شامل توان تولید، زمان و الگوی تولید برای محاسبه بار خالص و دقت بالای پیش‌بینی.	M
۶	داده‌های تقویمی و رویدادها	اطلاعات روزهای تعطیل، آخر هفته، رویدادهای خاص و شاخص‌های اقتصادی که بر الگوی مصرف تأثیرگذارند.	M
۷	دسترسی به ماژول‌های DMS مرتبط	ارتباط با ماژول‌های DR، Power Flow، Load Shedding، VVO، FLISR جهت استفاده از پیش‌بینی بار در تصمیم‌گیری‌های عملیاتی.	M
۸	زیرساخت سخت‌افزاری مناسب	سرور یا محیط محاسباتی با توان پردازشی کافی برای اجرای مدل‌های آماری و یادگیری ماشین با بازدهی بالا.	M
۹	پایگاه داده و ذخیره‌سازی داده	وجود پایگاه داده ساختاریافته برای ذخیره‌سازی داده‌های تاریخی، لحظه‌ای و نتایج پیش‌بینی با قابلیت بازیابی سریع.	M
۱۰	نرم‌افزار تحلیلی و مدل‌سازی	پلتفرم نرم‌افزاری یا کتابخانه‌های تحلیلی که امکان پیاده‌سازی مدل‌های آماری، یادگیری ماشین و یادگیری عمیق را فراهم کند.	M
۱۱	کیفیت و پاک‌سازی داده‌ها	فرآیندهای آماده‌سازی و پاک‌سازی داده‌ها برای حذف خطاها، داده‌های ناقص یا نویزی قبل از آموزش مدل‌ها.	M

<p>صفحه ۱۵۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۸۳- ورودی‌های ماژول پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت (STLF)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	داده‌های تاریخی بار	شامل مقادیر بار مصرفی فیدرها، پست‌ها و مشترکین در بازه زمانی کافی برای آموزش و اعتبارسنجی مدل پیش‌بینی.	SCADA / AMI / آرشیو تاریخی	M
۲	داده‌های لحظه‌ای بار	اطلاعات بار لحظه‌ای برای به‌روزرسانی پیش‌بینی‌ها و تحلیل سریع شبکه.	SCADA / AMI	M
۳	داده‌های هواشناسی	دما، رطوبت، سرعت و جهت باد، تابش خورشیدی و سایر پارامترهای مؤثر بر مصرف بار.	سرویس هواشناسی داخلی یا خارجی / API	M
۴	داده‌های تقویمی و رویدادها	اطلاعات روزهای تعطیل، آخر هفته، رویدادهای خاص و شاخص‌های اقتصادی که الگوی مصرف را تحت تأثیر قرار می‌دهند.	برنامه تقویم شرکت	M
۵	داده‌های کنتور هوشمند (AMI)	مقادیر مصرف جزئی مشترکین برای تحلیل دقیق بار و بهبود دقت پیش‌بینی.	AMI / سیستم مدیریت داده کنتور	R
۶	داده‌های تولید پراکنده و انرژی‌های تجدیدپذیر	شامل توان لحظه‌ای و تاریخی تولید منابع پراکنده و انرژی‌های تجدیدپذیر، جهت محاسبه بار خالص فیدر و افزایش دقت پیش‌بینی.	DERMS / SCADA	M
۷	وضعیت شبکه و پارامترهای سیستم	اطلاعات شبکه شامل وضعیت کلیدها، پست‌ها، ترانسفورماتورها، ولتاژ و جریان‌ها برای مدل‌سازی دقیق بار.	SCADA / GIS	M
۸	پارامترهای مدل STLF	پارامترهای قابل تنظیم مدل، مانند وزن‌دهی روش‌ها، افق پیش‌بینی و تنظیمات پیشرفته یادگیری ماشین.	پیکربندی نرم‌افزار / اپراتور	R
۹	داده‌های تاریخی خطا و نوسانات	اطلاعات مربوط به رخداد‌های غیرعادی شبکه، خاموشی‌ها و تغییرات شدید بار برای بهبود دقت مدل و شناسایی الگوهای غیرمعمول.	IAP / SCADA	R
۱۰	داده‌های پاسخ به تقاضا (DR)	اطلاعات اقدامات DR انجام‌شده و پاسخ‌های مصرف‌کنندگان برای مدل‌سازی دقیق‌تر بار در شرایط خاص.	سامانه DR	O
۱۱	داده‌های خروجی سایر ماژول‌ها	اطلاعات تولیدی یا بهینه‌سازی شده از ماژول‌های VVO، LS و DPF برای استفاده در پیش‌بینی‌های حساس.	ماژول‌های DMS	R

<p>صفحه ۱۵۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۸۴- خروجی‌های ماژول پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت (STLF)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	پیش‌بینی بار ساعتی	پیش‌بینی بار شبکه در بازه‌های ساعتی برای هر فیدر، پست و در صورت امکان مشترکین. امکان به‌روزرسانی پیش‌بینی‌ها و تحلیل عملیاتی را فراهم می‌کند.	اپراتور DMS / ماژول‌های LS, VVO, FLISR, DR, DPF	M
۲	پیش‌بینی بار روزانه و هفتگی	مجموع بار پیش‌بینی شده در بازه‌های روزانه و هفتگی برای برنامه‌ریزی عملیاتی و مدیریت منابع.	اپراتور DMS / برنامه‌ریزی بهره‌برداری	M
۳	بار مصرفی متناظر هفته، ماه و سال	نمایش پیش‌بینی بار مصرفی در سطوح شرکت، امور، پست‌های فوق‌توزیع، فیدرها و مشترکین برای روز متناظر در هفته، ماه و سال آینده.	DMS	M
۴	بار خالص پس از تولید پراکنده	پیش‌بینی بار با لحاظ منابع تولید پراکنده و انرژی‌های تجدیدپذیر جهت محاسبه دقیق بار خالص شبکه.	ماژول‌های VVO, FLISR, DR, DPF, LS	M
۵	محدوده پیک بار مجاز و هشدار	تعیین محدوده پیک بار مجاز و تولید هشدار در صورت عبور بار از این محدوده برای هر سطح شبکه.	SCADA / / DMS ONR / SOM / FLISR	M
۶	پیک بار بحرانی	شناسایی پیک‌های بحرانی بار در شبکه برای تصمیم‌گیری در مدیریت بار و پیشگیری از اضافه بار تجهیزات.	SCADA / / DMS SOM / ONR / FLISR	M
۷	شاخص‌های کیفیت پیش‌بینی	شامل درصد خطای میانگین مطلق (MAPE)، خطای RMS و بازه اطمینان (Confidence Interval) برای ارزیابی دقت مدل‌ها.	اپراتور DMS / تیم مهندسی و پایش عملکرد مدل	M
۸	نمودار روند بار	نمایش نمودارهای پیش‌بینی در بازه‌های ساعتی، روزانه، هفتگی و ماهانه برای تحلیل بصری روند و مقایسه با بار واقعی.	داشبورد مدیریتی / گزارش‌های تحلیلی	R
۹	هشدار مصرف غیرمعمول	اطلاع‌رسانی نسبت به تغییرات غیرمعمول یا افزایش شدید بار جهت اقدام سریع اپراتوری.	SCADA / DMS	R
۱۰	تشخیص الگوهای مصرف برق	تحلیل الگوهای مصرف در سطوح مختلف شبکه و استخراج روندها و رفتارهای مصرف برای بهینه‌سازی شبکه و برنامه‌ریزی عملیاتی.	DMS	R

 وزارت نیرو شرکت توانیر	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	صفحه ۱۵۹ از ۲۰۰ ویرایش: اول تاریخ تهیه/ بازنگری:
---	--	--

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱۱	گزارش‌های تحلیلی و مدیریتی	شامل تحلیل روند، مقایسه پیش‌بینی با واقعی، و توصیه‌های مدیریتی برای تصمیم‌گیری بلندمدت و بهبود عملکرد شبکه.	مدیریت شرکت / تیم بهره‌برداری	R
۱۲	داده‌های آماری و پارامترهای مدل	ذخیره پارامترهای مدل و داده‌های مربوط به آموزش و اعتبارسنجی برای تحلیل عملکرد و بازآموزی مدل.	تیم مهندسی / پایگاه داده تاریخی	R
۱۳	خروجی برای ماژول‌های عملیاتی DMS	پیش‌بینی بار به صورت ورودی برای ماژول‌های FLISR، VVO، LS، DPF و DR.	ماژول‌های مذکور	M
۱۴	سناریوهای پیش‌بینی	پیش‌بینی بار بر اساس سناریوهای مختلف آب‌وهوایی یا شرایط خاص مصرف برای تحلیل حساسیت و برنامه‌ریزی عملیاتی.	اپراتور DMS / تیم برنامه‌ریزی	O

۹-۱۴- پاسخگویی بار (DR)^۱

ماژول پاسخگویی بار (DR) یکی از اجزای کلیدی سیستم مدیریت سمت تقاضا (DSM) در شبکه‌های توزیع برق است که امکان کنترل و مدیریت مصرف برق مشتریان نهایی را در پاسخ به نیازهای شبکه، سیگنال‌های بازار برق و شرایط اقتصادی فراهم می‌آورد. اهمیت این ماژول از آن جهت است که با افزایش روزافزون تقاضای برق و محدودیت‌های زیرساختی، به شرکت‌های توزیع امکان می‌دهد بدون نیاز به سرمایه‌گذاری‌های سنگین در نیروگاه‌ها و خطوط انتقال جدید، شبکه را پایدار و قابل اطمینان نگه دارند.

هدف اصلی DR، کاهش پیک تقاضا، جلوگیری از اختلالات احتمالی، بهینه‌سازی هزینه‌های تولید و ارتقای انعطاف‌پذیری شبکه است، به گونه‌ای که هم مصرف‌کنندگان و هم اپراتورها بتوانند از مزایای اقتصادی و عملیاتی بهره‌مند شوند. اصطلاح «پاسخگویی به تقاضا» معمولاً به مکانیسم‌هایی اشاره دارد که مصرف‌کنندگان را به کاهش مصرف ترغیب می‌کند تا پیک تقاضا کاهش یابد. با این حال، بسته به وضعیت شبکه و ظرفیت تولید، پاسخگویی به تقاضا می‌تواند برای افزایش مصرف در زمان‌هایی که تولید برق زیاد و تقاضا کم است نیز استفاده شود؛ این روش می‌تواند مصرف‌کنندگان را به ذخیره‌سازی انرژی یا مدیریت بار بین دوره‌های کم و زیاد تقاضا تشویق کند.

^۱ Demand Response

صفحه ۱۶۰ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

روش‌های پیاده‌سازی این ماژول شامل ارسال سیگنال‌های قیمتی یا کنترل مستقیم به مشترکان، اعمال برنامه‌های کاهش بار سلسله‌مراتبی و الگوریتم‌های هوشمند مدیریت مصرف است که می‌تواند به صورت خودکار و یا با تعامل مشتری انجام شود. نتایج اجرای DR بر شبکه توزیع برق شامل بهبود تراز تولید و مصرف، کاهش فشار بر تجهیزات شبکه، افزایش قابلیت اطمینان و پایداری سیستم، کاهش هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای و ایجاد انعطاف لازم برای ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر متغیر است. در مجموع، ماژول پاسخگویی بار به عنوان یک ابزار مؤثر و راهبردی در مدیریت شبکه توزیع برق، ضمن ارتقای عملکرد عملیاتی شبکه، به توسعه پایدار و اقتصادی صنعت برق نیز کمک می‌کند.

جدول ۸۵- الزامات ماژول پاسخگویی بار (DR)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱	مدیریت رشد تقاضا	سیستم باید قابلیت پشتیبانی از اقدامات کاهش تقاضا (EEDR) ^۱ را برای جلوگیری از نیاز به سرمایه‌گذاری‌های سنگین در زیرساخت داشته باشد.	M
۲	قابلیت پاسخگویی بار (DR)	امکان کاهش مصرف برق مشتریان نهایی در پاسخ به نیاز شبکه، سیگنال‌های اقتصادی یا تعرفه‌های ویژه	M
۳	تعامل با بازار برق	سیستم باید مشارکت مشتریان در بازارهای عمده‌فروشی، خدمات جانبی و ظرفیت را برای کسب ارزش اقتصادی از کاهش مصرف مدیریت کند	R
۴	امکانات اندازه‌گیری و ارتباطات	ارسال سیگنال‌های قیمت برق و وضعیت شبکه به مشتریان از طریق شبکه‌های ارتباطی امن	M
۵	اندازه‌گیری و تأیید (V&M)	امکان اندازه‌گیری و تأیید واکنش مشتریان به رویدادهای DR و ثبت داده‌ها برای تحلیل‌های بعدی	M
۶	کاهش بار هدفمند	کاهش بار هدفمند و دقیق در مواقع نیاز، به‌ویژه زمانی که عملیات انتقال بار FLISR به دلیل بار بالا مسدود شده است	R
۷	ادغام با FLISR	قابلیت فراخوانی DR برای تسهیل عملیات انتقال بار در FLISR	O
۸	کنترل سلسله‌مراتبی و اولویت‌بندی بارها	کاهش بار بر اساس حساسیت، نوع مصرف و قرارداد اقتصادی به صورت سلسله‌مراتبی	M
۹	پیش‌بینی و تحلیل اثر DR	شبیه‌سازی اثر کاهش بار بر ولتاژ، توان راکتیو و بارگذاری شبکه قبل از اجرای DR	R
۱۰	امنیت و احراز هویت ارتباطات	استفاده از پروتکل‌های امن و مکانیزم احراز هویت مشتری برای پیام‌های DR	M

^۱ Energy Efficiency and Demand Reduction

<p>صفحه ۱۶۱ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	سطح الزام
۱۱	گزارش‌دهی و ثبت تاریخچه DR	ثبت کامل رویدادها، پاسخ مشتریان و قابلیت بازیابی و تحلیل داده‌ها	M
۱۲	یکپارچگی با EMS و تحلیل داده	انتقال داده‌های DR به سیستم‌های مدیریت انرژی و تحلیل انرژی برای برنامه‌ریزی و بهینه‌سازی	R
۱۳	تعامل با رویدادهای اضطراری شبکه	قابلیت استفاده از DR به عنوان ابزار کاهش بار سریع در شرایط اضطراری و هماهنگی با سیستم‌های حفاظت	M
۱۴	اندازه‌گیری بار هر فیدر	جمع‌آوری داده بار هر فیدر برای تحلیل DR و کنترل شبکه	M
۱۵	اندازه‌گیری بار فهام	جمع‌آوری داده بار کنترول‌های فهام	M
۱۶	تعریف حد آستانه بار	امکان تعریف حد آستانه بار برای فیدرها، امور، پست فوق توزیع و شرکت	M
۱۷	الگوریتم‌های متنوع کاهش بار	پشتیبانی از الگوریتم‌های متنوع و متناسب با برنامه‌های شرکت توزیع	M
۱۸	گزارش‌دهی و مقایسه بار	امکان مقایسه بار در بازه‌های مختلف و ارائه گزارش‌های مورد نیاز	M
۱۹	اپلیکیشن ارتباط با مشترک	ابزار یا اپلیکیشن برای اطلاع‌رسانی و مدیریت DR با مشترک	M
۲۰	ارتباط با مدیریت مصرف و بازار	تعامل با حوزه مدیریت مصرف و بازار برق برای دریافت سناریوهای مدنظر شرکت توزیع	M
۲۱	رصد تغییر رفتار مشترک	توانایی رصد و ثبت تغییر رفتار مشترک پس از اجرای الگوریتم‌های DR	M
۲۲	پشتیبانی از دو حالت مصرف و تولید	مدیریت مشترکین در دو حالت مصرف‌کننده و تولیدکننده انرژی	M
۲۳	محاسبه جریمه و پاداش	ماژول‌های محاسباتی برای اعمال جریمه و پاداش در طرح‌های مدیریت مصرف	M

جدول ۸۶- پیش‌نیازهای ماژول پاسخگویی بار (DR)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۱	زیرساخت اندازه‌گیری پیشرفته (AMI)	وجود سیستم اندازه‌گیری هوشمند برای دریافت داده‌های مصرف با تفکیک‌پذیری زمانی مناسب و امکان اعمال فرمان‌های کنترلی	M
۲	دسترس‌ی به داده‌های بار فیدرها	دریافت داده‌های زمان واقعی یا نزدیک به زمان واقعی بار فیدرها و پست‌های فوق توزیع جهت تحلیل و تصمیم‌گیری DR	M
۳	مدل به‌روز شبکه در DMS	وجود مدل توپولوژیکی و الکتریکی دقیق و به‌روز شبکه برای تحلیل اثر اجرای DR	M

<p>صفحه ۱۶۲ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	سطح الزام
۴	زیرساخت ارتباطی امن	بستر ارتباطی پایدار و امن بین مرکز کنترل و مشترکان یا تجهیزات کنترلی	M
۵	سیستم مدیریت مشترکین (CIS)	دسترسی به اطلاعات قراردادی، تعرفه‌ای و طبقه‌بندی مشترکین برای اجرای سناریوهای DR	M
۶	سامانه مدیریت داده اندازه‌گیری (MDMS)	ذخیره‌سازی، پردازش و اعتبارسنجی داده‌های مصرف جهت تحلیل، V&M و گزارش‌دهی	M
۷	موتور تحلیل و پیش‌بینی بار	وجود ابزار پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت و تحلیل رفتار مصرف برای طراحی و ارزیابی سناریوهای DR	R
۸	تعریف سیاست‌ها و سناریوهای اجرایی	تدوین سیاست‌های اجرایی DR شامل حدود آستانه، اولویت‌بندی مشترکین و شرایط فعال‌سازی	M
۹	چارچوب حقوقی و تعرفه‌ای	وجود مصوبات تعرفه‌ای، قراردادهای مشارکت و سازوکار جریمه و پاداش	M
۱۰	قابلیت ثبت و آرشیو رویدادها	امکان ثبت کامل رویدادهای DR برای تحلیل عملکرد و تطابق با الزامات نظارتی	M
۱۱	هماهنگی با ماژول‌های بهره‌برداری (VVO، FLISR و غیره)	امکان تبادل داده و فرمان بین DR و سایر ماژول‌های عملیاتی DMS	R
۱۲	زیرساخت امنیت سایبری	پیاده‌سازی سیاست‌های امنیت اطلاعات، احراز هویت و کنترل دسترسی مطابق الزامات بهره‌برداری	M
۱۳	آموزش و آمادگی بهره‌برداران	آموزش اپراتورها برای تعریف، فعال‌سازی و پایش برنامه‌های DR	R
۱۴	سیستم ارتباط با مشترک (Portal/App)	وجود ابزار اطلاع‌رسانی و تعامل با مشترکین برای اعلام رویداد و دریافت بازخورد	R

 وزارت نیرو شرکت توانیر	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	صفحه ۱۶۳ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :
---	--	--

جدول ۸۷- ورودی‌های ماژول پاسخگویی بار (DR)

ردیف	شرح مشخصه	توضیح شرح مشخصه	مبدأ اطلاعات	سطح الزام
۱	بار لحظه‌ای فیدرها	مقادیر زمان واقعی یا نزدیک به زمان واقعی توان اکتیو و راکتیو فیدرها جهت تشخیص شرایط پیک یا اضافه بار	SCADA	M
۲	وضعیت توپولوژی شبکه	اطلاعات وضعیت کلیدها، بریکرها و ساختار شبکه برای تحلیل اثر اجرای DR	DTP	M
۳	داده‌های اندازه‌گیری مشترکین	داده‌های مصرف با تفکیک زمانی مناسب جهت تحلیل رفتار و اجرای برنامه DR	AMI / MDMS	M
۴	پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت	پیش‌بینی بار در سطح فیدر یا پست برای تصمیم‌گیری پیش‌دستانه در فعال‌سازی DR	STLF	R
۵	آستانه‌های بهره‌برداری	حدود مجاز بارگذاری فیدر، ترانسفورماتور و پست فوق توزیع	تنظیمات بهره‌برداری DMS	M
۶	سیگنال‌های بازار برق	قیمت لحظه‌ای انرژی، ظرفیت یا خدمات جانبی جهت فعال‌سازی DR اقتصادی	سامانه بازار برق / مدیریت مصرف	R
۷	سناریوهای مدیریت مصرف	برنامه‌ها و سیاست‌های مصوب شرکت توزیع برای اجرای طرح‌های DR	حوزه مدیریت مصرف شرکت	M
۸	اطلاعات قراردادی مشترکین	نوع تعرفه، سطح تعهد کاهش بار، مشوق‌ها و محدودیت‌های قراردادی	CIS (سیستم اطلاعات مشترکین)	M
۹	وضعیت تولید پراکنده	توان تولیدی منابع DG و مشترکین تولیدکننده برای تحلیل تراز شبکه	SCADA / DERMS	R
۱۰	اعلان شرایط اضطراری شبکه	اعلام وضعیت اضطراری یا کمبود تولید جهت فعال‌سازی DR اضطراری	مرکز دیسپاچینگ / EMS	M
۱۱	داده‌های کیفیت توان	اطلاعات ولتاژ، فرکانس و سایر شاخص‌های کیفیت توان برای تحلیل اثر DR	SCADA / سیستم پایش کیفیت توان	R
۱۲	اطلاعات تاریخی مصرف	داده‌های آرشیوی برای تحلیل الگوهای مصرف و طراحی الگوریتم‌های DR	DMS / پایگاه داده MDMS	M
۱۳	وضعیت اجرای سایر ماژول‌ها	اطلاعات مربوط به اجرای VVO، FLISR یا سایر عملیات شبکه که ممکن است نیازمند DR باشند	سایر ماژول‌های DMS	R

<p>صفحه ۱۶۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۸۸- خروجی‌های ماژول پاسخگویی بار (DR)

ردیف	شرح مشخصه	توضیحات شرح مشخصه	مقصد اطلاعات	سطح الزام
۱	فرمان فعال‌سازی رویداد DR	ارسال فرمان کاهش یا افزایش بار به مشترکین یا تجهیزات کنترلی بر اساس سناریوی مصوب	AMI / سامانه ارتباط با مشترک	M
۲	اعلان رویداد DR	اطلاع‌رسانی زمان شروع، مدت و میزان کاهش بار مورد انتظار	اپلیکیشن مشترکین / پرتال اطلاع‌رسانی	M
۳	سیگنال قیمت یا مشوق مالی	ارسال سیگنال‌های قیمتی یا پاداش جهت اجرای DR اقتصادی	سامانه مدیریت مصرف / مشترکین	R
۴	درخواست کاهش بار هدفمند	ارسال درخواست کاهش بار به گروه مشخصی از مشترکین در یک فیدر یا محدوده جغرافیایی	AMI / سیستم کنترل بار	M
۵	گزارش تحقق کاهش بار	ارائه گزارش میزان کاهش بار تحقق‌یافته نسبت به مقدار هدف	مرکز کنترل DMS	M
۶	نتایج اندازه‌گیری و تأیید (V&M)	خروجی تحلیل عملکرد مشترکین و میزان پایبندی به تعهدات	مدیریت مصرف / واحد برنامه‌ریزی	M
۷	وضعیت اجرای رویداد DR	اعلام وضعیت فعال، خاتمه‌یافته یا ناموفق بودن رویداد DR	اپراتور مرکز کنترل	M
۸	داده‌های تحلیلی رفتار مصرف	تحلیل تغییر الگوی مصرف مشترکین پس از اجرای DR	سیستم تحلیل داده / برنامه‌ریزی شبکه	R
۹	اطلاعات جریمه و پاداش	نتایج محاسبه مشوق یا جریمه بر اساس عملکرد مشترک	سیستم صورتحساب (Billing) / CIS	M
۱۰	پیشنهاد اقدامات بهره‌برداری	پیشنهاد اجرای DR به عنوان راهکار مدیریت اضافه‌بار یا شرایط اضطراری	اپراتور DMS / ماژول‌های عملیاتی	R
۱۱	تبادل اطلاعات با FLISR	اعلام امکان کاهش بار جهت تسهیل عملیات انتقال بار	ماژول FLISR	R
۱۲	تبادل اطلاعات با VVO	اعلام تغییر بار برای تنظیم بهینه ولتاژ و توان راکتیو	ماژول VVO	R
۱۳	گزارش مدیریتی عملکرد DR	ارائه شاخص‌های کلیدی عملکرد (KPI) شامل میزان کاهش پیک، صرفه‌جویی اقتصادی و مشارکت مشترکین	مدیریت ارشد / برنامه‌ریزی	M
۱۴	داده‌های پشتیبان برنامه‌ریزی توسعه	ارسال نتایج اثر DR بر کاهش بارگذاری تجهیزات برای مطالعات توسعه شبکه	واحد برنامه‌ریزی و مهندسی	R

<p>صفحه ۱۶۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

۱۰. الزامات داده و مدل اطلاعاتی

هدف از این فصل، تعیین الزامات فنی مرتبط با مدل داده سامانه مدیریت توزیع (DMS) به‌منظور تضمین یکپارچگی اطلاعات، قابلیت تبادل داده بین سامانه‌ها، استقلال از تأمین‌کننده^۱، توسعه‌پذیری آتی و انطباق با استانداردهای بین‌المللی می‌باشد. مدل داده در DMS باید به‌گونه‌ای طراحی گردد که امکان نمایش دقیق شبکه توزیع در دو وضعیت «طراحی»^۲ و « بهره‌برداری»^۳ را فراهم نموده و مبنای اجرای کلیه توابع تحلیلی و کنترلی سامانه باشد. دامنه این فصل الزامات مربوط به موارد زیر دربر می‌گیرد:

۱. مدل اطلاعات شبکه قدرت

۲. ساختار توپولوژی

۳. مدل تجهیزات

۴. مدل اندازه‌گیری‌ها

۵. تبادل داده بین سامانه‌های GIS، OMS، SCADA، MDMS، DERMS و سایر سامانه‌های مرتبط

۶. و انطباق با مدل اطلاعات مشترک (CIM)

مدل داده سامانه DMS باید مبتنی بر مدل اطلاعات مشترک (CIM) تعریف‌شده در استانداردهای بین‌المللی IEC باشد. مهم‌ترین استانداردهای مرجع عبارت‌اند از:

- IEC ۶۱۹۷۰-۳۰۱: مدل پایه اطلاعات شبکه قدرت (Core CIM)
- IEC ۶۱۹۶۸-۱۱: توسعه مدل CIM برای شبکه‌های توزیع
- IEC ۶۱۹۶۸-۱۳: پروفایل‌های پیام برای تبادل داده در حوزه توزیع
- IEC ۶۱۹۷۰-۵۵۲: سریال‌سازی مدل CIM در قالب RDF/XML

^۱ Vendor Neutrality

^۲ As Designed

^۳ As Operated

صفحه ۱۶۶ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

مدل داده سامانه مدیریت توزیع باید مبتنی بر اصول زیر طراحی و پیاده‌سازی گردد:

- یکپارچگی مفهومی: استفاده از یک مدل واحد برای کلیه توابع تحلیلی و عملیاتی.
- جداسازی لایه منطقی از لایه فیزیکی: مدل توپولوژی باید مستقل از نمایش گرافیکی باشد.
- پشتیبانی هم‌زمان از مدل طراحی و مدل عملیاتی.
- قابلیت ردیابی تغییرات (Model Versioning)
- پشتیبانی از تبادل داده مبتنی بر CIM Profile
- قابلیت توسعه برای DER، منابع ذخیره‌سازی، خودروهای برقی و مدیریت بار.
- سامانه پیشنهادی باید انطباق کامل خود با نسخه مشخص‌شده این استانداردها را مستند نماید.

۱۰-۱- معماری داده سیستم DMS

معماری داده سیستم مدیریت توزیع باید مطابق با معماری مرجع سیستم مدیریت توزیع (شکل ۱) طراحی شود، به‌گونه‌ای که کلیه داده‌های مورد نیاز از منابع مختلف دریافت، پردازش، ذخیره‌سازی و در اختیار کاربردهای عملیاتی قرار گیرد. معماری داده باید شامل لایه‌های دریافت داده، مدیریت داده، مدل اطلاعاتی و تبادل داده باشد. سیستم DMS باید قادر باشد داده‌های مورد نیاز را از منابع مختلف از جمله سیستم SCADA، سیستم GIS، سیستم مدیریت خاموشی، سیستم اندازه‌گیری هوشمند و سامانه‌های مدیریت منابع تولید پراکنده دریافت نماید. داده‌ها باید در قالب مدل اطلاعاتی استاندارد ذخیره شده و برای کاربردهای تحلیلی و بهره‌برداری مورد استفاده قرار گیرند.

جدول ۸۹- الزامات معماری داده

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیحات فنی	سطح الزام
۱	معماری داده	پشتیبانی از معماری داده چندلایه	شامل دریافت داده، ذخیره‌سازی و پردازش	M
۲	منابع داده	امکان دریافت داده از سامانه‌های مختلف	AMI, OMS, GIS, SCADA	M
۳	داده برخط	پشتیبانی از داده‌های بلادرنگ	داده‌های اندازه‌گیری و وضعیت	M
۴	داده تاریخی	ذخیره‌سازی داده‌های تاریخی	برای تحلیل و گزارش‌گیری	M
۵	توسعه‌پذیری	قابلیت توسعه مدل داده	بدون تغییر ساختار اصلی	M

صفحه ۱۶۷ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

۱۰-۲- مدل اطلاعاتی سیستم DMS

مدل اطلاعاتی سیستم مدیریت توزیع باید مبتنی بر مدل اطلاعات مشترک (CIM) تعریف شده در استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ باشد. این مدل باید شامل کلیه تجهیزات شبکه توزیع، ارتباطات الکتریکی، پارامترهای فنی تجهیزات و داده‌های بهره‌برداری باشد. مدل اطلاعاتی باید به‌گونه‌ای طراحی شود که امکان نمایش دقیق ساختار شبکه توزیع، شامل تجهیزات فشار متوسط و فشار ضعیف، پست‌های توزیع، خطوط، کلیدها، ترانسفورماتورها و منابع تولید پراکنده را فراهم نماید. مدل اطلاعاتی باید از ساختار شیء‌گرا پیروی نموده و روابط بین اجزای شبکه را به‌صورت استاندارد تعریف نماید. همچنین لازم است امکان توسعه مدل اطلاعاتی برای پوشش نیازهای آتی شبکه وجود داشته باشد.

مدل باید قابلیت نمایش دو وضعیت زیر را داشته باشد:

- مدل طراحی (As Designed Model)
- مدل بهره‌برداری (As Operated Model)

جدول ۹۰- الزامات مدل اطلاعاتی

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیحات فنی	سطح الزام
۱	مدل CIM	استفاده کامل از CIM	مطابق ۱۱-۶۱۹۶۸ IEC	M
۲	مدل پایه	انطباق با مدل پایه شبکه	۳۰۱-۶۱۹۷۰ IEC	M
۳	ساختار شیء‌گرا	پیاده‌سازی کلاس‌ها و Association	UML-Based	M
۴	پروفایل	پشتیبانی از CIM Profile	Profile-based Exchange	M
۵	مستندسازی	ارائه Mapping داخلی	Internal Data ↔ CIM	M
۶	توسعه DER	پشتیبانی از DER و Storage	Extension Ready	M
۷	قابلیت Import/Export	تبادل کامل مدل	RDF/XML	M

صفحه ۱۶۸ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

۱۰-۳- مدل شبکه توزیع

مدل شبکه در سیستم DMS باید نمایش‌دهنده ساختار واقعی شبکه توزیع باشد و امکان تحلیل وضعیت بهره‌برداری شبکه را فراهم نماید. مدل شبکه باید شامل دو بخش اصلی مدل طراحی شده^۱ و مدل بهره‌برداری شده^۲ باشد. مدل طراحی شده بیانگر ساختار مهندسی شبکه بوده و معمولاً از سیستم GIS استخراج می‌شود. این مدل شامل مشخصات تجهیزات، موقعیت جغرافیایی و اتصال الکتریکی تجهیزات است. مدل بهره‌برداری شده بیانگر وضعیت واقعی شبکه در زمان بهره‌برداری بوده و بر اساس اطلاعات دریافتی از سیستم SCADA و سیستم مدیریت خاموشی به‌روزرسانی می‌شود.

جدول ۹۱- الزامات مدل شبکه

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیحات فنی	سطح الزام
۱	مدل طراحی	دریافت از GIS	CIM Model Import	M
۲	مدل بهره‌برداری	به‌روزرسانی برخط	SCADA/OMS Driven	M
۳	پردازش توپولوژی	Topology Processor	Auto Topology	M
۴	بررسی اتصال	Connectivity Validation	Automated Check	M
۵	تفکیک سطوح ولتاژ	MV/LV	Multi Voltage Support	M
۶	مدل شعاعی و مش	پشتیبانی از Radial/Mesh	Advanced Networks	M

۱۰-۴- مدل اندازه‌گیری‌ها

سیستم DMS باید قادر به دریافت، ذخیره‌سازی و پردازش داده‌های اندازه‌گیری شبکه باشد. داده‌های اندازه‌گیری باید شامل مقادیر ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو و وضعیت تجهیزات باشد. مدل اندازه‌گیری باید مبتنی بر ساختار CIM بوده و شامل داده‌های اندازه‌گیری بلادرنگ، داده‌های تخمینی و داده‌های تاریخی باشد.

^۱ As Designed

^۲ As Operated

صفحه ۱۶۹ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

جدول ۹۲- الزامات اندازه‌گیری

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیحات فنی	سطح الزام
۱	Real-Time Measurement	دریافت آنالوگ و دیجیتال	SCADA Integration	M
۲	Time Stamp	ثبت زمان دقیق	UTC Based	M
۳	واحد اندازه	استفاده از SI	CIM Unit Support	M
۴	داده تخمینی	پشتیبانی از State Estimation	Estimated Flag	M
۵	کیفیت داده	Quality Code	Good/Bad/Estimated	M

۱۰-۵- تبادل داده

تبادل داده بین سیستم DMS و سایر سامانه‌ها باید مبتنی بر معماری سرویس‌گرا (SOA) و مطابق استاندارد IEC۶۱۹۶۸ انجام شود. تبادل اطلاعات باید از طریق پیام‌های استاندارد مبتنی بر CIM صورت گیرد. سیستم DMS باید قادر باشد پیام‌های استاندارد را دریافت و ارسال نموده و امکان یکپارچه‌سازی با سایر سامانه‌ها را فراهم نماید.

جدول ۹۳- الزامات تبادل داده

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیحات فنی	سطح الزام
۱	CIM/XML	پشتیبانی از RDF/XML	IEC۶۱۹۷۰-۵۵۲	M
۲	Profile	پشتیبانی از Message Profile	IEC۶۱۹۶۸-۱۳	M
۳	Web Services	SOAP/REST	Secure API	M
۴	Incremental Update	Delta Model Exchange	Change Set	M
۵	Full Model Export	ارسال مدل کامل	Periodic Sync	M
۶	ESB Integration	اتصال به ESB	Enterprise Integration	O

صفحه ۱۷۰ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

۱۰-۶- طبقه‌بندی زمانی داده‌ها

داده‌های مورد استفاده در سیستم مدیریت توزیع از نظر زمان دسترسی و نرخ به‌روزرسانی دارای ویژگی‌های متفاوتی هستند. برخی داده‌ها باید به‌صورت بلادرنگ دریافت شوند، در حالی که برخی دیگر به‌صورت دوره‌ای یا آفلاین قابل دریافت هستند. تعیین الزامات زمانی داده‌ها نقش مهمی در طراحی معماری تبادل اطلاعات و عملکرد صحیح سیستم DMS دارد. داده‌های مورد استفاده در سیستم مدیریت توزیع به سه دسته اصلی تقسیم می‌شوند:

- داده‌های بلادرنگ (Real-Time)
- داده‌های نزدیک به بلادرنگ (Near Real-Time)
- داده‌های آفلاین (Offline)

جدول ۹۴- تعاریف بازه‌های زمانی در این دستورالعمل

دسته‌بندی داده‌ها	بازه زمانی به‌روزرسانی	کاربرد اصلی	نمونه‌های کاربردی
داده‌های بلادرنگ (Real-Time)	اندازه‌گیری‌ها به‌طور متوسط در بازه‌های یک دقیقه یا کمتر انجام و گزارش می‌شوند	کنترل، نظارت و هشدارهای فوری شبکه	وضعیت کلیدها و مقادیر آنالوگ دریافتی از SCADA (با متوسط زمان اندازه‌گیری و گزارش‌گیری ≥ 1 دقیقه)
داده‌های نیمه‌بلادرنگ (Near-Real-Time)	اندازه‌گیری‌ها به‌طور متوسط هر ۱۰ تا ۱۵ دقیقه انجام و گزارش می‌شوند	تحلیل، برآورد، بهینه‌سازی و گزارش‌گیری عملیاتی	داده‌های توان ابتدای فیدرها از سامانه پایش اندازه‌گیری ^۱ (بازه ۵ دقیقه) و پروفایل مصرف از MDM (بازه ۱۵ دقیقه)
داده‌های آفلاین (Offline)	دسته‌ای و دوره‌ای (با تأخیر چندین ساعت، روز یا ماه)	کالیبراسیون مدل، مطالعات برنامه‌ریزی و تحلیل‌های تاریخی	داده‌های مصرف دوره‌ای مشترکین از سیستم صورتحساب‌دهی

^۱ سامانه پایش اندازه‌گیری در زمان تدوین این دستورالعمل، «سامانه مدام» بوده که تحت نظر شرکت مدیریت شبکه برق ایران قرار دارد.

صفحه ۱۷۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

داده‌های بلادرنگ داده‌هایی هستند که برای بهره‌برداری لحظه‌ای شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرند و تأخیر در دریافت آنها می‌تواند عملکرد سیستم DMS را مختل نماید. این داده‌ها معمولاً از سیستم SCADA و تجهیزات میدانی دریافت می‌شوند. زمان تأخیر مجاز برای داده‌های بلادرنگ معمولاً در محدوده چند ثانیه تعریف می‌شود و این داده‌ها باید به‌صورت پیوسته به سیستم DMS ارسال شوند.

جدول ۹۵- الزامات داده Real-Time

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیح مشخصه	سطح الزام
۱	وضعیت کلیدها	دریافت وضعیت کلیدها	Open/Close	M
۲	ولتاژ	دریافت ولتاژ	MV/LV	M
۳	جریان	دریافت جریان	Feeder	M
۴	توان	دریافت توان	P,Q	M
۵	آلارم	دریافت آلارم	Fault	M
۶	زمان تأخیر	حداکثر تأخیر انتقال	کمتر از ۵ ثانیه	M
۷	نرخ به‌روزرسانی	دوره ارسال داده	SCADA Scan	M

داده‌های نیمه بلادرنگ داده‌هایی هستند که برای تحلیل و تصمیم‌گیری عملیاتی مورد استفاده قرار می‌گیرند ولی نیاز به ارسال لحظه‌ای ندارند. این داده‌ها معمولاً با تأخیر چند دقیقه تا چند ده دقیقه قابل قبول هستند. این نوع داده‌ها معمولاً از سیستم‌های سازمانی دریافت می‌شوند.

جدول ۹۶- الزامات Near Real-Time

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیح مشخصه	سطح الزام
۱	داده AMI	دریافت داده کنتورها	Load Profile	R
۲	خاموشی	دریافت اطلاعات خاموشی	OMS	M
۳	برنامه مانور	Switching Plan	OMS	M
۴	DER	اطلاعات تولید پراکنده	Generation	R
۵	زمان تأخیر	تأخیر انتقال	کمتر از ۱۵ دقیقه	R
۶	بروزرسانی	دوره بروزرسانی	Periodic	R

صفحه ۱۷۲ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

داده‌های Offline داده‌هایی هستند که به صورت دوره‌ای یا در زمان‌های مشخص به سیستم DMS منتقل می‌شوند و برای بهره‌برداری لحظه‌ای شبکه مورد استفاده قرار نمی‌گیرند. این داده‌ها معمولاً مربوط به مدل شبکه و اطلاعات مهندسی هستند.

جدول ۹۷- الزامات داده Offline

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیح مشخصه	سطح الزام
۱	مدل شبکه	دریافت مدل شبکه	GIS	M
۲	پارامتر تجهیزات	پارامتر تجهیزات	Technical Data	M
۳	اطلاعات مشترکین	داده مشترکین	CIS	R
۴	به‌روزرسانی	دوره به‌روزرسانی	Daily/Weekly	M
۵	انتقال داده	انتقال Batch	File/CIM	M
۶	نسخه مدل	Version Model	Model ID	M

۱۰-۷- کیفیت داده

کیفیت داده یکی از الزامات اساسی عملکرد صحیح سیستم DMS محسوب می‌شود. داده‌های مورد استفاده در سیستم باید از نظر صحت، کامل بودن، سازگاری و به‌روز بودن کنترل شوند. سیستم DMS باید ابزارهای لازم برای بررسی و کنترل کیفیت داده‌ها را فراهم نماید.

جدول ۹۸- الزامات کیفیت داده

ردیف	مشخصه	شرح	سطح الزام
۱	صحت داده	Validation Rule Engine	M
۲	کامل بودن	Missing Detection	M
۳	سازگاری توپولوژی	Topology Check	M
۴	کنترل دامنه	Range Check	M
۵	ثبت خطا	Trail Audit & Error Logging	M
۶	گزارش کیفیت	Data Quality Dashboard	R

صفحه ۱۷۳ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

۱۰-۸- همزمان سازی داده

سیستم DMS باید امکان همزمان سازی داده‌ها با سایر سامانه‌ها را فراهم نماید. تغییرات ایجاد شده در مدل شبکه باید به صورت خودکار به سیستم DMS منتقل شود.

جدول ۹۹- الزامات همزمان سازی

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیحات فنی	سطح الزام
۱	همزمان سازی GIS	همزمان سازی با GIS	Model Update	M
۲	همزمان سازی OMS	همزمان سازی با OMS	Outage	M
۳	به روز رسانی افزایشی	پشتیبانی از Incremental Update	Delta Model	M
۴	به روز رسانی کامل	Full Model Update	Periodic	M
۵	ثبت تغییرات	ثبت تغییرات مدل	Log	M

۱۰-۹- الزامات استاندارد

سیستم DMS باید با استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ سازگار باشد و از پروفایل‌های مربوطه پشتیبانی نماید. پیاده سازی مدل اطلاعاتی باید به گونه ای باشد که امکان تبادل داده با سایر سامانه‌های مبتنی بر CIM فراهم شود.

جدول ۱۰۰- الزامات استاندارد

ردیف	مشخصه	شرح مشخصه	توضیحات فنی	سطح الزام
۱	استاندارد CIM	پشتیبانی از CIM	IEC ۶۱۹۶۸	M
۲	فرمت RDF	پشتیبانی از RDF	CIM RDF	M
۳	XML	پشتیبانی از XML	Data Exchange	M
۴	Version	پشتیبانی از نسخه CIM	Documentation	M
۵	Export	امکان Export CIM	Full Model	M

<p>صفحه ۱۷۴ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

مدل داده و معماری اطلاعات در سامانه مدیریت توزیع، زیرساخت اصلی اجرای کلیه توابع بهره‌برداری و تحلیلی بوده و انطباق آن با مدل اطلاعات مشترک (CIM) مطابق استانداردهای IEC شرط اساسی برای تضمین قابلیت همکاری، توسعه‌پذیری، کاهش وابستگی به تأمین‌کننده و کاهش هزینه‌های یکپارچه‌سازی می‌باشد.

صفحه ۱۷۵ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

پیوست A- مثال عددی نحوه محاسبه امتیاز سطح بلوغ سامانه مدیریت توزیع (DMS)
در این بخش مثال عددی درخصوص استفاده از مدل بلوغ معرفی شده در بخش ۵-۲ جهت راهنمایی دریافت‌کنندگان سند آورده شده است.

A-۱- مثال عددی نحوه محاسبه امتیاز لایه هسته عملکردی

اگر:

$$\text{As Designed} = ۸۰$$

$$\text{As Operated} = ۷۰$$

$$\text{Topology} = ۸۵$$

$$\text{DSE} = ۷۵$$

$$\text{Power Flow} = ۸۰$$

$$\text{Short Circuit} = ۶۰$$

آنگا طبق ضرائب وزنی جدول ۵:

$$\text{CoreScore} = ۶۰ \times ۰.۱۰ + ۸۰ \times ۰.۲۰ + ۷۵ \times ۰.۲۰ + ۸۵ \times ۰.۱۵ + ۷۰ \times ۰.۲۰ + ۸۰ \times ۰.۱۵ = ۷۶$$

سطح لایه طبق جدول ۴: سطح ۳

A-۲- مثال عددی نحوه محاسبه امتیاز لایه کاربردهای پیشرفته

به‌منظور تبیین نحوه محاسبه امتیاز این لایه، یک مثال فرضی ارائه می‌شود. در این مثال، فرض می‌شود شرکت توزیع دارای هر شش ماژول تعریف‌شده در لایه کاربردهای پیشرفته بوده و برای هر ماژول، امتیاز فنی بر اساس جدول الزامات M/R/O محاسبه شده است.

✓ مرحله اول: تعیین امتیاز فنی هر ماژول

صفحه ۱۷۶ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

امتیاز فنی هر ماژول عددی بین صفر تا صد است که بر اساس میزان تحقق الزامات فنی تعیین می‌شود.

جدول ۱۰۱- امتیاز استخراج شده طبق جدول الزامات ماژولها

امتیاز فنی (از ۱۰۰)	ماژول
۸۰	FLISR
۷۵	Volt-Var Optimization (VVO)
۷۰	Optimize Network Reconfiguration (ONR)
۶۵	Short-Term Load Forecasting (STLF)
۸۵	Load Shedding
۹۰	Switch Order Management

✓ مرحله دوم: تعیین ضریب اتوماسیون

برای هر ماژول، سطح اتوماسیون عملکرد تعیین و ضریب متناظر اعمال می‌شود.

جدول ۱۰۲- نمره ضریب اتوماسیون

ضریب اتوماسیون	سطح عملکرد	ماژول
۰.۸۵	نیمه خودکار	FLISR
۰.۷	پیشنهاددهنده	VVO
۰.۷	پیشنهاددهنده	ONR
۰.۷	تحلیلی (فاقد اجرای خودکار)	STLF
۱	تمام خودکار	Shedding Load
۰.۸۵	نیمه خودکار	Order Management Switch

✓ مرحله سوم: تعیین ضریب یکپارچگی با هسته DMS

سطح اتصال هر ماژول به مدل برخط شبکه و موتور تحلیلی هسته DMS تعیین می‌شود.

صفحه ۱۷۷ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

جدول ۱۰۳- نمره ضریب یکپارچگی

ضریب یکپارچگی	سطح یکپارچگی	ماژول
۱	استفاده کامل از Power Flow و DSE، Topology	FLISR
۰.۷۵	استفاده از داده برخط ولی موتور محاسباتی جداگانه	VVO
۰.۷۵	نیمه یکپارچه با هسته	ONR
۰.۵	مستقل از هسته تحلیلی	STLF
۱	یکپارچگی کامل با هسته	Shedding Load
۰.۷۵	اتصال داده‌ای محدود	Order Management Switch

✓ مرحله چهارم: اعمال ضرایب وزنی داخل لایه

ضرایب وزنی هر ماژول مطابق ساختار مصوب لایه کاربردهای پیشرفته به شرح زیر است:

جدول ۱۰۴- ضرایب مصوب طبق جدول ۶

ضریب وزنی داخل لایه	ماژول
۰.۲۵	FLISR
۰.۲	VVO
۰.۲	ONR
۰.۱۵	STLF
۰.۱	Shedding Load
۰.۱	Order Management Switch

✓ مرحله پنجم: محاسبه امتیاز مؤثر هر ماژول

امتیاز مؤثر هر ماژول از رابطه زیر به دست می‌آید:

Effective Score = امتیاز فنی × ضریب اتوماسیون × ضریب یکپارچگی

نتایج محاسبات:

$$\text{FLISR: } ۸۰ \times ۰.۸۵ \times ۱.۰۰ = ۶۸$$

صفحه ۱۷۸ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	--

$$VVO: 75 \times 0.70 \times 0.75 = 39.4$$

$$ONR: 70 \times 0.70 \times 0.75 = 36.75$$

$$STLF: 65 \times 0.70 \times 0.50 = 22.75$$

$$\text{Load Shedding: } 85 \times 1.00 \times 1.00 = 85$$

$$\text{Switch Order Management: } 57.37 = 0.75 \times 0.85 \times 90$$

✓ مرحله ششم: محاسبه امتیاز نهایی لایه

امتیاز نهایی لایه از مجموع وزنی امتیازهای مؤثر طبق جدول ۶ محاسبه می‌شود :

$$\text{Advanced Score} = \text{مجموع (ضریب وزنی} \times \text{امتیاز مؤثر)}$$

محاسبه:

$$FLISR \rightarrow 0.25 \times 68 = 17$$

$$VVO \rightarrow 0.20 \times 39.4 = 7.88$$

$$ONR \rightarrow 0.20 \times 36.75 = 7.35$$

$$STLF \rightarrow 0.15 \times 22.75 = 3.41$$

$$\text{Load Shedding} \rightarrow 0.10 \times 85 = 8.50$$

$$\text{Switch Order Management} \rightarrow 0.10 \times 57.37 = 5.74$$

امتیاز نهایی لایه:

$$100 \approx 49.88 \text{ از } 50$$

تفسیر نتیجه:

<p>صفحه ۱۷۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

با توجه به جدول ۵ تعیین سطح بلوغ کل لایه:

امتیاز ۵۰ در این لایه نشان‌دهنده دستیابی به سطح دوم بلوغ (Operational) است.

نکته حائز اهمیت آن است که اگر صرفاً میانگین ساده امتیازهای فنی محاسبه می‌شد، عددی در حدود ۷۷ به‌دست می‌آمد؛ لیکن به دلیل محدودیت در سطح اتوماسیون و یکپارچگی با هسته تحلیلی، امتیاز واقعی به حدود ۵۰ کاهش یافته است. این روش از ارزیابی غیرواقعی ناشی از وجود ظاهری مازول‌ها جلوگیری می‌کند و سطح بلوغ عملیاتی واقعی سامانه را منعکس می‌نماید.

بررسی قاعده کنترلی اتوماسیون:

میانگین ضریب اتوماسیون در این مثال برابر است با: ۰.۸۰.

از آنجا که این مقدار بیش از ۰.۷۵ است، محدودیتی از نظر قاعده کنترلی اتوماسیون اعمال نمی‌شود؛ با این حال، سطح کلی لایه به دلیل امتیاز عددی پایین‌تر، در سطح دوم باقی می‌ماند.

۳-۳-۱- مثال عددی نحوه امتیازدهی لایه رابط‌های ورودی/خروجی، داده و کنترل

۱- مفروضات ارزیابی

در یک شرکت توزیع برق، وضعیت زیرساخت داده و ارتباطات DMS مطابق نتایج ممیزی به شرح زیر احراز شده است:

الف) کیفیت و صحت داده (وزن: ۳۰٪)

- ✓ دریافت داده SCADA به‌صورت برخط انجام می‌شود.
 - ✓ مکانیزم تشخیص داده پرت (Bad Data Detection) فعال است.
 - ✓ همزمان‌سازی زمانی از طریق NTP انجام می‌شود.
 - ✓ شاخص کیفیت داده به‌صورت ماهانه پایش می‌شود، اما موتور پیشرفته تحلیل ریشه‌ای خطا وجود ندارد.
- بر اساس جدول ۱۰، این وضعیت معادل سطح ۳ ارزیابی می‌شود.

<p>صفحه ۱۸۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

✓ امتیاز متناظر سطح ۳ طبق جدول ۳ از ۱۰۰ → ۷۵

(ب) برخط بودن و پایداری ارتباطات (وزن: ۲۵٪)

✓ دسترس‌پذیری ارتباطات SCADA برابر ۹۸٪ است.

✓ پایش وضعیت لینک‌ها انجام می‌شود.

✓ سرور پشتیبان وجود دارد، اما معماری High Availability کامل نیست.

این وضعیت مطابق جدول ۱۱، در سطح ۳ رو به بالا (بین ۳ و ۴) ارزیابی شده و طبق جدول ۵ امتیاز ۸۰ از ۱۰۰ اختصاص می‌یابد.

(ج) یکپارچگی سیستمی (وزن: ۲۵٪)

✓ تبادل داده با GIS از طریق Web Service انجام می‌شود.

✓ همگام‌سازی As Designed و As Operated به‌صورت روزانه انجام می‌شود.

✓ پیاده‌سازی کامل CIM مطابق IEC ۶۱۹۶۸ انجام نشده است.

مطابق جدول ۱۲ این وضعیت در سطح ۳ قرار می‌گیرد.

✓ امتیاز تخصیصی طبق جدول ۳: ۷۰ از ۱۰۰

(د) قابلیت کنترل و ارسال فرمان (وزن: ۲۰٪)

✓ ارسال فرمان کلیدزنی از طریق DMS انجام می‌شود.

✓ تأیید دریافت فرمان (Acknowledgement) ثبت می‌شود.

✓ Interlocking منطقی کامل وجود ندارد.

✓ کنترل حلقه‌بسته اجرا نشده است.

این وضعیت طبق جدول ۱۳ در سطح ۳ طبقه‌بندی می‌شود و طبق جدول ۵ امتیاز تخصیصی: ۷۵ از ۱۰۰

۲- محاسبه امتیاز نهایی لایه طبق رابطه گفته شده در این بخش و جدول ۹

$$IOScore = \sum Weight_i \times Score_i$$

صفحه ۱۸۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	--

محاسبه عددی:

$$۲۲.۵ = ۷۵ \times ۰.۳۰ : \text{کیفیت داده}$$

$$۲۰ = ۸۰ \times ۰.۲۵ : \text{پایداری ارتباطات}$$

$$۱۷.۵ = ۷۰ \times ۰.۲۵ : \text{یکپارچگی سیستمی}$$

$$۱۵ = ۷۵ \times ۰.۲۰ : \text{قابلیت کنترل}$$

امتیاز نهایی:

$$IOScore = ۲۲.۵ + ۲۰ + ۱۷.۵ + ۱۵ = ۷۵$$

۳- تعیین سطح بلوغ لایه

امتیاز نهایی این لایه برابر ۷۵ از ۱۰۰ محاسبه می‌شود بنابراین طبق جدول ۵ در سطح ۳ قرار می‌گیرد.

۴- کنترل قاعده حداقلی

در این مثال:

✓ امتیاز کیفیت داده = ۷۵

✓ امتیاز پایداری ارتباطات = ۸۰

هر دو شاخص بالاتر از حداقل ۶۰ هستند؛ بنابراین قاعده محدودکننده اعمال نشده و سطح ۴ معتبر است.

۵- تفسیر مدیریتی نتیجه

اگرچه این شرکت در سطح ۳ طبقه‌بندی شده است، اما برای دستیابی به سطح ۵ لازم است موارد زیر تحقق یابد:

✓ پیاده‌سازی کامل معماری High Availability

✓ استقرار یکپارچگی مبتنی بر CIM

<p>صفحه ۱۸۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ج) ارگونومی و کاربرپسندی (وزن: ۱۵٪)

- ✓ سرعت پاسخ رابط مناسب است.
 - ✓ چیدمان اطلاعات منطقی است.
 - ✓ شخصی سازی محدود صفحات امکان پذیر است.
 - ✓ انجام عملیات کلیدزنی نیازمند چند مرحله اضافی است.
- این وضعیت طبق جدول ۱۶ بین سطح ۳ و ۴ ارزیابی شده و طبق جدول ۵ امتیاز ۸۰ از ۱۰۰ تخصیص می یابد.

د) مدیریت هشدار و رویداد (وزن: ۲۰٪)

- ✓ هشدارها اولویت بندی شده اند.
 - ✓ هشدارهای تکراری حذف می شوند.
 - ✓ تحلیل همبستگی کامل رویدادها وجود ندارد.
 - ✓ شناسایی علت ریشه ای به صورت خودکار انجام نمی شود.
- این وضعیت طبق جدول ۱۷ در سطح ۳ قرار می گیرد و طبق جدول ۵ امتیاز تخصیصی: ۷۰ از ۱۰۰

ه) پشتیبانی از فرآیندهای بهره برداری (وزن: ۲۰٪)

- ✓ دستور کلیدزنی (Switching Order) در سیستم ثبت می شود.
 - ✓ Log کامل عملیات نگهداری می شود.
 - ✓ گردش کار رسمی (Workflow) برای تأیید چند مرحله ای وجود ندارد.
 - ✓ هماهنگی سیستمی کامل با OMS برقرار نشده است.
- این وضعیت طبق جدول ۱۸ نیز در سطح ۳ طبقه بندی می شود و طبق جدول ۵ امتیاز تخصیصی: ۷۵ از ۱۰۰

صفحه ۱۸۴ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

محاسبه امتیاز نهایی لایه طبق فرمول گفته شده و جدول ۱۴:

$$UIScore = \sum Weight_i \times Score_i$$

محاسبات عددی:

$$۰.۲۵ \times ۸۵ = ۲۱.۲۵ \text{ :تجسم شبکه}$$

$$۰.۲۰ \times ۷۵ = ۱۵ \text{ :تصمیم‌یار}$$

$$۰.۱۵ \times ۸۰ = ۱۲ \text{ :ارگونومی}$$

$$۰.۲۰ \times ۷۰ = ۱۴ \text{ :مدیریت هشدار}$$

$$۰.۲۰ \times ۷۵ = ۱۵ \text{ :فرآیندهای بهره‌برداری}$$

امتیاز نهایی:

$$UIScore = ۲۱.۲۵ + ۱۵ + ۱۲ + ۱۴ + ۱۵ = ۷۷.۲۵$$

امتیاز نهایی این لایه برابر ۷۷ از ۱۰۰ (پس از گرد کردن) محاسبه می‌شود.

سطح بلوغ لایه رابط کاربر و بهره‌برداری طبق جدول ۵ برابر سطح ۳ ارزیابی می‌شود.

کنترل قاعده محدودکننده در این مثال:

$$✓ \text{ امتیاز مدیریت هشدار} = ۷۰$$

$$✓ \text{ امتیاز فرآیندهای بهره‌برداری} = ۷۵$$

هر دو شاخص بالاتر از حداقل ۶۰ هستند؛ بنابراین قاعده محدودکننده اعمال نمی‌شود و سطح ۳ معتبر است.

تفسیر نتایج نشان می‌دهد سامانه از منظر تجسم شبکه در وضعیت مطلوب قرار دارد؛ با این حال برای دستیابی به سطح ۵ بلوغ، اقدامات زیر توصیه می‌شود:

✓ استقرار تحلیل همبستگی رویداد و Root Cause Analysis

صفحه ۱۸۵ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

- ✓ پیاده‌سازی گردش کار چندمرحله‌ای و کنترل مجوزها
- ✓ توسعه تصمیم‌یار هوشمند و ارائه پیشنهاد عملیاتی خودکار
- ✓ بهبود شخصی‌سازی مبتنی بر نقش کاربری

۵-۱- محاسبه سطح بلوغ کل سامانه DMS

۱- تعیین امتیاز هر لایه:

بر اساس مثال‌های عددی محاسبه‌شده در بخش‌های قبل، امتیاز هر لایه به شرح زیر است:

الف) لایه رابط‌های داده و کنترل (I/O)

$$IOScore = 75$$

سطح لایه طبق جدول ۵: سطح ۳

ب) لایه هسته عملکردی DMS: سطح لایه طبق جدول ۴: سطح ۳

ج) لایه کاربردهای پیشرفته

طبق مثال عددی انجام‌شده:

$$Advanced\ Score \approx 50$$

سطح لایه طبق جدول ۵: سطح ۲

د) لایه رابط کاربر

$$UIScore \approx 77$$

سطح لایه طبق جدول ۵: سطح ۳

۲- محاسبه امتیاز کل سامانه: طبق ضرایب وزنی در جدول ۳:

$$TotalScore = (0.25 \times IOScore) + (0.30 \times CoreScore) + (0.30 \times AdvancedScore) + (0.15 \times UIScore)$$

صفحه ۱۸۶ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

$$TotalScore = (0.25 \times 75) + (0.30 \times 76) + (0.30 \times 50) + (0.15 \times 77) = 68.1$$

امتیاز کل سامانه:

$$TotalScore \approx 68$$

۳- تعیین سطح بلوغ کل سامانه: طبق جدول ۵ امتیاز ۶۸ در بازه ۶۵ تا ۸۰ قرار می‌گیرد؛ بنابراین: سطح بلوغ کل سامانه برابر «سطح ۳» تعیین می‌شود.

۴- بررسی قاعده کنترلی ضروری: قاعده کنترلی بیان می‌کند: چنانچه امتیاز لایه «رابط‌های داده و کنترل» یا «هسته عملکردی DMS» کمتر از سطح دوم باشد، سامانه نمی‌تواند بالاتر از سطح دوم طبقه‌بندی گردد.

در این مثال:

$$IOScore = 75 \rightarrow \text{سطح } 3$$

$$CoreScore = 76 \rightarrow \text{سطح } 3$$

هیچ‌یک از دو لایه حیاتی کمتر از سطح دوم نیستند؛ بنابراین قاعده محدودکننده اعمال نمی‌شود و سطح ۳ معتبر است.

۵- تفسیر مدیریتی نتیجه

نتایج نشان می‌دهد که زیرساخت داده و هسته تحلیلی در وضعیت قابل قبول (سطح ۳) قرار دارند و رابط کاربر نیز در سطح مناسب بهره‌برداری عملیاتی است. عامل محدودکننده اصلی، ضعف در لایه کاربردهای پیشرفته و پایین بودن سطح اتوماسیون و یکپارچگی آن‌ها با هسته تحلیلی است. در صورت ارتقای لایه کاربردهای پیشرفته از سطح ۲ به سطح ۳ (مثلاً افزایش امتیاز آن به حدود ۷۰)، امتیاز کل سامانه به حدود ۷۵ تا ۷۸ افزایش یافته و سامانه در آستانه سطح ۴ قرار خواهد گرفت.

<p>صفحه ۱۸۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

پیوست B- نحوه استفاده از استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ در پیاده‌سازی سامانه مدیریت توزیع (DMS)

در این پیوست به نحوه استفاده از استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ که در Annex A پارت ۱ از این استاندارد آورده شده است اشاره شده است.

۱-B- استفاده توسط تأمین‌کننده

هدف اصلی استانداردهای سری IEC ۶۱۹۶۸، ارتقاء و تسهیل قابلیت تعامل‌پذیری (Interoperability) در سامانه‌های توزیع برق است. تعامل‌پذیری بالا موجب کاهش هزینه‌های یکپارچه‌سازی می‌شود؛ هزینه‌هایی که اغلب به‌عنوان مانعی برای شرکت‌های توزیع در پذیرش فناوری‌های نوین عمل می‌کنند.

برای دستیابی به این هدف، فروشندگان می‌توانند از دو رویکرد بهره بگیرند:

- ✓ ارائه رابط‌هایی که با پروفایل‌های تعریف‌شده در IEC ۶۱۹۶۸-۳ تا IEC ۶۱۹۶۸-۹ مطابقت داشته و از یک یا چند پروفایل پیاده‌سازی پذیرفته‌شده، تأییدشده از طریق آزمایش‌های تعامل‌پذیری، پشتیبانی کنند.
- ✓ ارائه همان رابط‌ها با امکان افزودن توسعه‌های اختیاری و خاص فروشنده (Vendor-Specific Extensions) برای افزایش انعطاف‌پذیری و تطبیق با نیازهای ویژه.

پذیرش استانداردهای IEC ۶۱۹۶۸ توسط فروشندگان نه تنها موجب همسویی فنی سامانه‌ها می‌شود، بلکه بیشترین مزایا را برای کل صنعت و تمامی ذی‌نفعان به همراه دارد.

<p>صفحه ۱۸۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

۲-B- استفاده توسط شرکت‌های توزیع برق

۱- گام‌های این فرآیند برای مواردی کاربرد دارد که رابط‌های آماده (off-the-shelf) ممکن است به‌طور مستقیم توسط فروشندگان پشتیبانی شوند یا نیاز به توسعه و گسترش داشته باشند.

❖ گام A - نصب زیرساخت یکپارچه‌سازی: ابتدا زیرساخت مناسب برای امکان‌پذیر کردن یکپارچه‌سازی سیستم‌ها نصب می‌شود.

❖ گام‌های B تا G - تحلیل نیازها و تعریف پیام‌های خاص شرکت: در این مراحل، نیازهای دقیق شرکت توزیع بررسی و مشخصات انواع پیام‌های اختصاصی شرکت تدوین می‌شود.

❖ گام‌های H تا N - پیاده‌سازی و استقرار پیام‌های اختصاصی: پیام‌های مشخص شده در مراحل قبل در سیستم پیاده‌سازی و به بهره‌برداری می‌رسند.

۲- مسئولیت‌ها:

- تأمین‌کننده نرم‌افزار کاربردی مسئول اصلاح برنامه‌ها برای تولید یا تفسیر پیام‌های اختصاصی است.
- یکپارچه‌ساز سیستم شرکت توزیع مسئول پیکربندی مدل تبادل اطلاعات (IEM)^۱ در زیرساخت است. مدل IEM می‌تواند پیکربندی خودکار کامل یا جزئی از داده‌های تولیدشده توسط برنامه‌ها یا نسخه‌های الکترونیکی مشخصات پیام‌ها را پشتیبانی کند.

۳- سه بخش اصلی فرآیند:

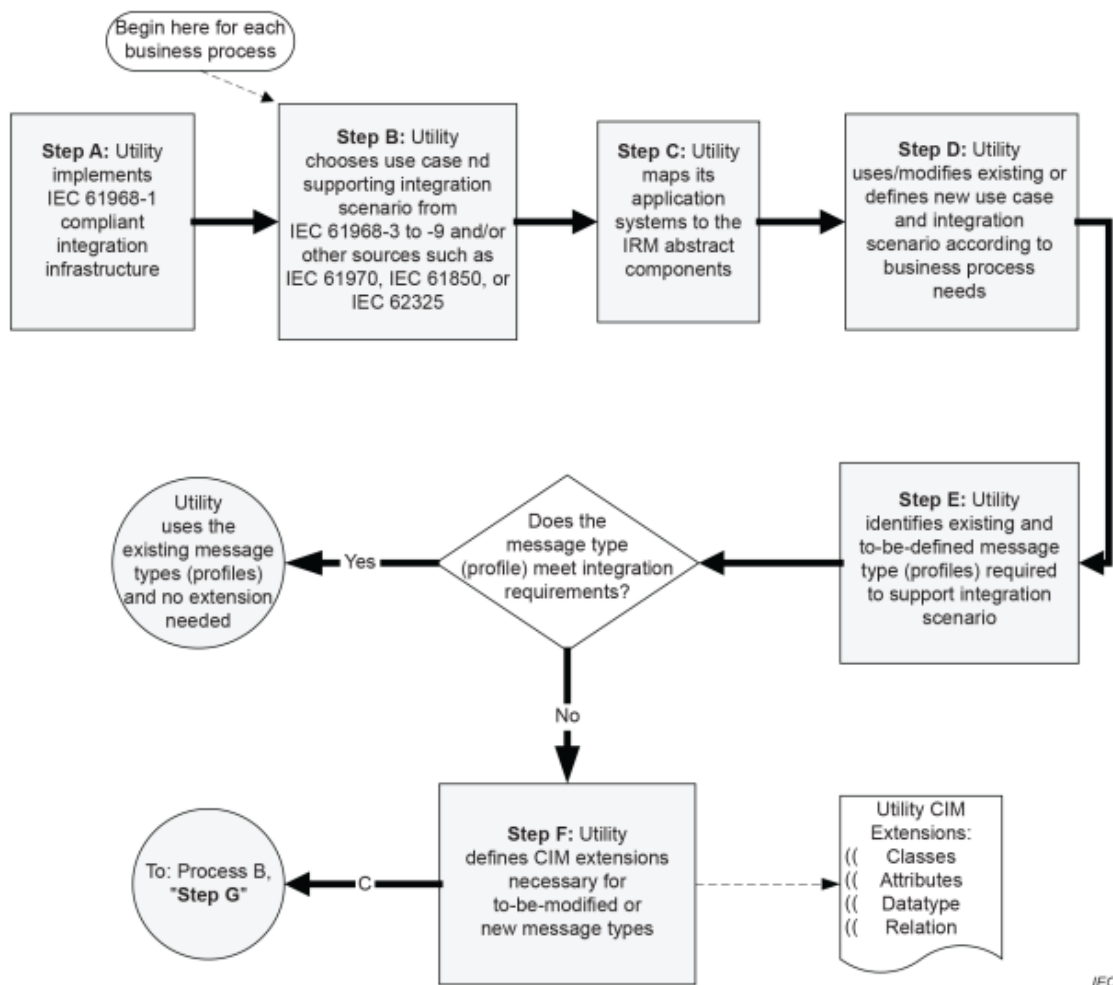
- تعریف معماری رابط و مؤلفه‌های اصلی سیستم
- تعریف مشخصات رابط برای پیام‌هایی که تغییرات پویا را توصیف می‌کنند
- تعریف مدل موجودیت‌های ایستا (Static Entity Model) برای ایجاد روشی مشترک در تبادل داده‌ها

توسعه مدل موجودیت ایستا و پیام‌ها یک فرآیند تکراری و مرحله‌ای است و به مرور کامل‌تر می‌شود. این فرآیند به شرکت‌های توزیع کمک می‌کند تا سیستم‌های خود را بر اساس استاندارد IEC۶۱۹۶۸ یکپارچه و قابل تعامل با سایر سامانه‌ها پیاده‌سازی کنند.

^۱ Information Exchange Model

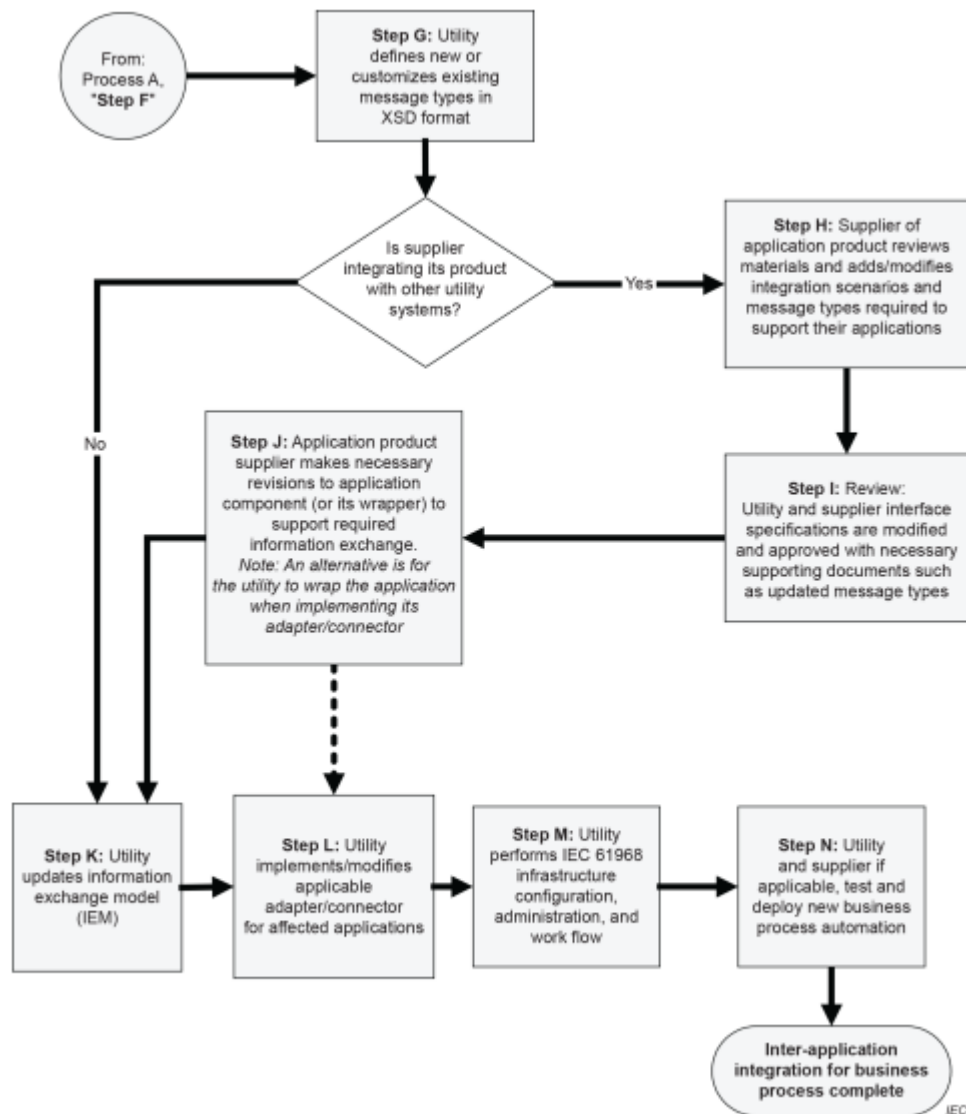
<p>صفحه ۱۸۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	--

نمای کلی کاربرد یک شرکت توزیع از سری استانداردهای IEC ۶۱۹۶۸ در شکل‌های ۴ (فرآیند A) و ۵ (فرآیند B) نشان داده شده است.



شکل ۴- فرآیند A = جهت استفاده از استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ برای شرکت‌های توزیع برق

<p>صفحه ۱۹۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	--



شکل ۵- فرآیند B - جهت استفاده از استاندارد IEC 61968 برای شرکت‌های توزیع برق

صفحه ۱۹۱ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

پیوست C- مثالی از کاربرد استاندارد IEC ۶۱۹۶۸ در بهره‌برداری شبکه توزیع

این پیوست نمونه سناریوهای مرجع برای تبادل پیام میان سامانه‌های عملیاتی در فرآیندهای بهره‌برداری شبکه توزیع را تشریح می‌کند. این سناریوها بر اساس پیوست A استاندارد ۳- IEC ۶۱۹۶۸ (سال ۲۰۱۷) تدوین شده‌اند. لازم به ذکر است که این سناریوها ماهیت اطلاع‌رسان (Informative) دارند و هدف آن‌ها استانداردسازی فرآیندهای کسب‌وکار شرکت‌های توزیع نیست، بلکه ارائه الگوی مرجع برای پیاده‌سازی تبادل پیام مبتنی بر مدل اطلاعات مشترک (CIM) میان سامانه‌ها است.

این سناریوها چارچوب تعامل بین سامانه‌های زیر را مشخص می‌کنند:

✓ سامانه مدیریت توزیع (DMS)

✓ سامانه اسکادا (SCADA)

✓ سامانه مدیریت خاموشی (OMS)

✓ سامانه مدیریت مشترکین (CS)

✓ سامانه مدیریت نیروی کار (WFM)

✓ سامانه قرائت و مدیریت کنتورهای هوشمند (AMI)

✓ ماژول مدیریت ترتیب کلیدزنی (SOM)^۱

شرکت‌های توزیع موظفند در طراحی و پیاده‌سازی DMS، معماری تبادل پیام خود را با این الگوها هم‌راستا نمایند.

جدول ۱۰۵- انطباق کارکردهای IEC با ماژول‌های DMS

نام در IEC	معادل پیشنهادی در دستورالعمل
NO-CTL	سامانه اسکادا
NO-NMON	سامانه DMS (اتاق کنترل)
NO-FLT	سامانه مدیریت خاموشی (OMS)
CS-TCM	سامانه مدیریت مشترکین
OP-SSC	ماژول مدیریت ترتیب کلیدزنی (Switching Scheduling)

^۱ Switch Order Management

صفحه ۱۹۲ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

۱-۲- سناریوی FLISR در خاموشی کشف‌شده توسط SCADA

این سناریو فرآیند مکان‌یابی خطا^۱، جداسازی^۲ و بازیابی سرویس^۳ را در شبکه‌های دارای اتوماسیون و کنترل از راه دور تشریح می‌کند. در این حالت، وقوع خاموشی توسط سامانه SCADA تشخیص داده شده و واکنش شبکه به‌صورت خودکار یا نیمه‌خودکار تحت هدایت DMS انجام می‌شود.

مطابق شکل ۶، فرآیند با تشخیص تغییر وضعیت یک تجهیز حفاظتی در SCADA آغاز می‌شود. این تغییر وضعیت معمولاً ناشی از عملکرد رله حفاظتی و تریپ کلید است.

SCADA پیام «Created Discrete Measurement» را به DMS ارسال می‌کند. همزمان، مقادیر جریان خطا و راکتانس اندازه‌گیری‌شده در محل تجهیز حفاظتی از طریق پیام «Created Analog Measurement» به DMS منتقل می‌شود.

DMS با تحلیل این داده‌ها و استفاده از مدل توپولوژی شبکه، محل تقریبی خطا در پایین‌دست تجهیز حفاظتی را محاسبه می‌کند. در صورت تأیید خاموشی، پیام «Created Outage» به OMS ارسال می‌شود تا مدیریت اطلاع‌رسانی و رسیدگی به مشترکین انجام شود.

در ادامه، DMS از ماژول زمان‌بندی مانور درخواست تولید طرح مانور (Switching Plan) جهت جداسازی محدوده خطا و برقدارسازی جزایر سالم شبکه را می‌کند. پس از انتخاب بهترین سناریو (با در نظر گرفتن توازن بار و ظرفیت رزرو فیدرهای مجاور)، دستورات کنترلی از طریق SCADA اجرا می‌شوند.

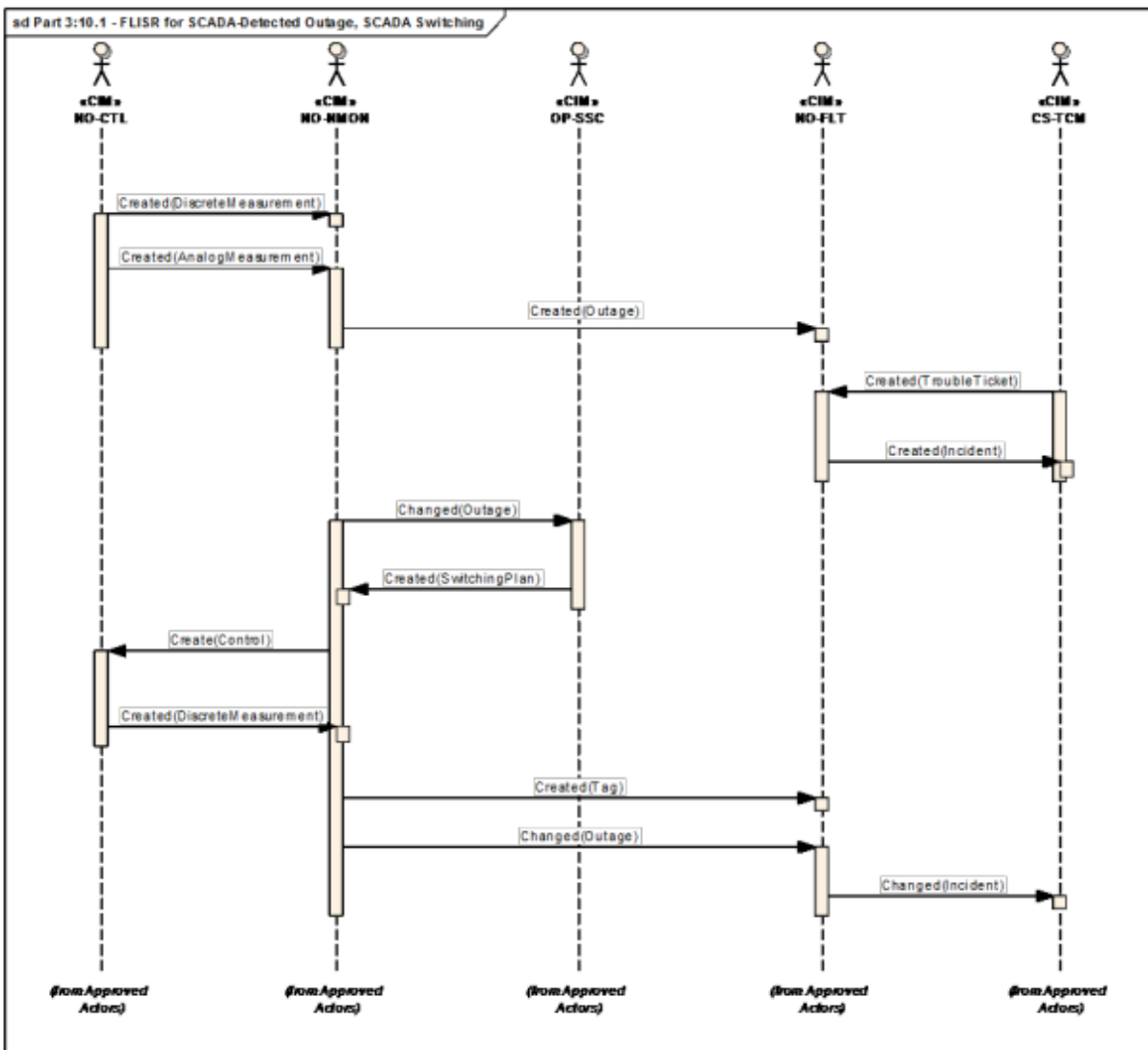
با اجرای هر مرحله از مانور، تغییر وضعیت تجهیزات مجدداً به DMS و OMS اعلام شده و در نهایت پیام «Changed Outage» برای اعلام برقراری مجدد برق ارسال می‌شود.

^۱ Fault Location

^۲ Isolation

^۳ Service Restoration

<p>صفحه ۱۹۳ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	--



شکل ۶- سناریوی FLISR در خاموشی کشف‌شده توسط SCADA

صفحه ۱۹۴ از ۲۰۰ ویرایش : اول تاریخ تهیه/ بازنگری :	عنوان دستورالعمل: الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های سیستم مدیریت توزیع (DMS)	 وزارت نیرو شرکت توانیر
--	--	---

جدول ۱۰۶- تبادل اطلاعات در سناریوی FLISR در خاموشی کشف‌شده توسط SCADA

ردیف	مبدأ	مقصد	نوع پیام CIM	کاربرد در شرکت توزیع
۱	SCADA	DMS	Created DiscreteMeasurement	اعلام تریپ تجهیز حفاظتی
۲	SCADA	DMS	Created AnalogMeasurement	ارسال جریان خطا جهت تحلیل مکان خطا
۳	DMS	OMS	Created Outage	ثبت خاموشی تأییدشده
۴	OMS	سیستم مشترکین	Created Incident	ایجاد رخداد برای مشترکین
۵	DMS	ماژول مانور	Changed Outage	درخواست طرح مانور
۶	ماژول مانور	DMS	Created SwitchingPlan	ارسال طرح مانور پیشنهادی
۷	DMS	SCADA	Create Control	صدور فرمان کلیدزنی
۸	SCADA	DMS	Created DiscreteMeasurement	اعلام تغییر وضعیت کلید
۹	DMS	OMS	Changed Outage	اعلام بازیابی سرویس

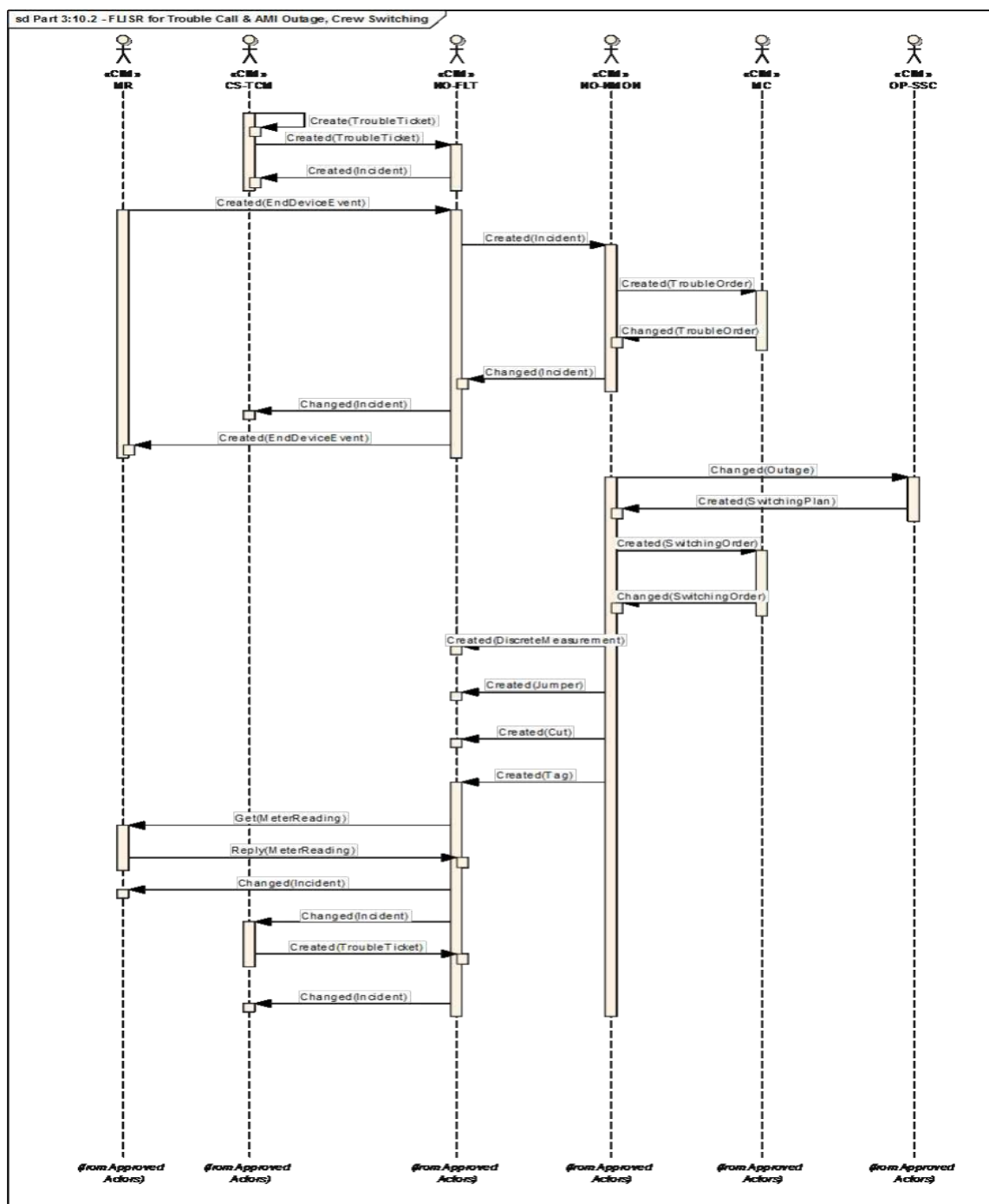
۲-۲- سناریوی FLISR مبتنی بر تماس مشترک و AMI

این سناریو مناسب شبکه‌هایی است که دارای اتوماسیون کامل نیستند و تشخیص خاموشی از طریق تماس مشترکین یا ارسال رخداد قطع برق از سوی کنتورهای هوشمند (AMI) انجام می‌شود.

در این حالت، فرآیند با ثبت «TroubleTicket» توسط سامانه مشترکین آغاز می‌شود. این اطلاعات به OMS ارسال شده و OMS با تحلیل همبستگی تماس‌ها و رخدادهای AMI، محل احتمالی تجهیز تریپ‌شده را پیش‌بینی می‌کند. پس از پیش‌بینی تجهیز معیوب، اطلاعات به DMS ارسال می‌شود. دیسپاچر درخواست اعزام اکیپ را از طریق سامانه مدیریت نیروی کار (WFM)^۱ صادر می‌کند. اکیپ اعزامی محل خطا را تأیید کرده و نتیجه را به DMS گزارش می‌کند. پس از تأیید، فرآیند مانور مشابه سناریوی قبل اجرا می‌شود، با این تفاوت که اجرای مانور ممکن است به صورت دستی توسط اکیپ انجام شود.

^۱ WorkForce Management

<p>صفحه ۱۹۵ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---



شکل ۷- سناریوی FLISR مبتنی بر تماس مشترک و AMI

<p>صفحه ۱۹۶ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

جدول ۱۰۷- تبادل اطلاعات در سناریوی FLISR مبتنی بر تماس مشترک و AMI

ردیف	مبدأ	مقصد	نوع پیام	کاربرد
۱	سیستم مشترکین	OMS	Created TroubleTicket	ثبت تماس خاموشی
۲	AMI	OMS	Created EndDeviceEvent	اعلام قطع برق کنتور
۳	OMS	DMS	Created Incident	پیش‌بینی تجهیز معیوب
۴	DMS	WFM	Created TroubleOrder	درخواست اعزام اکیپ
۵	WFM	DMS	Changed TroubleOrder	تأیید محل خطا
۶	DMS	OMS	Changed Incident	تأیید نهایی خاموشی

<p>صفحه ۱۹۷ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

مراجع

- ۱ - ADMS State of the Industry and Gap Analysis, March ۲۰۱۶, Pacific Northwest National Laboratory
- ۲ - Network Manager SCADA/EMS and SCADA/GMS, www.abb.com
- ۳ - PRISM Advanced Distribution Management System (ADMS), Minsait ACS, An Indra company, Advanced Control Systems, Inc.
- ۴ - EMS/DMS/SCADA PI Interface Update, September ۱۴, ۲۰۱۶, Giro Iuliano Global Account Manager
- ۵ - www.survalent.com
- ۶ - Volt/VAR Optimization, Optimize grid efficiency through automated management of voltage levels and reactive power, SurvalentONE, www.survalent.com
- ۷ - Distribution Power Flow & Distribution State Estimation, Provide real-time electrical characteristics of the distribution network to improve situational awareness and decision making, SurvalentONE, www.survalent.com
- ۸ - Distribution Management System, Analyze & Optimize Critical Grid Functions for Advanced System Monitoring & Control, SurvalentONE, www.survalent.com
- ۹ - MicroSCADA Pro, DMS ۶۰۰ ۴, ۴ FP ۱, ۱۹, ۹, ۲۰۱۴, www.abb.com/substationautomation
- ۱۰ - New features of MicroSCADA Pro, , www.abb.com/substationautomation
- ۱۱ - SCADA & ADMS System for TPCODL Network, Tender Enquiry: TPCODL/P&S/۲۲۲/۲۰-۲۱ Pre-Bid Meeting ۲۴th March ۲۰۲۱
- ۱۲ - Fault Location, Isolation, and Service Restoration & Loss of Voltage, SurvalentONE, www.survalent.com
- ۱۳ - The Role of Advanced DMS/SCADA Software and Systems in Building a Resilient and Reliable Power Distribution Grid, By Chuck Newton Newton-Evans Research Company
- ۱۴ - ALSTOM Network Management Solutions Smart Grid Overview, May ۳۰th, ۲۰۱۲, PATRICIA GOMEZ
- ۱۵ - Advanced Distribution Management System, Grid Modernization Redefined, Integrated Distribution Planning, eSCADA, DMS & OMS Solution, www.etap.com
- ۱۶ - How to choose the right solution to improve your utility's safety, reliability, asset protection and quality of service, www.capgemini.com/smartenergy

<p>صفحه ۱۹۸ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

- ۱۷ - Network control and distribution management, One vision MicroSCADA X, Hitachi Energy, www.hitachienergy.com
- ۱۸ - Foundational Report Series: Advanced Distribution Management Systems for Grid Modernization, DMS Industry Survey, Energy Systems Division, April ۲۰۱۷
- ۱۹ - Guidelines for Implementing Advanced Distribution Management Systems, Requirements for DMS Integration with DERMS and Microgrids, Energy Systems Division, August ۲۰۱۵

<p>صفحه ۱۹۹ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

فهرست اعضای تدوین‌کننده دستورالعمل:

ردیف	نام و نام خانوادگی	شرکت متبوع
۱	رضا کفیلی	شرکت توانیر
۲	هژیر قاسم‌نژاد	شرکت توانیر
۳	امیررضا رجبی	شرکت توزیع نیروی برق شهرستان مشهد
۴	هادی صفری فارمد	شرکت توزیع نیروی برق شهرستان مشهد
۵	محسن شهنساری	شرکت توانیر
۶	رضا لطفیان	شرکت توانیر
۷	محمد رضا فخاری	شرکت توانیر
۸	محمود روستایی	شرکت توانیر
۹	محمد حسین شریعتخواه	شرکت توانیر
۱۰	مهدی دباغ	شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان رضوی
۱۱	علی درگاهی	شرکت توزیع نیروی برق شهرستان مشهد
۱۲	مسعود نصری	شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ
۱۳	لیدا یزدانی	شرکت توزیع نیروی برق استان سمنان
۱۴	علی مقتدایی	شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان
۱۵	محسن فرزاد مهر	شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان رضوی
۱۶	سید علی صحافی	شرکت توزیع نیروی برق استان قم
۱۷	احسان فتح الهی	شرکت توزیع نیروی برق استان ایلام
۱۸	پیمان فاضلی	شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان
۱۹	احسان حسینی	شرکت توزیع نیروی برق استان خوزستان
۲۰	حمید براتی	شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان شمالی
۲۱	علی اکبری	شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ
۲۲	مریم کامرانی	شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ
۲۳	بهادر فرجام	شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ
۲۴	علی شیراوند	شرکت توزیع نیروی برق استان لرستان
۲۵	مهدی جباری وند	شرکت توزیع نیروی برق استان آذربایجان شرقی
۲۶	مهدی محمدی	شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان جنوبی
۲۷	امیر توکلی	پژوهشگاه نیرو

<p>صفحه ۲۰۰ از ۲۰۰</p> <p>ویرایش : اول</p> <p>تاریخ تهیه/ بازنگری :</p>	<p>عنوان دستورالعمل:</p> <p>الزامات، معیارهای ارزیابی فنی و آزمون‌های</p> <p>سیستم مدیریت توزیع (DMS)</p>	 <p>وزارت نیرو</p> <p>شرکت توانیر</p>
---	---	---

ردیف	نام و نام خانوادگی	شرکت متبوع
۲۸	معصومه رحمانی	پژوهشگاه نیرو
۲۹	اعظم مظفری	پژوهشگاه نیرو
۳۰	عطیه کشاورز محمدیان	پژوهشگاه نیرو