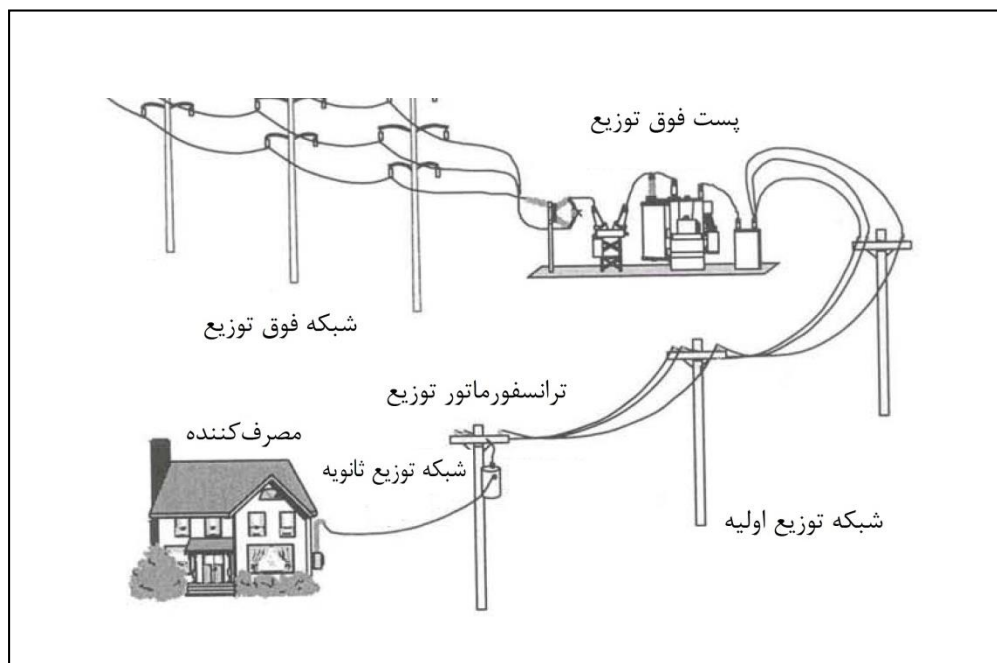


راهکارهای ارتقاء سطح بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع با هدف کاهش تلفات انرژی الکتریکی



کارفرما: پژوهشگاه نیرو

به نام خدا

پژوهشگاه نیرو

نام گزارش: مطالعات شناخت

کد گزارش-ویرایش: PDPN15-5-ویرایش اول

عنوان طرح/پروژه: راهکارهای ارتقا سطح بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع با هدف کاهش تلفات انرژی الکتریکی

واحد مجری طرح/پروژه: پژوهشکده توزیع

مجری طرح/پروژه: محمدرضا صفری

مدیر طرح/پروژه: حمیدرضا آراسته

تاریخ: مردادماه ۱۳۹۸

پیش‌گفتار

عوامل مختلفی می‌توانند سبب بالا رفتن مقدار تلفات در شبکه‌های توزیع شوند که لازم است از منظر بهره‌برداری مورد بررسی قرار گرفته و راهکارهای مناسب جهت بهبود سطح بهره‌برداری تعیین شوند. پرداختن به بحث تلفات و ارتقای سطح بهره‌برداری از شبکه یک ضرورت انکارناپذیر است. یکی از مهم‌ترین زیرمجموعه‌های تلفات ناشی از عوامل فنی، تلفات ناشی از بهره‌برداری نامناسب شبکه توزیع است که در اغلب موارد با تغییر در شیوه بهره‌برداری می‌توان قدم‌های موثری در جهت کاهش آن برداشت. در این راستا، لازم است انواع راهبردهای اصلاح شرایط بهره‌برداری که با به‌کارگیری صحیح آن‌ها می‌توان تلفات شبکه‌های توزیع را به طور قابل ملاحظه‌ای کاهش داد را بررسی کرد. گزارش حاضر مربوط به مرحله اول پروژه راهکارهای ارتقا سطح بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع با هدف کاهش تلفات انرژی الکتریکی است که به دنبال آشنایی با مفاهیم و راهکارهای کاهش تلفات در حوزه بهره‌برداری خواهد بود.

در هر یک از فصل‌های این گزارش، شرح موارد انجام شده برای هر یک از مراحل فوق ارائه شده است. در ابتدا مفهوم بهره‌برداری و معانی و تعاریف مختلف آن مطالعه و بررسی شده است. در ادامه، به بیان مقدمه‌ای از شبکه توزیع و اهمیت بحث تلفات در آن پرداخته شده است. در این فصل، اجزای مختلف تلفات در شبکه توزیع، عوامل افزایش آن و راهکارهای مناسب جهت کاهش تلفات در حوزه بهره‌برداری نیز بیان شده است. در فصل سوم، اقدامات صورت گرفته در کشورهای مختلف جهت کاهش تلفات فنی و غیرفنی شبکه‌های توزیع، بررسی شده است. در فصل چهارم، وضعیت بهینه تلفات در شبکه‌های توزیع مطالعه شده است. در پایان، در فصل پنجم، دسته‌بندی و اولویت‌بندی تلفات و راهکارهای کاهش آن ارائه شده است.

این نوشتار مربوط به گزارش مرحله اول پروژه راهکارهای ارتقا سطح بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع با هدف کاهش تلفات انرژی الکتریکی است که با همکاری جناب آقایان دکتر بهرام‌آرا، مهندس ماح بهرامی، دکتر حمیدرضا آراسته (مدیر پروژه) و مهندس محمدرضا صفری (مجری پروژه) و تحت نظارت جناب آقای دکتر رضا دشتی (ناظر پروژه) تهیه و تدوین شده است.

امید است گزارش حاضر، مورد استفاده همکاران و پژوهشگران علاقه‌مند قرار گیرد و رضایت خداوند متعال را در پی داشته باشد.

فهرست مطالب

عنوان	شماره صفحات
مقدمه.....	۱
(۱) فصل اول: مفاهیم.....	۶
(۱-۱) مقدمه.....	۷
(۲-۱) مفهوم بهره‌برداری.....	۸
(۱-۲-۱) تحلیل شناختی موضوع [۱۱].....	۸
(۲-۲-۱) مراجعه به مراجع علمی و فنی [۱۱].....	۱۲
(۳-۲-۱) استانداردها و سازمان‌های معتبر [۱۱].....	۲۵
(۳-۱) تبیین نقش، وظیفه و مسئولیت حوزه بهره‌برداری در شرکت‌های توزیع.....	۲۸
(۲) فصل دوم: تلفات در شبکه‌های توزیع.....	۳۱
(۱-۲) مقدمه.....	۳۲
(۲-۲) شناسایی و بررسی اجزای مختلف تلفات فنی در شبکه توزیع.....	۳۴
(۳-۲) شناسایی و بررسی مسائل افزایش تلفات فنی شبکه توزیع.....	۳۸
(۴-۲) شناسایی اجزایی از تلفات و مسائل منجر به افزایش آن که مرتبط با حوزه بهره‌برداری است.....	۴۹
(۵-۲) شناسایی اقدامات موثر در کاهش تلفات فنی.....	۵۲
(۶-۲) شناسایی اقدامات موثر در کاهش تلفات فنی در حوزه بهره‌برداری.....	۷۶
(۷-۲) شناسایی و بررسی اجزای مختلف تلفات غیرفنی در شبکه توزیع.....	۷۹
(۱-۷-۲) مقدمه.....	۷۹
(۲-۷-۲) اجزای تلفات غیرفنی.....	۸۰
(۱-۲-۷-۲) وجه مشترک.....	۸۲
(۲-۲-۷-۲) وجه فرآیندهای خارجی.....	۸۳
(۳-۲-۷-۲) وجه فرآیندهای داخلی.....	۸۶
(۸-۲) شناسایی اقدامات موثر در کاهش تلفات غیرفنی.....	۹۳

۹۸..... (۹-۲) شناسایی اقدامات موثر در کاهش تلفات غیرفنی در حوزه بهره‌برداری

۳) فصل سوم: مطالعات تطبیقی..... ۱۰۰

۱-۳) انجام مطالعات تطبیقی در رابطه با اقدامات صورت گرفته جهت کاهش تلفات فنی حوزه

بهره‌برداری در کشورهای مختلف..... ۱۰۱

۱-۱-۳) وضعیت کنونی کشورهای در حال توسعه..... ۱۰۱

۱-۱-۳-۱) آمریکای لاتین [۶]..... ۱۰۲

۱-۱-۳-۲) آسیای شرقی [۶]..... ۱۰۴

۱-۱-۳-۳) آسیای جنوبی [۶]..... ۱۰۴

۱-۱-۳-۴) عمان..... ۱۰۵

۱-۱-۳-۵) برزیل..... ۱۰۷

۱-۱-۳-۶) اوگاندا..... ۱۱۰

۱-۱-۳-۷) ایران..... ۱۱۴

۱-۱-۳-۸) پاکستان..... ۱۱۶

۱-۱-۳-۹) ترکیه..... ۱۱۸

۲-۱-۳) وضعیت کنونی کشورهای توسعه یافته..... ۱۲۴

۲-۱-۳-۱) نیویورک..... ۱۲۴

۲-۱-۳-۲) انگلستان..... ۱۴۰

۲-۱-۳-۳) اتحادیه اروپا..... ۱۴۱

۳-۱-۳) جمع‌بندی و نتیجه‌گیری..... ۱۴۴

۲-۳) انجام مطالعات تطبیقی در رابطه با اقدامات صورت گرفته جهت کاهش تلفات غیرفنی

حوزه بهره‌برداری در کشورهای مختلف..... ۱۴۵

۱-۲-۳) ترکیه..... ۱۴۶

۲-۲-۳) فیلیپین..... ۱۴۸

۳-۲-۳) جمع‌بندی و نتیجه‌گیری..... ۱۵۳

۴) فصل چهارم: تبیین وضعیت بهینه تلفات شبکه توزیع..... ۱۵۴

۱-۴) مقدمه..... ۱۵۵

۲-۴) تعیین نقطه بهینه تلفات در مطالعات کشورهای مختلف..... ۱۵۵

۳-۴) تعیین نقطه بهینه تلفات با استفاده از روش پیشنهادی..... ۱۶۷

۱۷۳	(۵) فصل پنجم: دسته‌بندی و اولویت‌بندی تلفات و راهکارها.....
۱۷۴	(۱-۵) دسته‌بندی اقدامات موثر برای کاهش تلفات فنی شبکه توزیع در حوزه بهره‌برداری.....
۱۷۶	(۱-۱-۵) دسته‌بندی اقدامات موثر برای کاهش تلفات فنی در مطالعات کشورهای مختلف ...
۱۷۶	(۱-۱-۱-۵) مطالعه جامع محاسبه و استراتژی‌های کاهش تلفات در شبکه توزیع KASM در انگلیس.....
۱۸۷	(۲-۱-۱-۵) کاهش تلفات توان در شبکه‌های توزیع عمان.....
۱۹۴	(۳-۱-۱-۵) کاهش تلفات توان در شبکه‌های توزیع ایران.....
۱۹۷	(۴-۱-۱-۵) پروژه ED1 [۲۱].....
۲۰۹	(۲-۱-۵) دسته‌بندی پیشنهادی اقدامات موثر برای کاهش تلفات فنی شبکه توزیع در حوزه بهره‌برداری.....
۲۲۰	(۲-۵) اولویت‌بندی اقدامات کاهش تلفات فنی با توجه به شرایط مختلف شبکه.....
۲۳۱	(۳-۵) دسته‌بندی اقدامات موثر برای کاهش تلفات غیرفنی شبکه توزیع در حوزه بهره‌برداری.....
۲۳۵	(۴-۵) اولویت‌بندی اقدامات کاهش تلفات غیرفنی با توجه به شرایط مختلف شبکه.....
۲۴۰	(۵-۵) جمع‌بندی و نتیجه‌گیری.....
۲۴۲	نتیجه‌گیری.....
۲۴۵	(۶) مراجع.....

فهرست شکل‌ها

عنوان	صفحه
شکل م-۱: نمایی کلی از سیستم قدرت [۲].....	۲
شکل ۱-۲: تقسیم‌بندی زمانی کلی اقدامات برنامه‌ریزی و Operation از دیدگاه اتحادیه اروپا [۱۱] ۲۶	
شکل ۱-۲: عوامل به وجود آورنده تلفات فنی شبکه‌های توزیع.....	۳۵
شکل ۲-۲: دسته‌بندی تلفات غیرفنی در ایران.....	۸۱
شکل ۱-۳: تلفات شبکه قدرت کشور پاکستان.....	۱۱۷
شکل ۲-۳: وضعیت تلفات در شبکه‌های توزیع مختلف کشور ترکیه.....	۱۲۲
شکل ۳-۳: اهداف کاهش تلفات در مناطق مختلف ترکیه.....	۱۲۲
شکل ۴-۳: سهم بخش‌های مختلف شبکه از تلفات.....	۱۲۴
شکل ۵-۳: مقدار کمینه، بیشینه و میانگین تلفات در کشورهای اتحادیه اروپا.....	۱۴۳
شکل ۱-۴: نسبت تلفات در کشورهای مختلف با معیار درآمدی و منطقه‌ای (لازم به ذکر است که OECD، سازمان همکاری‌های اقتصادی و توسعه‌ای و LAC، مربوط به آمریکای لاتین و کارائیب هستند).....	۱۵۷
شکل ۲-۴: تلفات سالانه به عنوان درصدی از کل تولید برق در بیست و شش کشور آمریکای لاتین و کارائیب.....	۱۵۹
شکل ۳-۴: سهم تلفات انتقال و توزیع در کشورهای مختلف آمریکای لاتین و کارائیب.....	۱۶۰

- شکل ۴-۴: سهم بخش‌های مختلف تلفات در شبکه برق آلبانی ۱۶۲
- شکل ۴-۵: سهم بخش‌های مختلف تلفات شبکه فشارضعیف در شبکه برق آلبانی ۱۶۲
- شکل ۴-۶: سهم بخش‌های مختلف تلفات ترانس توزیع در شبکه برق آلبانی ۱۶۴
- شکل ۴-۷: سهم بخش‌های مختلف تلفات شبکه فشارمتوسط در شبکه برق آلبانی ۱۶۵
- شکل ۴-۸: سهم بخش‌های مختلف تلفات ترانس فوق توزیع در شبکه برق آلبانی ۱۶۶
- شکل ۴-۹: مقایسه تلفات در کشور آلبانی با بقیه کشورها ۱۶۷
- شکل ۴-۱۰: تبیین نقطه بهینه تلفات شبکه توزیع ۱۶۹
- شکل ۵-۱: گزارش منتشر شده‌ی UKPN در مورد استراتژیها و تاثیرات مورد انتظار آنها بر روی تلفات ۱۷۹
- شکل ۵-۲: تلفات واقعی و هدف‌گذاری شده در شبکه برق عمان ۱۹۱
- شکل ۵-۳: هزینه تلفات قبل و بعد از اعمال روش کاهش تلفات در کشور عمان ۱۹۴
- شکل ۵-۴: مراحل اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات ۲۲۱

فهرست جداول

عنوان	صفحه
جدول ۱-۲: اثر هر عامل بر افزایش تلفات مختلف شبکه.....	۴۸
جدول ۲-۲: ارتباط تلفات و عوامل افزایش آن با حوزه‌های مطالعاتی شبکه توزیع.....	۵۱
جدول ۳-۲: سطح مقطع مناسب کابل‌های PVC جهت کاهش تلفات.....	۶۸
جدول ۴-۲: راهکارهای کاهش تلفات و اثر آن‌ها بر روی عوامل مختلف تلفات.....	۷۴
جدول ۵-۲: اقدامات موثر برای کاهش تلفات در حوزه بهره‌برداری.....	۷۷
جدول ۶-۲: راهکارهای کاهش تلفات غیرفنی و حوزه مطالعاتی آنها.....	۹۵
جدول ۷-۲: اقدامات موثر در حوزه بهره‌برداری برای کاهش تلفات غیرفنی.....	۹۸
جدول ۱-۳: تلفات شبکه مربوط به نهادهای مختلف.....	۱۳۲
جدول ۲-۳: استراتژی‌های کاهش تلفات ارزیابی شده توسط شرکت‌های توزیع.....	۱۳۷
جدول ۱-۴: جزئیات تلفات شبکه فشارضعیف در شبکه برق آلبانی.....	۱۶۳
جدول ۲-۴: جزئیات تلفات ترانس‌های توزیع در شبکه برق آلبانی.....	۱۶۴
جدول ۳-۴: جزئیات تلفات شبکه فشارمتوسط در شبکه برق آلبانی.....	۱۶۵
جدول ۴-۴: جزئیات تلفات ترانس‌های فوق توزیع در شبکه برق آلبانی.....	۱۶۶
جدول ۱-۵: روش‌های اعمال‌شده جهت کاهش تلفات.....	۱۹۱

- جدول ۵-۲: ویژگی‌های تلفات قبل و بعد از تطابق با DSSS ۱۹۳
- جدول ۵-۳: مشخصات هزینه اعمال روش کاهش تلفات ۱۹۳
- جدول ۵-۴: شرح تلفات فیدر زیتون ۱۹۶
- جدول ۵-۵: نتیجه اقتصادی روش‌های اعمالی کاهش تلفات ۱۹۶
- جدول ۵-۶: ذخیره انرژی تخمین زده شده توسط SSEPD Losses Strategy از طریق ED1 ۲۰۷
- جدول ۵-۷: ارزیابی فنی و اقتصادی روش‌های کاهش تلفات در کشورهای مختلف ۲۰۹
- جدول ۵-۸: روش‌های کاهش تلفات و توجیه‌پذیری اجرای آن ۲۱۰
- جدول ۵-۹: روش‌های کاهش تلفات طرح‌های کم‌هزینه که فقط نیاز به مدیریت صحیح و بهره‌برداری مناسب از شبکه دارند ۲۱۴
- جدول ۵-۱۰: روش‌های کاهش تلفات طرح‌هایی با هزینه متوسط که نیاز به تعمیر و نگهداری شبکه دارند ۲۱۵
- جدول ۵-۱۱: روش‌های کاهش تلفات طرح‌هایی با هزینه زیاد که نیاز به نصب تجهیزات در شبکه دارد ۲۱۵
- جدول ۵-۱۲: روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان اثربخشی بر روی اکثر شبکه‌های توزیع ۲۱۶
- جدول ۵-۱۳: روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان اثربخشی با توجه به شرایط اقلیمی ۲۱۷
- جدول ۵-۱۴: روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان اثربخشی با توجه به شرایط شبکه ۲۱۹
- جدول ۵-۱۵: روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان مشارکت مشترکین ۲۱۹

- جدول ۵-۱۶: روش‌های کاهش تلفات در فضای شبکه‌های هوشمند..... ۲۲۰
- جدول ۵-۱۷: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات طرح‌های کم‌هزینه که فقط نیاز به مدیریت صحیح و بهره‌برداری مناسب از شبکه دارند..... ۲۲۳
- جدول ۵-۱۸: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات طرح‌هایی با هزینه متوسط که نیاز به تعمیر و نگهداری شبکه دارند..... ۲۲۴
- جدول ۵-۱۹: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات طرح‌هایی با هزینه زیاد که نیاز به نصب تجهیزات در شبکه دارد..... ۲۲۵
- جدول ۵-۲۰: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان اثربخشی بر روی اکثر شبکه‌های توزیع..... ۲۲۵
- جدول ۵-۲۱: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان اثربخشی با توجه به شرایط اقلیمی..... ۲۲۷
- جدول ۵-۲۲: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان اثربخشی با توجه به شرایط شبکه..... ۲۲۷
- جدول ۵-۲۳: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان مشارکت مشترکین..... ۲۲۸
- جدول ۵-۲۴: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات در فضای شبکه‌های هوشمند..... ۲۲۹
- جدول ۵-۲۵: فیدرهای نمونه و مشخصات آن‌ها به منظور اولویت‌بندی راهکارهای کاهش تلفات..... ۲۲۹
- جدول ۵-۲۶: اقدامات بسیار کم‌هزینه برای کاهش تلفات غیرفنی..... ۲۳۱
- جدول ۵-۲۷: اقدامات کم‌هزینه برای کاهش تلفات غیرفنی..... ۲۳۲

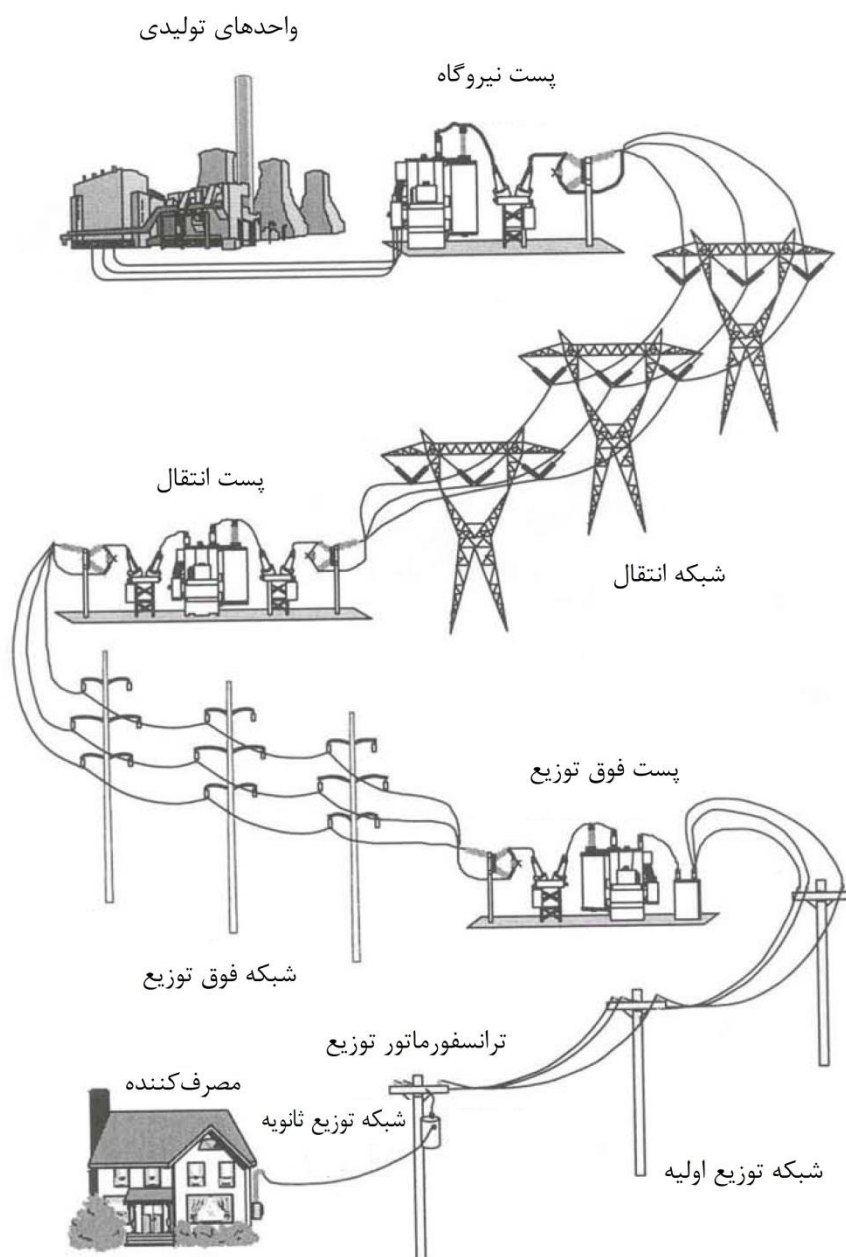
- جدول ۵-۲۸: اقدامات با هزینه متوسط برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۲
- جدول ۵-۲۹: اقدامات با هزینه بسیار زیاد برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۳
- جدول ۵-۳۰: اقدامات با میزان اثربخشی زیاد بر روی کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۳
- جدول ۵-۳۱: اقدامات بلندمدت برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۴
- جدول ۵-۳۲: اقدامات میانمدت برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۴
- جدول ۵-۳۳: اقدامات کوتاهمدت برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۴
- جدول ۵-۳۴: اولویت‌بندی اقدامات بسیار کم‌هزینه برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۷
- جدول ۵-۳۵: اولویت‌بندی اقدامات کم‌هزینه برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۷
- جدول ۵-۳۶: اولویت‌بندی اقدامات با هزینه متوسط برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۷
- جدول ۵-۳۷: اولویت‌بندی اقدامات با هزینه بسیار زیاد برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۸
- جدول ۵-۳۸: اولویت‌بندی اقدامات با میزان اثربخشی زیاد بر روی کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۸
- جدول ۵-۳۹: اولویت‌بندی اقدامات بلندمدت برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۹
- جدول ۵-۴۰: اولویت‌بندی اقدامات میانمدت برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۳۹
- جدول ۵-۴۱: اولویت‌بندی اقدامات کوتاهمدت برای کاهش تلفات غیرفنی ۲۴۰

مقدمه

شبکه قدرت شامل سه سطح کلی تولید، انتقال و توزیع است. شکل (م-۱)، نمایی از کل سیستم قدرت را نشان می‌دهد [۱]. همان‌طور که در این شکل نشان داده شده است، انرژی الکتریکی پس از تولید در نیروگاه‌ها و عبور از شبکه‌های انتقال و توزیع به دست مصرف‌کننده‌ها می‌رسد. سیستم توزیع به بخشی از سیستم قدرت اطلاق می‌شود که بعد از شبکه‌های انتقال و فوق‌توزیع، مصرف‌کنندگان را انرژی‌رسانی می‌کند. شبکه‌های انتقال از نیروگاه‌ها به پست‌های انتقال متصل شده و این پست‌ها تأمین‌کننده انرژی پست‌های فوق‌توزیع هستند. این پست‌ها به نوبه خود تأمین‌کننده انرژی پست‌های توزیع محسوب شده و مصرف‌کنندگان، انرژی الکتریکی را از پست‌های توزیع دریافت می‌نمایند. در پست‌های توزیع، هر ترانسفورماتور یک یا چند گروه از مصرف‌کنندگان را از طریق خطوط فشار ضعیف تغذیه می‌کنند [۲].

شبکه شعاعی به علت ساختار ساده‌ای که دارد متداول‌ترین نوع شبکه توزیع است. در این ساختار، فیدرها به صورت شعاعی از پست‌ها به سمت فیدرهای فرعی، که به همه جای ناحیه تحت پوشش کشیده شده‌اند، امتداد یافته است [۲].

شبکه توزیع بخشی از شبکه برق بین پست‌های فوق‌توزیع و ورودی مصرف‌کنندگان است. این تعریف از شبکه توزیع شامل پست‌های فوق‌توزیع، فیدرهای اولیه، ترانسفورماتورهای توزیع و شبکه ثانویه می‌شود [۳]. دو ساختار مشخص در هر شبکه توزیع وجود دارد. شبکه توزیع اولیه که در سطح فشار متوسط، بین ۲/۲ تا ۶۹ کیلوولت بهره‌برداری می‌شود و شبکه توزیع ثانویه که در سطح فشار ضعیف، کم‌تر از ۲/۲ کیلوولت است (در ایران سطح ولتاژ ۲۰ کیلوولت به عنوان استاندارد فشار متوسط و ولتاژ ۴۰۰ ولت به عنوان استاندارد فشار ضعیف انتخاب شده است) [۴].



شکل م-۱: نمایی کلی از سیستم قدرت [۲]

بخشی از توان تولیدی در نیروگاه‌ها در مسیر تولید تا مصرف هدر می‌رود که به عنوان تلفات شناخته می‌شود. قدمت بحث تلفات به اندازه قدمت صنعت برق است و مسلماً بخش‌های عمده‌ای از مباحث مربوط به تلفات و مباحث مربوط به این پدیده بسیار قدیمی هستند. آنچه باعث شده تا این

مشکل هم‌چنان به عنوان بحثی به‌روز در جامعه مهندسی برق مطرح باشد تبعات اقتصادی و هزینه گزافی است که از آن ناشی می‌شود [۵].

تحقیقات انجام شده اخیر نشان می‌دهد که بین پنج تا سیزده درصد از کل توان تولیدی به صورت تلفات خط در شبکه توزیع هدر می‌رود. این آمار بیان‌گر آن است که صرف هزینه انجام تحقیقات در زمینه کاهش تلفات در شبکه‌های توزیع و پیاده‌سازی تحقیقات انجام شده در شبکه، توجیه اقتصادی و فنی مناسبی به همراه دارد. برای کاهش تلفات در شبکه‌های توزیع، روش‌های مختلفی وجود دارد. برخی از این روش‌ها عبارت‌اند از: خازن‌گذاری، تعویض هادی‌ها، تغییر سطح ولتاژ، مدیریت بار ترانسفورماتورها و بازآرایی [۲].

با توجه به آمار، میزان تلفات در کل سیستم قدرت ایران اعم از تولید، انتقال و توزیع، ۲۳/۳ درصد است که مقدار ۵۵ درصد آن مربوط به بخش توزیع است (یعنی ۱۲/۹ درصد از تلفات کل شبکه). بنابراین، ضرورت بحث تلفات در جامعه مهندسی ایران یک ضرورت انکارناپذیر به شمار می‌رود [۵].

تعاریف مختلفی برای تلفات در مراجع مختلف ذکر شده است. مطابق آن‌چه در مرجع [۶] بیان شده است، تلفات به مقدار برقی اطلاق می‌شود که شبکه‌های انتقال و توزیع تزیق شده است ولی توسط مصرف‌کنندگان بابت آن پرداختی صورت نگرفته است. عوامل موثر در تلفات شبکه‌های توزیع دارای تعدد زیادی هستند که به طور کلی می‌توان آن‌ها را به دو دسته تقسیم‌بندی کرد: تلفات فنی (TL^1) و تلفات ناشی از عوامل غیر فنی (NTL^2). تلفات فنی به صورت طبیعی اتفاق می‌افتد و بیانگر میزان انرژی است که به دلیل فیزیک شبکه در طول مسیر تا محل مصرف به صورت حرارت تلف شده و بهره‌مندی ندارد (از قبیل تلفات در خطوط انتقال و توزیع، ترانسفورماتورها و سیستم‌های اندازه‌گیری). تلفات غیرفنی توسط اقدامات خارج از شبکه قدرت رخ می‌دهد و شامل میزان انرژی است که پس از طی مسیر در

¹ Technical Losses (TL)

² Non-Technical Losses (NTL)

طول شبکه‌های برق به دست مصرف‌کننده رسیده؛ ولی به عنوان انرژی فروخته شده ثبت نمی‌گردد (از قبیل سرقت انرژی).

مبحث تلفات انرژی از مهم‌ترین مقوله‌هایی است که صنعت برق با آن مواجه است و توجه به کاهش آن ضرورتی اجتناب ناپذیر است. در کشورهای صنعتی از همان ابتدای شکل‌گیری این صنعت یعنی سال ۱۹۰۰ میلادی مبحث تلفات مورد توجه قرار گرفت و تاکنون تلاش‌های زیادی در این زمینه صورت گرفته و با ابداع روش‌های مختلف و به‌کارگیری آن‌ها نتیجه خوبی بدست آمده است. در کشور ما با توجه به اینکه این صنعت هنوز در زمینه کاهش تلفات تا حد مطلوب راه طولانی در پیش دارد، ضرورت توجه به این امر را متوجه مسئولان و محققان می‌سازد [۷-۱۰].

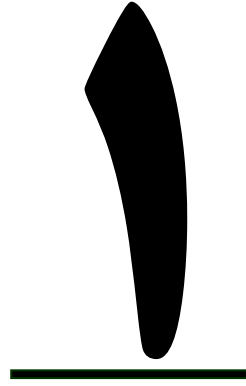
کاهش تلفات انرژی الکتریکی به طور کلی باعث افزایش ظرفیت تولید و افزایش ظرفیت شبکه انتقال و توزیع می‌شود، بدون آنکه در امر تولید سرمایه‌گذاری صورت گرفته باشد.

در عمل، تحقیقاتی در کشورهای مختلف دنیا در زمینه کاهش تلفات انجام شده است؛ ولی به دلیل تفاوت اقلیمی و آب و هوایی، نتایج این مطالعات کاملاً با واقعیت کشور ما منطبق نیست و باید تحقیقات کاملی در این زمینه ارائه شود [۷]. بنابراین، باید تحقیقات انجام گرفته در ایران با شرایط حاکم مطابق باشد تا به واقعیت نزدیک شد. لازم به ذکر است، مقدار تلفات شبکه توزیع حدود دو سوم کل تلفات است. این مقدار چیزی حدود ۱۰ تا ۱۱ درصد و در شرایط پیک توان حدود ۱۴ تا ۱۵ درصد است. به‌طور کلی، این مقدار تلفات می‌تواند ناشی علل مختلفی باشد که آن‌ها را می‌توان به طور اجمالی در عدم توجه به استاندارد و کیفیت برق تحویلی به مشترکان دانست [۷]. بنابراین چنانچه وضع بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع به همین منوال ادامه یابد و به عواملی از قبیل عدم بالانس خطوط، وجود خطوط طولانی، تداخل شاخه درختان با شبکه‌های برق، خطای زیاد در لوازم اندازه‌گیری به علت نامناسب بودن محل نصب آن‌ها، عدم رسیدگی و تعمیر و نگهداری به موقع از شبکه‌ها و عدم تناسب قدرت

ترانسفورماتورهای نصب شده با بار مصرفی توجه نشود، تلفات بخش توزیع رو به فزونی خواهد بود و طولی نخواهد کشید که شبکه های جدید هم مستهلک و پرهزینه خواهند شد. لذا باید به طور جدی رسیدگی به شبکه های توزیع مورد توجه قرار گیرد. مناسب ترین روش برای جلوگیری از استهلاک شبکه های توزیع و کاهش تلفات، تهیه و اجرای یک برنامه منظم و مشخص برای بهره برداری و تعمیر و نگهداری شبکه است [۷].

در ادامه، در فصل اول، مفهوم بهره برداری و معانی و تعاریف مختلف آن مطالعه و بررسی شده است. در فصل دوم، مقدمه ای از شبکه توزیع و اهمیت بحث تلفات در آن بیان شده است. در این فصل، اجزای مختلف تلفات در شبکه توزیع، عوامل افزایش آن و راهکارهای مناسب جهت کاهش تلفات در حوزه بهره برداری نیز بیان شده است. در فصل سوم، اقدامات صورت گرفته در کشورهای مختلف جهت کاهش تلفات فنی و غیر فنی شبکه های توزیع بررسی شده است. در فصل چهارم، وضعیت بهینه تلفات در شبکه های توزیع مطالعه شده است. در پایان، در فصل پنجم، دسته بندی و اولویت بندی تلفات و راهکارهای کاهش آن ارائه شده است.

مفاهيم



۱-۱) مقدمه

سیستم قدرت یکی از پیچیده‌ترین و مهمترین سیستم‌های موجود در هر کشوری است که یکی از مهمترین نیازهای هر کشوری یعنی انرژی الکتریکی را برای بخش‌های مختلف مسکونی، تجاری، صنعتی، اداری و کشاورزی فراهم می‌کند. زنجیره تامین انرژی الکتریکی از نیروگاه‌ها شروع شده و تا شرکت‌های توزیع به عنوان مسئول تامین برق مشترکین فشارمتوسط و فشارضعیف ادامه می‌یابد. شرکت‌های توزیع به منظور عملکرد صحیح خود دارای برنامه‌های مطالعاتی مختلفی هستند که مربوط به بخش‌های مختلف شبکه است که این مطالعات شامل برنامه‌ریزی برای شبکه، طراحی، ساخت و احداث شبکه، انتخاب تجهیزات، بهره‌برداری از شبکه، تعمیر و نگهداری و خدمات مشترکین است. در میان این مطالعات و بخش‌ها، قسمت مربوط به بهره‌برداری از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است؛ زیرا بهره‌برداران شبکه می‌توانند با تصمیمات صحیح خود شاخص‌های فنی شبکه را بالا ببرند.

مطالعات بهره‌برداری در شبکه‌های توزیع الکتریکی شامل تمامی اعمال، رفتارها، دستورالعمل‌ها و تصمیماتی است که شرکت توزیع باید در میان مدت و کوتاه مدت به منظور تامین بار مشترکین با کمترین تلفات، کمترین خاموشی و بیشترین کیفیت توان در نظر داشته باشد. در شبکه‌های توزیع فعال و در فضای شبکه‌های هوشمند تغییرات بسیار زیادی در فضای تصمیم‌گیری بهره‌برداران شبکه توزیع ایجاد شده و خواهد شد که بهره‌بردار دارای انتخاب‌ها و هدف‌های دیگری نیز در شبکه خواهد بود. به طور مثال، تامین بخشی از بار شبکه توسط منابع تولیدپراکنده و یا مدیریت بار به منظور کاهش بار پیک شبکه در فضای شبکه‌های توزیع فعال باعث کاهش تلفات و افزایش شاخص‌های قابلیت اطمینان خواهد شد. همچنین، در آینده و در حضور بازارهای برق محلی، یکی از وظایف بهره‌برداران شبکه توزیع این است که به همراه اپراتور بازار، بازار را از لحاظ فنی و اقتصادی تسویه کنند؛ بطوریکه قیود فنی شبکه برآورده شود.

گزارشی که در اینجا ارائه خواهد شد بیشتر بر روی بهره‌برداری در شبکه‌های توزیع موجود تمرکز دارد و به همین خاطر راهکارهای کاهش تلفات فنی و غیرفنی در همین راستا و با همین زیرساخت‌ها ارائه خواهد شد. نکته بسیار مهم این است که بهره‌برداران شبکه توزیع با توجه به نوع شبکه، شرایط محیطی، شرایط جغرافیایی و مسائل فرهنگی و اجتماعی ممکن است با مسائل و مشکلات متفاوتی در شبکه خود مواجه باشند که هدف اصلی آنها از بهره‌برداری مناسب از شبکه رفع این مشکلات و چالش‌ها باشد. بنابراین، در این گزارش سعی خواهد شد مطالب به صورت کلی بیان شود تا قابل استفاده برای بهره‌برداران مختلف باشد. در این راستا، ابتدا در این فصل مفاهیم و تعاریف مرتبط با حوزه بهره‌برداری ارائه خواهند شد.

۲-۱) مفهوم بهره‌برداری

۱-۲-۱) تحلیل شناختی موضوع [۱۱]

بهره‌برداری، که در فارسی به جای کلمه Operation به کار گرفته شده، در لغت‌نامه‌های فارسی معتبر به شکل زیر ترجمه می‌گردد:

- لغت‌نامه دهخدا:

- استفاده از سود چیزی
- عمل برداشتن حاصل
- برخوردن از سود و نفع
- سهم گرفتن

- لغت‌نامه معین:

- استفاده از سود چیزی
- سهم گرفتن

- لغت‌نامه عمید:

○ بهره‌برداشتن

○ سود بردن

به این ترتیب، آنچه که در زبان فارسی از مفهوم بهره‌برداری مقصود است، برداشت محصول، منافع و عایدات یک سیستم یا فرآیند، یا به زبان ساده‌تر، نفع مالکانه/از یک سیستم یا فرآیند است.

در مقابل، نگاهی به معنای کلمه Operation در زبان انگلیسی، مفاهیم و تفاسیر زیر را تبیین می‌نماید:

- لغت‌نامه Merriam-Webster:

○ A method or manner of functioning

- لغت‌نامه Oxford:

○ The action of functioning or the fact of being active or in effect

- لغت‌نامه Cambridge:

○ An activity that is planned to achieve something

○ The Process of making parts of a machine or system work together

- لغت‌نامه Longman:

○ The work or activities done by a business or organization, or the process of doing this work

به این ترتیب، به نظر می‌رسد که آنچه از کلمه Operation در زبان انگلیسی منظور می‌شود، مجموعه اقد/مات و فعالیت‌هایی است که منجر به فعالیت، حرکت، سوددهی و هم‌سازی اجزای یک سیستم یا فرآیند "موجود" می‌گردد. به عبارت دیگر، Operation در زبان انگلیسی دارای مفهوم و تفسیری متفاوت از سود بردن یا سهم گرفتن از چیزی در معنای بهره‌برداری در زبان فارسی است.

در یک مثال ساده، برای فرآیندی نظیر کشاورزی و تولید محصول، بهره‌برداری به معنای برداشت محصول و سهم گرفتن از نتیجه حاصل است (معادل با عملیات برداشت در کشاورزی)؛ در حالی که Operation در زبان انگلیسی، ناظر به مجموعه اقداماتی است که منجر به تولید محصول و ثمردهی فرآیند می‌گردد (معادل با مرحله داشت در کشاورزی).

بر این اساس، به نظر می‌رسد که در رابطه با مفهوم Operation، دو دسته اقدامات کلی زیر، در راستای حفظ موجودیت، فعالیت، حرکت و سوددهی یک سیستم یا فرآیند موجود، به روشنی قابل تبیین خواهد بود:

۱- مدیریت^۱

۲- کنترل^۲ و تنظیم^۳

از سوی دیگر، با توجه به آنکه انجام فعالیت‌های یاد شده بدون پایش^۴ سیستم یا فرآیند امکان‌ناپذیر است، مجموعه فعالیت‌های مربوط به پایش فرآیند یا سیستم نیز، باید در مجموعه فعالیت‌های مربوط به Operation لحاظ گردد.

به نظر می‌رسد که در کنار اقدامات یاد شده، فعالیت‌های سیستمی مرتبط با تعمیر و نگهداشت^۵ نیز، با توجه به آنکه در راستای افزایش سوددهی، حرکت و ادامه فعالیت سیستم یا فرآیند موجود غیر قابل چشم‌پوشی است، در مجموعه اقدامات Operation قرار می‌گیرد. بر این اساس، جهت حفظ دیدگاه سیستمی نسبت به این موضوع، اقدامات مرتبط با نگهداشت اجزا و منابع و زمان‌بندی تعمیرات اجزا به عنوان یکی از مجموعه اقدامات Operation پیشنهاد می‌شود.

¹ management

² Control

³ Regulation

⁴ Monitoring

⁵ Maintanance

کاربست واژه نگهداشت منابع و اجزا و زمان‌بندی تعمیرات، دو واژه دیگر، یعنی Planning و Schedueling را نیز به حوزه Operation نزدیک می‌گرداند؛ ولی، پیوند این دو کلمه با مفاهیم Operation نیازمند دقت است. به این منظور، مناسب است که در ابتدا مفاهیم مرتبط با این واژه در زبان انگلیسی مورد بررسی قرار گیرد.

کلمه Planning در زبان انگلیسی با مفاهیم و تفاسیر زیر مورد کاربرد است:

– لغت‌نامه Merriam-Webster:

- a method for achieving an end
- an often customary method of doing something
- a detailed formulation of a program of action
- an orderly arrangement of parts of an overall design or objective

– لغت‌نامه Oxford:

- A detailed proposal for doing or achieving something
- An intention or decision about what one is going to do
- A diagram showing how something will be arranged

– لغت‌نامه Cambridge:

- to think about and decide what you are going to do or how you are going to do something

– لغت‌نامه Longman:

- a set of actions for achieving something in the future
- the process of thinking about and deciding on a plan for achieving or making something

با توجه به تعاریف صورت گرفته، به نظر می‌رسد Planning در دو مفهوم قابل تفسیر است:

– طرح توسعه یا ساخت اجزا؛

– اقدامات و روش‌های استراتژیک و بلندمدت (تغییر ساز و کار و فرایندها).

به عبارت دیگر، برنامه‌ریزی می‌تواند به عنوان شکل‌دهی ساختار و یا تغییر ساز و کارها فهم گردد که خارج از حوزه اقدامات مربوط به بهره‌برداری است. بنابراین، به نظر می‌رسد بحث مربوط به نگهداشت اجزا و منابع و زمان‌بندی تعمیرات اجزا خارج از حوزه برنامه‌ریزی، در محدوده حوزه بهره‌برداری و نیز از نظر زمانی، علاوه بر حوزه بهره‌برداری در حوزه‌ای مابین بهره‌برداری و برنامه‌ریزی به عنوان حوزه برنامه‌ریزی عملیاتی قرار دارد.

با توجه به مجموع تحلیل‌های شناختی صورت گرفته، می‌توان ادعا نمود که مجموعه چهار اقدام زیر (با صرف نظر کردن از تفاوت حوزه زمانی بهره‌برداری و برنامه‌ریزی عملیاتی و با توجه به همسان بودن تعاریف و مفاهیم ارائه‌شده)، در حوزه مطالعات Operation قرار می‌گیرد:

- اقدامات حوزه برنامه‌ریزی عملیاتی

- اقدامات حوزه مدیریت

- اقدامات حوزه کنترل و تنظیم

- اقدامات حوزه پایش

۱-۲-۲) مراجعه به مراجع علمی و فنی [۱۱]

علاوه بر تحلیل شناختی موضوع که از طریق تفسیر کلامی به ارائه درک مناسب از موضوع مورد بحث می‌پردازد، کشف تعابیر و مقاصد رایج در رابطه با مباحث در حوزه علمی و فنی مربوطه، بسیار حائز اهمیت است. از این رو، در این بخش موضوع Operation با توجه به تعابیر و درک ارائه شده در اسناد علمی و مرجع به شکل خلاصه گردآوری شده است.

• کتاب *Practical Power System Operation*

در این کتاب به تالیف آقای دکتر ابراهیم واحدی، در سال ۲۰۱۴ از طرف انتشارات IEEE منتشر گردیده است. خلاصه تعاریف ارائه شده در کتاب یاد شده برای Operation در سیستم‌های قدرت به شرح زیر است.

- اهداف اصلی بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت عبارتند از:
 - ایمنی (safety)؛
 - قابلیت اطمینان (reliability) با تاکید بر امنیت (security)؛
 - بهره‌وری بهره‌برداری (operational efficiency).
- در بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت، چهار مورد نقش اصلی را ایفا می‌کنند:
 - بهره‌بردار^۱: که مسئول اجرای اقدامات و توابع مختلف بهره‌برداری سیستم است؛
 - فرآیند^۲: که شرح عملکرد هر تابع بهره‌برداری را به تفصیل بیان می‌کند؛
 - فناوری^۳: یا ابزارهای پشتیبانی تصمیم‌گیری؛
 - ابزارهای تصمیم‌گیری^۴: که انجام فرآیندها را محقق نموده و اجرای آن‌ها را آسان می‌کنند.
- برخی از توابع (اقدامات) اصلی بهره‌برداری عبارتند از:
 - پایش شبکه انتقال و ارزیابی محدودیت خطوط انتقال؛
 - مدیریت ولتاژ شبکه انتقال؛
 - مدیریت تراکم (گرفتگی) خطوط انتقال؛
 - مدیریت خروج واحدهای نیروگاهی و خطوط انتقال؛

¹ Operator

² Process

³ Technology

⁴ Decision support tools

- مدیریت قطع بار^۱؛
- حفظ تعادل تولید و بار؛
- بهره‌برداری از واحدهای تولیدی؛
- مدیریت و زمان‌بندی (scheduling) ذخیره بهره‌برداری؛
- ارتباطات مخابراتی برای انجام تبادلات بین منطقه‌ای (Interchange)؛
- پایش تبادلات بین منطقه‌ای و مدیریت تراکم تبادلات بین منطقه‌ای؛
- بهره‌برداری تبادلات؛
- مدیریت ظرفیت تولید سیستم در مواقع اضطراری؛
- مدیریت قطع بار در مواقع اضطراری؛
- مدیریت خطوط انتقال در مواقع اضطراری؛
- بازآرایی سیستم^۲؛
- کمینه نمودن تلفات شبکه انتقال؛
- اقدامات اصلاحی/درمانی^۳ در رفع تخطی ولتاژ در شرایط نرمال و پیشامد؛
- بهینه‌سازی ولتاژ-وار (Voltage Var) سیستم توزیع با هدف حفظ انرژی؛
- بازآرایی^۴ شبکه توزیع با هدف رفع تخطی ولتاژ؛
- زمان‌بندی بهینه تعمیرات^۵؛
- تعادل بخشی میان تولید و بار در زمان واقعی و بر مبنای گام‌های دقیقه‌ای.

¹ Load shedding

² Restoration

³ Remedial action

⁴ Reconfiguration

⁵ Maintenance scheduling

• کمیسیون پایای برق آمریکای شمالی (NERC)

در این سند که در سال ۲۰۱۰ منتشر گردیده، فهرستی از مجموعه اقدامات کلی بهره‌برداری سیستم قدرت، مشتمل بر ۴۰۰ تابع عملیاتی و در ۵ دسته کلی زیر ارائه شده است:

- اقدامات کلی بهره‌برداری در مراکز کنترل؛
- اقدامات کلی بهره‌برداری در بخش تولید؛
- اقدامات کلی بهره‌برداری در بخش انتقال؛
- اقدامات کلی بهره‌برداری در تبادلات بین منطقه‌ای؛
- اقدامات کلی بهره‌برداری در بازیابی سیستم.

• مباحث اصلی بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت در دانشگاه‌های دنیا

این مباحث که توسط آقای دکتر Mark O'Malley از دانشگاه دوبلین تدوین شده است، به قرار زیر است:

- بررسی و تحلیل مشخصات تولید و بار
- مفهوم دیسپچ اقتصادی (Economic dispatch) و مدل‌سازی آن
- مفهوم پخش بار بهینه (OPF) و مدل‌سازی آن
- چگونگی تامین ذخیره بهره‌برداری و محدودیت‌های آن
- مباحث مرتبط با حفظ امنیت سیستم
- نحوه وارد مدار نمودن واحدهای نیروگاهی (Unit commitment)
- مباحث ویژه مرتبط با حل مسائل بهینه‌سازی ریاضی
- طراحی و بهره‌برداری از بازار برق
- مفاهیم قیمت‌گذاری منطقه‌ای (LMP)

-
- مفاهیم فنی کنترل فرکانس
 - تخمین حالت
 - انرژی‌های تجدیدپذیر و ملاحظات زیست‌محیطی مرتبط با مسائل بهره‌برداری
 - سند جامعه قدرت و انرژی *IEEE*
- جامعه قدرت و انرژی موسسه IEEE به ریاست آقای دکتر Hong Chen، تعاریف زیر را در باطه با Operation در سیستم‌های قدرت ارائه داده است:
- مبحث بهره‌برداری سیستم‌های قدرت، اساساً به رفتار مهندسی سیستم قدرت و جنبه‌های عملکردی آن اشاره دارد. ایمنی، امنیت فیزیکی و الکتریکی، اثرات زیست‌محیطی، اقتصاد و عملکرد سیستم از جمله موضوعات غالب در مطالعات بهره‌برداری سیستم قدرت به شمار می‌روند.
 - بهره‌برداری از سیستم‌های تولید، انتقال و توزیع
 - ارزیابی امنیت سیستم انتقال با تأکید بر اهداف بهره‌برداری
 - کاربرد روش‌های کامپیوتری و سیستم‌های کنترلی و مخابراتی مرتبط با بهره‌برداری از سیستم قدرت
 - اقتصاد بازار برق مختص بهره‌برداری از سیستم قدرت
 - آموزش پرسنل بهره‌برداری
 - هماهنگی تمامی موضوعات فوق با سایر حوزه‌های مطالعاتی سیستم قدرت
- کتاب *Operation of Restructured Power Systems*
- این کتاب که در سال ۲۰۰۱ به تألیف آقای دکتر Kankar از دانشگاه Waterloo، توسط Springer منتشر شده است، مفاهیم زیر را ارائه می‌نماید:

- هدف بهره‌بردار سیستم در سیستم‌های قدرت تجدیدساختار یافته، تامین بار شبکه در بهترین حالت ممکن (یعنی مطمئن‌ترین، ایمن‌ترین و اقتصادی‌ترین روش ممکن) است.
- در فضای تجدیدساختار یافته، تمامی اقدامات و وظایف بهره‌بردار سیستم به سه دوره زمانی مختلف قابل تفکیک است:

- پیش از دیسپچ: اقدامات برنامه‌ریزی: این مرحله ممکن است شامل یک دوره زمانی در حدود یک هفته قبل از بهره‌برداری واقعی تا یک روز قبل از آن باشد. معمولاً در این مرحله، یک پیش‌بینی کوتاه‌مدت ساعتی از بار تجمیع شده کل سیستم نیاز است (برای اجرای SCUC، زمان‌بندی واحدهای آبی و تبادل توان با سایر مناطق)
- دیسپچ (زمان‌بندی کوتاه‌مدت): این مرحله که تقریباً از ۳۰ دقیقه قبل از بهره‌برداری واقعی آغاز می‌شود. شامل پخش بار شبکه قدرت و زمان‌بندی اقتصادی، تامین توان راکتیو و قطع بار، حفظ ذخیره کافی در مکان‌های مناسب سیستم به منظور بکارگیری از آن‌ها در مواقع اضطراری است.
- دیسپچ فوری (اقدامات زمان-واقعی): بازه زمانی اقدامات این مرحله از ۵ دقیقه قبل از بهره‌برداری واقعی و به مسائلی نظیر بهبود پیوسته تصمیمات قبل دیسپچ (pre-dispatch) و دیسپچ بر مبنای اطلاعات زمان-واقعی و به‌روزرسانی زمان‌بندی تولید بر مبنای ملاحظات بازار برق می‌پردازد.

- اصول اولیه اقدامات بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت نیز به شکل زیر ارائه شده است:

- دیسپچ اقتصادی (ED, OPF, UC, SCED, SCUC)
- زمان‌بندی مجدد به صورت پیشگیرانه و اصلاحی
- محاسبه چرخش توان در خطوط شبکه و تلفات آن

- قیمت‌گذاری توان اکتیو و راکتیو
- زمان‌بندی سوخت
- تحقق اهداف کاهش انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی (مقید به میزان سقف مجاز انتشار از پیش تعیین شده)
- بهره‌برداری و تسویه بازار عمده‌فروشی برق
- اجرای مدل UC و دیسپچ توان در سیستم‌های چند-ناحیه‌ای
- اجرای بازار خدمات جانبی (شامل ذخیره چرخان/غیرچرخان، کنترل ولتاژ و توان راکتیو، کنترل فرکانس، خود راه‌اندازی)
- مدیریت بازار قراردادهای دوجانبه و بورس انرژی (PX)
- موضوعات دسترسی آزاد به شبکه و قیمت‌گذاری آن
- کتاب *Market Operations in Electric Power Systems*
- این کتاب که با تالیف آقای دکتر شاهیده‌پور در سال ۲۰۰۲ و توسط انتشارات John Wiley عرضه گردیده است، مباحث Operation در سیستم‌های قدرت را از دیدگاه بازار برق مورد توجه قرار می‌دهد. مباحث ارائه شده به شرح زیر است:
- اهداف اصلی Operation از دیدگاه بازار:
 - تضمین امنیت و قابلیت اطمینان
 - بهره‌برداری ایمن
 - تضمین کارآمدی و جلوگیری از اعمال هر گونه قدرت بازار توسط بازیگران
- حوزه وظایف نیز به شکل زیر تشریح گردیده است:
 - پیش‌بینی بار

- زمان‌بندی تعمیرات
- حراج خدمات جانبی
- قیمت‌گذاری انتقال
- تامین ابزارهای پایش بازار
- مدیریت و نظارت بر تعرفه‌های انتقال
- هماهنگی برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم قدرت
- ایجاد دسترسی آزاد غیرتبعیض‌آمیز برای تمامی این بازیگران از طریق تعامل با مالکین شبکه انتقال، GENCOها، DISCOها، خرده‌فروشان برق و مصرف‌کنندگان نهایی
- مدیریت ورود و خروج بار و مولدها در شبکه
- ارائه سیگنال‌های اقتصادی مناسب به بازیگران بازار برق جهت استفاده موثر از منابع و دارایی‌ها

• کتاب *Power Generation, Operation and Control*

این کتاب که به قلم آقایان دکتر Allen Wood، دکتر Bruce Wollenberg و Gerald Sheble به رشته تحریر در آمده و در سال ۲۰۱۴ توسط انتشارات Wiley – IEEE Press منتشر گردیده است،

اقدامات Operation در سیستم‌های قدرت را به شکل زیر تعریف می‌نماید:

- دیسپچ اقتصادی (ED, OPF, UC, SCED, SCUC)

- روش‌های بهینه‌سازی

- سازوکارهای حراج

- زمان‌بندی سوخت

- هماهنگی واحدهای برق‌آبی

- زمان‌بندی تولید واحدهای تلمبه-ذخیره‌ای
- تجهیزات FACTS و لینک‌های HVDC
- امنیت سیستم قدرت (آنالیز پیشامد، فروپاشی ولتاژ، خروجی‌های واحدها و خطوط)
- تخمین حالت (مشاهده‌پذیر نمودن شبکه به کمک PMUها)
- کنترل (گاورنر، AGC، خطوط ارتباطی بین مناطق (Tie line))
- تبادلات بین منطقه‌ای مبتنی بر بازار برق (ATC، Flowgates، اتصال بازارها، سیستم‌ها و بازارهای چندناحیه‌ای)
- پیش‌بینی کوتاه‌مدت تقاضا

• کتاب *Electric Power System Planning*

- آقایان دکتر حسین سیفی و دکتر محمدصادق سپاسیان، در کتاب یاد شده که در سال ۲۰۱۱ توسط انتشارات Springer منتشر شده است، تعاریف و مفاهیم زیر را ارائه نموده‌اند:
- واژه بهره‌برداری یک عبارت مرسوم در مباحث مطالعاتی سیستم قدرت است که به عملکرد فعلی (جاری) سیستم و اقدامات مورد نیاز آن اشاره دارد.
 - متخصصین سیستم قدرت برای اشاره به آینده، از واژه برنامه‌ریزی استفاده می‌کنند تا به کمک آن به اقدامات مورد نیاز برای آینده سیستم اشاره نمایند.
 - هیچ قاعده طلایی برای آنکه که موضوعات برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت و بلندمدت را از یکدیگر تفکیک نماید، وجود ندارد. به طور معمول، مطالعات با افق زمانی کم‌تر از یکسال در زمره مباحث برنامه‌ریزی بهره‌برداری و بهره‌برداری قرار گرفته و هدف از آن، مدیریت و بهره‌برداری منابع موجود در سیستم به طور کارآمد است.
 - مطالعات با افق زمانی بیشتر در حیطه برنامه‌ریزی سیستم قرار می‌گیرد.

- فاز بهره‌برداری از یک هفته قبل آغاز شده و تا دقایقی پیش از اجرا ادامه می‌یابد. این مطالعات به طور کلی به صورت زیر قابل دسته‌بندی است:
 - از یک هفته قبل تا چند ساعت پیش از اجرا (برای مثال، UC)
 - از یک ساعت تا چندین دقیقه پیش از اجرا (برای مثال، OPF، ED)
 - در حد دقیقه (برای مثال، AGC)
 - پیش‌بینی کوتاه‌مدت بار

• کتاب *Decision Making Under Uncertainties in Electricity Markets*

کتاب یاد شده که توسط آقای دکتر Antonio Conejo تألیف و توسط انتشارات Springer منتشر شده است، Operation را به شکل زیر تعریف می‌نماید:

- بهره‌برداری سیستم قدرت یعنی کنترل فنی سیستم و مدیریت اقتصادی بازار
- ISO می‌بایست دادوستد را میان بازیگران (فروشنده‌گان و خریداران) بازار عمده‌فروشی برق تسهیل نماید.
- به طور کلی، ISO بازارهای ذخیره (reserve) و تنظیم (regulation) را مدیریت نموده و به بهره‌بردار بازار برق کمک می‌کند تا بازار تعادل‌بخشی (balancing market) را تسویه کند.

• کتاب *Power Grid Operation in a Market Environment*

این کتاب که در سال ۲۰۱۶ توسط انتشارات Wiley – IEEE به طبع رسیده است، توسط آقای دکتر Hong Chen تألیف شده و در بردارنده تعاریف زیر است:

- ارتباط تنگاتنگی میان بهره‌برداری سیستم و بهره‌برداری بازار برق وجود دارد.
- کارآیی اقتصادی به موازات مسئولیت‌های اساسی در تسکین ریسک‌های بهره‌برداری، یکی از مهم‌ترین اهداف بهره‌برداری و برنامه‌ریزی شبکه قدرت معرفی شده است.

- بهره‌برداری از بازار برق بر مبنای بهره‌بردارای ایمن سیستم تعریف شده است و سعی بر آن دارد تا با استفاده از سیگنال‌های بازار به نیازهای بهره‌برداری سیستم پاسخ دهد و در نتیجه دستیابی به کارایی اقتصادی را محقق نماید. بازیگران بازار برق با پاسخ به سیگنال‌های قیمت بازار عملاً به بهره‌برداری سیستم کمک می‌نمایند. بنابراین، بهره‌برداری یکپارچه بازار و سیستم می‌تواند به عنوان یک سیستم کنترل مهندسی با موضوعات دینامیکی و پایداری نگریسته شود.

بهره‌برداری یکپارچه طبیعتی چندوجهی دارد که هدف نهایی آن، دستیابی به تعادل میان کارایی اقتصادی و کاهش ریسک بهره‌برداری است که البته یافتن این نقطه تعادل و حتی تخمینی از آن جزو موضوعات پیشرو و جدید در حوزه مطالعاتی بازار برق محسوب می‌شود

- کتاب/ارتباطات و کنترل در سیستم‌های قدرت

آقای دکتر شاهیده پور، در کتاب یاد شده که در سال ۲۰۰۳ و توسط انتشارات Wiley – IEEE منتشر شده، مفاهیم زیر را تبیین می‌نمایند:

- مجموعه وظایف بهره‌بردار شبکه توزیع (DNO) عبارتند از:

- پایش و کنترل زمان-واقعی (real-time) سیستم توزیع
- زمان‌بندی تولید و دیسپچ واحدهای DG
- حفظ پروفیل ولتاژ
- مطالعات بهره‌برداری زمان-واقعی مانند پخش بار و تخمین حالت آنلاین
- تحلیل پایداری فرکانسی سیستم
- بهبود کیفیت توان
- کنترل سطح خطا در زمان شرایط غیرنرمال سیستم
- برق‌رسانی مجدد (Restoration) بعد از وقوع خطا

○ هماهنگی خروج (outage) واحدهای DG

- در کنار اقدامات فنی فوق، DNO خدمات زیر را در قبال بازار برق ارائه می‌دهد:

○ بررسی امکان‌پذیر بودن تبادلات خرده‌فروشی برق

○ پیش‌بینی بار سیستم توزیع

○ پیش‌بینی قیمت (لحظه‌ای) بازار برق

• کتاب *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*

کتاب فوق که توسط آقای دکتر James Momoh به رشته تحریر درآمده و انتشارات Wiley – IEEE آن را ارائه نموده است، مبحث بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع را به شکل زیر مورد توجه قرار داده است:

- قطع بار مشترکین برق با هدف مدیریت شبکه
- بهینه‌سازی شبکه بر مبنای داده‌های جمع‌آوری شده
- تجویز خروج تجهیزات و سپس وارد مدار نمودن آن‌ها
- ارتقای سطح رضایت مشترکین برق
- حداقل نمودن زمان خروج در هنگام وقوع رخدادی در شبکه
- بهینه‌سازی سیستم توزیع و مدیریت منابع DG
- ارائه خدمات پاسخ بار (DR) در مواقع اضطراری

• کتاب *The Smart Grid*

این کتاب به نوشتار آقای Clark Gellings در سال ۲۰۰۹ توسط انتشارات CRC به طبع رسیده و بهره‌برداری را به شکل زیر تعریف می‌نماید:

- بهره‌برداری از بازار برق: شامل تبادلات انرژی، زمان‌بندی سیستم قدرت، مدیریت گرفتگی، مدیریت سیستم در شرایط اضطراری، اندازه‌گیری (metering)، تسویه و حسابرسی (auditing).
- بهره‌برداری از سیستم انتقال: شامل مدیریت بهینه تحت شرایط نرمال، جلوگیری از پیشامدهای مخرب، برنامه‌ریزی بهره‌برداری کوتاه‌مدت، کنترل در شرایط اضطراری، اجرای برنامه تعمیرات خطوط انتقال، پشتیبانی از اقدامات بهره‌برداری از سیستم توزیع.
- بهره‌برداری از سیستم توزیع: شامل هماهنگی کنترل Volt/Var، تحلیل خودکار بهره‌برداری توزیع، مکان‌یابی و ایزوله‌سازی خطا، بازیابی (برق‌رسانی مجدد)، بازآرایی فیدرها، مدیریت پاسخ بار (DR)، زمان‌بندی خروج و حفظ و نگهداری از داده‌ها.

• کتاب *Smart Grids: Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*

این کتاب که توسط انتشارات Springer در سال ۲۰۱۴ طبع گردیده، توسط آقایان Bernard Bushholz و Zbigniew Styczynski به رشته تحریر در آمده است. به مانند کتاب های مشابه در رابطه با شبکه های هوشمند، بهره‌برداری توزیع به شکل زیر تعریف گردیده است:

- بهره‌برداران شبکه توزیع از نظر قانونی موظف هستند برقی مطمئن (Reliable)، مطلوب مصرف‌کننده (consumer friendly)، سازگار با محیط زیست و اجتماع بشری (ecologic)، با بالاترین سطح کیفیت توان و همچنین اقتصادی (economically efficient) به جامعه عرضه کنند.

• کتاب *Design of Smart Power Grid Renewable Energy systems*

این کتاب به نگارش آقای دکتر کیهانی توسط انتشارات Wiley – IEEE در سال ۲۰۱۱ به طبع رسیده و تعریف زیر را ارائه می‌دهد:

- اهداف اصلی بهره‌برداری از یک سیستم قدرت در حقیقت عرضه پیوسته برق باکیفیت (در سطح ولتاژ و فرکانس قابل قبول) با امنیت و اطمینان کافی و تاثیر قابل قبولی بر محیط‌زیست است به گونه‌ای که تمام این اهداف با حداقل هزینه ممکن محقق شوند.

۱-۲-۳) استانداردها و سازمان‌های معتبر [۱۱]

علاوه بر تعابیر و شناخت‌های کلامی، علمی و فنی، عموماً برخی اقدامات و مسئولیت‌ها در سازمان‌های مرجع و معتبر به شکل قراردادی و اعتباری به حوزه خاص تعلق می‌گیرد. به عبارت دیگر، این مجموعه از اقدامات نه به دلیل پیوند کلامی و فنی، که تنها به دلایل عملیاتی و ساختاری، به شکل اعتباری و قراردادی، به مجموعه اقدامات Operation منضم می‌شود. از این رو و در این بخش، حوزه مسئولیت‌های تفویض شده از طرف برخی از سازمان‌ها و نهادهای مرجع و معتبر به بهره‌برداران شبکه‌های قدرت مورد مطالعه قرار خواهد گرفت.

• تعیین ساختار و حوزه‌های مسئولیت بهره‌برداران شبکه توسط کمیسیون اروپا^۱

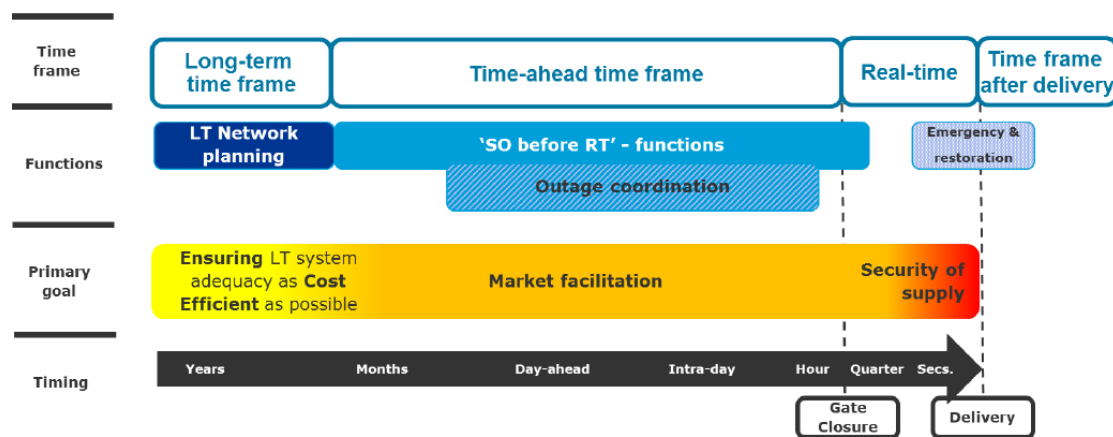
با توجه به رویکردهای اتحادیه اروپا مبنی بر ایجاد بازار واحد انرژی در افق زمانی ۲۰۵۰ در سطح این قاره، از جمله در حوزه برق، و همچنین، الزامات نوین و چالش‌های برنامه‌ریزی و Operation در سیستم‌های انرژی با توجه به اهداف بلندمدت ترسیم شده، این اتحادیه در سال ۲۰۱۵ سندی را با عنوان بررسی گزینه‌های پیش رو برای تخمین چهارچوب فعالیت‌های Operation در سیستم قدرت اروپا منتشر کرده است.

هرچند، دلیل اصلی مواجهه کمیسیون اروپا با این موضوع، مساله خاص سیستم قدرت در این قاره، یعنی پراکندگی مراکز برنامه‌ریزی و Operation سیستم‌های قدرت در کشورهای مختلف این حوزه جغرافیایی و تعارض آن با سیستم یکپارچه قدرت مورد نظر اسناد بالادستی بوده است، با این وجود،

^۱Options for future European Electricity System Operation, European Commission, 2015.

تحلیل‌های ارائه شده در آن، به بررسی سناریوهای مختلف از دیدگاه یکپارچه‌سازی مسئولیت‌ها و اقدامات Planning و Operation در یک ساختار واحد، در راستای بهبود کارایی و هماهنگی اقدامات نیز پرداخته است.

در سند یاد شده، مفاهیم برنامه‌ریزی و Operation در سیستم‌های قدرت از جنبه‌های نظیر تحلیل اهداف اقدامات، شناخت شاخصه زمانی و قوانین و تنظیمات مربوط با هریک مورد بررسی قرار گرفته است. به این منظور، پیش از هرچیز سه بازه زمانی برای انواع اقدامات برنامه‌ریزی و Operation، مطابق شکل (۲-۱) ارائه گردیده است.



شکل ۲-۱: تقسیم‌بندی زمانی کلی اقدامات برنامه‌ریزی و Operation از دیدگاه اتحادیه اروپا [۱۱]

همچنین، در تحلیل سناریوهای تعیین ساختار فعالیت‌های برنامه‌ریزی و Operation، آینده ترسیم شده برای سیستم‌های قدرت در اسناد نقشه راه و الزامات بهره‌برداری از آن مورد استفاده قرار گرفته است. به طور خلاصه، ایده انجام این مطالعه در سند یاد شده، توجه به این نکته بوده است که هدف اسناد نقشه راه و تحقیقات در حوزه‌های مختلف، بهینه‌سازی یک تابع هزینه به مانند $f(x_1, x_2, \dots, A, B, C, \dots)$ است که متغیرهای x ، درجات آزادی، و متغیرهای $A, B, C, \dots$ و $\dots$ محدودیت‌های بهینه‌سازی را مشخص می‌نمایند. به این ترتیب، هر قدر فضای مطالعه در یک سند کوچک‌تر شود، از

تعداد متغیرهای مستقل x کاسته و بر تعداد محدودیت‌ها افزوده خواهد شد. به سادگی روشن است که در این شرایط، پاسخ به دست آمده از پاسخ بهینه، دور خواهد بود.

نهایتاً، در این سند وظایف نهادهای مرتبط با مبحث Operation در سیستم‌های قدرت، به شکل زیر تبیین گردیده است:

- اتحادیه اروپا به عنوان بالاترین نهاد قانون گذار جهت راهبردها و سیاست های حوزه انرژی
- ENTSO-E به عنوان نهاد اصلی توسعه و پیاده‌سازی روش‌ها و ابزارهای برنامه‌ریزی و Operation در سطح شبکه قدرت

بر همین اساس نیز، در اسناد تحقیقات و نوآوری شبکه‌های قدرت در اروپا، مباحث مرتبط با تحقیقات برنامه‌ریزی و توسعه شبکه‌های انتقال و توزیع در سطح اروپا به EEIG (با محوریت ENTSO-E و EDSO) واگذار گردیده است. از مهم ترین مباحث واگذار شده به این دو نهاد، توسعه مدل‌ها و ابزارهای پیش‌بینی تولید و تقاضا در راستای تامین شاخص‌های کلان اجتماعی و زیست محیطی است.

- تشریح مسئولیت‌ها و وظایف نهادهای مختلف در سند شبکه هوشمند انرژی/اروپا

سند دیگری که به مقوله تعیین وظایف نهادهای مرتبط با بهره‌برداری شبکه‌های قدرت پرداخته است، سند مربوط به توسعه اسناد نقشه راه سیستم هوشمند انرژی در اروپا^۱ است. در این سند به طور خلاصه، وظایف دو نهاد TSO و DSO به شکل زیر برشمرده شده است:

TSO:

- پایش قابلیت اطمینان و امنیت شبکه انتقال
- تصحیح عدم تعادل تولید و تقاضا در کل سیستم

¹"Essential Regulatory Requirements and Recommendations for Data Handling, Data Safety, and Consumer Protection", Recommendation to the European Commission.

- طرح و برنامه توسعه ۱۰ ساله شبکه (در بازه‌های زمانی دو ساله)
- حفظ پایداری شبکه انتقال
- ایجاد زیرساخت‌های تجمیع تولیدکننده‌های بزرگ تجدیدپذیر در شبکه

DSO:

- طرح و توسعه شبکه‌های کوچک انرژی
- مدیریت فعال شبکه‌های انرژی کوچک و محلی
- توسعه به کارگیری ذخیره‌سازهای انرژی در شبکه‌های توزیع
- پایداری ولتاژ و کیفیت توان در شبکه‌های توزیع
- توسعه اقدامات در راستای حفظ پایداری و امنیت عملیاتی کل شبکه قدرت با توجه به ساختار نوین شبکه‌های توزیع
- ارتقا زیرساخت‌های شبکه توزیع و مراکز کنترل
- توسعه مدل‌های بازار در سطح شبکه‌های توزیع

بر همین مبنا نیز، در اسناد تحقیقات و نوآوری تهیه شده برای DSO در سطح قاره اروپا (توسط EDSO و EEGI) مباحث مطالعاتی مرتبط با طراحی و توسعه شبکه‌های توزیع و مدل‌های بازار بر عهده DSO قرار داده شده است.

۳-۱) تبیین نقش، وظیفه و مسئولیت حوزه بهره‌برداری در شرکت‌های توزیع

یکی از مهمترین بخش‌های شرکت‌های توزیع، بخش بهره‌برداری است که اثر بسیار زیادی بر روی عملکرد شبکه دارد. تقریباً می‌توان گفت که تمامی وظایف شرکت توزیع بعد از طراحی و برنامه‌ریزی شبکه بر عهده بهره‌برداران شبکه است. در ایران مهمترین وظایف حوزه بهره‌برداری شامل راهبری و نظارت بر امور بهره‌برداری، امور دیسپاچینگ و فوریت‌های برق، تعمیرات پیشگیرانه، عیب‌یابی و

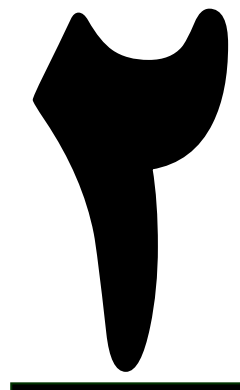
رولیاژ، تجزیه و تحلیل گزارشات حوادث و اتفاقات شبکه، مباحث مربوط به ایمنی و کنترل ضایعات و همچنین مباحث مربوط به بازار برق است. بهره‌بردار شبکه باید قادر باشد با انجام وظایف و فعالیت‌های خود شاخص‌های فنی شبکه را بهبود دهد که این شاخص‌ها شامل کاهش مدت زمان خاموشی، کاهش تلفات شبکه، بهبود ولتاژ شبکه و بهبود کیفیت توان شبکه است. همچنین بهره‌بردار باید قادر باشد با پیش‌بینی مناسب بار مصرفی و شرایط شبکه به طور موثری در بازار برق شرکت کند به‌طوری‌که بتواند هزینه تأمین بار مصرفی را به حداقل برساند. بنابراین، مهمترین وظایف بهره‌برداران شبکه توزیع را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

- کنترل گزارشات روزانه کلیه واحدهای بهره‌برداری به منظور اطلاع و کنترل عملکرد واحدهای مربوطه؛
- همکاری با امور دیسپاچینگ به منظور کاهش مدت زمان خاموشی؛
- بررسی گزارشات تجزیه و تحلیل حوادث و گزارشات مربوط به مقدار انرژی توزیع نشده به منظور کنترل وضعیت شبکه؛
- تایید نهایی بر برنامه‌های تعمیرات پیشگیرانه تدوین شده به منظور جلوگیری از خاموشی و حوادث در شبکه؛
- نظارت بر گزارشات ناظران بهره‌برداری اعم از پیمانکاران و شاغلین به منظور اعلام نظر در مورد عملکرد و بهبود فعالیت آن‌ها؛
- نظارت بر رفتار سازمانی و عملکرد واحد فوریت‌های برق به منظور ارائه خدمات بهتر و به موقع به مشترکین؛
- نظارت بر تعاملات بازار اعم از پیش‌بینی و تحلیل بار و تحلیل اقتصادی و قیمت‌گذاری و خرید انرژی؛

- کنترل گزارشات مطالعات بار به منظور توسعه اتوماسیون شبکه و پیگیری بهره‌برداری صحیح از سامانه و پایش اتوماسیون شبکه؛
- پیگیری با هدف فعالیت مطلوب مدیریت بحران و چرخه آن شامل پیشگیری، مقابله، آماده‌سازی و همچنین بازسازی شبکه؛
- کنترل فعالیت‌های گروه‌های ایمنی و تجزیه و تحلیل گزارشات به منظور کنترل ضایعات و حفظ نیروی انسانی و تجهیزات؛
- کنترل رعایت دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری و ایمنی به منظور کاهش و پیشگیری حوادث و اتفاقات؛
- تایید گزارشات دوره‌ای مربوط به عملکرد واحدهای تحت سرپرستی به منظور ارائه به دفتر برنامه‌ریزی و مدیرعامل؛
- تحویل و تحول شبکه‌ها و پست‌های جدیدالاحداث توزیع با توجه به استانداردها و دستورالعمل‌ها به منظور جلوگیری از حوادث و اتفاقات بعدی.

این در حالی است که در بسیاری از کشورهای پیشرفته، با حضور منابع انرژی گسترده، ریزشبکه و بازارهای انرژی محلی، بهره‌برداران توزیع دارای وظایف دیگری نیز هستند. در این فضا، بهره‌برداران شبکه توزیع باید علاوه بر بازار انرژی قادر باشند از منابع انرژی گسترده در داخل شبکه نیز به طور مناسب استفاده نمایند تا بتوانند انرژی مورد نیاز خود را با کمترین هزینه تأمین کنند. به علاوه، وظیفه فراهم کردن خدمات جانبی و همچنین انعطاف‌پذیری برای شبکه نیز از دیگر وظایف بهره‌بردار شبکه است. همچنین، کشورهای عضو اتحادیه اروپا وظایف بیشتری را متوجه بهره‌برداران شبکه توزیع کرده‌اند؛ به طوریکه حتی وظیفه برنامه‌ریزی شبکه نیز بر عهده آن‌ها است.

تلفات در شبکه‌های توزیع



۲-۱) مقدمه

شبکه‌های توزیع به عنوان واسط بین نیروگاه‌ها و شبکه انتقال با بارهای مصرفی، نقش بسیار مهمی در سیستم دارند. شبکه‌های توزیع بخاطر پیچیدگی‌های بسیار زیادی که در طراحی و بهره‌برداری دارند در سالهای اخیر مورد توجه بسیاری از محققان قرار گرفته‌اند و دولت‌ها نیز سعی کردند توجه بیش‌تری را در این حوزه داشته باشند. یکی از مسائل بسیار مهمی که باعث شده این شبکه‌ها بسیار مورد توجه قرار گیرند موضوع تلفات است. تلفات بالا در شبکه‌های توزیع باعث شده تا صنعت برق با مشکلات و چالش‌های جدی روبه‌رو شود به‌طوری‌که انرژی تولیدی با هزینه بسیار زیاد در نیروگاه‌ها که از طریق شبکه انتقال و با صرف هزینه‌های سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری بسیار زیادی به داخل شبکه توزیع می‌رسد، در داخل این شبکه به سادگی و بر اثر وجود عوامل بسیار زیادی تلف می‌شود که هزینه‌های بسیار زیادی را بر صنعت برق کشورها تحمیل می‌کند. از دیدگاه ملی، آن بخش از انرژی الکتریکی که به کار مفید تبدیل نشود تلفات نام دارد. بنابراین تلفاتی که به جهت راندمان پایین تجهیزات ایجاد می‌شود نیز در این بخش قرار می‌گیرد [۱۲]. همان‌طور که می‌دانیم، هزینه تلفات به مفهوم ضرر مالی ناشی از تلفات توان و تلفات انرژی می‌باشد.

تلفات شبکه به عوامل بسیار زیادی بستگی دارد و به طور کلی به دو دسته تلفات فنی و غیرفنی تقسیم می‌شود. هدف این پروژه ارتقای سطح بهره‌برداری با هدف کاهش تلفات انرژی است؛ به‌طوری‌که بتوان هم تلفات فنی و هم غیرفنی را تا حد مطلوبی کاهش داد.

از دید شرکت‌های برق منطقه‌ای، تلفات به صورت‌های زیر تعریف می‌شود [۱۲]:

انرژی فروخته شده - انرژی تحویلی = تلفات

انرژی فروخته شده - انرژی خریداری = تلفات

همانطور که اشاره شد، هدف اصلی این پروژه بررسی تلفات در شبکه‌های توزیع در حوزه بهره‌برداری است. برخی معضلات ناشی از وجود تلفات در حوزه بهره‌برداری شبکه‌های توزیع عبارت هستند از: بروز خسارات سنگین مالی، افزایش پیک بار شبکه در ساعات پرباری، اشغال ظرفیت خطوط و تجهیزات شبکه توزیع و ایجاد فرسودگی و استهلاک در شبکه‌های توزیع [۱۲].

کاهش تلفات شبکه توزیع، به دلیل سطوح ناهمگن^۱ تلفات فنی و غیرفنی و نیز به دلیل تفاوت‌های موجود در تعاریف، اندازه‌گیری یا تنظیم تلفات^۲، همواره به عنوان یک مسئله خاص برای بهره‌بردار شبکه توزیع (DSO^۳) مطرح بوده است [۱۳].

این مسئله موجب یک چالش واقعی^۴ برای پیشنهاد یک چارچوب جامع^۵ شده است که بتواند جهت در بر داشتن شرایط تمامی DSO ها در رابطه با تلفات به اندازه کافی عمومی^۶ بوده و جهت ارائه پاسخ‌های انطباق‌یافته^۷ برای مدیریت تلفات به اندازه کافی خاص^۸ باشد [۱۳].

به منظور مواجهه با این سؤالات^۹، CIRED یک کارگروه^{۱۰} در رابطه با کاهش تلفات شبکه توزیع تشکیل داده است که یک روش سه مرحله‌ای برای (۱) اندازه‌گیری^{۱۱}، (۲) مدیریت^{۱۲} و (۳) تسکین^{۱۳} تلفات شبکه توزیع پیشنهاد داده است [۱۳].

¹ heterogeneous levels

² measurement or regulation of losses

³ Distribution System Operator (DSO)

⁴ real concern

⁵ global framework

⁶ general

⁷ adapted answers

⁸ specific

⁹ tackle these questions

¹⁰ Working Group

¹¹ Measuring

¹² Managing

¹³ Mitigating

این گروه، بسته‌های کاری^۱ مختلف تعریف کرده است که با مسائل موردانتظار تلفات سر و کار دارند. این گزارش از پنج بخش تشکیل شده است که حاصل از نتایج اصلی بسته‌های این کارگروه^۲ بوده و عبارت است از: تعریف تلفات توان، اندازه‌گیری تلفات توان، تلفات فنی، تلفات غیرفنی و اهرم تنظیم^۳ [۱۳].

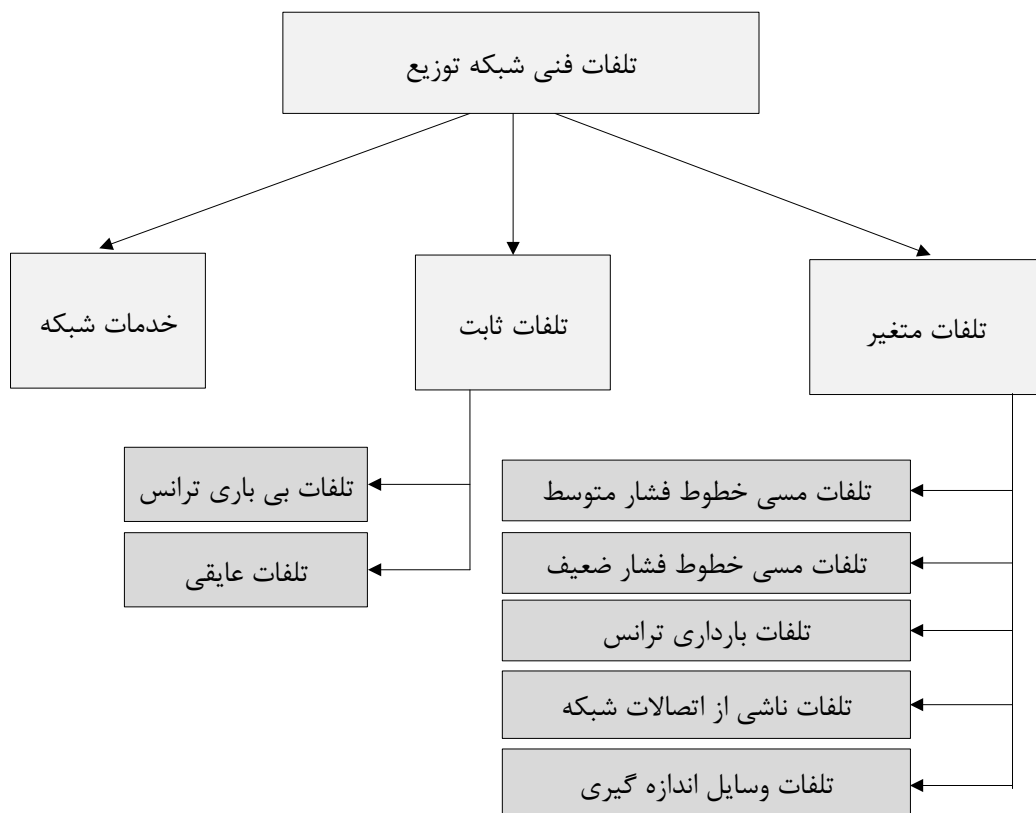
۲-۲) شناسایی و بررسی اجزای مختلف تلفات فنی در شبکه توزیع

هدف این فصل شناخت عوامل به وجود آورنده تلفات فنی شبکه است که در شکل (۱-۲) نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل نشان داده شده است تلفات فنی به‌طور کلی به سه دسته تلفات ثابت، متغیر و خدمات شبکه تقسیم می‌شود. در ادامه هریک از این تلفات توضیح داده شده است.

¹ work packages

² WG package

³ Regulation leverage



شکل ۱-۲: عوامل به وجود آورنده تلفات فنی شبکه‌های توزیع

۱) تلفات مسی خطوط فشار متوسط: این نوع تلفات که در اثر مقاومت الکتریکی هادی در مقابل

عبور جریان ایجاد می‌شود، یکی از مهم‌ترین تلفات سیستم توزیع است. این تلفات در یک سیستم سه‌فاز متقارن، تابعی از مقاومت AC خطوط و مجذور جریان موثر عبوری است. قطعاً افزایش سطح مقطع هادی‌ها که منجر به کاهش مقاومت خطوط می‌شود با قیود اقتصادی محدود می‌گردد؛ لذا پذیرفتن سطح استاندارد برای آن‌ها و بالطبع تلفات معین در این مورد اجتناب ناپذیر است. خطوط فشار متوسط با توجه به عبور جریان بسیار کم‌تر نسبت به خطوط فشار ضعیف دارای تلفات مسی کم‌تری هستند.

۲) تلفات مسی خطوط فشارضعیف: با توجه به جریان بسیار زیاد در این خطوط و همچنین توجه به این نکته که بیش تر مقاومت شبکه در این بخش است، تلفات مسی خطوط فشارضعیف بسیار زیاد است و سهم زیادی در تلفات کل شبکه توزیع دارد.

۳) تلفات ناشی از اتصالات شبکه: از شروع خطوط فشارمتوسط در خروجی پست های فوق توزیع تا رسیدن جریان به مشترکین و قبل از کنتور آن ها اتصالات بسیار زیادی بین تجهیزات الکتریکی وجود دارد که این اتصالات موجب به وجود آمدن تلفات در شبکه می شوند. در بسیار از منابع از این تلفات به عنوان تلفات ناشی از اتصالات سست نیز عنوان می شود. همچنین اتصال نامناسب هادی ها می تواند تاثیر قابل ملاحظه ای در افزایش مقاومت خطوط و در نتیجه تلفات آن ها داشته باشد.

۴) تلفات وسایل اندازه گیری: وسایل اندازه گیری با توجه به ماهیت خود و شرایط عملکردی شان و همچنین با توجه به عوامل محیطی همچون درجه حرارت و رطوبت، فرسودگی و طول عمر، نحوه نصب کنتور، شرایط غیرعادی در ورودی کنتور (ولتاژ و جریان) همچون اضافه جریان، تغییرات ولتاژ نسبت به ولتاژ نامی و غیر سینوسی بودن موج های ولتاژ و جریان، ممکن است دارای مقداری تلفات باشند.

۵) تلفات بارداری ترانس: این تلفات وابسته به بار هستند و به تلفات RI^2 و تلفات سرگردان طبقه بندی می شوند. تلفات سرگردان ناشی از جریان های گردابی است که موج شار الکترومغناطیسی در سیم پیچی هسته، گیره های هسته، سپر مغناطیسی و دیگر قسمت های ترانسفورماتور است. این تلفات با افزایش بارگذاری ترانس و جریان عبوری از آن افزایش می یابد.

۶) تلفات بی باری ترانس: توان دریافتی ترانس به منظور مغناطیس شوندگی که فقط متناسب با ولتاژ نامی بوده و به جریان عبوری از ترانس بستگی ندارد را تلفات بی باری ترانس گویند. این

تلفات در واقع در بی‌باری نیز وجود دارد و عموماً ثابت است و شامل تلفات هیستریزیس و تلفات جریان گردابی هسته است. با توجه به اینکه این تلفات در تمام ساعات شبانه روز وجود دارد، بنابراین سهم زیادی در تلفات فنی شبکه خواهد داشت.

(۷) **تلفات عایقی:** عایق‌های مورد استفاده در سیستم‌های ولتاژ بالای جریان متناوب عمدتاً دو نوع تلفات جدی را منجر می‌شوند:

• جریان ناشی

جریان ناشی برابر با جریان الکتریکی است که در شرایط عملکرد عادی شبکه در مسیر ناخواسته عبور می‌کند. البته تلفات ناشی از این جریان که معمولاً مقدار ناچیزی است تنها پس از افزایش عمر عایق و کاهش مقاومت الکتریکی آن قابل توجه می‌گردد. نقاط عایقی تخریب شده و یا نقاطی که به صورت صحیح ترمیم نشده‌اند می‌توانند در این خصوص بسیار صدمه پذیر باشند.

• تلفات هیستریزیس

واضح است که عایق‌های مجاور با هادی‌های عبور دهنده جریان متناوب، متحمل شدت میدان مغناطیسی متناوبی متناسب با آن جریان خواهند بود که طبیعتاً در آن‌ها تلفات هیستریزیس قابل توجهی ایجاد می‌کند. این تلفات به صورت قابل توجه در کابل‌های جریان بالا مشاهده می‌شود.

(۸) **تلفات ناشی از خدمات شبکه:** تجهیزاتی در شبکه توزیع وجود دارند که وظیفه ثبت اطلاعات و ارسال آن‌ها را دارند یا تجهیزات حفاظتی و کنترلی شبکه هستند و انرژی مصرفی خود را از طریق شبکه توزیع دریافت می‌کنند. همچنین بعضی از مصارف در شبکه وجود دارند که در یک بازه محدودی هستند و خدمتی از طرف شبکه توزیع به نهادهای مختلف و یا مردم است

که جایی ثبت نمی‌شود و هزینه‌ای بابت آن نیز گرفته نمی‌شود. هردوی این مصارف جزء تلفات شبکه است.

۲-۳) شناسایی و بررسی مسائل افزایش تلفات فنی شبکه توزیع

در بخش قبلی عوامل به وجود آورنده تلفات به‌طور کامل مورد بررسی قرار گرفتند. در این بخش به بررسی عوامل و مسائلی خواهیم پرداخت که باعث افزایش تلفات فنی خواهند شد. این عوامل به‌طور کامل و با جزئیات در ادامه توضیح داده شده است.

۱) **افزایش طول خطوط فشارمتوسط و ضعیف:** با توجه به اینکه بسیاری از فیدرهای فشارمتوسط برای تغذیه بارهای روستایی و دورافتاده مورد استفاده قرار گرفته‌اند؛ لذا طول بسیاری از این فیدرها افزایش یافته که موجب تلفات بسیار زیاد در شبکه شده است. هم‌چنین در شبکه‌های فشارضعیف نیز در برخی از موارد طول خطوط بسیار افزایش می‌یابد. تمامی این افزایش طول خطوط باعث افزایش مقاومت خط و هم‌چنین افت ولتاژ شده و در نتیجه تلفات اهمی خطوط (RI^2) را افزایش می‌دهد.

۲) **سایز نامناسب هادی‌های خطوط توزیع:** سایز هادی‌ها باید براساس ظرفیت $kVA \times km$ از استاندارد هادی برای ولتاژ مورد نیاز انتخاب شوند و در غیر این صورت سایز کم هادی باعث افزایش مقاومت و در نتیجه افزایش تلفات مسی می‌شود. معمولاً این انتخاب‌های اشتباه در اثر طراحی نامناسب و به منظور کاهش هزینه‌های طراحی است.

۳) **تلفات ناشی از نامتعادلی فازها:** یک شبکه الکتریکی که در آن پارامترهای الکتریکی مانند ولتاژ، جریان، و بار در هر سه فاز مشابه هستند، سیستم متعادل نامیده می‌شود. در یک سیستم متعادل هر فاز به یک اندازه تحت تاثیر است و جریانی در سیم نول وجود ندارد. در سیستم نامتعادل، یک یا دو فاز بیش‌تر تحت تاثیر هستند که منجر به افت ولتاژ، اضافه بار، جریان نامتعادل در سیم نول

و تلفات فنی بیش تر می شود. در حالت عدم تعادل بار، مقدار تلفات در سیم های فازها بیش تر از حالت متعادل بوده و ضمناً تلفات سیم نول به آن اضافه می شود و به دلیل اینکه اصولاً سطح مقطع سیم نول کم تر از سیم های فاز است، بنابراین تلفات سیم نول به ازای مقدار جریان یکسان بیش تر از سیم های فاز است.

(۴) تلفات ناشی از هارمونیک: انتظار می رود سیگنال های ولتاژ و جریان AC به صورت موج سینوسی ایده آل بوده و تنها شامل فرکانس اصلی باشند (۵۰ یا ۶۰ هرتز). با این حال، در واقعیت سیگنال های الکتریکی به جای سینوسی خالص ترکیبی از چند موج سیگنال با فرکانس های مختلف تعریف می شوند. این فرکانس ها، فرکانس اصلی چندگانه هستند. اعوجاج هارمونیک ها اثرات مضر بر روی سیستم الکتریکی می گذارند. با توجه به اینکه دو هارمونیک ولتاژ و جریان در سیستم های قدرت پدید می آیند و با توجه به اینکه این اعوجاج ها ناشی از عواملی هستند که به طور دائم در شبکه ها وجود دارند؛ لذا تجهیزات مورد استفاده در سیستم های برق رسانی به طور دائم در معرض اعوجاج های موجود در سیستم هستند. در نتیجه لازم است تاثیر هارمونیک ها بر تجهیزات مورد بررسی قرار گیرد. اصولاً هارمونیک های ایجاد شده توسط بارهای غیرخطی می توانند بر دیگر بارهای مرتبط در محل اتصال تاثیر زیادی بگذارند. اعوجاج های ولتاژی که توسط اعوجاج های جریان تولید می شوند تابعی از امپدانس سیستم و میزان جریان اعوجاج یافته است. بنابراین، اگر امپدانس سیستم کم باشد، اعوجاج ولتاژ ناچیز خواهد بود. هارمونیک های جریان دارای اثرات متفاوتی هستند. وقتی هارمونیک جریان زیاد باشد و در یک مسیر موازی با سیستم های مخابراتی قرار داشته باشند، باعث ایجاد تداخلات می گردد. میزان تداخلات بستگی به مسیر و اندازه هارمونیک دارد. همچنین هارمونیک جریان باعث ایجاد تلفات اضافی سرگردان در ترانسفورماتورها می گردد و تلفات را در خطوط افزایش می دهد. هارمونیک مضارب ۳ در نقطه نول اتصالات ستاره، یکدیگر را خنثی

نمی‌کنند؛ بلکه با یکدیگر جمع شده و جریان قابل توجهی از سیم نول عبور می‌دهند که تلفات سیم نول را به شدت بالا می‌برد. تلفات عایقی تجهیزات نیز عمدتاً ناشی از تلفات هیستریزیس در آن‌ها است که خود تابعی از فرکانس ولتاژ کار است. لذا این نوع تلفات نیز در اثر وجود هارمونیک‌ها، رشد خواهد داشت. تلفات آهنی در هسته ترانسفورماتورهای قدرت و اندازه‌گیری و همچنین ماشین‌ها، تابعی از فرکانس ولتاژ اعمال شده به آن‌ها است. بنابراین وجود هارمونیک‌های ولتاژ در سیستم، این تلفات را بشدت افزایش می‌دهد. همچنین وجود هارمونیک‌ها باعث افزایش بارگذاری ترانس‌ها و خطوط شده و در نتیجه تلفات آن‌ها را نیز افزایش می‌دهند.

۵) تلفات ناشی از بارگذاری نامناسب ترانس‌ها: ظرفیت بهینه ترانسفورماتورهای توزیع باید

براساس نوع بار مصرفی، میزان مصرف و همچنین شرایط محیطی انتخاب شود. بارگذاری کم ترانسفورماتورهای موجود در شبکه موجب عدم استفاده از ظرفیت اضافی آن‌ها و در نتیجه کاهش بهره‌وری آن‌ها می‌شود. از طرف دیگر، اضافه بار ترانسفورماتور باعث افزایش دما، تلفات توان و کاهش عمر آن‌ها می‌شود [۱۴]. ترانسفورماتورها زمانی که در ۸۰-۱۰۰ درصد از ظرفیت بیشینه هستند دارای عملکرد مطلوب‌تری هستند. ترانسفورماتورها در بار کم با توجه به تلفات هسته ناکارآمد هستند. اگر ترانسفورماتوری اغلب در کم باری باشد، به طور استراتژیک بهتر است که با ترانسفورماتوری با اندازه کم‌تر تعویض شود. اگر ترانسفورماتور اغلب در پرباری باشد، بهتر است از ترانسفورماتورهای با سایز بزرگ‌تر که ایمن‌تر باشد استفاده کرد یا اینکه مجدداً بار را متعادل ساخت تا ترانسفورماتور اضافه بار پیدا نکند. بنابراین می‌توان با بهره‌برداری مناسب از ترانس‌های موجود، بارگذاری آن‌ها را تاحدی تغییر داد که موجب افزایش تلفات نشود.

۶) تلفات اضافی ناشی از کثیفی روغن و لجن‌گرفتگی دور سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتورهای

توزیع: معمولاً لجن‌گرفتگی دور سیم‌پیچ‌ها و هسته موقعی اتفاق می‌افتد که روغن داخل

ترانسفورماتور به سبب عدم دقت در مسائل بهره‌برداری و نگهداری بهینه از آن‌ها خاصیت شیمیایی استاندارد خود را از دست داده و به سبب افزایش بعضی پارامترهای آن به لجن تبدیل گردد. این مسئله به سبب عدم تبادل حرارتی، موجب داغ شدن سیم‌ها گشته و برای جریان معین، تلفات ژولی به مقدار قابل توجهی افزایش می‌یابد. با توجه به کثرت و تعداد زیادتر ترانسفورماتورهای نصب شده در شبکه توزیع، این موضوع می‌تواند باعث افزایش چشم‌گیر تلفات ژولی شود.

۷) تلفات ناشی از جذب رطوبت توسط روغن ترانسفورماتورهای توزیع: این مسئله در شبکه‌های

توزیع به کرات اتفاق افتاده و در چنین مواردی علاوه بر اینکه تلفات دی‌الکتریک عایق‌ها افزایش پیدا کرده و خطراتی را برای عایق‌های سیم‌پیچی فراهم می‌آورد، موجب افزایش جریان نشتی نیز می‌شود که خود عامل تلفات است. در ضمن در اثر افزایش درجه حرارت سیم‌پیچ‌ها به سبب افزایش مقاومت اهمی آن‌ها، تلفات ژولی افزایش می‌یابد. این امر در ترانسفورماتورهای توزیع در سطح وسیعی صورت می‌پذیرد و رطوبت از طریق نفس کشیدن ترانسفورماتور یا اکسیداسیون روغن، همراه هوای خارج وارد ترانسفورماتور می‌گردد.

۸) تلفات اضافی ناشی از اتصال کوتاه‌های متوالی بر روی فیدرهای ثانویه ترانسفورماتورهای

توزیع: به‌طور تجربی، طی زمانی که اتصال کوتاه در سمت خروجی ترانسفورماتورهای توزیع اتفاق می‌افتد (که این مسئله بکرات رخ می‌دهد)، درجه حرارت سیم‌پیچ‌ها تا ۲۵۰ درجه سانتیگراد افزایش پیدا می‌کند. اصولاً زمان گرم شدن سیم‌پیچ‌ها تا این درجه حرارت نباید از ۵ تا ۲۵ ثانیه تجاوز نماید. همین‌طور زمان خنک شدن سیم‌پیچ‌ها پس از حذف عمل اتصال کوتاه ده‌ها دقیقه طول می‌کشد تا به درجه حرارت سرویس یا کار آن برسد که این اتفاق علاوه بر کاهش عمر عایق‌های سیم‌پیچ‌ها، در اثر افزایش مقاومت سیم‌پیچ‌ها که ناشی از افزایش درجه حرارت است تلفات اهمی RI^2 را افزایش می‌دهد.

(۹) اثر پوستی: در اثر عبور جریان AC از هادی‌ها و بدلیل شارمغناطیسی متغیر با زمان، مقاومت اهمی هادی‌ها نسبت به حالتی که جریان DC از آن‌ها عبور می‌کند، افزایش می‌یابد که این پدیده را اثر پوستی گویند. با لحاظ کردن این اثر، مقاومت اهمی هادی و بالتبع تلفات الکتریکی آن افزایش می‌یابد و با افزایش فرکانس جریان عبوری، این افزایش بیش‌تر خواهد شد. در صورت وجود بارهای هارمونیک و آلودگی هارمونیک در شبکه و در نتیجه وجود جریان با فرکانس‌های بالاتر، اثر پوستی افزایش یافته و و در نتیجه تلفات اهمی را به شدت افزایش می‌دهد. واضح است که این تلفات در تمامی هادی‌های حامل جریان، حتی سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتورها نیز وجود دارد.

(۱۰) تلفات ناشی از ضریب توان نامناسب: ضریب توان پایین مصرف‌کننده‌های توزیع باعث می‌شود که توان راکتیو زیادی از شبکه کشیده شود که این امر موجب افزایش توان ظاهری و در نتیجه افزایش جریان و تلفات می‌گردد.

(۱۱) عدم اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف: در زمان‌های پیک بار، با افزایش بار مصرفی توان عبوری از خطوط و ترانس‌ها افزایش یافته و درجه حرارت آن‌ها نیز زیاد شده و در نتیجه تلفات شبکه در این ساعات به شدت افزایش می‌یابد. مدیریت مصرف انرژی و کاهش مقدار پیک بار و همچنین کاهش تعداد ساعات پیک بار می‌تواند تلفات را نیز تا حد زیادی کاهش دهد.

(۱۲) تلفات ناشی از افت ولتاژ: در شبکه‌های فشار متوسط و فشار ضعیف برای عبور توان یکسان اگر ولتاژ شبکه افت کند باید جریان افزایش یابد که خود موجب افزایش تلفات در شبکه می‌شود. افت ولتاژ می‌تواند در اثر افزایش بار مصرفی (مخصوصاً در پیک بار)، افزایش طول فیدرها و یا در اثر نامتعادلی در شبکه باشد. در حالت نامتعادلی چون سیم نول دارای جریان است، لذا علاوه بر افت ولتاژ طبیعی در فازها که بخاطر جریان بار وجود دارد، مقدار ولتاژ نول نیز افزایش یافته و اختلاف پتانسیل فاز و نول مقداری کم‌تر از حالت متعادل است.

۱۳) تلفات ناشی از سیستم زمین نامناسب: سیستم زمین نامناسب و یا فرسوده، مقاومت الکتریکی

زیادی پیدا می‌کند و این مساله در سیستم‌های نامتعادل منجر به عدم تعادل ولتاژ و تلفات انرژی ناشی از آن خواهد شد. با زمین کردن انتهای خطوط، مقاومت سیم نول شبکه با مقاومت زمین موازی شده و جریان برگشتی حاصل از نامتعادلی بار، بین سیم نول و زمین تقسیم می‌شود. بدین ترتیب تلفات ناشی از سیم نول شبکه کاهش می‌یابد.

۱۴) تلفات ناشی از فرسودگی شبکه و عدم توجه به اصلاح و بازسازی آن: تمامی تلفات محاسبه

شده برای ترانس، خطوط و بقیه تجهیزات موجود در شبکه در شرایط استاندارد آن‌ها محاسبه شده است. در حالی که با گذشت زمان و افزایش طول عمر این تجهیزات، قطعا تلفات آن‌ها نیز به شدت افزایش می‌یابد. به عنوان مثال، فرسودگی و عمر زیاد هادی‌ها باعث کاهش رسانایی آن‌ها و در نتیجه افزایش تلفات می‌شود. بنابراین نکته بسیار مهم در بحث تلفات این است که در محاسبات باید بتوان مدل‌هایی برای ارتباط مابین تلفات تجهیزات و طول عمر آن‌ها پیدا کرد. هم‌چنین با توجه به ساخت و سازهای جدید، استفاده بیش‌تر مردم از تجهیزات الکتریکی و احداث ترانس‌های جدید در شبکه، بار مصرفی که بر روی فیدرهای موجود قرار می‌گیرد نسبت به حالت اولیه آن‌ها تغییر می‌کند و بنابراین نیاز است که شبکه اصلاح شود [۱۳].

۱۵) استفاده از روش‌های سنتی در طراحی و بهره‌برداری شبکه توزیع: با گسترش تدریجی

شبکه‌های توزیع و عدم وجود اطلاعات دقیق و کافی و قابل استناد از تجهیزات و پارامترهای شبکه، عموماً محاسبات فنی طرح‌های جدید را با مشکلات جدی مواجه و هم‌چنین بهره‌برداری از شبکه را عملاً سخت می‌کند. عدم تعادل بار، نبود برنامه‌ریزی مدون برای بارگذاری صحیح جهت حفظ تعادل شبکه، نامناسب بودن سطح مقطع هادی‌ها در فیدر، وجود توان راکتیو و عدم بارگذاری متناسب با ظرفیت شبکه از جمله موارد طراحی و بهره‌برداری نامناسب شبکه است که موجب ایجاد افت ولتاژ

و افزایش تلفات می‌شود [۱۵]. در روش‌های سنتی طراحی مشکلات زیادی وجود دارد که شامل نحوه پیش‌بینی چگای بار مصرفی، نوع تابع هدف که بیشتر بر روی هزینه تمرکز کرده و تلفات را در نظر نمی‌گیرد، عدم لحاظ کردن وجود منابع تولیدپراکنده و برنامه‌های مدیریت بار در طراحی‌های آینده، عدم انتخاب صحیح تجهیزات شبکه که بیشتر براساس میزان هزینه اولیه آن‌ها است و عدم بهینه‌سازی و تحلیل فنی-اقتصادی لازم به منظور طراحی مناسب با کمترین هزینه و بیشترین بهبود در شاخص‌های فنی شبکه است. همچنین در بسیاری از روش‌های بهره‌برداری مانند متعادل‌سازی بار هنوز به روش سنتی عمل می‌شود و هیچ تحلیلی بر روی نتایج کار صورت نمی‌گیرد. به‌طور مثال، در بسیاری از شرکت‌های توزیع هنوز متعادل‌سازی فازها براساس تعداد مشترکین صورت می‌گیرد؛ در حالی متعادل‌سازی باید براساس میزان بار عبوری از فازها و در شرایط مختلف بهره‌برداری تعیین شود.

۱۶) بکار بردن کلمپ‌های آلیاژ آهن در خطوط ۲۰ کیلوولت و تلفات بیش‌تر نسبت به کلمپ‌های آلومینیومی: کلمپ‌های آلیاژ آهن با توجه به ساختار آن باعث ایجاد تلفات هیستریزس و فوکوی بیش‌تری در مقایسه با کلمپ‌های آلومینیومی می‌شود.

۱۷) تلفات ناشی از عوامل محیطی مانند دما و رطوبت: عوامل محیطی مانند رطوبت، دما، تابش خورشید، گرد و غبار، برخورد و اتصال هادی‌ها با شاخه درختان، باد و طوفان و آلودگی هوا می‌توانند باعث افزایش تلفات بخش‌های مختلف شبکه شوند. وجود رطوبت باعث تشدید پدیده کرونا می‌شود، افزایش دمای محیط و تابش خورشید می‌تواند موجب افزایش مقاومت هادی‌ها و افزایش دمای ترانس‌ها و در نتیجه افزایش تلفات شود. همچنین عوامل محیطی مانند باد و طوفان و نوسان و لرزش شبکه باعث شل و فرسوده شدن اتصالات می‌شوند که موجب افزایش تلفات خواهد شد. درجه

حرارت هوا، میزان رطوبت و املاح نمکی و آلودگی هوا نیز باعث افزایش جریان نشتی در مقرها می‌شوند.

۱۸) نبود منابع تولید در شبکه‌های توزیع: در صورت وجود وجود منابع انرژی گسترده در سطح شبکه‌های توزیع و برنامه‌ریزی صحیح جهت استفاده از این منابع (با در نظر داشتن تلفات)، می‌توان درصدی از بار مصرفی را توسط این منابع تامین کرد که همین امر موجب کاهش جریان عبوری از شبکه و کاهش تلفات خواهد شد.

۱۹) نداشتن طرح جامع برای توسعه و بهبود شبکه: با توجه به رشد بار مصرفی در شبکه و نیاز به احداث پست‌های جدید فوق توزیع و همچنین شبکه‌های فشارمتوسط و ضعیف، شرکت‌های توزیع باید برنامه‌ریزی دقیقی برای این مسائل داشته باشند تا بتوانند با کم‌ترین هزینه و تلفات بار را تامین کنند. همچنین باید برنامه‌های تعمیر و نگهداری منظمی وجود داشته باشد تا بتوان براساس آن‌ها در زمان‌های مشخصی کار تعمیرات و اصلاح بخش‌های مختلف شبکه را بخوبی انجام داد که موجب کاهش تلفات خواهد شد. بنابراین شرکت‌های توزیع نیازمند طرح‌های جامعی در برنامه‌ریزی و بهره‌برداری خواهند بود.

۲۰) کافی نبودن میزان کارایی بعضی از پرسنل و مشکل بودن نظارت و کنترل مستمر آن: تمامی تصمیماتی که در بخش‌های مختلف شرکت توزیع گرفته می‌شود اگر بدون محاسبات فنی و اقتصادی صورت گیرد می‌تواند موجب افزایش تلفات شبکه شود. بنابراین، لازم است که میزان اثربخشی تصمیمات در بخش‌های مختلف شرکت توزیع بر روی پارامترهای فنی شبکه ارزیابی شود. به‌طور مثال می‌توان موارد زیر را اشاره کرد:

- آیا در هنگام خرید و نصب ترانس‌ها به میزان تلفات بارداری و بی‌باری آن‌ها توجه می‌شود و یا فقط میزان هزینه لحاظ می‌شود؟

- آیا در هنگام تقسیم بار بین فازها به مسائل فنی شبکه توجه می‌شود؟
- آیا هزینه تلفات را به عنوان بخشی از فرآیند تصمیم‌گیری برای انتخاب اندازه هادی‌های خطوط جدید یا بازسازی‌شده در نظر می‌گیرید؟
- آیا برنامه‌های فعلی تعمیرات و نگهداری به‌طور منظم ارزیابی می‌شود؟

(۲۱) تلفات انرژی ناشی از عدم تطابق مشخصات فنی ترانسفورماتورهای موازی در پست‌های

فوق توزیع: به‌طور کلی عامل عمده که در ایجاد این پدیده موثر است عدم دقت به طراحی و انتخاب و یا اشکال بهره‌برداری در حالت کار موازی ترانسفورماتورها است که بیش‌تر مربوط به عدم یکسانی درصد امپدانس و یا نسبت تبدیل است که در چنین حالتی جریان دورانی ایجاد شده در ثانویه ترانسفورماتورها موجب داغ شدن یکی از آن‌ها و کاهش راندمان دیگری خواهد شد. این جریان دورانی موجب اضافه بار شدن ترانسفورماتور با ولتاژ ثانویه بالا و محدودیت بارکشی از ترانسفورماتور با ولتاژ ثانویه پایین گشته و راندمان ترانسورماتور دوم را مقدار زیادی کاهش می‌دهد و در این حالت تلفات اهمی اضافه‌ای بر ترانسفورماتور اول تحمیل می‌گردد. با توجه به مباحث مطرح شده مبنی بر اینکه پست‌های فوق توزیع نیز در اختیار شرکت‌های توزیع قرار گیرند، بنابراین در این صورت این مسئله موضوعی بسیار جدی خواهد شد که عدم توجه به آن می‌تواند تلفات شبکه را افزایش دهد.

(۲۲) مناسب نبودن ساختار شبکه با توجه به مانورهای ممکن و محدودیت‌های مرتبط:

پیکربندی شبکه از نظر تلفات بر روی انتقال برق تاثیر می‌گذارد. شبکه‌های فشارمتوسط به‌طور معمول به‌صورت حلقه‌های باز پیکربندی شده و به منظور توانایی جدا کردن خطا و بازگرداندن توان کنترل می‌شوند. با توجه به اینکه که تقاضا در طول زمان تغییر می‌کند، غالباً یک پیکربندی خاص

شبکه، برای حالت‌های مختلف تقاضا مطلوب نیست. بنابراین در صورت عدم اصلاح ساختار شبکه، ممکن است مقدار تلفات شبکه بیشتر از حالت بهینه ممکن باشد.

۲۳) دقیق نبودن پیش‌بینی عوامل موثر بر توسعه یا اصلاح و بهینه‌سازی شبکه از قبیل

چگالی بار: پیش‌بینی‌های صحیح برآورد بار، چگالی بار، رشد مصرف، تهیه طرح جامع توزیع و برنامه‌ریزی صحیح برای احداث شبکه‌های برق و به‌کارگیری بهینه آن‌ها، اجرای ضوابط و معیارهای فنی در طراحی، به‌کارگیری مشخصات فنی و استانداردها در طراحی و اجرا، به‌کارگیری مناسب دستورالعمل‌های اجرایی در بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات شبکه‌های برق، برقراری نظام بازرسی در کلیه مراحل، برقراری سامانه‌های اطلاعاتی برای شبکه‌های برق مانند نقشه‌ها، اطلاعات دینامیکی، مشخصات فنی تجهیزات و برقراری نظام نظارت و ارزیابی مستمر از جمله عوامل کاهش تلفات خواهند بود.

۲۴) مناسب نبودن روش‌های جلوگیری از نشتی جریان (شامل نشتی از طریق مقره‌ها و

شاخه درختان): نداشتن برنامه‌های منظم در تعمیر و نگهداری شبکه به منظور چک کردن وضعیت مقره‌ها باعث می‌شود که نشتی جریان از طریق آن‌ها افزایش یابد. هم‌چنین با توجه به عبور زیاد خطوط شبکه از درختان در خیابان‌ها و کوچه‌ها، عدم شاخه‌زنی مناسب آن‌ها می‌تواند تلفات شبکه را افزایش دهد.

۲۵) عدم هماهنگی بین عرضه و تقاضا: عدم پیش‌بینی صحیح بار مصرفی در شبکه‌های توزیع

و در نتیجه احداث پست‌های فوق توزیع و ترانس‌های توزیع به منظور تامین این بار، می‌تواند باعث افزایش تلفات در شبکه شود.

۲۶) تلفات در اثر استفاده از لوازم و تجهیزات نامرغوب: نوع مواد به کار رفته در تجهیزات و

لوازم الکتریکی با توجه به وجود مقاومت و هم‌چنین عایق‌های به کار رفته باعث ایجاد تلفات عایقی

و مسی می‌شود و در صورتی که مواد به‌کاررفته در تجهیزات و لوازم نامرغوب باشند باعث افزایش تلفات خواهد شد.

۲۷) تلفات ناشی از اضافه بار تجهیزات: اضافه بار بر روی ترانس و خطوط موجب گرم شدن

آن‌ها و در نتیجه افزایش تلفات می‌شود.

در نهایت می‌توان میزان اثر هر کدام از عوامل را بر روی تلفات مختلف شبکه به‌صورت جدول (۲)-

(۱) نشان داد.

جدول ۱-۲: اثر هر عامل بر افزایش تلفات مختلف شبکه

ردیف	عوامل افزایش تلفات	اثر بر روی پارامترهای تلفات
۱	افزایش طول خطوط فشارمتوسط و ضعیف	افزایش تلفات اهمی خطوط
۲	سایز نامناسب هادی‌های خطوط توزیع	افزایش تلفات اهمی خطوط
۳	نامتعادلی فازها	افزایش تلفات اهمی خطوط
۴	هارمونیک	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها
۵	بارگذاری نامناسب ترانس‌ها	تلفات هسته و بارداری ترانس‌ها
۶	تلفات اضافی ناشی از کشیفی روغن و لجن گرفتگی دور سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور توزیع	تلفات اهمی ترانس‌ها
۷	تلفات ناشی از جذب رطوبت توسط روغن ترانسفورماتورهای توزیع	افزایش تلفات اهمی ترانس‌ها
۸	تلفات اضافی ناشی از اتصال کوتاه‌های متوالی بر روی فیدرهای ثانویه ترانسفورماتورهای توزیع	افزایش تلفات اهمی ترانس‌ها
۹	اثر پوستی	افزایش تلفات اهمی خطوط
۱۰	ضریب توان نامناسب	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها
۱۱	عدم اجرای برنامه های مدیریت مصرف	افزایش تلفات خطوط و ترانس‌ها
۱۲	تلفات ناشی از افت ولتاژ	افزایش تلفات اهمی خطوط
۱۳	تلفات ناشی از سیستم زمین نامناسب	افزایش تلفات اهمی خطوط
۱۴	فرسودگی شبکه و عدم توجه به اصلاح و بازسازی آن	افزایش تمامی مؤلفه‌های تلفات

۱۵	استفاده از روش‌های سنتی در طراحی و بهره‌برداری شبکه توزیع	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها
۱۶	بکار بردن کلمپ‌های آلیاژ آهن در خطوط ۲۰ کیلوولت و تلفات بیش‌تر نسبت به کلمپ‌های آلومینیومی	افزایش تلفات اتصالات
۱۷	تاثیر عوامل محیطی بر افزایش تلفات	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها
۱۸	نبود منابع تولید در شبکه‌های توزیع	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها
۱۹	نداشتن طرح جامع برای توسعه و بهبود شبکه	افزایش تمامی مؤلفه‌های تلفات
۲۰	کافی نبودن میزان کارایی بعضی از پرسنل و مشکل بودن نظارت و کنترل مستمر آن	افزایش تلفات اتصالات و تلفات غیرفنی
۲۱	تلفات انرژی از عدم تطابق مشخصات فنی ترانسفورماتورهای موازی در پست‌های فوق توزیع	تلفات هسته و اهمی
۲۲	مناسب نبودن ساختار شبکه با توجه به مانورهای ممکن	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها
۲۳	دقیق نبودن پیش‌بینی عوامل موثر بر توسعه یا اصلاح و بهینه‌سازی شبکه از قبیل چگالی بار	افزایش تمامی مؤلفه‌های تلفات
۲۴	مناسب نبودن روش‌های جلوگیری از نشت جریان	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها
۲۵	عدم هماهنگی بین عرضه و تقاضا	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها
۲۶	استفاده از لوازم و تجهیزات نامرغوب	افزایش تمامی مؤلفه‌های تلفات
۲۷	تلفات ناشی از اضافه بار تجهیزات	افزایش تلفات اهمی خطوط و ترانس‌ها

۲-۴) شناسایی اجزایی از تلفات و مسائل منجر به افزایش آن که مرتبط با حوزه

بهره‌برداری است

در این بخش تمامی مطالبی که در بخش قبل به طور کامل توضیح داده شده، به نحوی دسته‌بندی می‌شود که عوامل مربوط به حوزه‌های برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از آن جدا شود. بخش برنامه‌ریزی شبکه

را به صورت کلی می‌توان به دو بخش انتخاب تجهیزات و طراحی شبکه تقسیم بندی کرد. در بخش انتخاب تجهیزات ممکن است در اثر عوامل مختلفی تجهیزات نامناسب مخصوصا از لحاظ تلفات برای شبکه انتخاب شده باشند که در میان مدت و بلندمدت تلفات شبکه را افزایش دهند. این مسئله باید در بهره‌برداری شناسایی شده و به برنامه‌ریز شبکه که مسئولیت انتخاب تجهیزات را برعهده دارد منعکس شود. همچنین بخشی مهمی از برنامه‌ریزی شبکه مربوط به حوزه طراحی شبکه است. در طراحی پست‌ها، شبکه‌های فشارمتوسط و فشارضعیف و دیگر بخش‌های شبکه باید مسئله تلفات علاوه بر هزینه و دیگر عوامل در نظر گرفته شود. به‌طور مثال استفاده از یک هادی در طراحی شبکه ممکن است هزینه سرمایه‌گذاری اولیه زیادی را به شرکت توزیع تحمیل کند؛ اما با توجه به تلفات کم آن در مقایسه با هادی‌های مشابه، در یک طراحی بلندمدت ممکن است بسیار اقتصادی باشد. البته در این نوع طراحی توجه به ارزش واقعی تلفات در محاسبات و تحلیل‌های فنی و اقتصادی بسیار مهم است. در حوزه بهره‌برداری، بسیاری از عوامل به نوع بهره‌برداری از شبکه مربوط است و همچنین تعدادی از مسائل نیز به حوزه تعمیر و نگهداری شبکه مربوط هستند.

با توجه به اینکه هدف این مطالعه بر روی مسائل حوزه بهره‌برداری است، در این مرحله این تفکیک انجام می‌شود تا در ادامه پروژه فقط بر روی عوامل فنی در حوزه بهره‌برداری تمرکز شود. در جدول (۲) عوامل تلفات و افزایش آن به‌طور کامل ذکر شده و مشخص شده که هر کدام مربوط به کدام حوزه مطالعاتی است. همان‌طور که در این جدول نشان داده شده عوامل بسیار زیادی در بهره‌برداری وجود دارد که بر روی تلفات و افزایش آن اثرگذارند.

جدول ۲-۲: ارتباط تلفات و عوامل افزایش آن با حوزه‌های مطالعاتی شبکه توزیع

حوزه مرتبط	اجزای تلفات و عوامل افزایش تلفات
حوزه بهره‌برداری	تلفات ناشی از نامتعادلی فازها
حوزه بهره‌برداری	تلفات ناشی از هارمونیک
حوزه بهره‌برداری	تلفات ناشی از ضریب توان نامناسب
حوزه بهره‌برداری	تلفات ناشی از اضافه بار تجهیزات
حوزه بهره‌برداری	تلفات ناشی از افت ولتاژ
حوزه بهره‌برداری	تلفات ناشی از نشت جریان در تجهیزات شبکه
حوزه بهره‌برداری	تلفات اضافی ناشی از کثیفی روغن و لجن گرفتگی دور سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور توزیع
حوزه بهره‌برداری	تلفات ناشی از جذب رطوبت توسط روغن ترانسورماتورهای توزیع
حوزه بهره‌برداری	تلفات اضافی ناشی از اتصال کوتاه‌های متوالی بر روی فیدرهای ثانویه ترانسفورماتورهای توزیع
حوزه بهره‌برداری	اثر پوستی
حوزه بهره‌برداری	عدم اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف
حوزه بهره‌برداری: تعمیر و نگهداری شبکه	فرسودگی شبکه و عدم توجه به اصلاح و بازسازی آن
حوزه بهره‌برداری	استفاده از روش‌های سنتی در طراحی و بهره‌برداری شبکه توزیع
حوزه بهره‌برداری	بکار بردن کلمپ‌های آلیاژ آهن در خطوط ۲۰ کیلوولت و تلفات بیش‌تر نسبت به کلمپ‌های آلومینیومی
حوزه بهره‌برداری	تأثیر عوامل محیطی بر افزایش تلفات
حوزه بهره‌برداری	کافی نبودن میزان کارایی بعضی از پرسنل و مشکل بودن نظارت و کنترل مستمر آن
حوزه بهره‌برداری	مناسب نبودن روش‌های جلوگیری از نشتی جریان (شامل نشتی از طریق مقرها و شاخه درختان)
هر دو حوزه برنامه‌ریزی و بهره‌برداری	تلفات مسی خطوط، تلفات بارداری ترانس، تلفات ناشی از اتصالات شبکه، تلفات وسایل اندازه‌گیری، تلفات بی‌باری ترانس، تلفات عایقی
هر دو حوزه برنامه‌ریزی و بهره‌برداری	مناسب نبودن ساختار شبکه با توجه به مانورهای ممکن و محدودیت‌های مرتبط
حوزه برنامه‌ریزی: طراحی شبکه	افزایش طول خطوط فشارمتوسط و ضعیف
حوزه برنامه‌ریزی: طراحی شبکه	عدم هماهنگی بین عرضه و تقاضا
حوزه برنامه‌ریزی: انتخاب تجهیزات	تلفات در اثر استفاده از لوازم و تجهیزات نامرغوب
حوزه برنامه‌ریزی: طراحی شبکه	دقیق نبودن پیش‌بینی عوامل موثر بر توسعه یا اصلاح و بهینه‌سازی شبکه از قبیل چگالی بار

حوزه برنامه‌ریزی	نبود منابع تولید در شبکه‌های توزیع
حوزه برنامه‌ریزی: طراحی شبکه	تلفات ناشی از سیستم زمین نامناسب
حوزه برنامه‌ریزی: طراحی شبکه	سایز نامناسب هادی‌های خطوط توزیع
حوزه برنامه‌ریزی: طراحی شبکه	بارگذاری نامناسب ترانس‌ها
حوزه برنامه‌ریزی: طراحی شبکه	تلفات انرژی از عدم تطابق مشخصات فنی ترانسفورماتورهای موازی در پست‌های فوق توزیع

۲-۵) شناسایی اقدامات موثر در کاهش تلفات فنی

با مشخص شدن عوامل مربوط به تلفات و افزایش آن که مربوط به حوزه بهره‌برداری است، در این بخش عوامل و راهکارهای کاهش تلفات در حوزه بهره‌برداری به‌طور کامل مورد بررسی قرار خواهد گرفت و مشخص می‌شود که هر اقدام بر کدام جنبه از تلفات اثرگذار خواهد بود. روش‌های زیادی برای کاهش تلفات فنی وجود دارد که به‌صورت زیر بیان شده‌اند [۱۳].

۱) افزایش سطح ولتاژ [۱۳]: این تکنیک در کاهش تلفات فنی و بهبود کیفیت توان در

سیستم‌های توزیع موثر و کارآمد است. در این روش، تبدیل سیستم توزیع با ولتاژ پایین به ولتاژ بالا انجام می‌شود. افزایش سطح ولتاژ در شبکه‌های توزیع، جریان مورد نیاز برای تامین بار با همان توان قبلی را کاهش می‌دهد و به اندازه قابل توجهی افت ولتاژها و تلفات خطوط بهبود می‌یابد. با این حال، در طول اجرای این راه حل باید مراقب بود، زیرا با افزایش ولتاژ آسیب‌های عایقی می‌تواند به آسانی رخ دهد. این راهکار مربوط به حوزه بهره‌برداری است و باید با پایش مداوم قسمت‌های مختلف شبکه، نقاطی که دارای افت ولتاژ خصوصاً در ساعات پیک بار هستند، شناسایی شوند. به نظر می‌آید این مکان‌ها که بیش‌تر در فیدرهای پربار و مخصوصاً در نقاط مرکزی شهرها باشند [۱۶].

(۲) مدیریت توان راکیتو با خازن گذاری مناسب و به کارگیری ادوات FACTS [۱۲]:

افزایش نیاز به تامین انرژی و به همان اندازه افزایش قابلیت اطمینان و کاهش تلفات از نیازهای ضروری در شبکه های توزیع است. سیستم های انتقال AC انعطاف پذیر که به ادوات FACTS معروف هستند، با به کارگیری از کنترل کننده ها و ادوات الکترونیک قدرت، جهت تقویت و بهبود کنترل پذیری و توسعه ظرفیت خطوط شبکه های انتقال و توزیع استفاده می شوند. به طور کلی ادوات FACTS پارامترها و مشخصات خطوط شبکه توزیع (مثل امپدانس سری که به عنوان محدودیت اصلی افزایش ظرفیت شبکه عمل می کند) را کنترل کرده و در نتیجه موجب کاهش تلفات و افزایش ظرفیت خطوط شبکه توزیع تا حد ممکن خواهد شد. همچنین، اقدامات کنترل ولتاژ محلی (تزریق یا جذب توان راکتیو) راهی رایج برای پشتیبانی ولتاژ و کاهش تلفات راکتیو در شبکه های توزیع هستند. جبران این توان راکتیو می تواند توسط بانک های خازنی یا از طریق تولیدات پراکنده متصل به شبکه حاصل شود. خازن گذاری بر روی شبکه های فشار متوسط و فشار ضعیف می تواند باعث شود که توان راکتیو مورد نیاز شبکه به صورت محلی تامین شود و جریان کمتری از پست های فوق توزیع گرفته شود که این امر می تواند بر روی تلفات خطوط و ترانس ها بسیار اثرگذار باشد [۱۳].

(۳) افزایش ظرفیت خطوط [۱۳]: افزایش سطح مقطع کابل ها منجر به کاهش تلفات متغیر

در سیستم می شود. این به دلیل این واقعیت است که رساناها با سطح مقطع بیش تر دارای مقاومت کمتری هستند. یک رویکرد پیشنهادی دیگر این است که از ابررساناهای دما بالا استفاده شود که مقاوت آن ها زمانی که تا دمای منفی ۱۸۰ درجه سانتی گراد خنک می شوند بسیار ناچیز است و آن ها می توانند تا ۵ برابر جریان نسبت به کابل های سنتی با همان ابعاد

را عبور دهند. تلفات در این سیستم‌ها تنها برای انرژی مورد نیاز جهت خنک کردن آن‌ها است.

(۴) متناسب نمودن طول خطوط با بار آن‌ها: به‌طور کلی، عمده تلفات در شبکه فشارمتوسط

ناشی از عوامل خاصی مانند طولانی بودن فیدرها، رشد بار یا اضافه شدن یک مشترک با مصرف بالا است که با کاهش طول فیدر و بارگذاری مناسب فیدر، این تلفات کاهش می‌یابند. در واقع طول شبکه فشارمتوسط یا فشارضعیف باید با توجه به بار مصرفی موجود یا پیش‌بینی شده در آینده تعیین شوند تا افت ولتاژ شبکه در محدوده مجاز باشد؛ چون در صورت بالا بودن طول شبکه، ولتاژ بیش‌تر افت کرده و در نتیجه تلفات خط افزایش می‌یابد.

(۵) تعدیل بار بین خطوط و پست‌ها [۱۳]: تقسیم متعادل بارها بین ترانسفورماتورهای برق

که فیدرهای خروجی را تغذیه می‌کنند، خصوصا در پست‌های فشار ضعیف که مشترکین متعددی در شاخه‌های مربوط به هر فیدر تغذیه می‌شوند، باعث می‌گردد که میزان تلفات در ترانسفورماتورهای قدرت شبکه‌های برق (خصوصا شبکه توزیع نیروی برق) کاهش یابد.

(۶) استفاده از ترانسفورماتورهای کارآمد انرژی [۱۳]: همانطور که ترانسفورماتورها مسئول

تلفات برای هردو تلفات ثابت و متغیر در سیستم هستند و تعویض آن‌ها آسان‌تر از تغییر کابل‌ها و خطوط است، این گزینه پتانسیل خوبی را برای کاهش تلفات فراهم می‌کند و تقریبا بر روی تمام عوامل تلفات اثر می‌گذارد. استراتژی تعویض ترانسفورماتورها وابسته به تعداد مصرف‌کننده‌ها، سایز و اندازه ترانسفورماتورها است. طول عمر ترانسفورماتورها حدود ۴۰ سال است، به این معنی که ترانسفورماتورهای کارآمد می‌توانند تاثیر طولانی مدتی بر روی تلفات فنی داشته باشند. انجام مطالعات فنی و اقتصادی به این منظور حتما باید انجام

شود تا مشخص شود درآمد ناشی از کاهش تلفات برای شبکه می‌تواند به هزینه جایگزینی ترانس‌ها در چه افق زمانی برابری کند و در واقع زمان بازگشت سرمایه چقدر خواهد بود.

(۷) استفاده بهینه از ظرفیت ترانسفورماتورها [۷]: در شبکه‌های توزیع یافتن روش‌های

مناسب تغذیه مشترکین با هدف داشتن کم‌ترین تلفات ممکن بسیار ارزشمند خواهد بود. ترکیب بهینه یک سیستم تغذیه به‌طور کلی با انتخاب مناسب قدرت و تعداد ترانسفورماتورها و هم‌چنین، در نظر گرفتن پارامترهایی شامل شاخص رشد مصرف سالیانه، ضریب هم‌زمانی، ضریب بار منطقه، عمر مفید تجهیزات، طول و سطح مقطع فیدرهای فشار ضعیف و چگالی بار منطقه امکان‌پذیر خواهد شد. در این صورت هزینه استفاده از ترانسفورماتورها و سرمایه‌گذاری حداقل شده و تلفات کاهش می‌یابد. همان‌طور که مشخص است، بخش قابل توجهی از تلفات شبکه‌های توزیع به تلفات بی‌باری و بارداری ترانس‌ها مربوط می‌شود. بنابراین، مطالعات فنی و اقتصادی در رابطه با استفاده بهینه از ترانس‌ها و کاهش مقدار این تلفات جهت تعیین قدرت‌های مناسب ترانسفورماتورها از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. بهره‌برداری نامناسب از ظرفیت ترانس‌ها باعث افزایش بی‌رویه سرمایه‌گذاری و در نتیجه، افزایش تلفات خواهد شد. یک نکته مهم اینکه، نصب ترانسفورماتورها با قدرت بیش‌تر از حد نیاز در شبکه‌های توزیع، توجیه‌پذیر نخواهد بود.

(۸) تست کردن روغن ترانس‌ها [۷]: روغن ترانس، به‌عنوان عایق ترانسفورماتورها و با هدف

عایق‌کاری و خاصیت خنک‌کنندگی ترانسفورماتورها مورد استفاده قرار می‌گیرد. به همین دلیل، کیفیت دی‌الکتریک روغن ترانسفورماتورها یک عامل مهم جهت کارکرد مناسب و ایمن ترانسفورماتورها است. به عبارت دیگر، باید روغن ترانسفورماتورها با زوال روغن در اثر طول عمر و نفوذ رطوبت، به‌صورت دوره‌ای تست شود. چون در غیر این‌صورت، بازده و عملکرد

ترانسفورماتورها پایین آمده و تلفات شبکه به طور قابل توجهی افزایش می یابد. بنابراین، توالی و روندهای تست روغن ترانسفورماتورها دارای استانداردهای بین المللی است. شرکت های توزیع باید تست دوره ای روغن ترانسفورماتورها را به صورت منظم انجام دهند، چون بخش عمده ای از تلفات شبکه توزیع مربوط به ترانس ها است. در نتیجه، با استفاده از این تست، عمر ترانسفورماتورها تا حد زیادی افزایش یافته و از همه مهم تر، عملکرد استاندارد خود را در طول دوره بهره برداری با حداقل تلفات ممکن خواهند داشت.

(۹) تعویض تحت برنامه های کاربردی^۱: در زمان کم باری در ترانسفورماتورهای دوگانه یا سه گانه، تعویض و خروج یکی از ترانسفورماتورها از لحاظ تئوری امکان پذیر است؛ اما از لحاظ عملی نیاز به بررسی بیشتر دارد. به طور کلی، این مسأله می تواند کل تلفات را زمانی که تلفات آهنی از تلفات مسی بیش تر است، کاهش دهد. به طور کلی، این مسأله زمانی که ترانسفورماتورها تحت بارگذاری کمتر از ۴۵ درصد مقدار نامی هستند، رخ می دهد. زمانی که بار افزایش می یابد، یک الگوریتم ساده می تواند جهت بازگرداندن برنامه اولیه بهره برداری از ترانس ها، با هدف فراهم نمودن پروفیل تلفات بهینه در هر سال، به کار گرفته شود. تغییر بهره برداری به این روش قابل انجام است، اما برخی مفاهیم فنی و امنیتی قابل توجه باید مورد بررسی قرار گیرند. هم چنین، این سیستم برای ترانسفورماتورهای تحت بارگذاری زیاد مناسب نیست و وابسته به اجرای برنامه خاصی در آن مکان است.

(۱۰) تعویض ترانسفورماتورها [۱۳]: به جای حذف گام ترانسفورماتور که ممکن است یک عمل طولانی مدت باشد، تعویض ترانسفورماتورها در دوره های کم باری برای پیکربندی

¹ Switching out under utilised plant

امکان پذیر است که ترانسفورماتورهای چندگانه در پست‌ها برای تامین پیک بار یا برای افزایش آن مورد نیاز هستند.

(۱۱) **بازآرایی شبکه [۱۳]:** پیکربندی شبکه بر روی میزان تلفات از لحاظ فاصله انتقال برق اثر می‌گذارد. شبکه‌های فشارمتوسط معمولاً به صورت حلقه باز پیکربندی شده و به منظور توانایی جدا کردن خطا و بازگرداندن توان کنترل می‌شوند. همانطور که تقاضا به صورت فضایی و در زمان تغییر می‌کند، اغلب موارد این است که پیکربندی شبکه برای یک وضعیت تقاضای خاص مطلوب نیست. بنابراین ممکن است بعضی از محدوده‌ها برای کاهش تلفات با استفاده از بازآرایی شبکه وجود داشته باشد که از مسیرهای کوتاه تر و مستقیم‌تر بیشترین تقاضا را تامین کند. با توجه به متغیر بودن بار مصرفی در شبکه و جابه‌جایی زیاد مصرف در فیدرهای فشارمتوسط، می‌توان با بازآرایی شبکه در دوره‌های زمانی کوتاه‌مدت یا بلندمدت تاحد زیادی تلفات شبکه را کاهش داد.

(۱۲) **شبکه‌های توزیع فعال [۱۳]:** در سالهای اخیر مطالعات بسیاری در راستای ایجاد زیرساخت‌ها و راه‌اندازی شبکه‌های توزیع هوشمند، ریزشبکه‌ها و شبکه‌های توزیع فعال انجام شده است. اگرچه انگیزه‌های مختلفی برای ایجاد این شبکه‌ها بیان می‌شود ولی کاهش تلفات یکی از اهدافی است که با راه‌اندازی این شبکه‌ها محقق می‌شود. به بیان کامل‌تر، نصب منابع انرژی پراکنده در نزدیکی مشترکان و بهره‌برداری از زیرساخت‌های هوشمند شبکه موجب کاهش تلفات فنی شبکه خواهد شد. از یک طرف زیرساخت‌های اندازه‌گیری بوجود آمده محاسبه دقیق‌تر تلفات در نقاط مختلف شبکه را تسهیل می‌کنند و از طرف دیگر، ابزارهای جدیدی برای کاهش تلفات شبکه ایجاد می‌شود. در فضای شبکه‌های توزیع فعال منابع انرژی مختلفی شامل منابع تولیدات پراکنده سنتی و تجدیدپذیر، ذخیره‌سازها

و برنامه‌های مدیریت مصرف وجود دارند که به بهره‌بردار شبکه کمک می‌کند تا بار مصرفی شبکه را با استفاده از این منابع به نحوی تامین کند که انرژی خریداری شده از شبکه بالادست کاهش یافته و در نتیجه تلفات شبکه کاهش یابد. همچنین وجود زیرساخت اطلاعاتی و اندازه‌گیری مناسب در این شبکه به بهره‌بردار کمک می‌کند تا با گرفتن پخش بار در قسمت‌های مختلف شبکه نقاط ضعف و پر تلفات شبکه را شناسایی کند.

(۱۳) تعمیر و نگهداری تجهیزات و تست‌های دوره‌ای منظم: فرسودگی تجهیزات یکی از

عوامل مهم تلفات است. معمولاً گذشت زمان خاصیت رسانایی هادی‌های مسی را کاهش داده و منجر به افزایش مقاومت وصل کلیدهای قدرت می‌گردد. تلفات آهنی هسته ترانسفورماتورها، CTها و CVTها با افزایش عمر روندی صعودی در پیش می‌گیرند و همچنین تلفات عایقی تمامی تجهیزات به دلیل ضعف عایقی ناشی از طول عمر، بشدت بالا می‌رود. برای کاهش تلفات به این شکل انجام خدمات مربوط به تعمیر و نگهداری تجهیزات و تست‌های دوره‌ای منظم جهت کنترل فرسودگی قطعات عمده‌تر گران قیمتی که در صنعت برق به کار می‌روند بسیار ضروری و الزام‌آور است.

(۱۴) جابه‌جایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آن‌ها به مرکز ثقل بار در صورت امکان:

معمولاً ترانسفورماتورهای توزیع با توجه به مصرف کنندگان در مرکز ثقل بار قرار نمی‌گیرند. با توجه به اینکه دورترین مصرف کنندگان حتی اگر یک سطح ولتاژ خوب در ثانویه ترانسفورماتور حفظ شود ولتاژ بسیار پایین را دریافت می‌کنند که این امر منجر به تلفات بیش‌تر در شبکه توزیع می‌شود. در این روش، ترانسفورماتورهای توزیع باید در مرکز ثقل بار قرار بگیرند و ترانسفورماتورهای بزرگ با ترانسفورماتورهای کوچک‌تر جایگزین شوند تا تعداد مصرف کنندگان کم‌تری را تامین نمایند و ولتاژ مطلوب حفظ شود [۱۶]. همچنین چون انتقال ترانس ممکن

است در بسیاری از شرایط امکان پذیر نباشد می توان با نصب ترانس جدید در شبکه و تامین بخشی از بار مصرفی توسط این ترانس جدید، تلفات شبکه را تا حد زیادی کاهش داد.

(۱۵) تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک: تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک ولتاژ را در نقطه ای از محل

در مراحل گسسته افزایش می دهد که به نوبه خود مشخصات ولتاژ را بهبود می بخشد و تلفات را در قسمت های دورتر از نقطه موقعیت آن به سمت دریافت کننده را کاهش می دهد. به طور کلی، تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک ولتاژ را تا ۱۰ درصد در هر مرحله تقویت می کند. کاهش تلفات به طور مستقیم متناسب با تقویت ولتاژ است.

(۱۶) مدیریت بار: تقاضای مصرف کنندگان را می توان با ارائه تشویق جهت کاهش دادن توان

مصرفی در طول دوره پیک و جهت نصب تجهیزات کارآمدتر کاهش داد. از آنجا که تلفات توان یک عملکرد غیر خطی جریان است، حتی کاهش نسبتاً کم در مصرف توان در دوره پیک می تواند تاثیر قابل توجهی بر روی تلفات کل بگذارد.

(۱۷) متعادل سازی فازها: عدم تعادل در بارگذاری بین ۳ فاز منجر به افزایش اجتناب ناپذیر

جریان در یکی از فازها می شود، که تلفات حاشیه ای را افزایش می دهد. عدم تعادل یک پدیده رایج در شبکه های فشار ضعیف است که در آن مشتریان تک فاز یا ۲ فاز به سیستم ۳ فاز متصل می شوند. این عدم تعادل ها منجر به افزایش جریان در یک فاز و همچنین تلفات می شود. اقدام جهت کاهش تلفات ناشی از این حالت این است که بارها را از یک فیدر به فیدر دیگر به صورت استاتیکی یا دینامیکی انتقال دهیم تا بار کل را در فیدرهای چندگانه و ترانسفورماتور متمرکز کنیم. همانطور که تقاضا در زمان تغییر می کند، متعادل سازی مطلوب باید در دوره های کوتاه مدت و در واکنش به تغییرات تقاضا انجام شود.

۱۸) متعادل سازی بار (انشعاب مشترکین) [۱۲]: تعادل بار بین سه فاز شبکه های برق خصوصا

در شبکه های توزیع باعث کاهش میزان تلفات ترانسفورماتورهای توزیع و تلفات شبکه های برق خواهد شد. رعایت دستورالعمل های مربوط به واگذاری انشعابات الکتریکی به مشترکین برق، توجه به میزان دیماند مصرفی مشترکین و میزان مصرف واقعی آن ها و برقراری نوعی تعادل در سه فاز باعث کاهش تلفات خواهد شد.

۱۹) کاهش تلفات ناشی از هارمونیک ها: هارمونیک ها به دلیل وجود بارهای غیرخطی در

سیستم به وجود می آید. گرمای بیش از حد تجهیزات، کاهش طول عمر وسایل، دستگاه های اندازه گیری و حفاظتی، کاهش ضریب توان، کاهش راندمان سیستم ناشی از تلفات از اثرات اصلی هارمونیک ها هستند [۱۷]. برای کاهش هارمونیک ها و تلفات ناشی از آن از فیلترهای Passive استفاده می شود. همچنین از ترانس های یکپارچه با اتصال زیگزاگ در سمت ثانویه که عملکرد پسیو دارد و موجب کاهش هارمونیک جریان سمت خط خواهد شد، استفاده می شود [۱۸]. همچنین می توان با زمین کردن درست تجهیزات ساختمانی هارمونیک را کاهش داد. راه حل دیگر اینکه سیم نول شبکه توزیع را افزایش داد به نحوی که برای هر فاز یک سیم نول داشته باشیم این کار باعث جلوگیری از اتلاف گرمایی خواهد شد. همچنین از ترانسفورماتورهای HMT^۱ نیز می توان استفاده کرد که باعث کاهش هارمونیک ها می شود. با اینکه بهبود هارمونیک ها در شبکه موجب بهبود تلفات خواهد شد، انرژی مورد نیاز برای بهره برداری تجهیزات به منظور بهبود هارمونیک ها می تواند بیش تر از مقدار حاصل از بهبود تلفات است.

^۱ Harmonic Mitigating Transformer

(۲۰) کاهش تلفات ناشی از اتصالات شبکه: اتصالات سست از عمده‌ترین اشکالاتی هستند که به فراوانی در شبکه‌های برق و سایر سیستم‌های الکتریکی یافت می‌شود. اتصالات سست از جمله کنتاکت‌های شل یا دارایی فشار کم ممکن است در هنگام مونتاژ یا نصب تجهیزات و دستگاه‌ها به وجود آیند، عدم استفاده از واشر فنری در اتصالات هوایی، عدم استفاده از کلمپ مناسب در اتصالات باعث ایجاد تلفات و افزایش حرارت می‌شود. از دیگر موارد مهم ایجاد تلفات در اتصالات سست تابلوهای توزیع برق است مثل اشکال در پایه فیوزها، نامناسب بودن اتصال کابلشوهای کابل‌ها به پایه فیوز و همچنین وجود اکسید شدگی و خوردگی در گیره‌ها است. وجود جمپ‌های غیر استاندارد نیز یکی از موارد عمده بروز داغی و تلفات در شبکه توزیع است که به دو دلیل رخ می‌دهد (۱) نامناسب بودن مقطع سیم جمپر با جریان عبوری از آن (۲) سست بودن محل اتصال جمپر به شبکه ناشی از کلمپ‌های نامناسب. برای کاهش تلفات ناشی از اتصالات باید کلمپ‌های فرسوده را عوض کرد و یا آن‌ها را تعمیر و جایگزین کرد و یا از جمپ‌های نو و استاندارد استفاده کرد.

(۲۱) کاهش تلفات ناشی از عوامل محیطی مانند دما و رطوبت: آلودگی و رطوبت از عواملی است که بر کلیه تجهیزات شبکه بخصوص مقره‌ها اثرات نامطلوبی دارد. علاوه بر رطوبت، درجه حرارت محیط و تابش خورشید هم می‌توانند مقاومت‌های هادی‌ها را در حد وسیعی تغییر دهند. میزان افزایش درجه حرارت و تاثیر آن بر مقاومت سیم تابعی از شرایط جغرافیایی محیط و زاویه تابش و موقعیت مکانی خورشید است [۱۹]. برای سنجش میزان آلودگی بر مقره‌ها و تلفات ناشی از آن از روش پایش جریان نشتی هم استفاده می‌شود و همچنین روش‌های غیر مستقیم مثل اندازه‌گیری چگالی معادل رسوبات نمک، چگالی رسوبات نامحلول و روش مخزن غبار جهتی هم مورد استفاده قرار می‌گیرد. به منظور کاهش

این نوع تلفات می‌توان هر چند مدت مقرردها را شستشو داد اما روش بهتر استفاده از پوشش سیلیکونی^۱ است که روشی جایگزین برای شستشوی مقرردها با آب یا اعمال گریس بر روی سطح هادی است.

(۲۲) کاهش تلفات در نتیجه استفاده از سیستم زمین مناسب: سیستم زمین به منظور

حفاظت از شبکه توزیع در طول خطوط هوایی و محل نصب ترانس از دیدگاه اثر بخشی تلفات به واسطه مقاومت و محل نصب آن اهمیت زیادی دارد. اثر مقاومت زمین در بسیاری از موارد مثلاً در مواقعی که زمین خشک و ناهموار است قابل صرفنظر کردن نیست و با در نظر گرفتن ولتاژ فاز به زمین قسمت اولیه ترانس‌های توزیع و تلفات نامتعادلی بار می‌تواند روی خط توزیع اثرگذار باشد. برای اینکه سیستم زمین بتواند علاوه بر نقش حفاظتی اثر کاهنده جریان سیم نول را هم داشته باشد لازم است مقاومت زمین متصل به نقطه ستاره ترانس دارای مقاومت کم (حدود ۱ اهم) باشد، برای این منظور برای حفر چاه زمین به عمق ۳ متر از سیستم صفحه مسی دایره‌ای مشبک و میله استفاده می‌شود و اطراف صفحه مسی مخلوط نمک و زغال ریخته شود به مقاومت ۱ اهم خواهد رسید و تلفات ناشی از سیستم زمین نامناسب برطرف می‌شود.

(۲۳) کاهش مقاومت الکتریکی هادی نول: کاهش مقاومت شبکه‌های برق از طریق تعویض

هادی‌های نول فرسوده شبکه‌های فشارضعیف و جایگزینی آن‌ها با هادی‌های با سطح مقطع مناسب، انتخاب سیم زمین مناسب برای پست‌های برق براساس استانداردها و کاهش میزان مقاومت زمین پست و در حد استاندارد باعث کاهش میزان جریان‌های اضافی و گردش در شبکه‌های برق و تلفات در آن‌ها خواهد شد. انجام بازدید و اندازه‌گیری دوره‌ای براساس

¹ Room Temperature Vulcanizing (RVT)

دستورالعمل‌های مربوطه از سیستم زمین و هم‌چنین مقاومت زمین و سیم نول باعث حصول اطمینان از صحت عملکرد سیستم از این بابت خواهد شد و در صورت وجود اشکال می‌بایستی نسبت به رفع و اصلاح آن اقدام نمود.

(۲۴) کاهش تلفات ناشی از نشت جریان در تجهیزات شبکه: بخشی از انرژی الکتریکی به

صورت نشتی جریان در تجهیزات، کابل‌ها و مقره‌های خطوط هوایی به هدر می‌رود که میزان این انرژی هدر رفته تابعی از شرایط آب و هوایی است. به منظور کاهش تلفات ناشی از جریان نشتی مقره‌ها و کابل‌ها در شبکه توزیع از طراحی ایزولاسیون مناسب استفاده می‌شود [۲۰]. هم‌چنین استفاده از تجهیزات مانیتورینگ جریان نشتی برای مانیتور کردن و اعلام هشدار هنگام وقوع جریان نشتی در تاسیسات و مدارات الکتریکی به کار گرفته می‌شود. برای کاهش جریان نشتی در تجهیزات می‌توان از پوشش سیلیکونی RTV استفاده کرد. استفاده از کلید نشت جریان نیز راه‌حل دیگر کاهش نشت جریان است.

(۲۵) شاخه‌زنی درختان در تماس با خطوط: انجام عملیات شاخه‌زنی و بازدیدهای به موقع

برای جلوگیری از نشتی‌های حاصله از این بابت، کاهش تلفات نشتی را باعث خواهد شد. برای انجام این کار بهره‌بردار شبکه باید با توجه به وضعیت شبکه برنامه‌های منظم و دوره‌ای مناسبی برای انجام این کار داشته باشد.

(۲۶) بازار برق (نقش بازار برق و خرده‌فروشی در کاهش تلفات و تبیین ساز و کارهای

مرتبط): مطابق قانون استقلال شرکت‌های توزیع برق، رابطه شرکت‌های توزیع برق و شرکت توانیر باید در چهارچوب بازار برق به عنوان خریدار و فروشنده انرژی تنظیم شود. اگر این رابطه مستقر شود دیگر لزومی ندارد تا شرکت توانیر به دنبال کاهش تلفات در توزیع باشد و شرکت‌های توزیع خود دنبال این امر خواهند بود. پس اینکه شرکت توانیر دنبال کاهش

تلفات و برق غیر مجاز است به این دلیل است که بازار برق وجود ندارد. چون وقتی در بازار کالائی را می خرد فروشنده از تو سوال نمی کند چگونه آنرا مصرف می کنی و به چه منظوری؟ بازار برق به صورت صوری وجود دارد اما جنبه واقعی و عملی ندارد. رابطه شرکت های توزیع برق و توانیر مبتنی بر بازار برق و خرید و فروش انرژی نیست. تا وقتی چنین است تلفات هم وجود دارد و هر روز بیشتر از دیروز خواهد شد و جهاد کاهش تلفات کاری بی ثمر خواهد بود. وجود انگیزه اقتصادی مهم ترین عامل در ایجاد و کاهش تلفات است. اگر شرکت های توزیع برق را از توانیر بخرند و بابت آن پول بپردازند و پول قبوض برق پرداختی توسط مشترکین مستقیماً به حساب خود آنها واریز شود و دخل و خرج شرکت های توزیع و مناطق برق تابعه آنها مستقل و موقوف به درآمد ناشی از فروش آنها شود، بدون هیچ اجباری از بالا آنها به دنبال کاهش تلفات و افزایش درآمد خود خواهند رفت و دیگر نیازی به امر از بالا و دستورالعمل شرکت توانیر نخواهد بود. سال ها از اجرای قانون استقلال شرکت های توزیع برق می گذرد؛ اما شرکت های برق هیچگاه مستقل نشدند و رابطه آنها با توانیر هرگز در چهارچوب بازار برق مبتنی بر خریدار و فروشنده انرژی نشد و به صورت رابطه صف و ستاد باقی ماند. تا زمانی که بازار برق ظاهری و صوری باشد و بازار برق واقعی به راه نیفتاده و زیر ساخت ها و زمینه لازم برای آن فراهم نشده، راه حل جایگزین دیگری به جای آن پیشنهاد می شود و آن راه اندازی حسابداری انرژی در شرکت های توزیع و توانیر است. حسابداری انرژی یعنی اینکه اگرچه بازار برق وجود ندارد و برق بین شرکت های توزیع و توانیر خرید و فروش نمی شود؛ ولی حساب و کتاب دارد. دخل و خرج و ورود و خروج و تولید و مصرف آن در همه نقاط تولید و مصرف مشخص و شفاف باشد. مانند حسابداری درآمد و هزینه و حسابداری اموال و تاسیسات. همانطور که یک میز و صندلی درآمد و هزینه

حسابداری دارد؛ انرژی تحویلی و فروخته شده در پست‌ها و فیدرها و مناطق نیز باید مشخص بوده و حساب و کتاب داشته باشد. این پیش زمینه ایجاد بازار برق واقعی است. انرژی فروخته شده توسط کنتورهای مشترکین مشخص است؛ اما انرژی تحویلی به مناطق و پست‌ها و انرژی فروخته شده به تفکیک آن‌ها مشخص نیست. بنابراین، میزان تلفات در پست‌ها و ترانسفورماتورها مشخص نیست. وقتی حسابداری انرژی به وجود بیاید میزان واقعی تلفات بیرون می‌آید و انرژی حساب و کتاب پیدا می‌کند و تا زمانی که بازار برق و خرید و فروش انرژی به راه نیفتاده این یک راه حل جایگزین است.

۲۷) بهبود ضریب توان و بالا بردن ضریب توان مشترکین خانگی و تجاری [۲۱]: ضریب

توان نسبت بین توان اکتیو (توان واقعی) و توان ظاهری عبوری از یک هادی است. توان ظاهری از ضرب عددی جریان و ولتاژ هادی بدست می‌آید. وقتی که ضریب توان کمتر از یک است، جریان کل باید جهت انتقال توان اکتیو موردنیاز افزایش یابد و بنابراین، این عامل غیرموثر بوده و تلفات افزایش می‌یابد. به‌طور رایج، نصب و راه‌اندازی تاسیسات صنعتی و تجاری یک تاثیر قابل توجه بر روی ضریب توان داشته است. وجود بارهای با ضریب توان نامناسب در شبکه سبب افزایش جریان فشارضعیف و فشارمتوسط و همچنین جریان عبوری از ترانس شده و تلفات شبکه را افزایش خواهد داد. بنابراین با بهبود ضریب توان توسط مشترکین مختلف می‌توان تلفات شبکه را کاهش داد. بالا بردن ضریب قدرت مصرف‌کننده‌های خانگی و تجاری با توجه به کاهش جریان راکتیو عبوری از خطوط نه تنها موجب کاهش تلفات توان اکتیو، بلکه موجب آزادسازی ظرفیت خطوط شبکه توزیع و همچنین بهبود ولتاژ خواهد شد. مصرف‌کنندگان خانگی و تجاری دارای ضریب قدرت متفاوتی هستند که ترکیب آن‌ها یک ضریب قدرت مشترک را به وجود می‌آورد. به دلیل

اینکه، هر کدام از مصرف‌کننده‌ها دارای مصرف و استفاده از تجهیزات در زمان‌های مختلفی هستند، در نتیجه، ضریب قدرت آن‌ها متفاوت خواهد بود. به همین دلیل، استفاده از سیستم تصحیح ضریب قدرت از نوع اتوماتیک بهترین راه حل است. مصرف‌کنندگان الکترونیکی با تغذیه یک‌سو ساز موجب ایجاد ضریب قدرت نامناسب در سمت مصرف‌کنندگان خواهد شد. باتوجه به اینکه، اکثر مصرف‌کنندگان خانگی از لامپ‌های کم مصرف استفاده می‌کنند، مصرف توان اکتیو و از طرفی بارهای با ضریب قدرت بالا کاهش می‌یابد. به‌طورکلی در سیستم‌های تصحیح ضریب قدرت خانگی و تجاری، با توجه به اینکه واحدهای مسکونی و تجاری به یکدیگر نزدیک هستند، دو حالت را می‌توان برای نصب خازن استفاده کرد. حالت اول، استفاده از سیستم تصحیح ضریب قدرت به صورت مجزا برای هر مشترک و حالت دوم، استفاده از سیستم تصحیح ضریب قدرت به صورت گروهی از مشترکین خواهد بود.

۲۸) سرویس منظم و شست و شوی شبکه‌های آلوده و رفع فرسودگی‌ها و خوردگی‌های

شبکه: گرد و غبار در صورتی که با شرجی و بارانی بودن هوا همراه باشد، موجب ایجاد جرقه و بروز مشکلات زیادی در تجهیزات مختلف شبکه توزیع و همچنین، قطعی گسترده برق خواهد شد. بنابراین، ارائه یک برنامه‌ریزی جهت سرویس منظم و شست و شوی شبکه‌های آلوده موجب رفع این مشکلات خواهد شد. فرسودگی عایق کابل‌ها، نفوذ آب به نقاط صدمه‌دیده کابل‌ها، آلودگی پوشینگ‌های سرکابل و ترانس‌ها از جمله عواملی است که موجب ایجاد خطا در شبکه و به‌وجود آمدن مشکلات زیاد از جمله پایین آمدن قابلیت اطمینان شبکه می‌شود. همچنین، شکستن و کثیف بودن مقره‌ها از عوامل دیگر خطا بوده که موجب اتصالی و بالارفتن تلفات می‌شود. بنابراین، سرویس به‌موقع خط و بازرسی مقره‌ها می‌تواند تعداد عیب و تلفات را به نحو چشم‌گیری پایین آورد. از طرف دیگر، سرویس‌های مداوم

ترانس و سرکابل موجب رفع این مشکلات و کاهش تلفات و افزایش عمر مفید تجهیزات خواهد شد.

۲۹) اصلاح طول و سطح مقطع کابل‌های سرویس مشترکین: به‌طور کلی، درصد بالایی از

تلفات شبکه‌های توزیع مربوط به شبکه فشار ضعیف است. به همین دلیل، اتخاذ روش‌هایی مناسب جهت بهبود پارامترهای این بخش از شبکه از جمله اصلاح طول و سطح مقطع کابل‌های سرویس مشترکین از مهم‌ترین عوامل کاهش درصد قابل توجهی از تلفات خواهد بود. در واقع، کابل سرویس مشترکین، به بخشی از خطوط توزیع که سطح مقطع آن براساس قدرت انشعاب متقاضی انتخاب شده و شبکه عمومی فشار ضعیف و پست‌های عمومی توزیع را به نقطه تحویل متصل می‌کند. تعیین حداکثر طول کابل سرویس مشترکین به ارتفاع شبکه هوایی، حداقل ارتفاع کابل از زمین و ارتفاع نقطه اتصال مشترک بستگی دارد. حداکثر طول مجاز کابل سرویس مشترکین ۲۵ متر و حداقل ارتفاع کابل تا سطح زمین برای خیابان ۵/۵ متر و برای پیاده‌رو ۳/۷۵ متر است. از طرف دیگر، باید از کابل PVC استفاده شود. سطح مقطع‌های استاندارد برای کابل‌های PVC جهت کاهش تلفات باید براساس استانداردهای ارائه‌شده انتخاب شوند. همچنین، علاوه بر در نظر گرفتن جریان انشعاب، باید میزان افت ولتاژ مجاز که در مسیر انشعاب از نقطه اتصال خط سرویس تا نقطه تحویل نباید از یک درصد بالاتر رود. در جدول (۲-۳) سطح مقطع مناسب کابل‌های PVC جهت کاهش تلفات تا حد امکان ارائه‌شده است:

جدول ۲-۳: سطح مقطع مناسب کابل‌های PVC جهت کاهش تلفات

قدرت انشعاب** (کیلووات)	آمپراژ تقریبی (آمپر)	کنترل عمومی	تعداد تقریبی کنترل مسکونی ۲۵ آمپر	مقطع کابل (mm ²)	
				برای طول انشعاب تا ۲۵ متر	برای طول انشعاب تا ۱۵ متر
تا ۱۰ کیلو وات	۱۵	۱*۳۲	۳	۴*۶، ۲*۶	۴*۶
بین ۱۰ تا ۲۰ کیلو وات	۳۰	۱*۳۲	۶	۴*۶	۴*۶
تا ۳۰ کیلو وات	۴۵	۳*۲۵	۱۰	۴*۱۰	۴*۶

۳۰) کاهش اتصالی‌های شبکه فشارضعیف: کاهش اتصالی‌های شبکه فشارضعیف از عواملی

است که موجب کاهش هزینه‌ها و بهبود قابلیت اطمینان شبکه توزیع خواهد شد. از جمله مواردی که موجب کاهش اتصالی‌های شبکه فشارضعیف خواهد شد شامل انجام بازدیدهای دوره‌ای ماهیانه خطوط هوایی و زمینی فشارضعیف در جهت شناسایی نقاط ضعف، سرویس و نگهداری خطوط فشارضعیف، انجام تعمیرات دوره‌ای خطوط، برنامه‌ریزی جهت اصلاح خطوط فرسوده هستند. همچنین، اقداماتی که در راستای کاهش تلفات انجام خواهد شد شامل شناسایی اتصالات سست، افزایش سطح مقطع در شبکه‌های با سطح مقطع پایین، تعویض شبکه‌های هوایی با شبکه‌های دارای کابل خودنگهدار در مناطق پردرخت، تبدیل شبکه‌های سه سیم به پنج سیم، اصلاح ارت شبکه فشارضعیف، برقراری تعادل بار با مانورها و همچنین، جابه‌جایی مصرف‌کنندگان است.

۳۱) سه فاز نمودن خطوط دوفازه و تک فازه [۱۲]: در برخی موارد به دلیل تنگناهای

بهره‌برداری و لزوم برق‌رسانی سریع به مشترکین، بار مشترکین فاز معیوب به فاز سالم منتقل می‌شود و اصطلاحاً "دو فاز یکی" می‌شود که در موارد اقدام اصلاحی به دلیل رفع خاموشی، فراموش شده و به صورت دائمی باقی می‌ماند. در این صورت جریان عبوری از فازها افزایش یافته و تلفات شبکه بیش‌تر خواهد شد.

(۳۲) به کارگیری تجهیزات با کیفیت و راندمان مناسب و کنترل شرایط کیفی [۱۲]:

تجهیزات مورد استفاده در شبکه توزیع از مکان خروجی از پست فوق توزیع تا کنتوری که برای مشترکین نصب شده باید از طریق انتخاب مناسب و براساس شرایط محیطی منطقه، مشخصات شبکه و محل نصب آن‌ها انتخاب شوند. همچنین تجهیزات باید از تولیدکنندگان ذیصلاح خریداری شود و دارای گواهی معتبر به منظور اطمینان از کیفیت آن‌ها باشد. انتخاب بسیاری از تجهیزات شبکه مانند ترانس بهتر است براساس شاخص تلفات و با ارزیابی فنی - اقتصادی صورت گیرد. در واقع در موقع نصب ترانس در شبکه باید ترانس‌های مختلف تنها براساس هزینه اولیه خرید و نصب در شبکه مقایسه نگردند و باید میزان تلفات آن‌ها نیز در این محاسبات لحاظ شود؛ به طوری که ترانس با هزینه اولیه بیش تر ولی با تلفات بی‌باری و بارداری کم تر می‌تواند هزینه چرخه عمر کم‌تری داشته باشد. در نهایت تجهیزات باید با رعایت دستورالعمل‌های نصب، راه اندازی، نگهداری و بهره‌برداری در شبکه مورد استفاده قرار گیرند تا تلفات در تجهیزات شبکه کاهش یابد

(۳۳) تامین کالاهای برقی با راندمان مناسب و ترویج مصرف کالاهای مورد نیاز با برچسب

انرژی [۱۲]: استفاده از تجهیزات و لوازم برقی مناسب می‌تواند میزان مصرف انرژی را تا حد زیادی کاهش دهد که این امر می‌تواند منجر به کاهش جریان عبوری از شبکه و در نتیجه کاهش تلفات شود.

(۳۴) استفاده از فناوری‌های جدید از جمله در روشنایی معابر (سیستم چاپر) [۱۲]:

به کارگرفتن فناوری‌های جدید در روشنایی معابر می‌تواند علاوه بر رعایت الگوی مصرف، میزان مصرف انرژی الکتریکی در این بخش را بدون اینکه میزان روشنایی معابر از حد استاندارد خارج شود، تا حد قابل قبولی کاهش دهد. از جمله فناوری‌های جدید در بخش

روشنایی معابر شامل تعویض چراغ‌ها و به‌کارگیری لامپ‌های پربازده، ارتقا سیستم موجود با استفاده از تعویض بالاست‌های رایج و مورد استفاده با بالاست‌های هوشمند و همچنین، استفاده از سیستم چاپر هستند. در روش استفاده از مدارات برش^۱، با کمک استفاده از عناصر نیمه هادی (مانند تایریستور و تریاک) بخش‌هایی از سطح ولتاژ ورودی برش خورده و مقدار موثر ولتاژ مربوط به بار کاهش می‌یابد. بنابراین، جریان ورودی به بار و همچنین، توان تحویلی به لامپ و شار نوری کاهش می‌یابد. براساس استاندارد، به دلیل وارد شدن شوک‌های الکتریکی و حرارتی که به دلیل برش موج سینوسی، به مدار روشنایی وارد می‌شود، کاهش توان مصرفی را به دنبال خواهد داشت. برخی از نکات مربوط به طراحی سیستم‌های چاپر شامل کنترل و مهارکردن هارمونیک‌های تولیدشده و همچنین، حفاظت‌های مفید و موثر برای عناصر نیمه‌هادی در مقابل نوسانات به‌دلیل حساس بودن نسبت به نوسانات و گران‌قیمت بودن آن‌ها است.

(۳۵) **پیش‌بینی چگالی بار [۷]:** تمامی طراحی‌های شبکه مانند مکان و ظرفیت ترانس‌های توزیع، طراحی فیدرهای فشارمتوسط و همچنین مکان احداث پست‌های فوق توزیع کاملاً وابسته به چگالی بار شبکه است. در مسئله چگالی بار شبکه، باید مرکز ثقل بار و ظرفیت آن در نقاط مختلف شبکه به نحوی پیش‌بینی شود که بتوان طراحی‌های شبکه را براساس آن انجام داد. عدم پیش‌بینی صحیح چگالی بار موجب طراحی نامناسب شبکه و در نتیجه به وجود آمدن تلفات بسیار زیادی در بهره‌برداری از شبکه خواهد شد.

(۳۶) **استاندارد کردن کابل‌های ورودی و خروجی مطابق با ظرفیت ترانسفورماتورها و بار آن‌ها [۷]:** استاندارد کردن سطح مقطع کابل‌ها منجر به کاهش تلفات در سیستم می‌شود.

¹ Wave Choppers

به این دلیل که اگر کابل‌ها مطابق ظرفیت ترانسفورماتورها و هم‌چنین جریان ورودی و خروجی آن‌ها و نیز بار متصل به آن‌ها انتخاب شوند با عبور جریان از مقاومت کم‌تر کابل، تلفات در کابل‌ها کاهش می‌یابد.

۳۷ رعایت اصول فنی در هنگام برقراری اتصالات الکتریکی [۷]: هر نوع سیستم یا

دستگاه الکتریکی متشکل از قسمت‌های کوچک‌تری است که انرژی الکتریکی به ناچار از محل اتصال یا تماس دو قطعه عبور می‌نماید که به آن نقطه تماس الکتریکی گویند و اجزای مرتبط در نقطه تماس را عناصر تماس می‌نامند که دارای مقاومت بوده و سبب تلفات در سیستم می‌شوند. وجود اتصالات در مسیر عبور جریان الکتریکی در حالت کلی امری اجتناب‌ناپذیر بوده و در این‌گونه موارد به صورت کلی زیر قابل تفکیک است.

- اتصالات ایستا یا ثابت: از قبیل جمپرها، ترمینال‌ها و انواع اتصالات ثابت؛
- اتصال قطع و وصل: از قبیل کلیدها، سکسیونرها و کنتاکتورها؛
- اتصال لغزشی: از قبیل کلیدهای غلطکی، جاروبک و پتانسیومتر.

از این رو این اتصالات دارای مقاومت در نقطه‌های اتصال هستند که به رعایت اصول فنی در هنگام برقراری اتصالات مقاومت الکتریکی را کاهش داده و در نتیجه سبب کاهش تلفات الکتریکی می‌شود.

۳۸ سیم‌کشی داخلی به مشترکان تحت ضوابط و مطابق با استاندارد [۷]: در طراحی

سیم‌کشی برق ساختمان نیاز به انتخاب سیم با سطح مقطع مشخصی است. هر سیم با سطح مقطع مشخص قادر به انتقال جریان معینی است که اگر جریان سیم از آن تجاوز کند سبب تلفات انرژی الکتریکی، کوتاهی عمر سیم و یا سوختن آن می‌شود. لذا در انتخاب سطح سیم سه اصل زیر را باید در نظر گرفت:

- الف) جریان از حد مجاز جریان سیم بیش تر نشود؛
 - ب) افت ولتاژ از حد مجاز بیش تر نشود؛
 - ج) محاسبات اقتصادی در مورد سطح مقطع انتخابی از نظر افت توان انجام شود.
- با در نظر گرفتن ضوابط و استانداردها در سیم‌کشی داخلی مشترکان تلفات کاهش خواهد یافت. البته شاید به ظاهر این تلفات مربوط به مشترکین خانگی باشد و ربطی به شرکت توزیع نداشته باشد؛ اما نباید فراموش کرد که این تلفات موجب افزایش انرژی مصرفی مشترکین و در نهایت افزایش تلفات شبکه خواهد شد.

۳۹) اعلام مشکلات و موضوعات مبتلا به حوزه بهره‌برداری به حوزه‌های طراحی، توسعه

و بهینه‌سازی شبکه توزیع به منظور اصلاح ضوابط و فرآیندها و همچنین تهیه

فرامین یا دستورالعمل‌های لازم با هدف کاهش تلفات: خروجی نتایج حاصل از طراحی

شبکه در حد بسیار زیادی در بهره‌برداری از شبکه نمایان خواهد شد. به عبارت دیگر

بهره‌برداران شبکه در هنگام عملکرد شبکه در زمان واقعی متوجه خواهند شد که چه

قسمت‌هایی از تلفات شبکه ناشی از طراحی نامناسب شبکه بوده و باید بتوانند با دادن

فیدبک‌های مناسب به طراحان شبکه، موجب تغییر در نحوه طراحی شبکه‌های جدید و یا

اصلاح شبکه موجود شوند. به عنوان مثال ضریب بارگذاری نامناسب ترانس‌های شبکه

می‌تواند نشان دهد که پیش‌بینی بار ترانس‌های در شبکه به خوبی صورت نگرفته است.

نامتعادلی در شبکه می‌تواند ناشی از عدم تخصیص مناسب مشترکین بر روی فیدرها باشد.

تلفات زیاد خطوط یا افت ولتاژ می‌تواند ناشی از طراحی نامناسب خطوط براساس شرایط

محیطی، بار مصرفی و نوع مصرف‌کننده‌ها باشد. به همین خاطر در شرکت‌های توزیع باید

مشخص شود که چه نتایجی از بهره‌برداری شبکه با چه عاملی در طراحی شبکه مربوط است

که در این صورت می‌توان فیدبک‌های بهتری را به طراحان شبکه داد. بنابراین نکته بسیار مهم این است که شاخص تلفات به عنوان شاخص بسیار مهمی باید در طراحی شبکه لحاظ شود که به این منظور باید بهره‌برداران شبکه بتوانند اطلاعات دقیقی از اثر طراحی بر روی تلفات را به طراحان شبکه ارائه دهند تا آن‌ها بتوانند براساس آن طراحی‌های مناسبی را انجام دهند.

(۴۰) **تشکیل تیم‌های مختص کاهش تلفات:** با توجه به اینکه میزان تلفات و عوامل افزایش

آن در شبکه‌های مختلف و حتی در فیدرهای مختلف بسیار متفاوت است بنابراین تشکیل تیم‌های مختص به کاهش تلفات می‌تواند در تخصیص بودجه و نیروی انسانی و همچنین برنامه‌ریزی مناسب برای کاهش تلفات بسیار مفید باشد. این تیم می‌تواند برنامه‌های طراحی، بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری شبکه را کاملاً متناسب با میزان اثر آن‌ها بر روی تلفات بررسی کنند. همچنین این تیم باید بر روی استفاده از تجهیزات در شبکه مانند ترانس‌ها، هادی‌ها و اتصالات نظارت کامل داشته باشند و میزان اثربخشی این تجهیزات بر روی تلفات را لحاظ کنند.

(۴۱) **منابع تولیدپراکنده:** منابع تولیدپراکنده می‌توانند با تزریق توان اکتیو و راکتیو در شبکه

توزیع، بخشی از بار را به صورت محلی تامین کنند و اثر بسیار زیادی بر روی کاهش تلفات شبکه مخصوصاً در پیک بار داشته باشند. همچنین وجود این منابع نیاز شبکه به احداث شبکه جدید را به تعویق خواهند انداخت به‌طوریکه شرکت می‌تواند این سرمایه را به منظور کاهش تلفات شبکه خود استفاده کند.

در نهایت می‌توان راهکارهای موثر بر کاهش تلفات و اثر آن‌ها بر روی کاهش اجزای تلفات را به‌صورت جدول (۲-۴) خلاصه کرد. در این جدول برای هر عامل کاهش تلفات مهم‌ترین اثر آن ذکر شده است هرچند ممکن است بر روی عوامل دیگری نیز اثرگذار باشد.

جدول ۲-۴: راهکارهای کاهش تلفات و اثر آن‌ها بر روی عوامل مختلف تلفات

ردیف	گزینه‌های کاهش تلفات	اثر بر روی تلفات ناشی از
۱	افزایش سطح ولتاژ	تلفات اهمی
۲	مدیریت توان راکتیو با خازن‌گذاری مناسب و بکارگیری ادوات FACTS	تلفات اهمی
۳	افزایش ظرفیت خطوط	تلفات اهمی
۴	متناسب نمودن طول خطوط با بار آن‌ها	تلفات اهمی
۵	تعدیل بار بین خطوط و پست‌ها	تلفات ترانس
۶	استفاده از ترانسفورماتورهای کارآمد انرژی	تلفات ترانس
۷	استفاده بهینه از ظرفیت ترانسفورماتورها	تلفات ترانس
۸	تست کردن روغن ترانس‌ها	تلفات ترانس
۹	تعویض تحت برنامه‌های کاربردی	تلفات ترانس
۱۰	تعویض ترانسفورماتورها	تلفات ترانس
۱۱	بازآرایی شبکه	تلفات اهمی
۱۲	شبکه‌های توزیع فعال	تمام مؤلفه‌های تلفات
۱۳	تعمیر و نگهداری تجهیزات و تست‌های دوره‌ای منظم	تلفات اتصالات شبکه و تلفات ناشی
۱۴	جابه‌جایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آن‌ها به مرکز ثقل بار در صورت امکان	تلفات اهمی و تلفات ترانس
۱۵	تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک	تلفات اهمی
۱۶	مدیریت بار	تلفات اهمی و تلفات ترانس
۱۷	متعادل‌سازی فازها	تلفات اهمی و تلفات ترانس
۱۸	متعادل‌سازی بار (انشعاب مشترکین)	تلفات اهمی
۱۹	کاهش تلفات ناشی از هارمونیک‌ها	تلفات اهمی و تلفات ترانس
۲۰	کاهش تلفات ناشی از اتصالات شبکه	تلفات اتصالات شبکه
۲۱	کاهش تلفات ناشی از عوامل محیطی مانند دما و رطوبت	تمامی عوامل تلفات

تلفات اهمی و تلفات ترانس	کاهش تلفات در نتیجه استفاده از سیستم زمین مناسب	۲۲
تلفات اهمی	کاهش مقاومت الکتریکی هادی نول	۲۳
تلفات ناشی	کاهش تلفات ناشی از نشت جریان در تجهیزات شبکه	۲۴
تلفات ناشی	شاخه زنی درختان در تماس با خطوط	۲۵
تمام مؤلفه های تلفات	بازار برق (بررسی نقش بازار برق و خرده فروشی در کاهش تلفات و تبیین سازو کارهای مرتبط)	۲۶
تلفات اهمی و تلفات ترانس	بهبود ضریب توان و بالا بردن ضریب توان مصرف کننده های خانگی و تجاری	۲۷
تلفات ناشی و اتصالات شبکه	سرویس منظم و شست و شوی شبکه های آلوده و رفع فرسودگی ها و خوردگی های شبکه	۲۸
تلفات اهمی خطوط	اصلاح طول و سطح مقطع کابل های سرویس مشترکین	۲۹
تلفات اهمی و تلفات اتصالات شبکه	کاهش اتصالاتی های شبکه فشار ضعیف	۳۰
تلفات اهمی	سه فاز نمودن خطوط دوفاز و تک فاز	۳۱
تمامی مؤلفه های تلفات	به کارگیری تجهیزات با کیفیت و راندمان مناسب و کنترل شرایط کیفی	۳۲
تمامی مؤلفه های تلفات	تامین کالاهای برقی با راندمان مناسب و ترویج مصرف کالاهای مورد نیاز با برچسب انرژی	۳۳
تلفات اهمی	استفاده از فناوری های جدید از جمله در روشنایی معابر (سیستم چاپر)	۳۴
تمامی مؤلفه های تلفات	پیش بینی چگالی بار	۳۵
تلفات اهمی و تلفات ترانس	استاندارد کردن کابل های ورودی و خروجی مطابق با ظرفیت ترانسفورماتورها و بار آنها	۳۶
تلفات اتصالات شبکه	رعایت اصول فنی در هنگام برقراری اتصالات الکتریکی	۳۷
تلفات اهمی	سیم کشی داخلی به مشترکان تحت ضوابط و مطابق با استاندارد	۳۸
تمامی مؤلفه های تلفات	اعلام مشکلات و موضوعات مبتلابه حوزه بهره برداری در حوزه های طراحی، توسعه و بهینه سازی شبکه توزیع به منظور اصلاح ضوابط و فرآیندها و همچنین تهیه فرامین یا دستورالعمل های لازم با هدف کاهش تلفات	۳۹
تمامی مؤلفه های تلفات	تشکیل تیم های مختص به کاهش تلفات	۴۰
تلفات اهمی و تلفات ترانس	منابع تولید پراکنده (دیزل ژنراتور، منابع تجدید پذیر، منابع ذخیره کننده، خودروهای برقی)	۴۱

۲-۶) شناسایی اقدامات موثر در کاهش تلفات فنی در حوزه بهره‌برداری

عوامل تلفات در حوزه بهره‌برداری و اقدامات موثر در جهت کاهش آن در جدول (۲-۵) بیان شده است.

جدول ۲-۵: اقدامات موثر برای کاهش تلفات در حوزه بهره‌برداری

عوامل تلفات در حوزه بهره‌برداری																			اقدامات موثر برای کاهش تلفات
تلفات اهمی خطوط	تلفات بی‌باری و بارداری ترانس	بارگذاری نامناسب ترانس‌ها	اتصالات شبکه	فرسودگی شبکه	وسایل اندازه‌گیری	نامتعادلی فازها	هارمونیک	عوامل محیطی	ضریب توان نامناسب	اضافه بار تجهیزات	افت ولتاژ	نشت جریان	جذب رطوبت توسط روغن ترانس	اثر پوستی	عدم اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف	عدم اصلاح شبکه‌های قدیمی	استفاده از روش‌های سنتی طراحی و بهره‌برداری شبکه	کلمپ‌های آلیاژ آهن	
✓																			
✓																			
✓																	✓		
✓																			
✓																	✓		
✓																			

											✓								هرس شاخه‌های درخت در حریم خطوط
		✓								✓									مدیریت توان راکتیو با خازن‌گذاری مناسب و بکارگیری ادوات FACTS
									✓										بالا بردن ظرفیت تجهیزات
								✓											تقویت کننده اتوماتیک
								✓											سیستم‌های توزیع با ولتاژ بالا
							✓												ایزولاسیون مناسب
							✓												مانیتورینگ
							✓												کلید نشت جریان
						✓													توجه به دستورالعمل‌های بهره‌برداری و رسیدگی به روغن ترانسفورماتور
					✓														کنترل فرکانس
				✓															اجرای جدی برنامه‌های مدیریت مصرف
			✓																تعویض و بهسازی تجهیزات شبکه توزیع
		✓																	تغییر سطح مقطع هادی‌ها در فیدر
		✓																	رقابتی کردن بخش توزیع و ایجاد بازار خرده‌فروشی
	✓																		استفاده از کلمپ‌های آلیاژ آلومینیوم
✓																			نظارت مستمر

۷-۲) شناسایی و بررسی اجزای مختلف تلفات غیرفنی در شبکه توزیع

۷-۲-۱) مقدمه

تلفات غیرفنی به واسطه مواردی از قبیل سرقت انرژی، عدم پرداخت توسط مشتری و خطاهای محاسباتی و ثبت اطلاعات رخ می‌دهند. تعاریف مختلفی برای این دسته تلفات وجود دارد و گاهی به عنوان تلفات تجاری، عدم پرداخت و مدیریتی نیز شناخته می‌شوند [۶].

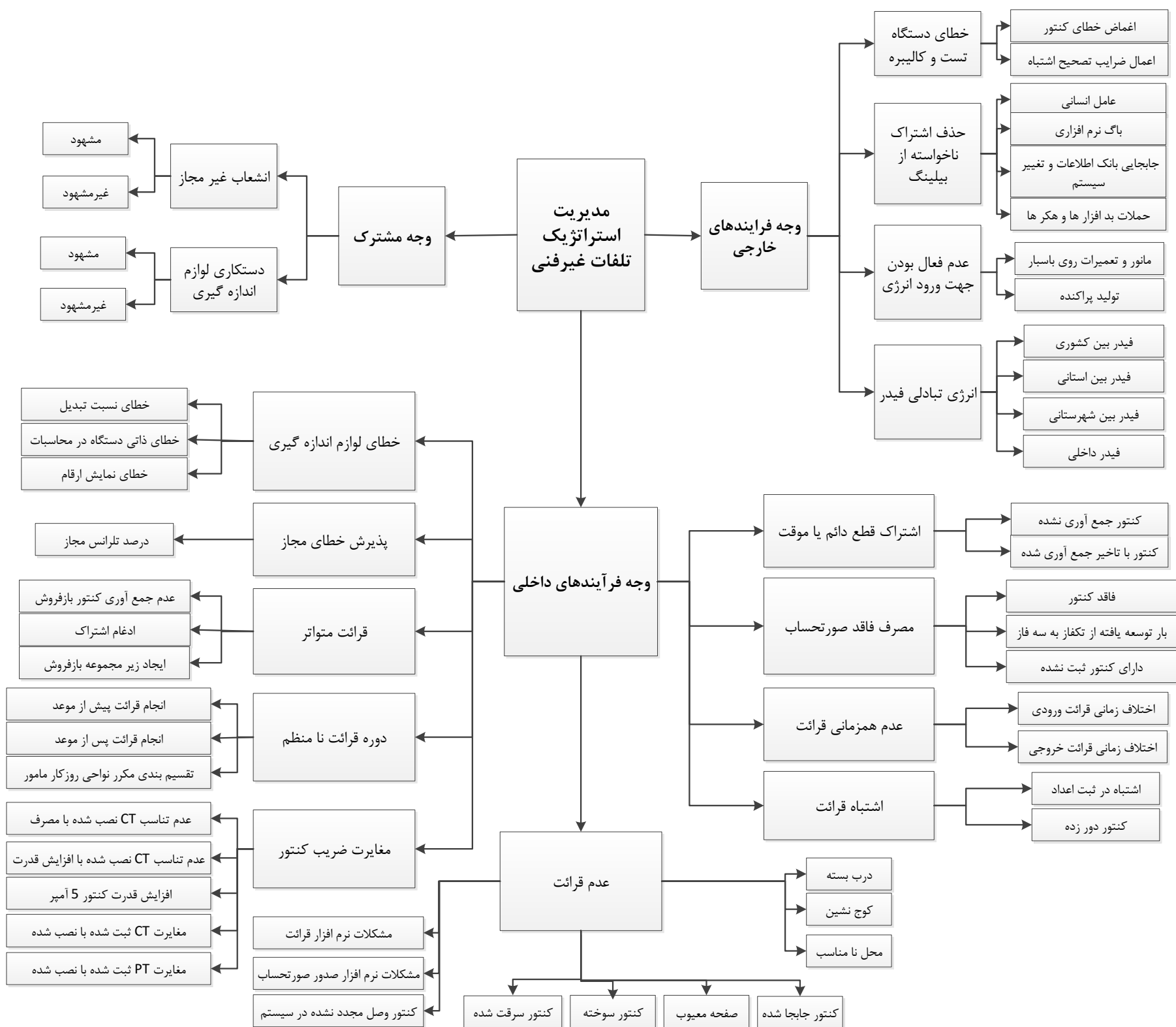
اندازه‌گیری و محاسبه صورت‌حساب برقی که واقعاً توسط مصرف‌کننده‌ها استفاده می‌شود، با مدیریت تجاری شرکت برق یکپارچگی دارد. وظیفه دیگر گردآوری مقادیر صورت‌حساب است. عملکرد موثر در هر دو مورد جهت اطمینان از پایداری مالی شرکت ضروری است. از منظر بهره‌برداری، اندازه‌گیری-محاسبه صورت‌حساب و گردآوری توابع مجزایی هستند و نیازمند روش‌های مدیریتی ویژه‌ای هستند [۶].

به طور کلی، اجزای مختلف تلفات غیرفنی عبارت هستند از:

- استفاده غیرمجاز از برق به صورت آشکار (به عنوان نمونه عدم نصب کنتورهای روشنایی معابر، کنتورهای مصارف مؤسسات و منازل سازمانی و اماکن دولتی و نیز موارد ناشی از مسائل اجتماعی)؛
 - استفاده غیرمجاز از برق به صورت پنهان (از قبیل انشعاب قبل از کنتور، دستکاری در لوازم اندازه‌گیری و خارج کردن کنتورها از مدار، کارکرد نادرست کنتورها و تنظیم نبودن آن‌ها)؛
 - خطای قرائت و یا محاسبه انرژی مصرفی (از قبیل صدور قبض نادرست و قرائت ناهمزمان کنتور مشترکین درحالی که کنتورهای خرید انرژی همزمان هستند).
- در ادامه، اجزای تلفات غیرفنی با جزئیات بیشتر بررسی می‌شوند.

۲-۷-۲) اجزای تلفات غیرفنی

بر اساس مطالعاتی که توسط شرکت توزیع نیروی برق استان کرمانشاه صورت پذیرفته است، تلفات غیرفنی به سه بخش کلی قابل دسته‌بندی است که در شکل (۲-۲) نشان داده شده است.



شکل ۲-۲: دسته‌بندی تلفات غیرفنی در ایران

در شکل (۲-۲):

۲-۷-۲-۱) وجه مشترک

امروزه ارزش آفرینی برای مشتری در جهت تاثیرگذاری بر رفتار وی از اهمیت بالایی برخوردار شده است. منظور از ارزش آن چیزی است که مشکلی از مشتری را حل و رفع می‌کند و نیازی را برآورده می‌سازد. نخستین اصل در دنیای کسب و کار امروزی ایجاد ارزش‌های مشتری پسند است و تنها از طریق فرایندهای شرکت می‌توان ارزش‌های مشتری پسند ایجاد کرد. به علاوه مشتریان داخلی نیز به اندازه مشتریان خارجی مهم هستند، زیرا در فرایندی که به مشتریان خارجی ارزش ایجاد می‌شود، کارکنان (مشتریان داخلی) نقش اساسی ایفا می‌کنند. چنانچه برون دادی که بین کارکنان یک سازمان مبادله می‌شود، ناقص باشد، این سازمان قادر به تامین نیازهای مشتریان بیرونی نخواهد بود. صاحب نظران معتقدند که یکی از راه‌های افزایش اثر بخشی فعالیت‌های سازمان، بهبود کیفیت خدمات یا به عبارتی تامین نیازها و انتظارات مشتریان است.

لازمه بررسی رضایت مشتری، ارزیابی اطلاعات مربوط به درک مشتری از برآورده شدن یا عدم برآورده شدن نیازمندی‌هایش از سوی سازمان است. یکی از عوامل رضایتمندی مشترکین موجود برق، عدم قطعی برق و خدمات رسانی به موقع هنگام قطعی‌ها است. همچنین با توجه به افزایش قیمت تعرفه‌های انرژی، اطلاع رسانی در زمینه مدیریت مصرف برق می‌تواند رضایت مشترکین را از این سازمان بدست آورد؛ اما اهمیت کاهش هزینه و قیمت تمام شده محصول بیش از موارد ذکر شده مشتری پسند بوده و به لحاظ رقابت شرکت‌های توزیع نیروی برق بسیار مورد توجه است.

آنچه که در وجه مشترکین منجر به ایجاد تلفات غیرفنی می‌گردد شامل دو دسته انشعاب غیرمجاز و دستکاری لوازم اندازه‌گیری است. تغییر در هریک از آیتم‌های ذکر شده توسط مشترک می‌تواند به صورت مشهود و غیرمشهود صورت پذیرد که در ادامه تمام موارد مورد بررسی قرار می‌گیرد.

- انشعاب غیرمجاز

- انشعاب غیرمجاز مشهود

انشعابی که توسط فرد غیرمسئول و بدون ضابطه دایر شده است و قابل روئیت است که تاریخ ایجاد آن معلوم نیست. اما مقدار انرژی مصرفی را می توان اندازه گرفت.

- انشعاب غیرمجاز غیرمشهود

انشعابی که توسط فرد غیر مسئول و بدون ضابطه دایر شده است و قابل روئیت نبوده و تاریخ ایجاد آن معلوم نیست.

- دستکاری لوازم اندازه گیری

- دستکاری لوازم اندازه گیری مشهود

هر گونه ایجاد تغییرات در ساختار لوازم اندازه گیری به قصد ایجاد وقفه یا خطا در عملکرد آن که قابل روئیت باشد و عموماً منجر به شکستن پلمب شود که می توان تاریخ دستکاری را از روی منحنی مصرف تخمین زد.

- دستکاری لوازم اندازه گیری غیرمشهود

هر گونه ایجاد تغییرات در ساختار لوازم اندازه گیری به قصد ایجاد وقفه یا خطا در عملکرد آن که قابل روئیت نباشد و عموماً منجر به شکستن پلمب نمی شود و مشابه حالت قبل می توان تاریخ دستکاری را از روی منحنی مصرف تخمین زد.

۲-۷-۲) وجه فرآیندهای خارجی

منظور از وجه فرآیندهای خارجی، عوامل خارج از سازمانی است که از اختیارات پرسنل داخل سازمان دور بوده و نمی توانند تاثیری بر آن داشته باشند. این عوامل محدودیت های خارجی برای سازمان ایجاد

می نماید که می بایست جهت پیشبرد اهداف آن‌ها را در نظر گرفته و در راستای موازی سازی و رفع موانع ایجاد شده کوشید. در شرکت توزیع نیروی برق جهت کاهش تلفات غیرفنی می باید عوامل خارج از سازمان نیز در نظر گرفت که در ذیل به آن‌ها اشاره می‌گردد.

- خطای دستگاه تست و کالیبره

- اغماض خطای کنتور

دستگاه کالیبره یا تست دارای دقت پایین است.

- اعمال ضرایب تصحیح اشتباه

اعمال ضرایب تصحیح جهت لوازم اندازه‌گیری با درصد خطای مشخص و معلوم است.

- عدم فعال بودن جهت ورود انرژی

- مانور و تعمیرات روی باسبار

تعمیرات روی یک باس و با باز کردن کلیدهای مربوطه اما با برقرار کردن مشترکین از باس دیگر همراه است که می باید جهت جریان ورودی قابل تشخیص بوده در غیر این صورت ممکن است انرژی ورودی به سیستم توزیع چند بار ثبت شود.

- تولیدپراکنده

لوازم اندازه‌گیری نصب شده جهت منابع تولید مانند نیروگاه‌های خورشیدی خانگی می باید قادر به تشخیص جهت ورودی جریان باشد.

- انرژی تبادلی فیدر

- فیدر بین کشوری

ثبت دقیق انرژی تبادلی بین دو کشور معمولاً در سطح ولتاژ انتقال و فوق توزیع است اما در رده های ولتاژ پایین تر هم وجود داشته و همواره اندازه گیری آن از اهمیت بالایی برخوردار است [۲۲].

○ فیدر بین استانی

ثبت دقیق انرژی تبادلی بین دو استان همواره اندازه گیری آن از اهمیت بالایی برخوردار است.

○ فیدر بین شهرستانی

ثبت دقیق انرژی تبادلی بین دو شهرستان همواره اندازه گیری آن از اهمیت بالایی برخوردار است.

○ فیدر داخلی

ثبت دقیق انرژی تبادلی بین دو فیدر از یک پست فوق توزیع در حالت عادی کم اهمیت بوده اما در مواردی که کلی فروشی انرژی [۲۳] مورد نظر باشد یا موارد خاص دیگر اهمیت خواهد داشت.

• حذف اشتراک ناخواسته از بیلینگ

○ عامل انسانی

اشتباه در حذف مشترک از سیستم در حالی که انشعاب فیزیکی برقرار است.

○ باگ نرم افزاری

حذف مشترکین یا اطلاعات آنها به واسطه مشکلات نرم افزاری است.

○ جابجایی بانک اطلاعات و تغییر سیستم

عموما در زمان تغییر سیستم و یا تغییر پیمانکار و نیز فراخوانی فایل های پشتیبان ممکن است

اتفاق بیافتد .

○ حملات بد افزار ها و هکرها

حذف مشترکین یا اطلاعات آنها به واسطه هک شدن سیستم و یا عملیات خرابکارانه سایبری است.

۲-۷-۳) وجه فرآیندهای داخلی

در وجه فرآیندهای داخلی، سازمان ها می بایست فرآیندهایی را مشخص کنند که با برتری یافتن در آن بتوانند به ارزش آفرینی برای مشتریان خود ادامه دهند. تحقق هر یک از اهدافی که در رضایتمندی مشتری تعیین می شود مستلزم انجام یک یا چند فرایند عملیاتی به صورتی کارا و اثربخش است. این فرایندها باید در وجه فرایندهای داخلی تعیین شده و سنجه های مناسبی جهت کنترل پیشرفت آنها توسعه یابد. برای برآورده ساختن انتظارات مشتریان ممکن است به مجموعه کاملاً جدیدی از فرایندهای عملیاتی نیاز باشد.

در وجه فرآیندهای داخلی شرکت توزیع برق جهت مدیریت استراتژیک تلفات غیرفنی باید به موارد ذیل توجه نمود:

۱- خطای لوازم اندازه گیری

۲- مصرف فاقد صورت حساب

۳- مغایرت ضریب کنتور

۴- عدم قرائت

۵- اشتباه قرائت

۶- عدم همزمانی قرائت

۷- قرائت متواتر

۸- دوره قرائت نامنظم

۹- اشتراک قطع دائم یا موقت

۱۰- پذیرش خطای مجاز

در ادامه هریک از موارد اشاره شده در بالا را به تفکیک دسته بندی کرده و منظور از آن‌ها را بیان

میداریم:

- خطای لوازم اندازه‌گیری

- خطای نسبت تبدیل

خطای ناشی از دقت یا کیفیت ترانسفرماتور های جریان و ولتاژ که می‌تواند متاثر از پدیده های

محیطی مانند دما یا میدان مغناطیسی و یا شرایط بهره‌برداری باشد .

- خطای ذاتی دستگاه در محاسبات

هر دستگاه الکترونیکی یا مکانیکی بسته به منطق برنامه و ساختار فیزیکی دارای محدودیت ها یا

خطاهایی است که تصمیم گیری در خصوص ارتقا سطح یک مصالحه ریالی است.

- خطای نمایش ارقام

نمایش ارقام به صورت غیر کامل در کنتورهای مکانیکی یا نمایش ارقام با دقت اعشار پایین در

کنتورهای دیجیتالی است.

- مصرف فاقد صورت حساب

- فاقد کنتور

کنتور برای اشتراک نصب نشده است.

- بار توسعه یافته از تکفاز به سه فاز

قبلا بر روی یکی از فاز ها کنتور نصب شده است اما با توسعه بار از تکفاز به سه فاز کنتور جدید

نصب نگردیده است و بیشتر در مورد روشنایی معابر روستایی مشاهده می شود [۲۴].

○ دارای کنتور ثبت نشده

کنتور برای اشتراک نصب شده است اما در سیستم ایجاد سابقه نگردیده است.

• مغایرت ضریب کنتور

○ مغایرت CT ثبت شده با نصب شده

ضریب واقعی CT با ضریب ثبت شده برای اشتراک مغایرت دارد اگرچه تعداد این نوع از اشتباه

کم بوده اما همواره در تلفات بسیار اثر گذار است.

○ مغایرت PT ثبت شده با نصب شده

ضریب واقعی PT با ضریب ثبت شده برای اشتراک مغایرت دارد اگرچه تعداد این نوع از اشتباه کم

بوده؛ اما همواره در تلفات بسیار اثر گذار است.

○ عدم تناسب CT نصب شده با مصرف

مصرف بیشتر یا خیلی کمتر از دامنه قابل اندازه گیری توسط CT نصب شده است.

○ عدم تناسب CT نصب شده با افزایش قدرت

با افزایش مصرف و متناسب با آن افزایش قدرت انشعاب در سیستم ثبت می گردد اما CT نصب

شده برای بار قبل (کمتر) طراحی شده است.

○ افزایش قدرت کنتور ۵ آمپر

کنتورهای ۵ آمپر که دارای عمر بالای ۳۰ سال هستند دارای دقت لازم نیستند و با افزایش قدرت (تعویض فیوز) خطای اندازه‌گیری قابل توجهی خواهند داشت .

- عدم قرائت

- درب بسته

مشترکینی که در هنگام مراجعه مامور قرائت در منزل نبوده و یا به عمد از همکاری جهت ورود مامور قرائت امتناع می ورزند.

- کوچ‌نشین

عموما در روستاهای فصلی و مناطق کوچ‌نشین، فصولی از سال امکان قرائت وجود ندارد در حالی که مصرف برخی وسایل مانند یخچال منازل وجود دارد.

- محل نامناسب

محل نصب کنتور به گونه ای بوده که به راحتی جهت قرائت در دسترس نیست.

- کنتور وصل مجدد نشده در سیستم

کنتورهای قطع موقت در سیستم وصل مجدد نشده اما عملا در محل مصرف انرژی وجود دارد.

- صفحه معیوب

اعداد در کنتور ثبت شده اما قابل مشاهده نیست و ثبت مصرف جهت صدور صورت‌حساب انجام

نمی‌گردد.

- کنتور جابجا شده

کنترل از مکان نصب شده به مکان دیگری منتقل شده است و به دلیل عدم قرارگیری در ردیف روزکار - مامور قرائت نمی‌شود و یا امکان ثبت مصرف وجود ندارد.

○ کنترل سرقت شده

مابین دوره قرائت، کنترل سرقت شده و اعداد کارکرد (میان دوره) آن نیز در دسترس ناست.

○ مشکلات نرم‌افزار قرائت

در هنگام ارسال فایل کنترلهای قرائت شده به سیستم فایل مخدوش می‌شود و قرائت مجدداً تکرار می‌شود.

○ مشکلات نرم‌افزار صدور صورت‌حساب

فایل ارسال شده به سیستم با تاخیر ثبت می‌شود یا مواردی از آن حذف شده است.

○ کنترل سوخته

کنترل دیگر قادر به ثبت ارقام میزان مصرف ناست و عملاً بدون تاثیر خواهد بود .

● اشتباه قرائت

○ اشتباه در ثبت اعداد

در ثبت دستی ارقام قرائت شده مربوط به کارکرد کنترلهای با خطای مامور قرائت ثبت می‌گردد.

○ کنترل دور زده

اعداد قرائت قبلی در مورد کنترلهای مکانیکی از عدد ۹۹۹۹۹ گذشته و مجدداً از صفر شروع

می‌شود که در برخی موارد به اشتباه کارکرد منفی تشخیص داده می‌شود.

- عدم همزمانی قرائت

- اختلاف زمانی قرائت ورودی

انرژی خروجی از پست فوق توزیع که ورودی به سیستم توزیع است توسط تعدادی کنتور منصوبه بر روی هر فیدر فشارمتوسط قابل اندازه‌گیری است که وقفه بین قرائت فیدر ها می‌تواند قابل بررسی و اثر گذار باشد .

- اختلاف زمانی قرائت خروجی

قرائت مشترکین بر خلاف قرائت ورودی به سیستم همیشه زمانبر بوده و مشترکین عادی در دو ماه و مشترکین دیماندی نیز در یک ماه قرائت می‌شوند که دارای اختلاف زمانی قرائت بالایی است.

- قرائت متواتر

- عدم جمع‌آوری کنتور بازفروش

کنتور روستاهای بازفروشی که پس از تک خوان شدن نیز قرائت می‌شوند.

- ادغام اشتراک

کنتورهای نصب شده برای چند اشتراک وجود داشته و در صورت ادغام اشتراک‌ها کنتورها برچیده نشده است و شرط امکان تغذیه از یک محل برقرار نشده است.

- ایجاد زیر مجموعه بازفروش

در روستاهای باز فروش انشعاب‌های ایجاد شده معابر ، مساجد و مدارس و ... در زیر مجموعه اشتراک اصلی ثبت نشده و عملاً انرژی آن دو بار محسوب می‌گردد.

- دوره قرائت نامنظم

○ انجام قرائت پیش از موعد

انجام قرائت در بازه زمانی کمتر از سیکل تعریف شده که برای مشترکین عادی دو ماه و مشترکین دیماندی یک ماه است.

○ انجام قرائت پس از موعد

انجام قرائت در بازه زمانی بیشتر از سیکل تعریف شده که برای مشترکین عادی دو ماه و مشترکین دیماندی یک ماه است.

○ تقسیم‌بندی مکرر نواحی روزکار مامور

تقسیم‌بندی نواحی روزکار مامور منجر به نظم‌دهی مجدد می‌گردد که می‌تواند بازه زمانی قرائت را برای چند سیکل افزایش و کاهش دهد.

• اشتراک قطع دائم یا موقت

○ کنترل جمع‌آوری نشده

اشتراک در سیستم قطع گردیده است اما مشترک همچنان از آن استفاده می‌کند.

○ کنترل با تاخیر جمع‌آوری شده

آخرین قرائت مشترکی که می‌باید قطع شود انجام شده است اما با تاخیر نسبت به جمع‌آوری انشعاب اقدام گردیده است.

• پذیرش خطای مجاز

○ درصد تolerانس مجاز

توجیه درصدی از خطای دستگاه اندازه‌گیری و پذیرفتن درصدی از تolerانس است.

۲-۸) شناسایی اقدامات موثر در کاهش تلفات غیرفنی

در بخش‌های قبلی عوامل مختلفی که باعث به وجود آمدن تلفات غیرفنی می‌شوند شناسایی شدند. بسیاری از این عوامل مربوط به ضعف در عملکرد شرکت توزیع، ضعف در نظارت بر کارکنان و پیمانکاران، ضعف در تجهیزات و همچنین عدم آگاهی کامل مردم از نحوه تعامل با شرکت توزیع هستند و بخش کمی نیز به برخی استفاده‌های نابه‌جا از شبکه توسط مشترکین مربوط می‌شوند. این بخش به دنبال بررسی کامل راهکارها و اقدامات موثر برای کاهش تلفات غیرفنی است تا مشخص شود با چه اقداماتی می‌توان مقدار این تلفات را کاهش داد. این راهکارها با توجه به عوامل مختلف تلفات در جدول (۵-۲۶) بیان شده‌اند. همان‌طور که در این جدول نشان داده شده است، راهکارهای کاهش تلفات غیرفنی به ۵ بخش اصلی به صورت زیر مربوط می‌شود^۱:

- مشترکین: نحوه واگذاری انشعاب، نحوه نظارت بر نصب تجهیزات اندازه‌گیری و همچنین قرائت مشترکین و صدور صورت‌حساب و دیگر ارتباطاتی که بطور کامل زیر نظر مشترکین قرار می‌گیرد، باعث شده که شاهد تلفات غیرفنی در این بخش بود.
- ارتباط شرکت توزیع با سایر نهادها: همان‌طور که در مطالعات تطبیقی نیز اشاره شد، در بسیاری از مواقع، خود شرکت توزیع توانایی برخورد با انشعاب‌های غیرمجاز یا توانایی وصول مطالبات قانونی خود را ندارد. همچنین فرهنگ‌سازی در مورد مصرف انرژی و نحوه استفاده مجاز از شبکه نیز به تنهایی توسط خود شرکت توزیع امکان‌پذیر نیست. بنابراین باید شرایطی فراهم شود که شرکت توزیع بتواند در ارتباط با سایر نهادهای دولتی و غیردولتی اقدامات لازم را برای جلوگیری از تلفات غیرفنی انجام دهد.

^۱ این تقسیم بندی بخش‌ها براساس چارت سازمانی شرکت‌های توزیع نیروی برق در ایران است.

- تجهیزات اندازه‌گیری: عملکرد نامناسب این تجهیزات، عدم قابلیت آن‌ها برای ارسال اطلاعات زمان‌واقعی، نیاز این تجهیزات به تنظیم مجدد در بازه‌های زمانی مختلف و همچنین امکان دستکاری آن‌ها و دیگر عوامل مربوط به این حوزه باعث ایجاد تلفات غیرفنی در شبکه شده است.
- برنامه‌ریزی، طراحی و ساخت: برنامه‌ریزی صحیح برای واگذاری انشعابات، دقت در طراحی و ساخت تجهیزات اندازه‌گیری، نظارت بر مراحل و نحوه اتصال مشترکین به شبکه و همچنین دقت در نصب تجهیزات اندازه‌گیری می‌تواند اثرات قابل توجهی بر روی شبکه داشته باشد. به طور مثال، استفاده از کابل‌های خودنگهدار در مناطق آلوده و یا در مناطقی که احتمال می‌رود در آینده دارای انشعاب غیرمجازی باشند، می‌تواند تا حد بسیار زیادی از تلفات غیرفنی جلوگیری کند. این حوزه در جدول (۵-۲۶) به عنوان "حوزه برنامه‌ریزی" مطرح شده است.
- بهره‌برداری: شاید مهم‌ترین بخشی که بتواند تلفات غیرفنی را کاهش دهد حوزه بهره‌برداری شبکه باشد. همان‌طور که در جدول (۵-۲۶) مشخص شده است عوامل بسیار زیادی در این حوزه وجود دارند که می‌توانند بر روی کاهش تلفات غیرفنی شبکه موثر باشند.

جدول ۲-۶: راهکارهای کاهش تلفات غیرفنی و حوزه مطالعاتی آنها

عوامل ایجاد تلفات غیرفنی					راهکارهای موجود به منظور کاهش تلفات غیرفنی به همراه حوزه مطالعاتی آنها
انشعاب غیرمجاز	راهکار	پایش شبکه	تسهیل در واگذاری انشعاب	فرهنگ‌سازی	حذف انشعابات غیرمجاز
	بخش مطالعاتی	بهره‌برداری	مشترکین	ارتباط با سایر نهادها	مشترکین
دستکاری لوازم اندازه‌گیری	راهکار	Hi-Low گیری	تست لوازم اندازه‌گیری	نصب لوازم اندازه‌گیری غیرقابل دستکاری	سخت‌گیری در مجازات
	بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه‌گیری	بهره‌برداری (مدیریت دارایی‌ها)	تجهیزات اندازه‌گیری	ارتباط با سایر نهادها
	راهکار	برخورد مؤثر با سارقان برق و کسانی که کنتور را دستکاری می‌کنند	بازرسی و کنترل لوازم اندازه‌گیری و پلمپ نمودن مؤثر آنها		
	بخش مطالعاتی	مشترکین	مشترکین		
خطای لوازم اندازه‌گیری	راهکار	انتخاب صحیح ترانسفورماتور جریان و ولتاژ در طراحی	نظارت بر ساخت	کنترل اغتشاش محیط	دقت در انبارداری و نصب و بهره‌برداری
	بخش مطالعاتی	برنامه‌ریزی	برنامه‌ریزی	بهره‌برداری	بهره‌برداری
	راهکار	پیشرفت تکنولوژی	انتخاب سطح حساسیت دستگاه متناسب با مصرف، انجام تنظیمات نمایش ارقام با توجه به حساسیت	استفاده از کنتورهای دیجیتال	استفاده از پورت قرائت
	بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه‌گیری	تجهیزات اندازه‌گیری	تجهیزات اندازه‌گیری	تجهیزات اندازه‌گیری
مصرف فاقد صورت‌حساب	راهکار	گزارش‌گیری از GIS	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه	تشویق مامورین قرائت در کشف	هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره‌برداری
	بخش مطالعاتی	بهره‌برداری	بهره‌برداری	بهره‌برداری	بهره‌برداری
	راهکار	نظارت بر عملکرد پیمانکار	تهیه چک لیست	بازرسی دوره‌ای	نظارت بر انبار
	بخش مطالعاتی	بهره‌برداری	مشترکین	بهره‌برداری	بهره‌برداری
	راهکار	تهیه لوازم اندازه‌گیری انحصاری و غیر قابل کپی	-	-	-
	بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه‌گیری	-	-	-
مغایرت ضریب کنتور	راهکار	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه	اختصاص شماره سریال با کد تعریف شده	نظارت بر انبار	تست اندازه‌گیری در مرحله نصب
	بخش مطالعاتی	بهره‌برداری	مشترکین	بهره‌برداری	بهره‌برداری
	راهکار	دقت در انتخاب در مرحله طراحی	اصلاح CT بعد از تغییر در قدرت انشعاب	بازرسی دوره‌ای	تهیه چک لیست
	بخش مطالعاتی	برنامه‌ریزی	بهره‌برداری	بهره‌برداری	مشترکین
	راهکار	تعویض کنتور و فیوز به جای صرفاً تعویض فیوز	هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره‌برداری	-	-
	بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه‌گیری	بهره‌برداری	-	-

راهکار	مراجعه مکرر جهت قرائت	ارشاد مشترکین به ارسال ارقام مصرف	نصب کنتور های قرائت از راه دور	کنترل شاخص قرائت
بخش مطالعاتی	مشترکین	مشترکین	مشترکین	مشترکین
راهکار	تسهیل در متناسب سازی محل نصب کنتور	نصب انشعابات جدید به صورت استاندارد	نظارت بر عملکرد پیمانکار	تهیه چک لیست
بخش مطالعاتی	برنامه ریزی	مشترکین	بهره برداری	مشترکین
راهکار	استفاده از لوازم با کیفیت و تعویض دوره ای، تعویض کنتور	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه	استفاده از پورت قرائت	بازرسی دوره ای
بخش مطالعاتی	مشترکین	بهره برداری	تجهیزات اندازه گیری	بهره برداری
راهکار	گزارش گیری از GIS	تخمین مصرف	نصب در مکان مناسب	مسئولیت مشترکین در نگهداری لوازم
بخش مطالعاتی	بهره برداری	مشترکین	نصب تجهیزات	فرهنگی
راهکار	استفاده از نرم افزار تست شده و ایمن	به روز رسانی نرم افزار	به روز رسانی سخت افزار	تهیه نسخه پشتیبان
بخش مطالعاتی	بهره برداری	بهره برداری	برنامه ریزی	بهره برداری
راهکار	استفاده از روش های تحلیل داده برای تشخیص تلفات غیر فنی	مطالعات روش های اندازه گیری توان و اثرات آن در برآورد تلفات		
بخش مطالعاتی	مشترکین	مشترکین		

عدم قرائت

راهکار	استفاده از پورت قرائت	تنظیمات آلارم دستگاه ثبت	نظارت بر عملکرد پیمانکار	کنترل شاخص قرائت
بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه گیری	تجهیزات اندازه گیری	بهره برداری	مشترکین
راهکار	استفاده از کنتورهای دیجیتال	تجربه مامورین قرائت	-	-
بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه گیری	مشترکین	-	-

اشتباه قرائت

راهکار	اصلاح اعداد به روش های ریاضی	قرائت از راه دور	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه	استفاده از تعداد مامورین بیشتر
بخش مطالعاتی	برنامه ریزی	بهره برداری	بهره برداری	بهره برداری
راهکار	اصلاح و مرتب سازی نواحی قرائت	نظارت بر عملکرد پیمانکار	-	-
بخش مطالعاتی	بهره برداری	بهره برداری	-	-

عدم همزمانی قرائت

راهکار	تهیه چک لیست	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه	بازرسی دوره ای	هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره برداری
بخش مطالعاتی	مشترکین	بهره برداری	بهره برداری	بهره برداری
راهکار	تهیه دستورالعمل	اجتناب از ادغام	گزارش گیری از GIS	-
بخش مطالعاتی	مشترکین	مشترکین	بهره برداری	-

قرائت متواتر

دوره قرائت نامنظم	راهکار	برنامه‌ریزی قرائت	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه و پیمانکار	اجتناب از تغییرات غیر ضروری نواحی قرائت	برنامه‌ریزی قرائت
	بخش مطالعاتی	مشترکین	بهره‌برداری	مشترکین	مشترکین
حذف اشتراک ناخواسته از بیلینگ	راهکار	طبقه بندی و کنترل دسترسی-ها	داشتن قراردادهای بلندمدت خدمات نرم افزاری و داشتن پشتیبان اطلاعات	استفاده از نرم افزار امن و بروز رسانی آن	ارتباط خارج از اینترنت
	بخش مطالعاتی	بهره‌برداری	بهره‌برداری	بهره‌برداری	بهره‌برداری
اشتراک قطع دائم یا موقت	راهکار	تهیه چک لیست	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه	نظارت بر عملکرد پیمانکار	صدور صورت حساب همزمان یا جمع‌آوری کنتور
	بخش مطالعاتی	مشترکین	بهره‌برداری	بهره‌برداری	مشترکین
خطای دستگاه تست و کالیبره	راهکار	افزایش دقت دستگاه اندازه‌گیری	پیشرفت تکنولوژی	اعمال ضرایب تصحیح در قرائت	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه و بازرسی دوره‌ای
	بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه‌گیری	تجهیزات اندازه‌گیری	مشترکین	بهره‌برداری
پذیرش خطای مجاز	راهکار	افزایش دقت دستگاه اندازه‌گیری	پیشرفت تکنولوژی	-	-
	بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه‌گیری	تجهیزات اندازه‌گیری	-	-
عدم فعال بودن جهت ورود انرژی	راهکار	استفاده از کنتور دو طرفه	شناسایی حالت‌های ممکن وقوع و تصحیح قرائت به صورت دستی	بازرسی دوره‌ای	-
	بخش مطالعاتی	تجهیزات اندازه‌گیری	مشترکین	بهره‌برداری	-

۹-۲) شناسایی اقدامات مؤثر در کاهش تلفات غیرفنی در حوزه بهره‌برداری

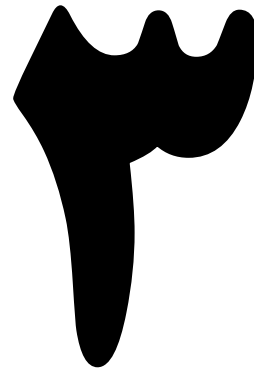
با توجه به اینکه هدف اصلی این پژوهش، انجام فعالیت‌های مرتبط با حوزه بهره‌برداری در کاهش تلفات است، بنابراین در این بخش اقدامات مؤثر در حوزه بهره‌برداری برای کاهش تلفات غیرفنی بیان شده است. به همین منظور این اقدامات و اینکه انجام هرکدام از آنها بر کدامیک از عوامل تلفات غیرفنی اثرگذار خواهد بود در جدول (۵-۲۷) آمده است.

جدول ۲-۷: اقدامات مؤثر در حوزه بهره‌برداری برای کاهش تلفات غیرفنی

عوامل ایجاد تلفات غیرفنی	راهکارهای مربوط به کاهش تلفات در حوزه بهره‌برداری
انشعاب غیرمجاز	پایش شبکه
دستکاری لوازم اندازه‌گیری	تست لوازم اندازه‌گیری
خطای لوازم اندازه‌گیری	کنترل اغتشاش محیط دقت در انبارداری، نصب و بهره‌برداری
مصرف فاقد صورت‌حساب	گزارش‌گیری از GIS نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه تشویق مأمورین قرائت در کشف هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره‌برداری بازرسی دوره‌ای نظارت بر انبار نظارت بر عملکرد پیمانکار
مغایرت ضریب کنتور	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه نظارت بر انبار تست اندازه‌گیری در مرحله نصب اصلاح CT بعد از تغییر در قدرت انشعاب بازرسی دوره‌ای هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره‌برداری
عدم قرائت	نظارت بر عملکرد پیمانکار نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه بازرسی دوره‌ای گزارش‌گیری از GIS

استفاده از نرم افزار تست شده و ایمن به روزرسانی نرم افزار تهیه نسخه پشتیبان	
نظارت بر عملکرد پیمانکار	اشتباه قرائت
قرائت از راه دور نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه استفاده از تعداد مامورین بیشتر اصلاح و مرتب سازی نواحی قرائت نظارت بر عملکرد پیمانکار	عدم همزمانی قرائت
نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه بازرسی دوره ای گزارش گیری از GIS هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره برداری	قرائت متواتر
نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه و پیمانکار	دوره قرائت نامنظم
طبقه بندی و کنترل دسترسی ها داشتن قراردادهای بلندمدت خدمات نرم افزاری و داشتن پشتیبان اطلاعات استفاده از نرم افزار امن و به روزرسانی آن ارتباط خارج از اینترنت	حذف اشتراک ناخواسته از بیلینگ
نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه نظارت بر عملکرد پیمانکار	اشتراک قطع دائم و موقت
نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه و بازرسی دوره ای	خطای دستگاه تست و کالیبره
بازرسی دوره ای	عدم فعال بودن جهت ورود انرژی

مطالعات تطبیقی



۳-۱) انجام مطالعات تطبیقی در رابطه با اقدامات صورت گرفته جهت کاهش تلفات فنی حوزه

بهره‌برداری در کشورهای مختلف

با توجه به اهمیت موضوع تلفات در شبکه‌های قدرت، کشورهای مختلف مطالعات بسیار زیادی را بر روی این موضوع انجام داده‌اند. هر کشوری با توجه به شرایط آب و هوایی، ویژگی‌های بارهای مصرفی، نوع شبکه و دیگر عوامل دارای تنوع مسائل مختلفی در حوزه تلفات است و عوامل به وجود آورنده تلفات در کشورهای مختلف ممکن است سهم‌ها و اثرات مختلفی داشته باشند که بر طبق آن‌ها راهکارهای مختلفی نیز برای این موضوع ارائه شده است. در این بخش با توجه به گزارش‌های موجود در مورد کشورهای مختلف، مروری بر وضعیت تلفات و راهکارهای آن در کشورها و شهرهای مختلف صورت گرفته است.

۳-۱-۱) وضعیت کنونی کشورهای در حال توسعه

در کشورهای توسعه‌یافته، تلفات غیرفنی وجود ندارند و یا به اندازه‌ای کوچک هستند که قابل چشم‌پوشی هستند؛ زیرا بیش‌تر افراد می‌توانند تعرفه‌ها را که منعکس‌کننده هزینه تولید هستند پرداخت کنند (حتی اگر بیش‌تر از هزینه‌هایی باشند که منعکس‌کننده عملکرد بهینه فراهم‌کنندگان خدمات هستند). بالعکس، وضعیت در بسیاری از کشورهای در حال توسعه به طور چشم‌گیری متفاوت است. بسیاری از شرکت‌های برق در کشورهای توسعه‌یافته به طور پایایی^۱ موفق به کاهش یا حذف تلفات غیرفنی در تامین برق شده‌اند؛ ولی بقیه هم‌چنان تلفات بالایی از خود نشان می‌دهند.

در تمامی موارد موفق، بخش بزرگی از تلفات غیرفنی متمرکز در مصرف‌کنندگانی بوده است که قادر به پرداخت تعرفه‌های منعکس‌کننده هزینه هستند. بنابراین، تلفات غیرفنی می‌تواند با اندکی کاهش رفاه کم شود؛ در حالی که ادامه آن‌ها پایایی اقتصادی بخش قدرت را در خطر قرار می‌دهد و مشتریان

¹ on a sustainable manner

برق درست‌رفتار^۱، مالیات‌دهندگان، بخش‌های محروم اجتماعی و به طور کلی کشور را آسیب می‌رساند. حذف این تلفات (به استثنای مصرف اندازه‌گیری نشده که به طور صریح و واضح در چارچوب رگولاتوری تعریف شده‌اند) بایستی اولویت ملی بالایی برای هر کشوری باشد.

۳-۱-۱) آمریکای لاتین [۶]

در بسیاری از کشورهای آمریکای لاتین، در اوایل دهه ۱۹۹۰ میلادی، تلفات کل بالا امری شایع بوده است. سطوح متوسط تعرفه غالباً کم‌تر از هزینه عرضه بود (که با ناکارآمدی در عملکرد شرکت‌های برق، به خصوص تلفات غیرفنی بالا تشدید شده بود) و یارانه‌های دولتی و یارانه‌های تعرفه‌ها^۲ (به طور کلی از مشتریان صنعتی و تجاری تا مشتریان خانگی) معمول بودند و کیفیت خدمات برای مشتریان موجود مدام بدتر می‌شد. در نتیجه، تمایل مردم برای پرداخت تعرفه‌های بالاتر به طور پیوسته در طول زمان کاهش یافت و منبع درآمد بخش قدرت کم‌تر شده و بحران عمیق‌تر شد.

طی سال‌های ۱۹۸۵ تا ۲۰۰۰، آمریکای لاتین منطقه‌ای در بین کشورهای در حال توسعه بوده است که مهم‌ترین اصلاحات را در بخش قدرت داشته است. در سال ۱۹۸۲، شیلی اولین کشوری شد که اصلاحات رگولاتوری و سازمانی گسترده‌ای^۳ را در بخش قدرت خود با هدف ارتقای بهره‌وری و توسعه خدمات معرفی کرد. در ابتدا اصلاحات در شرکت‌های دولتی^۴ موجود اعمال شد؛ اما در دهه دوم ۱۹۸۰ به عنوان یک وسیله مهم برای تضمین کارایی، از طریق چارچوب رگولاتوری تعریف‌شده مناسبی، به طور کامل خصوصی‌سازی شده و به طور شفاف اعمال شد. نتایج حاصل بسیار چشم‌گیر بوده و عملکرد کنونی برخی نهادهای شیلیایی، نسبت به برخی شرکت‌ها در کشورهای توسعه‌یافته بهتر هستند.

¹ well-behaving-electricity consumers

² government subsidies and tariff cross-subsidization

³ widespread institutional and regulatory reforms

⁴ state-owned enterprises (SOEs)

در فاز اول اصلاحات، در اوایل دهه ۱۹۹۰، آرژانتین و اندکی بعد بولیوی و پرو نیز از شیلی پیروی کردند. فاز دوم اصلاحات در اواسط دهه ۱۹۹۰، کلمبیا، برزیل و چندین کشور مدیترانه‌ای و آمریکای مرکزی^۱ (جمهوری دومینیکن، السالوادور، پاناما، گواتمالا و نیکاراگوئه) را تا پایان دهه شامل شد. اصلاحات بخش برق در کاستاریکا، هندوراس، مکزیک، پاراگوئه، اروگوئه و ونزوئلا محدود بوده یا تقریباً وجود نداشته است. در تمامی موارد، مؤلفه‌های اصلاحات شامل جداسازی عملیات^۲، ایجاد رقابت در تولید از طریق ایجاد بازارهای عمده‌فروشی برق (که آثار گوناگونی داشت) و خصوصی‌سازی شرکت‌های موجود (عمدتاً مسئول تولید، توزیع و خرده‌فروشی) بوده است.

اصلاحات شبکه توزیع برق خروجی‌های مثبت بسیاری داشته است. شرکت‌های خصوصی‌شده، از طریق حذف تلفات فنی و غیرفنی و بهبود کیفیت خدمات به مشتریان موجود، به افزایش بازدهی کلی (بهره‌برداری و اقتصادی) دست یافتند.

شیلیایی‌ها از پیش‌تاز بودن در بهبود بازدهی شرکت‌های خصوصی منتفع شدند. آن‌ها در پروسه خصوصی‌سازی شرکت‌های توزیع در آرژانتین، برزیل، پرو و کلمبیا مشارکت داشتند و مالکین و بهره‌برداران جدید برخی از مهم‌ترین شرکت‌برق‌ها در این کشورها شدند. بلافاصله پس از مشارکت در هر شرکت، آن‌ها روش‌های خود برای بهبود عملکرد (که همواره اصلاح و به‌روز شده بودند) را اجرا کردند که ابزارهای بهره‌برداری و دانش فنی لازم (که برای برآورد چالش‌های موجود در هر محیط جدید باید توسعه می‌یافت) را نیز در بر داشتند.

¹ several Central American and Caribbean countries

² unbundling of sector operations

۳-۱-۱ (۲- آسیای شرقی)^۱ [۶]

به طور کلی شرکت‌های برق دولتی چین^۲ عملکرد بهره‌برداری خوبی از نظر خدمات فراهم‌شده برای مشتریان موجود، تلفات و اتصال مشتریان جدید در مناطق روستایی دارند. عملکرد برخی شرکت‌ها در مناطق جنوب شرقی عالی است.

در ۱۰ سال اخیر، ویتنام با وجود ۱۵ درصد رشد سالانه تقاضا، به نتایج چشم‌گیری در بهبود عملکرد بهره‌برداری شرکت‌های برق دولتی خود و افزایش نرخ برقی‌سازی دست یافته است. تلفات کاهش بسیار زیادی داشته است و کیفیت خدمات بهبود یافته است (به خصوص در مناطق شهری؛ در حالی که مناطق روستایی هنوز بهبود بیش‌تری نیاز دارند).

فیلیپین به طور معقولی شرکت‌های خصوصی با عملکردی مناسب دارد که سرویس‌رسانی پایتخت را بر عهده دارد و بیش از ۱۰۰ تعاونی^۳ کوچک با عملکرد ضعیف در مناطق اصلی شهری وجود دارد که با عملکرد بهره‌برداری و مالی ضعیف شناخته شده‌اند.

۳-۱-۱ (۳- آسیای جنوبی)^۴ [۶]

در این منطقه غالب شرکت‌ها دولتی هستند. اخیراً پاکستان شرکت تامین برق کاراچی^۵ را خصوص کرد؛ در حالی که تمامی شرکت‌های دیگر دولتی باقی ماندند. عملکرد ضعیف بهره‌برداری و مالی با تلفات کل بیش از ۳۰ درصد، معمول است (که شامل شرکت تامین برق کاراچی نیز می‌شود). در بنگلادش، شرکت‌های دولتی در فرآیند تجدیدساختار قرار دارند. با وجود تفاوت‌ها در شرکت‌های مختلف، در تمامی موارد، کل تلفات بیش از ۲۰ درصد است.

¹ East Asia² Chinese state-owned provincial electric power companies³ cooperatives⁴ South Asia⁵ Karachi Electric Supply Company

در هند، بیش‌تر فعالیت‌های توزیع توسط شرکت‌های دولتی انجام می‌شود. فقط شرکت‌های Reliance (BSES پیشین) و Tata، دو شرکت خصوصی هستند که بمبئی (که همواره خصوصی بوده است) را خدمات‌رسانی می‌کنند. تلفات کل هر دو شرکت Reliance و Tata حدود ۱۱ تا ۱۲ درصد است. به طور کلی عملکرد شرکت‌های دولتی بد است و در بیش‌تر موارد مقدار تلفات بیش از ۳۰ درصد است.

۳-۱-۱-۴ عمان

عمان یک کشور عربی واقع در ساحل جنوب شرقی شبه جزیره عربستان است. ساختار بخش برق در عمان شامل بهره‌بردارهایی مانند: تولید، تهیه توان، انتقال و توزیع است که هر بهره‌بردار با یک نهاد ممتاز جداگانه سروکار دارد. در سال ۲۰۰۵ یک شرکت که به طور کامل متعلق به دولت عمان بود، برای تدارک بهره‌برداری تولید، انتقال و بهره‌برداری توزیع همراه با حضور آن‌ها در مناطق روستایی تشکیل شد. هدف اصلی این نهادهای جداگانه، تمرکز اصلی بر توسعه مناطق روستایی بود. روستاها بخش عمده‌ای بودند که از لحاظ بهره‌وری به عنوان عقب افتاده شناخته می‌شدند و در عین حال مخالف تحولاتی بودند که در بخش برق کل کشور اتفاق می‌افتاد. این مطالعه موردی از مقاله پژوهشی منتشر شده در انجمن آکادمی علوم، مهندسی و فناوری جهانی برای کاهش تلفات در سیستم توزیع عمان گرفته شد. ابتکارات کاهش تلفات در عمان عمدتاً به دلیل افزایش هزینه‌های تامین برق، کمبود سوخت و افزایش هزینه‌ها برای تولید قدرت بیش‌تر و نگرانی‌های گرم شدن کره زمین است. هدف ثانویه استفاده بهینه از ظرفیت موجود و هم‌چنین به عقب انداختن هزینه سرمایه‌گذاری برای توسعه و بهبود سیستم بود.

بخش برق عمان شاهد اصلاحات عمده‌ای با تجدیدساختار صنعت برق شد. با این حال، عمل توزیع به‌صورت نظارت انحصاری باقی مانده است. سودمندی توزیع با افزایش فشار سهامداران و مقامات نظارتی

برای بهبود سرمایه‌گذاری و بازدهی مواجه شد. علاوه بر این، حرفه توزیع شاهد سطح تلفات بالا بود که بر عملکرد کل کسب و کار اثر گذاشت. با توجه به میزان تلفات زیاد، مقامات دولتی مجبور شدند که به کسب و کار توزیع کمک هزینه بدهند که منجر به افزایش کمی بودجه شوند. با این هدف ابتکار کاهش تلفات در کشور اجرا شده است.

یک پروژه آزمایشی تقویت توزیع توسط شرکت برق مازون (MZEC) انجام شد که برای دیگر بخش‌های توزیع بیش‌تر گسترش یافت. پروژه با هدف کل زنجیره ارزش بخش توزیع برای کاهش تلفات و دستیابی به بهروری بود. برنامه کاهش تلفات در سراسر جنبه‌های زیر پیش‌بینی شده بود:

❖ افزایش ظرفیت موجودی پست

❖ ایجاد پست اضافی تامین نیازهای آینده در بلندمدت

❖ بازآرایی شبکه و متعادل‌سازی بار

فعالیت‌های انجام شده برای کاهش تلفات فنی در این برنامه به شرح زیر خلاصه شده است:

- اضافه کردن خطوط انتقال جدید با هادی‌های با سایز مناسب برای کاهش بارگذاری سیستم.
- احداث شبکه‌های ولتاژ بالا
- اصلاح مشخصات طراحی / ملاحظات مواد و دستورالعمل بارگیری برای ترانسفورماتورهای توزیع
- توسعه دستورالعمل‌های بهره‌برداری برای بهبود مدیریت ترانسفورماتورهای توزیع
- تحقیق در مورد ترانسفورماتور توزیع کم‌هزینه
- انتقال ترانسفورماتورها و ایستگاه‌های پست در نزدیکی مراکز بار
- مسیریابی و بازآرایی فیدرهای با تلفات و افت ولتاژ بالا
- بهبود ضریب توان با نصب خازن‌ها
- متعادل‌سازی بار در شبکه‌های ۳ فاز

- توسعه تولیدات پراکنده جهت تامین تقاضاهای مناطق دور افتاده
 - کاهش تلفات به علت اتصالات ضعیف در شبکه توزیع مانند جمپرها، اتصال‌های آزاد و غیره
- تاثیر ابتکارات مختلفی که در بالا ذکر شد، مورد بررسی قرار گرفت و مشاهده شد که اجرای این طرح‌ها موجب بهبود قابل توجه در مشخصات ولتاژ و کاهش تلفات فنی در سیستم توزیع می‌شود. از نظر مالی، کاهش تلفات در بازگرداندن اعتماد وام دهندگان و همچنین سرمایه‌گذاران خصوصی کمک کرد و آن‌ها را تشویق کرد تا در توسعه بخش برق کشور شرکت کنند. مشاهدات زیر پس از اجرای این طرح‌ها صورت گرفت:
- ✓ منطقه جغرافیایی که این طرح‌ها اجرا شد، کاهش قابل ملاحظه‌ای در میزان تلفات در سال بعد را نسبت به سال قبل نشان داد.
 - ✓ در برخی موارد، میزان واقعی تلفات ثبت شده حتی کم‌تر از میزان تلفات برنامه‌ریزی شده بود.
 - ✓ افت ولتاژ در هر فیدر در داخل سطوح مجاز کاهش یافته است.
 - ✓ این برنامه همچنین در دستیابی به استانداردهای زیرساخت‌های شبکه به عنوان استاندارد امنیت سیستم توزیع (DSSS) در عمان پیگیری شده است.

۳-۱-۱-۵) برزیل

برزیل بزرگترین کشور آمریکای لاتین و یکی از سریعترین اقتصادهای در حال رشد در جهان است. برزیل دارای جمعیت شناسی و پایه مصرف‌کننده شبیه به هند است که ترکیبی کامل از مناطق روستایی، مناطق شهری، محله‌های فقیرنشین و غیره است. ساختار صنعت بخش برق برزیل شامل تولید، انتقال و توزیع با مشارکت قابل توجه خصوصی در هر یک از آن‌ها است. این بخش توسط (ANEEL)، یک سلسله حکومت برزیل مرتبط با وزارت معادن و انرژی، تنظیم شده است. این موضوع براساس مطالعه موردی انتقال برق به نزدیکی مصرف‌کنندگان است: مطالعه موردی از برق رسانی محلات پر جمعیت

شهر و پروژه کاهش تلفات در سائوپائولو برزیل است که این مطالعه با همکاری مشترک آژانس توسعه بین‌المللی ایالات متحده (USAID)، انجمن بین‌المللی مسو شرکت برق منطقه سائوپائولو در سال ۲۰۰۶ انجام شده است.

این مطالعه جنبه‌های پروژه‌ای را برای برق‌رسانی به محله‌های پر جمعیت در شهر سائوپائولو انجام داد. اهداف پروژه عبارتند از:

- حل مشکلات طولانی مدت سرقت برق، عدم پرداخت و تلفات در منطقه
- ارتقا / ایجاد زیرساخت در منطقه
- ارائه مطمئن و کیفیت بهتر عرضه برای مصرف خانگی سائوپائولو
- آموزش مصرف کنندگان برای کاهش مصرف خود به سطوح مقرون به صرفه
- آگاه کردن مصرف کنندگان در مورد هزینه‌هایی که توسط صنعت برق در ارائه خدمات آنها مورد استفاده قرار می‌گیرند.
- آگاه کردن مصرف کنندگان در مورد قابل دسترس بودن سرویس
- ایجاد کردن پرداختی ساکنین برای مصرف برقشان
- بهبود وضعیت مالی کسب و کار توزیع برق
- دانش دقیق در مورد اندازه‌گیری بهره‌وری انرژی
- آموزش دادن مصرف کنندگان در مورد اقدامات ایمنی در خانه برای کاهش خطر اتفاقات مربوط به برق

یک خروجی بسیار مهم از این پروژه یک مدل خدمات پایدار بود که نیازهای مصرف کنندگان را در مناطق شهری با درآمد پایین برآورده می‌کرد و می‌توانست به طور گسترده تکرار شود. تاکید اصلی پروژه، توسعه و آزمایش رویکردهای جدید برای تنظیم و بهبود خدمات برق در منطقه مورد نظر است.

با بررسی دقیق علل منجر به تلفات در سیستم، کشف شد که تلفات به طور عمده به دلیل ضعف شبکه است که سبب سرقت برق، زیان‌های توزیع بیش‌تر و بهره‌وری کامل مجموعه شده است. تعداد قابل توجهی از طرح‌های تلفات فنی مورد تایید قرار گرفت که می‌تواند به شرح زیر خلاصه شود:

- ارتقا سیستم توزیع موجود و زیرساخت خدمات منطقه موردنظر
 - نصب کابل‌های پیچ خورده و هم محور دوگانه با اتصالات جدید
 - تعویض ترانسفورماتورهای با اضافه بار با ترانسفورماتورهای کارآمدتر و مطمئن‌تر
- تجزیه و تحلیل مالی نتایج حاصل از دیدگاه‌های شرکت و مصرف‌کننده، اندازه تاثیر کلی پروژه را نشان می‌دهد. مهم‌ترین اهداف این پروژه، تنظیم مصرف‌کنندگان، اجرای موفقیت آمیز اقدامات انرژی و ایجاد زیرساخت‌های جدید فیزیکی در منطقه آزمایشی بود. مزایای کلیدی به دست آمده عبارتند از:
- ✓ بهبود درآمد به طور قابل ملاحظه با توجه به بهبود بهره‌وری از ۰ تا ۶۸ درصد بعد از تنظیم کردن

- ✓ کاهش میانگین مصرف برق در ناحیه آزمایش به میزان ۴۰٪
- ✓ کاهش هزینه‌های شرکت به علت پرداخت به موقع هزینه‌های برق
- ✓ کاهش هزینه‌های مربوط به خرید برق
- ✓ تبدیل مصرف‌کنندگان به مصرف‌کنندگانی پرداختی و اندازه‌گیری شده که ابزاری را برای جمع‌آوری کمک هزینه با درآمد کم از تعرفه‌های دولتی فراهم می‌آورد.

به این نتیجه رسیدیم که موفقیت مالی پروژه به میزان زیادی بر رضایت مشتری بستگی دارد و این واقعیت که ارتقا خدمات برق آن‌ها ارزش مالی جدیدی را بر روی قبض برق دارد. نتایج این پروژه می‌تواند در مناطقی با جمعیت شناسی مشابه و پایگاه مصرف‌کننده مانند تکرار شود که دارای بخش بزرگی

از جمعیت ساکن مناطق روستایی و پرجمعیت است که سرقت برق و عدم پرداخت صورت حساب یک پدیده شایع است.

۳-۱-۱ (۶-۱-۱) اوگاندا

اوگاندا کشوری واقع در شرق قاره آفریقا است. اوگاندا یکی از معدود کشورهایی در آفریقا است که اصلاحات در بخش برق را کاملاً پذیرفته است. این اصلاحات به منظور بهبود عملکرد و بهره‌وری بخش توزیع انجام شد. این اصلاحات عبارت بودند از جداسازی و خصوصی سازی و به کار بردن ایجاد یک نظارت مستقل. ساختار صنعت در اوگاندا به عملکرد تولید، انتقال و توزیع تقسیم می‌شود که هر کدام از آن‌ها تحت مجوز خصوصی و تحت کنترل مقامات دولتی قرار می‌گیرند. این ۳ وظیفه توسط یک نهاد نظارتی مستقل، نهاد تنظیم برق (ERA) نظارت می‌شود. دولت اوگاندا، از طریق وزارت توسعه انرژی و مواد معدنی اقدام، اصلاحات و خصوصی سازی سیاست بخش برق، و در نتیجه آزادسازی بخش برق را اجرا می‌کند. در سال ۲۰۰۵، تحت این سیاست وظیفه توزیع به مدت ۲۰ سال به یک نهاد خصوصی برای بازسازی، ارتقا و توسعه سیستم توزیع واگذار شد. در سال ۲۰۰۵، وظیفه توزیع توسط یکی از موسسات خصوصی Umeme.Ltd بعهده گرفته شد. در سال ۲۰۱۰، توسط نهاد تنظیم برق به پایان رسید و توسط دولت اوگاندا که کسب و کار توزیع نیاز به بازبینی اساسی دارد، قبول شد.

تجربه به اشتراک گذاشته شده در اینجا براساس گزارش "مطالعه تلفات سیستم توزیع و جمع‌آوری نرخ‌ها توسط شرکت Umeme.Ltd" است. این تحقیق ابتکارهایی را که توسط ابزار توزیع و تاثیر کلی آن روی کسب و کار توزیع صورت گرفته است را نشان می‌دهد.

دولت اوگاندا اقدامات قابل توجهی را برای کاهش تلفات در بخش انرژی انجام داده و بخش توزیع را برای انجام کسب و کار به صورت موثر مالی سازگار ساخته است. تلاش برای جذب مشارکت خصوصی بیش‌تر نه تنها در کسب و کار توزیع بلکه در زمینه تولید و انتقال کسب و کار صورت گرفت. یک مطالعه

اولیه توسط اداره تنظیم مقررات برق برای ارزیابی سطح زمین در سطح توزیع منطقه و همچنین تهیه یک نقشه راه برای کاهش تلفات مضاعف در منطقه در یک دوره زمانی مشخص انجام شد. اهداف مطالعه عبارت بودند از:

➤ ایجاد سطوح تلفات فنی و غیرفنی و تخمین هزینه‌های سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای کاهش این

ضررها

➤ پیشنهاد کاهش تلفات و همچنین یک مسیر کارآیی مجموعه ای برای دوره اولیه هفت سال

➤ بازبینی و بررسی سیستم صورت حساب و اطلاعات مشتری و ارقام جمع‌آوری پول نقد

➤ ارزیابی فرایند ثبت اندازه‌های خوانده شده

➤ بازبینی کردن شرایط فیزیکی از مترها

➤ چک کردن دقت و صحت کنتورهای مورد استفاده

➤ تایید کردن اینکه آیا کنتورها با زمان همگام سازی شده‌اند یا نه

➤ ارزیابی فرایند دنبال شده برای جمع‌آوری پرداختی‌های مصرف کنندگان

➤ تاثیر سیستم صدور صورت حساب جدید در کاهش تلفات

➤ بررسی و ارزیابی اثربخشی اقدامات کاهش تلفات در حال حاضر توسط Umeme، از جمله ساختار

سازمانی و هزینه‌های سرمایه مربوط به کاهش تلفات

➤ بررسی تاثیر برنامه برق رسانی روستایی در کاهش تلفات

➤ ایجاد شاخص‌های عملکرد برای تعیین عملکرد ابزار

➤ معرفی برنامه پرداخت سریع سرمایه برای بازسازی شبکه موجود

طرح تامین برق روستایی توسط دولت اوگاندا به منظور کاهش تلفات غیرفنی در منطقه مورد ارزیابی

قرار گرفت. مشخص شده است که تلفات فنی علت اصلی نگرانی نیست، زیرا اکثر مصرف کنندگان

منطقه روستایی دارای بارهای کم اتصال بوده و دسترسی به شبکه توزیع نیز محدود شده است. به همین ترتیب دولت اوگاندا یک برنامه استراتژیک ۷ ساله برای کاهش تلفات ناشی از سرقت برق که عمدتاً در مناطقی از حضور شبکه توزیع مشخص شده است، تهیه کرد. تلفات مشاهده شده به علت عوامل فنی و غیرفنی بوده است. تلفات فنی مربوط به ترانسفورماتور با اندازه پایین و آسیب دیده، تلفات جانبی بالای شبکه آسیب دیده. علاوه بر این، عوامل موثر بر زیان‌های غیرفنی عبارتند از: خواندن ناکارآمدی متر، ناتوانی در دستیابی به اندازه‌گیری ۱۰۰٪ و بازده کمینه جمع‌آوری.

ابتکارات کاهش تلفات فنی:

در سال ۲۰۱۰، تلفات فنی شبکه توزیع نزدیک به ۱۵ درصد بود. تلفات فنی در سیستم به علت عدم تعادل ترانسفورماتور، هادی‌های کوچک، مخلوط هادی‌ها، بخش‌های طولانی با هادی‌های کوچک و هادی‌های فولادی با تلفات بالا مشخص شده است. تعداد قابل توجهی از ابتکارات توسط Umeme به منظور کاهش این تلفات و رعایت مسیر کاهش تلفات تعریف شده توسط کمیسیون تنظیم مقررات برق مورد توجه قرار گرفت. برای بهینه‌سازی تلفات توزیع، اقدامات فنی زیر انجام شد:

- ✓ نصب ترانسفورماتورهای کم تلفات
- ✓ تعویض کابل‌های هوایی با سطح مقطع بزرگ‌تر
- ✓ استفاده از رساناها با مقاومت کم‌تر مانند آلیاژ آلومینیم (AAAC)
- ✓ نصب کابل‌ها با اندازه هادی بزرگ‌تر
- ✓ استفاده از کابل‌ها و خازن‌ها با تلفات دی الکتریک پایین‌تر
- ✓ استفاده از ولتاژ سیستم فوق توزیع بالاتر (افزایش ولتاژ ۱۱kV به ۳۳kV)
- ✓ ایجاد پست‌های جدید ۱۳۲kV برای افزایش عرضه
- ✓ جبران توان راکتیو با نصب بانک‌های خازن شنت

✓ معرفی تعرفه با حداکثر مقررات تقاضا و/یا ضریب توان برای مشتریان متوسط و بزرگ

✓ بازآرایی (معمولاً نقاط باز) فیدر ۱۱kV برای کاهش تلفات سیستم

✓ متعادل سازی بار بین فازهای فیدر

✓ شیفت بار - کاهش تقاضای حداکثر از طریق استفاده از تعرفه های پائین

به استثنای اجرای طرح های فوق، یک طرح «کاهش تلفات فیدر» را به وجود آورد که در آن به هر مقام مسئول ارشد شرکت توزیع یک فیدر اختصاص داده شد و مسئول مدیریت فیدر بود. وظایف رسمی شامل بازرسی دوره ای از سایت فیدر و نظارت بر اجرای برنامه های خاص برنامه ریزی شده برای فیدرها بود. علاوه بر این، مقامات هم چنین مجبور بودند در نظارت بر اجرای برنامه های کاهش تلفات Umem در سطح شخصیت حقوقی شرکت کنند. در بعضی موارد، مسئولیت های مرتبط با موقعیت در مدیریت ارشد شرکت توزیع، به طور از پیش تعیین شده برای توصیف شغل موقعیت مورد نظر به طور پیش بینی تعریف شده است.

ابتکارات کاهش تلفات انجام شده توسط Umeme از سال ۲۰۰۵، در زمان تحویل تا سال ۲۰۰۹ کاهش قابل توجهی در میزان تلفات توزیع با افزایش سطح تلفات به ۳۵ درصد در سال ۲۰۰۹ در مقایسه با ۳۱ درصد در سال ۲۰۰۵ نشان نداد. به نظر می رسد که ذینفعان ابتدا وضعیت ضعیف شبکه و هم چنین انعطاف پذیری مصرف کنندگان اوگاندا را برای مقاومت در برابر پرداخت برق، دست کم گرفتند. ابتکارات استفاده شده در پروژه به طور قابل توجهی در بهینه کردن تلفات توزیع کمک کرد. دستاوردهای کلیدی عبارتند از:

✓ نصب و راه اندازی مکانیسم صورت حساب جدید کمک کننده در دستیابی به نرخ بازدهی حدود

۶۷ درصد در اواخر سال ۲۰۱۰ نسبت به نرخ بازدهی ۵۷ درصد در اواخر سال ۲۰۰۹. با وجودی

که Umeme در ابتدا با مشکلات متعددی مواجه شد، سیستم پرداخت جدید به تدریج نتایج را نشان داد.

✓ Umeme یک مجموعه جامع از رویه ها برای اتصال، قطع اتصال، خواندن داده ها و فعالیت های صورت حساب از جمله مدیریت کنتورها و درآمد را توسعه داد.

✓ نصب مؤلفه های آماری در نظارت بر عملکرد فیدر و شناسایی دستگاه های معیوب در زمان تعویض کنتور کمک کرد.

✓ معرفی کنترل نظارت و دستیابی به اطلاعات/سیستم مدیریت اسناد این ابزار را با زمان پاسخ مناسب برای حل و فصل شکایات به موقع و همچنین کمک به دستیابی به کاهش زمان قطع شدن در نتیجه کاهش زمان سوئیچ برای قطع برنامه ریزی شده کمک می کند. سیستم نظارت و دستیابی به اطلاعات/سیستم مدیریت اسناد بیش تر به بهبود جمع آوری داده ها و بهینه سازی شبکه کمک کرده است.

✓ شناسایی "میلرز" به عنوان یکی از عمده ترین مصرف کنندگان برق با یک مصرف قابل توجه که باقی مانده است، در دستیابی به بهبود حسابرسی انرژی به طور قابل توجهی کمک کرده است. در مجموع، تلفات توزیع کاهش قابل توجهی از ۳۵٪ در سال ۲۰۰۹ به ۳۰٪ در سال ۲۰۱۰ نشان داد.

۳-۱-۱-۷) ایران

صنعت برق در ایران توسط توانیر، یک شرکت زیر نظر وزارت نیرو اداره می شود. توانیر مسئول مدیریت کلی شرکت های برق منطقه ای، تاسیسات تولید برق، تاسیسات توزیع برق، شرکت توسعه برق، شرکت توسعه انرژی تجدیدپذیر، سازمان های بهره وری انرژی، مدیریت پروژه نیروگاه و تعمیرات نیروگاه است. به طور کلی، توانیر مسئول مدیریت تمامی عملیات مربوط به بخش برق است و تقریباً ۹۸ درصد تقاضای

برق در ایران را تامین می‌کند. تجربه به اشتراک گذاشته شده در اینجا بر اساس مطالعه موردی "کمینه-سازی تلفات توزیع: مطالعه موردی در یک بخش تجاری در مشهد" است که در ۲۲مین کنفرانس بین‌المللی توزیع برق در استکهلم ارائه شده است.

در اوایل سال ۲۰۱۱، در آغاز دهه جدید، بخش توزیع برق ایران با یک دوره سخت با تلفات توزیع بالا روبه‌رو شد. یک مطالعه برای شناسایی عوامل مرتبط با تلفات فنی و غیرفنی انجام شد. مشاهده شد که تلفات فنی عمدتاً به دلیل ضعف در طراحی ترانسفورماتورها، خطوط انتقال و توزیع و حضور ناحیه‌ای بزرگ در شبکه‌های ولتاژ پایین است. تلفات غیرفنی بیش‌تر به علت سرقت برق، عدم پرداخت صورت‌حساب مشتریان، اشتباهات در حسابداری و ثبت ضبط بود. در یک تلاش جهت کاهش این تلفات‌ها، ابتکارات ابتدا در بخش تجاری شرکت توزیع برق مشهد به کار گرفته شد و بعد به سایر قسمت‌های کشور گسترش یافت.

برای شروع، مطالعات میدانی برای شناسایی تلفات بالا و زیربنای ضعیف توزیع انجام شد. مشخصات کلیدی در رابطه با انتخاب چنین بخش‌هایی شامل سطح تلفات بالا، شبکه سنتی، سیستم اندازه‌گیری کم دقت و سطح بالای مصرف بود. در نهایت، تعداد قابل توجهی از اندازه‌گیرها به منظور کنترل این تلفات و بهبود بهره‌وری به کار گرفته شد. فعالیت‌های انجام شده برای کاهش تلفات فنی در زیر خلاصه شده است:

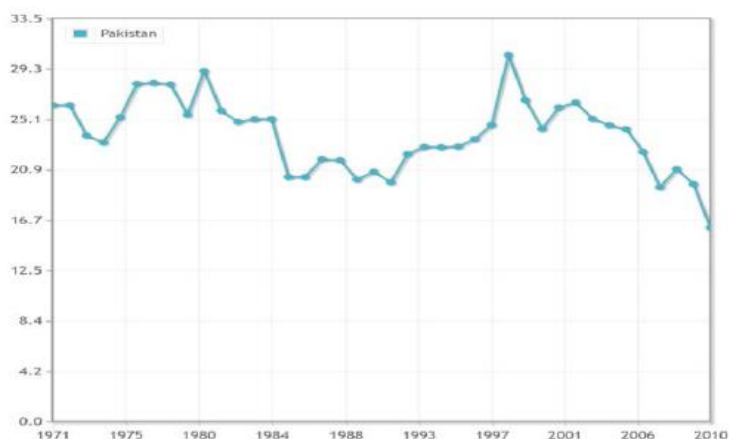
- ✓ حذف شبکه‌های ولتاژ پایین: خط ولتاژ بالا در نزدیکی محوطه مصرف‌کننده گسترش یافت.
- ✓ استفاده از ترانسفورماتورهای نصب شده بر روی پد: ترانسفورماتورهای با kVA بالاتر با مقادیر کم‌تر ترانسفورماتورهای نصب شده بر روی پد جایگزین شدند.
- ✓ نصب بانک‌های خازنی شنت: برای اصلاح ضریب قدرت و کاهش قدرت واکنشی موجود در سیستم.

در تکمیل مطالعه مشاهده شد که سطوح تلفات توزیع بخش مورد مطالعه از ۲۳,۱۷٪ قبل از اجرای طرح‌ها به ۳,۸۵٪ پس از اجرای در یک دوره یک سال کاهش قابل توجهی داشت. علاوه بر این، ابتکارات انجام شده به کمک ابزارهای دستیابی به حساسی بهتر انرژی و بهبود قابلیت اطمینان و انعطاف‌پذیری سیستم کمک می‌کند. بر اساس تحلیل عمیق مورد مطالعه ایران می‌توان نتیجه گرفت که ابتکارات کاهش تلفات برای کاهش تلفات توزیع شده شامل متعادل‌سازی بار، بازآرایی شبکه و بهبود ضریب توان است.

گزارش‌های مربوط به عمان، برزیل، اوگاندا و ایران از مرجع [۲۵] گرفته شده است.

۳-۱-۱-۸) پاکستان

انرژی الکتریکی تامین نشده در پاکستان از جمله مهم‌ترین چالش‌های اقتصادی در این کشور است. در نتیجه، رفع این مشکل می‌تواند به پیشرفت اقتصادی کمک قابل توجهی نماید. در کشور پاکستان NEPR (National Electric Power Regulatory Authority) تا ۱۰ درصد را به عنوان تلفات شبکه توزیع مجاز کرده است. کشور پاکستان چهاردهمین کشور از بین ۱۳۱ کشور جهان از لحاظ دارا بودن نرخ تلفات توزیع و انتقال است. درصد تلفات توزیع و انتقال در سال‌های ۱۹۷۱ تا ۲۰۱۰ در کشور پاکستان به صورت شکل (۳-۱) است.



شکل ۳-۱: تلفات شبکه قدرت کشور پاکستان

این درحالی است که میانگین جهانی درصد تلفات انتقال و توزیع $8/8$ و درصد نرمال این تلفات باید در بازه $6-8$ درصد باشد. به طور کلی، درصد تلفات توزیع و انتقال در کشور پاکستان از $5/9$ تا $5/31$ درصد متغیر است. بنابراین، این درصد تلفات بسیار بالاتر از میانگین جهانی و حتی بالاتر از درصد تلفات در کشورهای در حال توسعه دیگر است. برای مثال، درصد بالای تلفات توزیع و انتقال در Pesco به این دلیل است که شرکت توزیع توان ناحیه FATA را تغذیه می کند که این ناحیه، دارای برق دزدی بسیار زیادی است چون، اپراتور قادر به مانیتور کردن شبکه ناست. هم چنین، Iesco که اسلام آباد و راولپنڈی را تغذیه می کند دارای کمترین تلفات توزیع و انتقال است.

کاهش دادن تلفات توزیع و انتقال و رسیدن به بهره‌وری انرژی بالا، باید به عنوان استراتژی انرژی با بیشترین اولویت تعریف شود. ارزیابی‌های سیاسی و تکنیکی و همچنین، عملکردهای نظارتی می‌تواند توسط دولت جهت کاهش تلفات سیستم به کار گرفته شود. این استراتژی‌ها می‌توان شامل سرمایه‌گذاری‌های قابل توجه با هدف توسعه و پیشرفت ساختار انتقال و توزیع و افزایش راندمان عملکردی و مدیریتی از تولید تا مصرف باشد. براساس تحقیقات صورت گرفته توسط New York utilities، تلفات توان می‌تواند توسط پیشرفت و به روز کردن هر دوی شبکه انتقال و توزیع کاهش پیدا کند. در زمینه شبکه توزیع کشور پاکستان در تلاش برای کاهش تلفات از طریق راه‌های زیر است:

- متعادل سازی فازها که تلفات خطوط شبکه توزیع و خط نول را کاهش می دهد.
 - استفاده از بانک های خازنی روی فیدرهای توزیع جهت بهبود ضریب توان و در نتیجه کاهش تلفات خطوط توزیع
 - استفاده از بانک های خازنی روی یا نزدیک پست های توزیع که موجب بهبود ضریب توان پست و کاهش تلفات بار در ترانسفورماتورهای توزیع می شود.
 - استفاده از ارزیابی life-cycle برای sizing تجهیزات (نصب و راه اندازی اولیه ترانسفورماتورها) که موجب کاهش تلفات هسته و سیم پیچی می شود.
- به طور کلی، سیستم قدرت به طور طبیعی متغیر بوده و همراه با تکامل پیوسته در بهبود و پیشرفت تجهیزات است. یکی از مهم ترین عواملی که می تواند بر تلفات سیستم قدرت پاکستان تاثیرگذار باشد، وجود پیشرفت های تکنولوژی در صنعت برق است. به طوری که تکنولوژی های جدید می تواند بر کاهش تلفات شبکه انتقال و توزیع تاثیر بگذارد. به عنوان نمونه، اطلاعات از طریق اندازه گیری های هوشمند در سطح فیدرهای توزیع و پست ها، سطح مشترکین و اطلاعات بار جمع آوری شده و به صورت مدل های شبیه سازی کامپیوتری قابل استفاده خواهند بود. علاوه بر این، اطلاعات ساعتی شامل توان اکتیو و راکتیو می تواند جهت محاسبه تلفات انرژی و پیک بار سیستم مورد استفاده قرار بگیرند. در نتیجه، این روش می تواند اطلاعات و نتایج دقیقی به دلیل کاهش تخمین و خطای بار و اطلاعات دیگر شبکه توزیع فراهم آورد. مرجع [۲۶] بیانگر گزارش کاهش تلفات در پاکستان است.

۳-۱-۱-۹) ترکیه

مشارکت بخش خصوصی در بخش برق ترکیه تقریباً از ابتدای تولید برق در داخل کشور در دهه اول قرن بیستم آغاز شد. از آن به بعد، بسته به سیاست های کلان اقتصادی و مدل های مورد علاقه دولت ها، دوره های مختلفی وجود دارد که از مدل های مختلف استفاده می شود و برای هر دوره میزان مشارکت

بخش خصوصی در فعالیتهای انتقال و توزیع و سرمایه‌گذاری‌ها متفاوت است. توسعه سیستم قدرت

ترکیه و مدل مشارکت بخش خصوصی را می‌توان از لحاظ تاریخی در سه دوره مجزا بررسی کرد:

- از نقطه صفر تا سال ۱۹۸۴: از یک سیستم متلاشی شده به یک سیستم یکپارچه دولتی
- از سال ۱۹۸۴ تا سال ۲۰۰۱: ترقی اولیه و تلاش‌ها برای تجدیدساختار و مدل جدید برای مشارکت

بخش خصوصی

- از سال ۲۰۰۱ تا امروز: بازار برق رقابتی

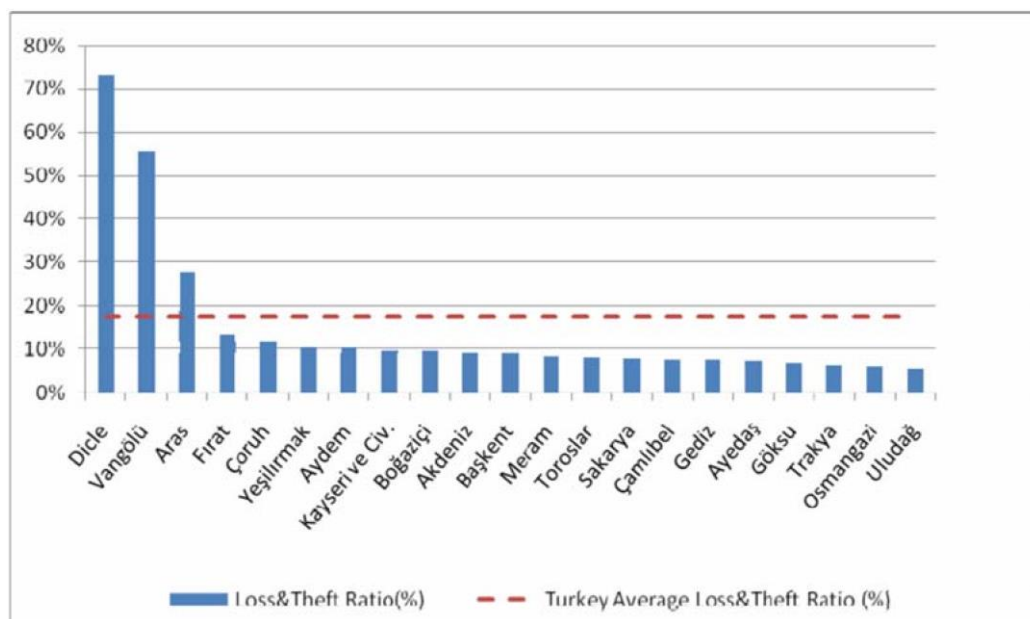
از سال ۱۹۸۴ به بعد در طی مراحل تدارکات، هر یک از شرکت‌کنندگان یک گزارش امکان‌سنجی را که هزینه‌های مربوط به بهره‌برداری، سرمایه‌گذاری و برنامه‌های کاهش تلفات و سرقت، و همچنین سود مورد انتظار برای ۳۰ سال را نشان می‌داد، ارائه دادند.

خصوصی‌سازی توزیع و تولید دولتی به عنوان قدم‌های لازم برای اصلاحات بخش توزیع ترکیه پذیرفته شد که هدف آن ایجاد یک بازار برق آزاد رقابتی بود. تفاوت عمده‌ی ساختار قبلی: تحت مدل مجوز یا تخصیص قبلی، شرکت‌های توزیع دارای حق انحصاری در محدوده خود بودند، هیچ مفهومی از شایستگی وجود نداشت و توزیع و خرده‌فروشی به عنوان فعالیتهای جداگانه (بدون تفکیک) متفاوت نبودند. علاوه بر این، این مدل حصول اطمینان از سود مشخصی بود. در حالی که در ساختار جدید، فعالیت‌ها از هم جدا شدند، هیچ حق انحصاری از شرکت‌های توزیع برای خدمت به تمام مصرف‌کنندگان در منطقه خود وجود ندارد. مصرف‌کنندگان واجد شرایط حق انتخاب تامین‌کنندگان خود را دارند. به لحاظ تئوری زمانی که شایستگی به تمام مصرف‌کنندگان از جمله خانوارها (رقابت کامل خرده‌فروشی) بسط داده می‌شود، این شرکت با سایر تامین‌کنندگان رقابت می‌کند، در غیر این صورت تنها می‌تواند به عنوان یک شرکت خدماتی برای سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و نگهداری شبکه توزیع عمل کند. در ترکیه ستون اصلی برای اولویت‌بندی خصوصی‌سازی توزیع عبارت بودند از:

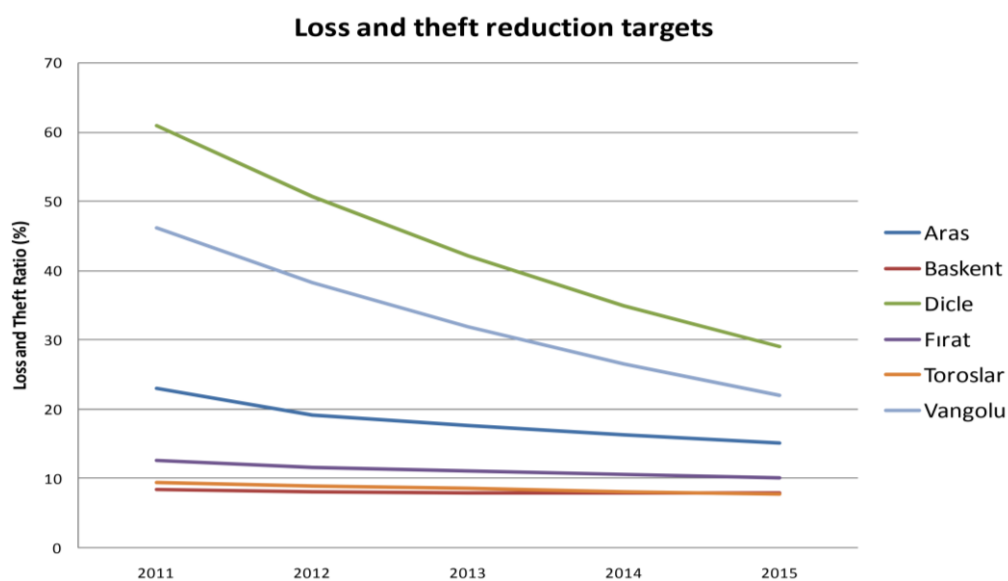
- ❖ بهبود کیفیت خدمات به موقع و درک دقیق از سرمایه‌گذاری در شبکه توزیع.
 - ❖ اجرای قیمت‌های بازتاب دهنده هزینه بدون هیچ گونه یارانه‌ی متقابل با به حداقل رساندن میزان تلفات و سرقت که دارای وارپانس زیادی در مناطق توزیع هستند.
 - ❖ اطمینان از شرکت‌های توزیع برای سرمایه‌گذاری تولید به‌صورتی که آن‌ها مشتریان زیادی را تامین کنند.
 - ❖ قدرت بخشیدن به استقلال EMRA در حالی که تعرفه‌های تنظیم شده و قیمت‌ها بدون نفوذ سیاسی تنظیم شده‌اند.
- هدف و دستاوردهای مورد انتظار از اصلاح بازار و خصوصی‌سازی به‌صورت زیر ذکر شده است:
- بدست آوردن کاهش قابل ملاحظه هزینه از طریق بهره‌برداری موثر و کارآمد از تولید و توزیع توسط بخش‌های خصوصی
 - تامین امنیت عرضه و همچنین کیفیت عرضه
 - کاهش تلفات فنی نسبت به مقدار میانگین کشورهای OECD و خاتمه دادن به سرقت برق
 - ادامه سرمایه‌گذاری لازم و ضروری برای بازسازی توسط بخش خصوصی بدون ایجاد بار بر بودجه دولتی و مسئولیت‌های احتمالی برای عموم
 - بازگشت سود به مصرف‌کنندگان از طریق مقررات و رقابت موثر به خصوص در بخش‌های تولید و تجارت در بازار
- علاوه بر کاهش بار سرمایه‌گذاری در بخش دولتی، سود قابل ملاحظه‌ای که از خصوصی‌سازی توزیع انتظار می‌رود، کاهش میزان تلفات و سرقت به سطح معقول در سراسر کشور است. اساساً، سود موردنظر در مرحله اول، تحت کنترل گرفتن سرقت از طریق اجرای اقدامات لازم توسط اپراتورهای خصوصی است. به منظور ایجاد انگیزه برای شرکت‌های توزیع خصوصی، درآمدهای اضافی ناشی از افزایش کاهش

تلفات در مقایسه میزان اهداف تعیین شده از تلفات و سرقت توسط EMRA به شرکت‌های توزیع داده می‌شود. با این حال، اگر شرکت توزیع نمی‌تواند اهداف کاهش تلفات مشخص را تضمین کند، شرکت توزیع مجاز نیست که هزینه اضافی را به تعرفه‌ها منعکس کند. علاوه بر این، به منظور بهره‌گیری از این پاداش، شرکت‌های توزیع باید با تلفات‌های فنی نیز مقابله کنند خصوصاً در مناطق توزیع که در آن کل تلفات و سرقت نسبتاً بسیار کم است. اختلاف بزرگی بین مقادیر تلفات و سرقت مابین شرکت‌های توزیع وجود دارد. نسبت میانگین در سال ۲۰۰۹ به میزان ۱۷,۷ درصد بود. در واقع، چنین تفاوت بزرگی دلیل اصلی پیاده‌سازی مکانیسم برابرسازی قیمت در سطح کشور بود، که امکان یارانه‌ی متقابل بین مناطق را فراهم کرد. نسبت‌های تلفات و سرقت در شبکه توزیع مناطق در سال ۲۰۰۹ در شکل (۲-۳) نشان داده شده است.

از آنجایی که برنامه خصوصی‌سازی به طور قابل توجهی به تعویق افتاد، اهداف کاهش تلفات برای اولین دوره اجرای تعرفه (۲۰۰۶-۲۰۱۰) نتوانست برآورده شود. EMRA اهداف جدید را برای دوره ۲۰۱۱-۲۰۱۵ تعیین کرد. اهداف برای برخی از شبکه توزیع مناطق در شکل (۳-۳) نشان داده شده است.



شکل ۳-۲: وضعیت تلفات در شبکه‌های توزیع مختلف کشور ترکیه



شکل ۳-۳: اهداف کاهش تلفات در مناطق مختلف ترکیه

شرکت‌های توزیع خصوصی برای اجرای الزامات تداوم عرضه و الزامات کیفیت، افزایش بهره‌وری

بهره‌برداری و کاهش تلفات فنی و تجاری، اقدامات فنی و اداری را اجرا می‌کنند. براساس اطلاعات ارائه

شده توسط شرکت‌های توزیع:

✓ اکثر شرکت‌های توزیع خصوصی ادعا می‌کنند که سوابق فنی و مشتری در واقع وضعیت واقعی مناطق را نشان نمی‌دهد. بنابراین، اکثر آن‌ها شروع به تجدید سوابق، تجهیزات اندازه‌گیری و سیستم‌های اطلاعاتی (SCADA) برای ارزیابی واقع بینانه از منطقه برای تعیین منابع اصلی خطاهای سیستم، تلفات و مشکلات فنی می‌کنند.

✓ سیستم‌های حسابداری، اندازه‌گیری و ثبت نام در حال بهبود است.

✓ آن‌ها مراکز تماس جدیدی را برای پاسخگویی سریع به درخواست‌ها و ادعاهای مصرف‌کنندگان ایجاد می‌کنند.

✓ آن‌ها رویه‌های نگهداری و تعمیرات جدید و سیستم‌های مدیریتی موثرتری را اجرا می‌کنند.

✓ برخی از مناطق شروع به برنامه‌ریزی یا اجرای نظارت بر کنترل و جمع‌آوری داده‌ها و سیستم اطلاعات جغرافیایی (GIS) در مناطق خود می‌کنند.

✓ همانطور که در قانون آمده است، آن‌ها شروع به اجرای سیستم‌های خواندن اتوماتیک (AMR) می‌کنند.

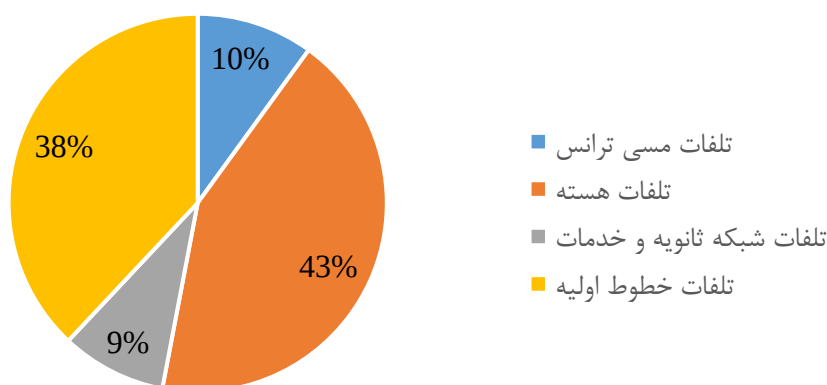
✓ برخی از شرکت‌های توزیع، فعالیت‌های آموزشی جدیدی را برای بهبود ظرفیت بنیادگرایی آغاز کردند.

این فعالیت‌ها قطعا برای بهبود عملکرد و افزایش اثربخشی بهره‌برداری و مدیریت مفید خواهد بود. با این حال، پیاده‌سازی سیستم‌هایی نظیر AMR، SCADA، GIS و سیستم‌های اطلاعاتی مدیریتی، زمان زیادی را صرف خواهد کرد. انتظار می‌رود که در چند سال پس از تحقق چنین سرمایه‌گذاری، عملکرد شرکت‌های توزیع بهبود یابد و امکان سنجی پیشرفت واقعی وجود خواهد داشت. گزارش مربوط به ترکیه از مرجع [۲۷] گرفته شده است.

۳-۱-۲) وضعیت کنونی کشورهای توسعه یافته

۳-۱-۲-۱) نیویورک

گزارشی در مورد وضعیت تلفات و اثر شرایط بهره‌برداری بر روی آن در شهر نیویورک منتشر شده است [۲۸]. نهادهای مختلف (شرکت‌های توزیع و انتقال) با چالش‌هایی شامل الزامات رقابتی و تغییر ساختاری جهت بهره‌برداری تا حد امکان موثر و بهینه از سیستم، مواجه شده‌اند. یک روش برای افزایش بهره‌وری و راندمان شبکه توسط کاهش انرژی مصرف‌شده شبکه یا همان کاهش تلفات شبکه است. هدف اصلی این گزارش، کمک به این نهادها در شهر نیویورک از طریق توسعه روش‌هایی است که به صورت بهینه و موثر موجب کاهش تلفات شوند. در شکل (۳-۴) مقدار تلفات به تفکیک براساس داده‌های اندازه‌گیری شده که مربوط به مطالعه EPRI است، نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل نشان داده شده است، به ترتیب سهم تلفات مسی ترانس، تلفات آهنی، تلفات شبکه ثانویه و اولیه ۹ درصد، ۴۳ درصد، ۳۸ درصد و ۹ درصد است.



شکل ۳-۴: سهم بخش‌های مختلف شبکه از تلفات

روش‌های محاسبه تلفات برای این ۸ نهاد به صورت زیر توصیف شده است. یک نکته مهم این است که روش محاسبه تلفات در هر کدام از نهادها با هم متفاوت است.

نهاد A: تلفات توزیع را در پیک بار محاسبه کرده و از تلفات و ضریب بار توسط سطح ولتاژ جهت

محاسبه انرژی تلف شده سالیانه استفاده می شود.

تلفات اولیه:

- تلفات اولیه: مقدار پیک بار نمونه برداری شده در شبکه توزیع
- تحلیل نرم افزاری با استفاده از WindMil™
- تلفات هادی محاسبه شده اولیه براساس مدل سازی مهندسی

تلفات ترانسفورماتور توزیع:

- محاسبه تلفات با توجه به تعداد مشترکین، بارگذاری و گزارش های تست های انجام شده
- تلفات هسته براساس گزارش های تست

تلفات سرویس و ثانویه:

- محاسبه تلفات مبتنی بر سائزهای استاندارد، طول ها و بارگذاری های تخمین زده شده
- ترانسفورماتورهای پست توزیع:

- محاسبه تلفات براساس طبقه بندی های مربوطه

- گزارش های تست کارخانه و بارگذاری پیک استفاده شده برای تلفات بی باری و بارداری
- اندازه گیرها (کنتورها):

- در ارزیابی در نظر گرفته نشده اند.

Unaccounted: این بخش بیش تر به عنوان تلفات غیر فنی لحاظ می شود که جایی قابل محاسبه

نیست.

- فروش انرژی که در یکی از دسته بندی های تلفات در نظر گرفته شده اند.

نهاد B: تلفات توزیع را در پیک بار محاسبه کرده و از تلفات گسترده سیستم و ضریب بار جهت

محاسبه تلفات انرژی سالیانه استفاده کرده است.

تلفات اولیه:

- محاسبه تلفات برای کل فیدرهای شبکه توزیع (بدون نمونه‌گیری)
- تحلیل نرم‌افزاری: Distributed Engineering Workstation (DEW)
- محاسبه تلفات اولیه هادی از طریق مدل‌سازی مهندسی
- تلفات دی‌الکتریک برای فیدرهای عایق‌شده زمینی
- تلفات ترانسفورماتورهای توزیع:
- تلفات بار محاسبه‌شده از طریق مدل‌سازی مهندسی
- گزارش‌های تست استفاده‌شده برای تلفات هسته
- تلفات ثانویه و سرویس:
- محاسبه تلفات به‌صورت اختلاف بین کل تلفات اندازه‌گیری‌شده و کل تلفات محاسبه‌شده
- ترانسفورماتورهای پست توزیع:
- در نظر گرفته‌شده در تلفات انتقال
- استفاده از بارهای قرائت‌شده برای تلفات بار گزارش‌های تست برای تلفات هسته
- کنتورها:

- در ارزیابی در نظر گرفته نشده است

Unaccounted:

- برای انتقال و توزیع تخمین زده‌شده است.

نهاد C: تلفات توزیع را در پیک بار محاسبه کرده و از تلفات گسترده سیستم و ضریب بار جهت

محاسبه تلفات انرژی سالیانه استفاده کرده است.

تلفات اولیه:

- نمونه‌گیری از سیستم توزیع در پیک بار توسط آنالیز کردن جریان پیک از طریق سازه‌های متفاوت هادی‌ها و استفاده کردن از اطلاعات مناسب ذخیره‌شده جهت تعیین طول هادی‌ها یا

کابل‌های سیستم

- تحلیل نرم‌افزاری: PVL
- محاسبه تلفات اولیه هادی از طریق مدل‌سازی مهندسی
- تلفات دی‌الکتریک فیدرهای زمینی عایق‌شده که توسط ولتاژ، ضخامت، یک ثابت دی‌الکتریک برای مواد عایقی و ضریب پراکندگی محاسبه می‌شود.

تلفات ترانسفورماتورهای توزیع:

- تلفات بارداری و بی‌باری با استفاده از داده‌های گزارش تست
- تلفات ثانویه و سرویس:
- محاسبه تلفات از طریق بارگذاری نرمال میانگین ترانسفورماتورهای توزیع و در نظر گرفتن سازه‌های کابل/هادی بر سازه ترانسفورماتور (KVA)

ترانسفورماتورهای پست توزیع:

- در نظر گرفته‌شده در تلفات انتقال
- استفاده از بارهای قرائت‌شده برای تلفات بار و گزارش‌های تست برای تلفات هسته
- استفاده از نرخ ولتاژ ۱۰۵ درصد جهت محاسبه تلفات بی‌باری
- تجهیزات توزیع شامل محافظ‌های شبکه، راکتورهای موازی، رگولاتورها و خازن‌ها:

- محاسبه تلفات با استفاده از گزارش‌های تست کارخانه
کنتورها:
- محاسبه‌شده براساس ارزیابی تست کنتورها و انرژی موردنیاز برای کنتورها
Unaccounted:
- در نظر گرفتن برق دزدی و سایر موارد
نهاد D: فعالیت این نهاد فقط مربوط به شبکه انتقال است.
- نهاد E و F: تلفات توزیع را در پیک بار محاسبه کرده و از تلفات گسترده سیستم و ضریب بار
جهت محاسبه تلفات انرژی سالیانه استفاده می‌کنند.
تلفات اولیه:
- مقدار پیک بار نمونه‌برداری شده در شبکه توزیع
- تحلیل نرم‌افزاری: Primary Circuit Analysis (PCS, in-house software)
- تلفات هادی محاسبه‌شده اولیه براساس مدل‌سازی مهندسی
تلفات ترانسفورماتورهای توزیع:
- محاسبه تلفات از طریق اطلاعات مربوط به مدیریت بار ترانسفورماتورها با استفاده از ضریب بار
۶۲/۴ درصد
- در نظر گرفتن تلفات بی‌باری و بارداری
تلفات ثانویه و سرویس:
- مقدار پیک بار نمونه‌برداری شده در شبکه توزیع
- تحلیل نرم‌افزاری: Primary Circuit Analysis (PCS, in-house software)
- تلفات هادی محاسبه‌شده ثانویه براساس مدل‌سازی مهندسی

ترانسفورماتورهای پست توزیع:

- در نظر گرفته شده در بخش انتقال برای نهاد E
- در نظر گرفته شده در بخش توزیع برای نهاد F
- استفاده از بارهای قرائت شده برای تلفات بار و گزارش های تست برای تلفات هسته

کنتورها:

- در ارزیابی در نظر گرفته نشده است.

Unaccounted:

- فروش انرژی که در یکی از دسته بندی های تلفات در نظر گرفته شده اند.
- نهاد G:** تلفات توزیع را در پیک بار محاسبه کرده و از تلفات گسترده سیستم و ضریب بار جهت محاسبه تلفات انرژی سالیانه استفاده می کند.

تلفات خطوط اولیه:

- مقدار پیک بار نمونه برداری شده از ۱۶ مدار (فیدر)
- تحلیل نرم افزاری: CYMDIST
- تلفات هادی محاسبه شده اولیه براساس مدل سازی مهندسی

تلفات ترانسفورماتورهای توزیع:

- در نظر گرفتن تلفات بی باری و بارداری بر اساس اطلاعات گزارش شده تست
- تلفات ثانویه و سرویس:
- محاسبه شده براساس تعداد و سایز ترانسفورماتورهای توزیع متصل شده به فیدرهای آنالیز شده و هم چنین، ساختار سیم پیچی انتخاب شده براساس سایز ترانسفورماتورها
- ترانسفورماتورهای پست توزیع:

- در نظر گرفته شده در زیربخش های شبکه انتقال
 - استفاده از بارهای قرائت شده برای تلفات بار و گزارش های تست برای تلفات هسته
- کنتورها:
- در ارزیابی در نظر گرفته نشده است.
- Unaccounted:
- فروش انرژی که در یکی از دسته بندی های تلفات در نظر گرفته شده اند.
- نهاد H:** تلفات توزیع را در پیک بار محاسبه کرده و استفاده از منحنی بار مصرفی جهت محاسبه تلفات انرژی سالیانه.
- تلفات اولیه:
- نمونه برداری از ۶۰ درصد شبکه توزیع، ۵۳۰ فیدر در پیک بار و توسعه آن به کل سیستم
 - تحلیل نرم افزاری: CYMDIST
 - تلفات هادی محاسبه شده اولیه براساس مدل سازی مهندسی
- تلفات ترانسفورماتورهای توزیع:
- محاسبه شده براساس اطلاعات مدیریت بار ترانسفورماتورها
 - در نظر گرفتن تلفات بارداری و بی باری
- تلفات ثانویه و سرویس:
- محاسبات ثانویه مبتنی بر سائز استاندارد، ۱/۰ triplex و بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع
- مسکونی نمونه
- سرویس های محاسبه شده مبتنی بر سائزهای استاندارد، اطلاعات مربوط به طول میانگین و
- تعداد کنتورهای مسکونی

- توسعه داده شده به کل سیستم

ترانسفورماتورهای پست توزیع:

- در نظر گرفته شده در تلفات شبکه انتقال

- استفاده از بارهای قرائت شده برای تلفات بار و گزارش های تست برای تلفات هسته

کنتورها:

- انرژی مورد نیاز برای کنتورها و خطاهای اندازه گیری

Unaccounted:

- برق دزدی، خطاهای اندازه گیری و سایر موارد

خلاصه تلفات توزیع و روش های محاسبات:

در جدول (۱-۳) خلاصه ای از آمارهای تلفات گزارش شده توسط مشارکت نهادها ارائه شده است. با توجه به این جدول، تلفات انرژی سالیانه در سیستم های توزیع بین ۱/۹ تا ۴/۵۶ درصد است. تلفات سیستم توزیع به صورت درصدی از کل تلفات سیستم قدرت بین ۳۳/۷ تا ۶۴/۹ درصد است. تعریف تلفات اولیه و ثانویه برای هر نهاد متفاوت است. به عنوان نمونه نهاد G تلفات اهمی را فقط برای تلفات اولیه لحاظ کرده و تلفات ترانس و شبکه فشار ضعیف را برای تلفات ثانویه در نظر گرفته است.

جدول ۳-۱: تلفات شبکه مربوط به نهادهای مختلف

تلفات سیستم الکتریکی (تلفات انرژی سالانه) بر حسب درصد						
درصد تلفات محاسبه نشده از کل تلفات سیستم	تلفات محاسبه نشده	درصد تلفات توزیع از کل تلفات سیستم	توزیع کل	توزیع ثانویه	توزیع اولیه	نهاد
-	-	۵۷/۱	۳/۹۰	۲/۲۰	۱/۷۰	A
-	-	۶۴/۹	۲/۹۴	۰/۴۱	۲/۵۳	B
۱۲/۵	۰/۸۳	۶۱/۱	۴/۰۶	۱/۱۷	۲/۸۹	C
-	-	-	-	-	-	D ^۱
-	-	۴۳/۶	۴/۵۶	۰/۲۹	۴/۲۷	E
-	-	۵۰	۱/۹۰	۱/۳۰	۰/۶۰	F
-	-	۳۳/۷	۳/۳۰	۲/۲۰	۱/۱۰	G
۱۳/۸۸	۰/۸۸	۶۰/۸	۳/۸۹	۲/۵۰	۱/۳۹	H
-	۰/۸۸	۵۳	۳/۴۹	۱/۵۴	۲/۰۳	مقدار متوسط
-	۰/۰۷	۱۱/۲	۰/۹۱	۰/۹۲	۱/۲۱	تغییرات مجاز

در ادامه راهکارهای مختلفی جهت محاسبه و تحلیل مسئله تلفات ذکر شده است.

۱. شیوه‌های صنعت

در این بخش یک سری راهنمایی‌ها و نکاتی که تجربه علمی و صنعتی در زمینه تقسیم‌بندی تلفات توزیع، مشخص کردن این که کدامیک از تجهیزات الکتریکی به‌طور قابل توجهی در مطالعه تلفات توزیع نقش دارند و همچنین، محاسبه کردن تلفات برای هریک از تجهیزات الکتریکی ارائه شده است. روش‌هایی که در مورد آن‌ها تحقیق به‌عمل آمده براساس اوج تجارب حرفه‌ای، بررسی تحقیقات انجام‌شده توسط سایرین، ورودی ناشی از مشارکت‌کنندگان تحقیق، بررسی مطالعات تلفات مربوط به تمامی شرکت‌ها و به‌کارگرفتن نهادهای این مطالعه است. به‌طورکلی، تلفات به‌صورت اختلاف بین انرژی ورودی به سیستم و انرژی که توسط مصرف‌کنندگان نهایی (End-Users) تعریف می‌شود. تلفات سیستم الکتریکی شامل تلفات فنی، تلفات ثابت و متغیر مربوط به تجهیزات، جریان عبوری از تجهیزات الکتریکی و توان

^۱ مربوط به شبکه انتقال است.

مصرفی تجهیزات، هم‌چنین، تلفات غیرفنی به‌کارگیری غیرنرمال تجهیزات، خطاهای نظارتی در قرائت کنتورها و سیستم قبوض، خطاها و عدم دقت کنتورها و برق‌دزدی.

۲. داده‌ها^۱

اطلاعات موردنیاز جهت محاسبه تلفات برای هریک از تجهیزات سیستم براساس ابزارها و مدل‌سازی-ها که توسط نهادها استفاده می‌شوند، متفاوت و متنوع خواهد بود. در زیر، اطلاعات و داده‌هایی که می‌تواند برای اجرای مطالعات تلفات مورد نیاز باشد، آورده شده است:

- داده‌های سیستم: داده‌های مربوط به پیک بار سیستم و انرژی خریداری‌شده/فروخته‌شده
- ترانسفورماتور پست: مشخصاتی شامل پیک بارهای محاسبه‌شده، مقادیر، سائز، تلفات بی‌باری هسته آهنی، بار مصرفی، امپدانس سیم‌پیچی مسی و سطح ولتاژ
- تجهیزات پست: مشخصاتی شامل مقادیر، سائز، تلفات بی‌باری هسته آهنی، بار مصرفی، امپدانس سیم‌پیچی مسی و سطح ولتاژ برای تنظیمات ولتاژ، تجهیزات CT و PT، کنتورها، خازن‌ها، تجهیزات خدمات جانبی و تلفات باس‌ها
- اطلاعات اولیه شبکه توزیع: سائز هادی‌ها و تعاریف امپدانس، طول‌ها، بارگذاری‌ها، فیدرهای نماینده برای هر کلاس ولتاژ، نوع مصرف‌کننده و نوع فیدر (شهری یا روستایی)
- ترانسفورماتورهای توزیع: مشخصاتی شامل بارگذاری تخمینی، مقادیر، سائز، تلفات بی‌باری هسته آهنی، بار مصرفی، امپدانس سیم‌پیچی مسی و سطح ولتاژ
- اطلاعات ثانویه شبکه توزیع: سائز استاندارد هادی‌ها و تعاریف امپدانس، طول‌ها و بارگذاری
- داده‌های تجهیزات توزیع: سائز، نوع، محل‌ها و اطلاعات تلفات سایر تجهیزات توزیع شامل رگولاتورها، خازن‌ها و روشنایی معابر

¹ Data

- داده‌های بار مصرفی: پروفیل بار، توان انتقال یافته در زمان‌های مختلف
 - داده‌های مشترکین: تعداد و انواع مشترکین برای هر سطح ولتاژ و بار مصرفی اندازه‌گیری شده
- در همه نقاط روی یک سیستم مبتنی بر GIS

۳. ترانسفورماتورها

به‌طور کلی، ترانسفورماتورهای پست و توزیع به‌عنوان تجهیزاتی که بخش بزرگی از تلفات را تشکیل می‌دهند، به حساب می‌آیند. همه نهادها به‌طور نمونه اطلاعات پیک بار را در سطح ترانسفورماتورهای پست جمع‌آوری می‌کنند ولی اطلاعات پیک بار را در سطح ترانسفورماتورهای توزیع به جز برای بارهای صنعتی و تجاری که اطلاعات مربوط به تقاضا و انرژی آن‌ها از طریق وسایل اندازه‌گیری در دسترس است، جمع‌آوری نمی‌شود. جداسازی تلفات برای ترانسفورماتورهای توزیع و پست، دسترسی به اطلاعات بسیار مفید در مورد تلفات را فراهم می‌کند.

۴. تلفات پیک بار و انرژی سالیانه

مطالعه تلفات در شبکه‌های توزیع شامل تلفات هریک از تجهیزات در آن سیستم، به‌طوری که از سطح مشترکین تا سطح ترانسفورماتورهای پست از تجهیزات اندازه‌گیری برای تلفات پیک و انرژی سالیانه استفاده شود. تلفات پیک بار به‌طور رایج در نقطه متلاقی پیک بار برای هر سطح اندازه‌گیری می‌شود. تلفات انرژی هم براساس دو روش زیر محاسبه می‌شود:

- استفاده از اطلاعات ساعتی برای محاسبه تلفات در هر ساعت از دوره زمانی که این روش، از بهترین روش‌های جمع‌آوری داده است.
- محاسبه تلفات انرژی مبتنی بر تلفات پیک تجهیزات و یا در سطح فیدر ضرب در ضریب تلفات تجهیزات و یا فیدر. بسیار رایج است که از داده‌های سالیانه استفاده شود هرچند که

داده‌های ماهانه دقت را بسیار بالا خواهد برد. اما، داده‌های ماهانه هزینه و پیچیدگی تحلیل را افزایش می‌دهد ولی می‌تواند درستی رفتار بار را همراه با پروفیل‌های نمونه افزایش دهد.

۵. شبیه‌سازی کامپیوتری

شبیه‌سازی کامپیوتری می‌تواند جهت محاسبه اقتصادی تلفات در خطوط توزیع اولیه استفاده شود. دو روش اساسی اختصاص بار مصرفی توسط kVA متصل شده و یا kWh متصل شده وجود دارد. اختصاص توسط kVA متصل شده نیازمند دانستن مکان‌هایی که ترانسفورماتورها جایابی شده‌اند و همچنین، سائز آن‌ها است. اختصاص توسط kWh متصل شده نیازمند یک ارتباط بین اطلاعات قبوض نهادها و محل مشترکین در مدل کامپیوتری است. هر دو روش مزایا و معایبی دارند. روش kVA متصل شده، ترانسفورماتورها را بارگذاری شده در یک سطح مشابه فرض می‌کند و روش kWh متصل شده یک بار مصرفی متوسط را در نظر می‌گیرد و ممکن است که شرایط پیک بار را به درستی لحاظ نکند.

به‌طور کلی موارد مربوط به مطالعه تلفات شبکه توزیع به‌صورت زیر است:

- ضرایب بار مصرفی و تلفات
- ترانسفورماتورهای پست
- خطوط اولیه (اصلی)
- تجهیزات خط
- ترانسفورماتورهای توزیع
- موارد ثانویه و سرویس‌ها
- وسایل اندازه‌گیری و سایر تجهیزات
- بارهای محاسبه نشده
- روشنایی معابر

• برق‌دزدی

استراتژی‌های کاهش تلفات:

نهادهای جهت طراحی و بهره‌برداری امن و قابل اطمینان از سیستم‌های قدرت تلاش می‌کنند بتوانند نیازهای مشترکین را با راندمان بالا و به‌طور اقتصادی برآورده کند. موارد و روش‌هایی وجود دارد که با تغییر در بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری در تجهیزات می‌تواند تلفات سیستم را کاهش دهد. قبل از انجام دادن اعمال اصلاحی، این نکته بسیار مهم است که تحلیل‌هایی را با هدف بررسی هزینه/سود بررسی کند به این دلیل که مشخص شود این اعمال اصلاحی اقتصادی است یا نه. بسیاری از تکنیک‌های کاهش تلفات، موثر و عملکردی نیستند ولی می‌توانند در صورت توسعه و تغییر ساختار سیستم، اقتصادی و موثر باشند.

از آنجا که نهادهای توسعه و تغییر ساختار را جهت کاهش تلفات ایجاد می‌کنند، این عامل می‌تواند به شناخت عوامل ایجاد تلفات و جداسازی تلفات به دو دسته فنی و غیرفنی کمک کند. تلفات فنی ناشی از بارگذاری و ویژگی‌های سیستم الکتریکی است. تلفات غیرفنی توسط عواملی خارج از سیستم الکتریکی شامل خطای عملکردی کنتورها، خطاهای قبوض و برق‌دزدی است. استراتژی‌های کاهش تلفات ارزیابی شده و به‌کارگرفته‌شده توسط نهادهای مشارکت‌کننده در جدول (۲-۳) ذکر شده است و همچنین مشخص شده که هر استراتژی توسط چند نهاد مورد استفاده قرار گرفته است.

جدول ۳-۲: استراتژی‌های کاهش تلفات ارزیابی شده توسط شرکت‌های توزیع

شمارنده	استراتژی‌ها
۶	تبدیل ولتاژ شبکه توزیع
۶	تعویض بانک‌های خازنی شبکه توزیع
۶	تعادل فاز شبکه توزیع
۵	تعویض ترانسفورماتورهای توزیع با ترانس‌های با راندمان بالاتر
۵	خط انتقال با ظرفیت بالا
۴	تبدیل ولتاژ انتقال
۴	چند مرحله‌ای
۴	خط توزیع با ظرفیت بالا
۳	بهینه‌سازی مدار توزیع
۳	استفاده از AMI ^۱
۳	بررسی معیار خرید ترانسفورماتور پست
۳	سوپر هادی
۳	جایابی PILC
۳	اندازه ترانسفور توزیع
۲	نصب بانک خازنی در خط انتقال
۲	ارتقاء تجهیزات پست
۲	مدار توزیع جدید
۲	بررسی معیارهای برنامه‌ریزی برای مکان خازن‌ها
۲	مدیریت دارایی
۲	جبران‌کننده‌های ایستای توان راکتیو
۲	استفاده هادی‌های دوزنقه‌ای
۲	حذف ترانسفورماتورهای توزیع استفاده نشده
۲	جایگزین کردن ترانسفورماتورهای توزیع کم مصرف
۲	بررسی دستورالعمل‌ها برای نصب ثانویه جدید و جایگزین کردن به منظور اندازه
۲	مدل‌های مهندسی اولیه و ثانویه شبکه توزیع
۲	فاصله و موقعیت خط شبکه توزیع
۲	نقاط کنترل سیستم توزیع
۲	تشخیص سرقت
۲	نقشه‌برداری با مادون قرمز
۲	حفظ خط انتقال
۲	حمایت VAR تولیدپراکنده
۲	آزمایش و سخت‌افزار کم کرونا

ترانسفورماتورهای انتقال فاز	۲
راکتورهای مورد استفاده فصلی	۲
ادوات FACTs	۲
خطوط HVDC	۲
شبکه هوشمند	۲
برنامه شناسایی فاز	۲
بررسی روش‌های بهره‌برداری خط انتقال	۱
ارزیابی کنترل ولتاژ	۱
ارزیابی راندمان انرژی در شرایط تولید	۱
نصب بانک خازنی پست	۱
مدیریت بار ترانسفورماتور	۱
ترانسفورماتورهای جدید پست	۱
پروژه افزایش اندازه خط انتقال بهبودیافته	۱
خط انتقال اساسی جدید	۱
مدارهای انتقالی زیرزمینی جدید	۱
حلقه‌های انتقال (نواحی مخصوص)	۱
ارزیابی اقتصادی هادی	۱
تبدیل هوایی به زیرزمینی	۱

به طور کلی، مهم‌ترین استراتژی‌های کاهش تلفات که به‌طور رایج توسط نهادهای مشارکت‌کننده به

کار گرفته شده است به‌صورت زیر است:

- نصب خازن‌های سطح توزیع؛
- کاهش ولتاژ حفاظت^۱؛
- متعادل‌سازی فازها؛
- به‌روزرسانی کلاس ولتاژ؛
- نصب کردن ترانسفورماتورهای کارآمدتر.

¹ Conservation Voltage Reduction (CVR)

مباحث زیر برخی از دیگر استراتژی‌های کاهش تلفات است که به طور گسترده توسط نهادها مورد

استفاده قرار می‌گیرد:

- مدل‌سازی شبکه توزیع و انتقال؛
- متعادل‌سازی بار مصرفی؛
- اصلاح ضریب قدرت؛
- ساینینگ هادی‌ها؛
- فیدرهای اضافه‌شده؛
- ترانسفورماتورهای توزیع؛
- ترانسفورماتورهای پست؛
- روشنایی معابر؛
- اندازه‌گیری؛
- تجهیزات جانبی پست‌ها؛
- مدیریت بار مصرفی؛
- بهینه‌سازی ولتاژ؛
- تاثیر تکنولوژی‌های جدید روی تلفات: یک نکته مهم در سیستم‌های قدرت تاثیر پیشرفت تکنولوژی روی تلفات شبکه توزیع و انتقال است. تعدادی از این تکنولوژی‌های جدید شامل:
 - وسایل اندازه‌گیری پیشرفته؛
 - خطوط انتقال ولتاژ بالا جریان مستقیم^۱؛
 - پست‌های عایق‌شده با گاز؛

¹ High-voltage direct current (HVDC)

○ برنامه Energy star؛

○ منابع تولیدپراکنده و خودروهای برقی.

۳-۱-۲-۲) انگلستان

تلفات برق در انگلستان حدود ۶ درصد از انرژی انتقال یافته به سیستم توزیع است. هزینه این تلفات حدود یک میلیون پوند در سال است. شرکت‌های توزیع در انگلستان مسئولیت طراحی و اجرای شبکه‌های‌شان، کاهش هزینه توزیع برق مشتریان، و مشارکت در کاهش کربن به منظور کمک به کاهش کربن مورد نظر در سال ۲۰۲۰ را به عهده دارند.

به طور سنتی، بهره‌برداران شبکه توزیع در انگلستان تلفات را از طریق مدیریت بلندمدت، جایگزینی فرسوده‌ها با مدل‌های کارآمد انرژی، کاهش داده‌اند؛ با تعریف رهنمود طراحی اقتصادی اتحادیه اروپا (2009/125/EC) در سال ۲۰۰۹، کاهش تلفات برای صنعت برق اجباری شد. علاوه بر این، تنظیم‌کننده-ی برق و گاز انگلستان (ofgem) اهمیت کاهش تلفات شبکه را شناسایی کرد و مشمول تعهد جدید از آوریل ۲۰۱۵ برای کاهش تلفات بهره‌بردار شبکه توزیع "تا جای ممکن" شد. در ادامه به بررسی فرصت‌ها و فناوری‌های کاهش تلفات توزیع و کاربرد آن‌ها در شبکه توزیع در بریتانیای امروزه می‌پردازیم.

بخش بندی بهینه فیدر یا متعادل سازی بار در حال حاضر توسط بهره‌برداران شبکه توزیع در انگلستان با انتخاب نقاط باز ارزیابی شده فیدر ۱۱ kV با استفاده از مطالعات پخش بار داخلی، نظارت مهندسی، و حسابرسی برای بار فصلی و رشد بار بدست آمد. در حال حاضر در انگلستان هیچ نمونه‌ای که در آن بازآرایی دوره‌ای شبکه (هر نیم ساعت) از طریق الگوریتم بهینه‌سازی مرکزی (یا محلی) انجام شده باشد وجود ندارد. مطالعات توزیع برق جنوبی نشان می‌دهد که طرح بهینه‌سازی نقطه اتصال با دینامیک پویا، زمانی که صرفاً برای کاهش تلفات شبکه استفاده می‌شود، ممکن است گران باشد و ممکن است بازده

سرمایه‌گذاری را محدود کند. این موضوع اغلب به دلیل قطع اتصال از نقطه اتصال به مدار است، و به همین دلیل نیاز به جایگزینی در هر چند سال دارد.

هم‌چنین، مطالعات کاهش تلفات شبکه توزیع برق جنوبی نشان می‌دهد که کاهش ۹ درصدی تلفات شبکه ۱۱ کیلوولت (با توجه به تلفات ترانسفورماتور اولیه و ثانویه ۳۳/۱۱ کیلوولت) می‌تواند از طریق استفاده از ترانسفورماتور Auto Stop-Start حاصل شود.

توزیع برق جنوب در منطقه وایت انگلستان از تکنولوژی پیشرفته کلیدها و الگوریتم‌های جدید کنترلی برای گسترش هماهنگی توزیع هوشمند، امکان جداسازی اتوماتیک سریع خطا استفاده کرده است که با استفاده از این امکانات ساختار شبکه توزیع حلقوی شده و تلفات نیز در شبکه مش به دلیل امپدانس پایین‌تر کاهش می‌یابد.

در حال حاضر، میانگین ضریب قدرت در پست‌های شبکه توزیع برق جنوبی بیش‌تر از ۰,۹۶ است؛ بنابراین مجال استفاده از جبران‌کننده‌های توان راکتیو جهت کاهش تلفات شبکه در مطاعات اخیر مورد توجه قرار نگرفته است. گزارش مربوط به کاهش تلفات در انگلستان از مرجع [۲۹] گرفته شده است.

۳-۱-۲-۳) اتحادیه اروپا

در این بخش از گزارش، سطح تلفات و موارد مربوط به مدیریت و کاهش آن در کشورهای عضو اتحادیه اروپا، معرفی تلفات و نحوه محاسبه آن، شناختن اعمال قوانین تشویقی برای تلفات، تغییرات ناشی از به‌کارگیری منابع تولیدپراکنده و بررسی عوامل رفع تلفات غیرفنی تحلیل خواهد شد. به‌طور کلی ساختار مباحث و اهداف این تحقیق شامل:

- تعریف تلفات
- محاسبه تلفات

- تهیه اطلاعات مربوط به تلفات
 - قوانین تشویقی
 - مقادیر تعیین شده برای سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۵: برای سطح توزیع و انتقال، سطوح ولتاژ و مقادیر و درصدها
 - ۲۳ کشور در این تحقیق شرکت کرده که شامل: اتریش، قبرس، کروواسی، جمهوری چک، دانمارک، استونی، فنلاند، آلمان، یونان، مجارستان، ایسلند، ایرلند، لتونی، لیتوانی، مالتا، هلند، نروژ، پرتغال، لهستان، رومانی، اسلونی، اسپانیا و سوئد هستند. در تقسیم‌بندی زیر، کشورهایی که فقط بخش فنی تلفات و کشورهایی که هر دو بخش تلفات فنی و غیرفنی تلفات را در نظر گرفته‌اند شامل:
 - تلفات فنی: استونی، آلمان، ایسلند، لیتوانی، نروژ و سوئد
 - تلفات فنی و غیرفنی: ۱۷ کشور دیگر که قبلاً نام آن‌ها ذکر شده‌اند
- انواع بخش‌های تلفات که در مطالعات محاسبه تلفات توسط این کشورها در نظر گرفته شده است شامل: تلفات فنی، تلفات غیرفنی مخفی (مصارف خانگی)، مصارف اندازه‌گیری نشده (روشنایی عمومی)، برق دزدی و موارد دیگر مانند خطای اندازه‌گیری، تفاوت‌ها در اندازه‌گیری، قبوض و پردازش داده‌ها است. نحوه محاسبه تلفات در اکثر کشورها براساس تفاوت توان تزریقی به شبکه و توان دریافتی از آن و همچنین، در برخی از کشورها از مدل‌سازی‌های ریاضی استفاده کرده‌اند. در محاسبه تلفات، استانداردهای مربوط به سطح ارزیابی برای اندازه‌گیری تلفات و الزامات مربوط به نصب کنتور به‌ازای هر مشترک در کشورهای مختلف در نظر گرفته شده است. در شکل (۳-۵) مقدار کمینه، بیشینه و میانگین تلفات در کشورهای ذکر شده در طول سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۵ نشان داده شده است.



شکل ۳-۵: مقدار کمینه، بیشینه و میانگین تلفات در کشورهای اتحادیه اروپا

قوانین تشویقی که در کشورهای مختلف به کار رفته و تاثیر آن بر کاهش تلفات و افزایش راندمان شبکه به این صورت ارائه شده است که از ۲۳ کشور، ۱۴ کشور از این قوانین جهت کاهش تلفات به منظور بهبود بهره‌وری انرژی و به منظور کاهش هزینه‌ها برای استفاده‌کنندگان از شبکه، استفاده کرده‌اند. برخی از کشورها مانند اسپانیا، جمهوری چک و سوئد این تشویقی‌ها را در سال ۲۰۱۶ معرفی کرده‌اند. همچنین، کشورهایی که این قوانین تشویقی را به کار گرفته‌اند، شاهد تغییرات مثبت و کاهش قابل توجهی در تلفات بوده‌اند. در مورد این قوانین تشویقی مثال‌هایی ارائه شده‌اند که به طور مثال برای کشور پرتغال مکانیسم تشویقی برای کاهش تلفات تنها در شبکه توزیع، به این دلیل که بیش‌ترین تلفات توان در آن مشاهده شده است، از سال ۱۹۹۹ اجرا شده است. یک مقدار مرجع برای تلفات شبکه توزیع در هر سال توسط NRA در نظر گرفته شده است. تا سال ۲۰۱۴، اگر تلفات پایین‌تر/بالا تر از مقدار مرجع باشد، اپراتور شرکت توزیع متناسب با اختلاف بین تلفات موجود و مقدار مرجع تشویق/جریمه می‌شود. از سال ۲۰۱۵، به دلیل وجود عدم قطعیت‌های ناشی از نفوذ منابع تجدیدپذیر، یک natural zone به جای یک مقدار واقعی به اپراتور شبکه توزیع معرفی شد. گزارش مربوط به اتحادیه اروپا در مرجع [۳۰] آمده است.

۳-۱-۳ جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این بخش، نحوه محاسبات تلفات و راهکارهای ارتقای بهره‌برداری شبکه‌های توزیع با هدف کاهش تلفات برای چندین کشور به صورت نمونه مورد بررسی و تحلیل قرار گرفت. نتایج بسیار مهمی که از بررسی مطالعات تلفات در کشورهای مختلف به دست آمده به شرح زیر است:

- در بحث مطالعات تلفات بیش‌تر تمرکز به محاسبه تلفات بخش‌های مختلف شبکه یعنی شبکه فشارمتوسط، فشارضعیف و ترانس یا میزان تلفات غیرفنی بوده و کم‌تر عوامل افزایش‌دهنده تلفات و اثر هر کدام بر روی تلفات بررسی شده است. به عنوان مثال اثر هارمونیک، عوامل محیطی، بارگذاری نامناسب و یا بقیه موارد به طور دقیق مورد بررسی یا مدل‌سازی قرار نگرفته است.
- در کشورهای در حال توسعه، بیش‌تر مشکلات ناشی از طراحی‌های نامناسب شبکه، مکان نامناسب ترانس‌ها و بارگذاری نامناسب آن‌ها و طولانی بودن خطوط بوده است و به طور کلی بیش‌تر مشکلات طراحی شبکه مدنظر بوده است.
- خصوصی‌سازی شبکه توزیع و طراحی برنامه‌های تشویقی از سوی دولت به منظور تشویق این شرکت‌ها به منظور کاهش تلفات، به خصوص در کشورهای در حال توسعه، به عنوان عامل مهمی برای کاهش تلفات ذکر شده است.
- در کشورهای در حال توسعه، بیش‌تر تمرکز برای کاهش تلفات بر روی روش‌هایی مانند متعادل‌سازی فازها، جبران‌سازی توان راکتیو، استفاده از ترانسفورماتورهای کارآمدتر، طراحی بهتر شبکه‌های فشارمتوسط و فشارضعیف و استفاده از سیستم‌های توزیع با ولتاژ بالاتر معطوف شده است؛ درحالی‌که در کشورهای توسعه یافته رفتن به سمت شبکه‌های توزیع فعال، ایجاد بازار برق خرده‌فروشی، بازآرایی به صورت ساعتی و حتی کم‌تر در شبکه و روش‌های مدیریت بار در کنار روش‌های دیگر نیز انجام شده است.

- در اکثر مطالعات ذکر شده که داشتن سیستم اندازه‌گیری و جمع‌آوری اطلاعات از بخش‌های مختلف شبکه مانند مشترکین، شبکه فشارضعیف، شبکه فشارمتوسط و ترانس‌ها می‌تواند نقش بسزایی در محاسبه تلفات شبکه و تعیین دستورالعمل‌های مربوط به کاهش تلفات داشته باشد.
- بسیاری از شرکت‌های توزیع در کشورهای توسعه‌یافته از نرم‌افزارهای مناسبی برای محاسبه تلفات و سهم بخش‌های مختلف شبکه در آن استفاده کرده‌اند.
- در اکثر مطالعات به این نکته بسیار مهم اشاره شده که راه‌کارهای مختلف کاهش تلفات باید به طور کامل از لحاظ فنی و مخصوصاً اقتصادی مورد ارزیابی قرار گیرند تا بتوان اثرگذاری آن‌ها را مشخص کرد.
- نتایج مطالعات در کشورهای مختلف نشان می‌دهد که حتی برای شرکت‌های توزیع موجود در یک کشور نیز راهکارهای مختلفی برای شناسایی میزان تلفات و کاهش آن ارائه شده است. این موضوع نشان‌دهنده آن است که تا چه اندازه موضوع تلفات به منطقه مورد مطالعه، توپولوژی شبکه و شرایط اقتصادی وابسته است.

۲-۳) انجام مطالعات تطبیقی در رابطه با اقدامات صورت گرفته جهت کاهش تلفات غیرفنی حوزه بهره‌برداری در کشورهای مختلف

در بخش مربوط به مطالعات تطبیقی در رابطه با تلفات فنی اشاره‌های غیرمستقیمی به بحث تلفات غیرفنی نیز صورت گرفت. نتایج نشان داد مشکل تلفات غیرفنی در کشورهای توسعه یافته و در مناطق مرفه و با درآمد بالا معمولاً بسیار کم است و در نتیجه نسبت به تلفات فنی کمتر مورد توجه قرار می‌گیرد. با این وجود در کشورهای در حال توسعه و مخصوصاً در مناطق با درآمد پایین با توجه به نیاز شدید به انرژی الکتریکی بحث تلفات غیرفنی از اهمیت زیادی برخوردار است و هرسال هزینه‌های بسیار زیادی

را برای شرکت‌های توزیع در پی دارد. در ادامه به مطالعه در خصوص دو کشور ترکیه و فلیپین و استراتژی‌های آن برای کاهش تلفات غیرفنی می‌پردازیم.

۳-۲-۱) ترکیه

ابتکارات برای بهبود وضعیت در سال ۱۹۹۶ آغاز شد، اما تلاش برای مسئله "خصوصی‌سازی" بارها و بارها برای دلایل قانونی و سیاسی متوقف شده است. علاوه بر این، اگرچه تلفات غیرفنی به دلیل سنتی بودن شبکه (شامل ولتاژ سیستم‌های بدون حمایت قانونی، دستکاری کنتورها، سیستم صورت حساب ضعیف و غیره است)، پیشرفت کمی در کاهش تلفات غیرفنی با توجه به عدم وضع سیاست‌های اصلاحی قوی و مدیریت ضعیف نهادهای متعلق به دولت به دست آمده است. مدیریت خصوصی جمهوری ترکیه خصوصی‌سازی نهاد توزیع برق ترکیه را تحت عنوان TEDAS^۱ در سال ۲۰۰۳ آغاز کرد. TEDAS یک شرکت سهامی دولتی ترکیه است که در زمینه توزیع و فروش خرده‌فروشی برق و ارائه خدمات خرده‌فروشی به مشتریان نهایی فعالیت می‌کند. با حدود ۲۹,۵ میلیون مشتری، ۱۲۶ میلیارد کیلووات ساعت برق و ۹۸ درصد سهم بازار در توزیع برق در سرتاسر ترکیه در سال ۲۰۰۷، TEDAS و شرکت‌های توزیع کننده آن یکی از بزرگترین سازمان‌های کشور ترکیه هستند. خصوصی‌سازی شرکت‌های توزیع با استفاده از انتقال حقوق بهره‌برداری (TOR^۲) با یک مدل فروش سهام (TSS^۳) اجرا می‌شود. براساس این مدل، سرمایه‌گذار تنها صاحب سهام شرکت توزیع خواهد بود و مجوز برای توزیع برق در منطقه مشخص بدون حفظ مالکیت دارایی‌های شبکه توزیع و موارد دیگر که برای بهره‌برداری از دارایی‌های توزیع ضروری است منحصر به فرد خواهد بود. مالکیت این دارایی‌های توزیع با TEDAS باقی خواهد ماند. با این وجود، سرمایه‌گذار از طریق سهام خود در شرکت توزیع، حق استفاده از دارایی‌های توزیع را با توافقنامه انتقال حق بهره‌برداری به TEDAS اعطا می‌کند. با توجه به ساختار بازار پیش‌بینی شده،

^۱ Türkiye Elektrik Dagitim Anonim Sirketi

^۲ Transfer of Operating Rights

^۳ Transfer Share Sale

شرکت‌های توزیع برق خصوصی، به عنوان امتیاز انحصاری منطقه‌ای با مجوزهای توزیع شده توسط اداره تنظیم بازار انرژی (EMRA^۱) عمل خواهند کرد. به عنوان بخشی از تلاش‌های آزادسازی در بخش انرژی، شبکه توزیع ترکیه به ۲۱ منطقه توزیع براساس موقعیت جغرافیایی، ساختار مدیریتی، تقاضای انرژی و دیگر عوامل فنی / مالی تقسیم شد. پس از ورود TEDAS در برنامه خصوصی‌سازی، یک شرکت توزیع جداگانه توسط مدیریت خصوصی‌سازی در هر یک از ۲۰ منطقه توزیع متعلق به TEDAS تأسیس شد. با توجه به اصول کلی که در مقالات استراتژی بازار برق بیان شده است، بازار برق ترکیه از روند بازسازی وسیع در فعالیت‌های اصلی از تولید به توزیع رفته است. بر این اساس، یک ساختار تعرفه جدید با نیازهای ساختاری جدید در ذهن طراحی شده است. هدف اصلی آزادسازی بازار، دستیابی به تعرفه‌های پایین‌تر با افزایش کارایی سیستم کلی است. بر این اساس، تعرفه‌ها به عنوان "بازتاب دهنده هزینه" براساس اهداف بهبودی بهره‌برداری از پیش تعیین شده و تلفات / سرقت محاسبه می‌شوند. اولین دوره اجرای تعویض تعرفه (یا دوره گذار) به عنوان دوره‌ای از سال‌های ۲۰۰۶ تا ۲۰۱۰ تعیین شده است که به عنوان دوره گذار برای ساختار تعرفه مبتنی بر هزینه کامل پس از سال ۲۰۱۰ تنظیم شده است. EMRA قبلاً تعرفه‌ها و الزامات درآمد هر شرکت توزیع را برای دوره گذار تعریف کرده است. الزامات درآمد، هزینه‌های پیش‌بینی شده برای ارائه خدمات توزیع و خرده‌فروشی را پوشش می‌دهد و هزینه‌های مورد نیاز برای میزان هدف تلفات فنی و غیرفنی را تامین می‌کند. تعرفه‌های کاربرهای نهایی برای دوره پس از سال ۲۰۱۰ توسط شرکت‌های توزیع مطابق با کمیته تعرفه‌های بازار برق و مقررات مربوطه مجدداً در قالب بازتاب هزینه‌ها تعیین می‌شود و به تصویب رگولاتور خواهد رسید. دیدن اینکه آیا این ترکیبی از انگیزه‌های خصوصی‌سازی و اهداف تعرفه‌ای (با کاهش تلفات در طول زمان) به کاهش تلفات غیر فنی منجر خواهد شد باقی می‌ماند.

¹ Energy Markets Regulatory Authority

بنابراین بحث بازار برق و خصوصی سازی مهم ترین راهکار دولت و صنعت برق ترکیه برای کاهش تلفات غیرفنی و همچنین افزایش انگیزه شرکت های توزیع برای این کاهش است.

۳-۲-۲) فلیپین

Meralco بزرگترین بهره بردار توزیع در فلیپین است و حدوداً مصرف ۴ میلیون مشتری را تامین می کند. بخش بزرگی از مشتریان مرکز Meralco یا بسیار فقیر هستند و یا در پرداخت هزینه های زندگی روزمره خود دارای مشکل هستند. الکتریسیته یک کالای ضروری برای حفظ یک استاندارد معقول زندگی است، به ویژه در مناطق شهری و نیمه شهری که توسط Meralco اداره می شود، و این نیاز همراه با هزینه بالای برق منجر به بالا رفتن میزان برق دزدی غیر قابل کنترل در میان جوامع فقیر که در این مناطق زندگی می کنند، شده است. اثرات این اتفاق بر روی Meralco قابل توجه بوده که به صورت زیر است:

- به دلیل برق دزدی تقاضای واقعی و قانونی برای برق کاهش می یابد.
- قابلیت اطمینان عرضه تحت تاثیر قرار گرفته است زیرا مناطق کم درآمد جهت توجیه بهبود سرمایه به اندازه کافی مشارکت نمی کنند (SAIDI حدود ۱۷ ساعت است).
- تصور عمومی Meralco با توجه به حساسیت مشتریان به افزایش قیمت ها و درک اینکه شرکت تنها علاقه مند به سود خود حتی در هزینه فقر است، ضعیف است.
- تعمیرکارها اغلب مجبورند که در یک محیط خصمانه و مخاطره آمیز کار کنند، به ویژه زمانی که مجبورند که برق مشتریانی را که پرداختی ندارند قطع کنند.
- زیرساخت شبکه به علت اتصالات غیر قانونی آسیب می بیند و ناامن می شود.

وسعت مسئله سرقت برق دارای چنین اثراتی بوده است که شرکت مجبور شده است برای کاهش تلفات غیرفنی بسیار ابتکار به خرج دهد. نوآوری از طرف Meralco تنها با رویکردهای نوآورانه ای که توسط سارقین برق مورد استفاده قرار گرفته، همسان شده است. موانع ولتاژ بالا ثابت کرده اند که برای

دزدهای مصمم بازدارنده نیستند. Meralco حتی دارای مدارکی از سندیکاهای جرایم سازمان یافته "مشتریان" با ارائه دستگاههای سوئیچینگ طراحی شده سفارشی رادیویی کنترل شده است، که سیم-های غیرقانونی را براساس اشتراک ماهیانه قطع و وصل می کند. Meralco روش های زیادی را برای کاهش تلفات غیرفنی امتحان و تست کرده است و از تجربه یاد گرفته که چه کارهایی را باید انجام دهد و چه کارهایی را نباید انجام دهد. به همین دلیل تجربه Meralco در مبارزه با سرقت برق باید برای مواجه شدن دیگر نهادها با تلفات غیرفنی مورد استقبال قرار می گیرد. کمیسیون تنظیم انرژی فیلیپین به شرکت های توزیع اجازه می دهد تا تلفات الکتریکی را تا حد ۹,۵٪ بهبود دهند. یک بخش درآمد جداگانه برای بهبود شبکه برق در نظر گرفته شده است. این درآمد برای جبران تلفات فنی و غیرفنی است. کمیسیون تنظیم مقررات انرژی براساس یک مدل آمریکایی طراحی شده است.

تلفات سیستم Meralco در سال ۲۰۰۳ مقدار ۱۵ درصد را داشت که در سال های بعد به مقدار ۹,۵ درصد کاهش یافت. در سال ۲۰۰۷ تا سال ۲۰۰۹ در همان مقدار ثابت ماند. در سال ۱۹۸۶، Meralco تلفات کلی را در سطح ۲۱ درصد تجربه کرد. در سال ۲۰۰۴ این مقدار را به ۱۱,۱ درصد کاهش داد که تلفات فنی در حدود ۷,۴۴ درصد و تلفات غیرفنی ۳,۶۶ درصد بود. با این اوصاف Meralco مجبور بود ۱,۵ درصد از انرژی خریداری شده را کم کند. به طور متوسط هزینه های تولید و انتقال در سال ۲۰۰۴ و هزینه های خرید متوسط انرژی Meralco، این هزینه برای تلفات به حدود ۳۰ میلیون دلار در سال رسید. Meralco مجبور بود این مبلغ را به ژنراتورها و شرکت انتقال بدهد، که این کاهش مستقیم سودمندی را نشان می دهد. برای مثال، در سال ۲۰۰۳، سود خالص Meralco حدود ۴,۱ درصد بود که اگر تلفات سیستم قابل بازیابی بود، این رقم ۸,۸ درصد می شد. تلفات سیستم در سال ۲۰۰۶ حدود ۱۰,۱۰ درصد و در سال ۲۰۰۷ حدود ۹,۶۵ درصد گزارش شد. این نتیجه عمدتاً با افزایش تأکید بر بهبود زمان بندی و کیفیت کار کارکنان بدست آمد.

Meralco تاکتیک‌های خود را با توجه به بازداري، تشخیص، ترس، نظارت و بازیابی طبقه‌بندی می‌کند. برنامه‌های بازدارنده بر روی خواندن غافلگیرانه خارج از چرخه‌ی کنتور مصرف‌کننده‌های بزرگ به عنوان یک بررسی در برابر چرخه خواندن کنتورها و محرکه اشباع برای مدارهای تلفات بالا تمرکز می‌کنند که بازرسی‌ها به صورت تصادفی و به طور منظم انجام می‌شود. Meralco توانسته است با کاهش تمرکز بر مشتریان بزرگ و اتصالات غیرمجاز (در نزدیکی روستاها)، میزان تلفات غیرفنی را کاهش دهد. برای بخش مشتریان بزرگ Meralco رویکردهای زیر را به کار گرفت:

- آنالیز و خواندن کنتورها خارج از چرخه
- بازرسی تصادفی
- استفاده از چک مترها
- روکش فلزی برای مترها
- نگهبانان ۲۴ ساعته

برای اتصالات غیرقانونی، Meralco با مقامات محلی از طریق تفاهم نامه با تلفات غیرفنی مقابله کرد. این توافق به رسمیت شناخته شده است که مقامات محلی بر روی نگرش مردم محلی تاثیر می‌گذارند و محدوده فعالیت‌های طراحی شده برای منظم کردن مصرف برق را پوشش می‌دهد. برخی از این تفاهم‌نامه‌ها به صورت زیر است:

- گواهی بازرسی برق (CEI¹) توسط دولت شهر تسهیل شد.
- مقامات محلی در رسیدگی به اشتراک‌های غیرمجاز و گزارش اشتراکات غیرقانونی همکاری می‌کردند.

¹ Certificate of Electrical Inspection

- دولت محلی و Meralco در طراحی و تهیه‌ی سیم‌های سمت بار جهت اطمینان از اینکه مشتریان کنتورها را در نقطه اتصال بار کنار نمی‌گذارند همکاری کردند.
 - مقامات محلی به Meralco کمک کردند تا کمپین‌های اطلاعاتی را طراحی کنند تا مشتریان را در مورد نحوه درخواست خدمات الکتریکی حقوقی و تاثیر سرقت در جامعه و نرخ برق آموزش دهند.
 - Meralco با موسسات دولتی و سازمان‌های غیردولتی همکاری کرد تا راه حل‌های بلندمدت مبتنی بر جامعه (مانند کمک‌های مالی و تسهیلات اعتباری کوتاه‌مدت) ایجاد کنند.
 - دولت محلی شهر به پلیس در دستگیری کمک می‌کند.
- Meralco یک برنامه برای جلوگیری از سرقت برق به نام Kuryente Watch ایجاد کرده است. سنگ بنای تلاش Kuryente Watch شامل یک برنامه کمپین آموزشی عمومی است تا مشتریان را از خطرات سرقت قدرت برای زندگی و اموال مطلع سازد. این برنامه یک کمپین است که مشتریان را تشویق می‌کند تا ارتباطات برق خود را قانونی کنند و به حمایت از شهروندان و واحدهای دولتی محلی در مبارزه با سرقت کمک کنند. Kuryente Watch از تبلیغات تلویزیونی و رادیویی و تبلیغاتی برای ارتقای آگاهی مشتری استفاده می‌کند. این کمپین از نام تجاری برای حمایت از مشتری استفاده می‌کند. Meralco یک سرویس پیام‌رسانی متنی برای مشتریان و یک پست الکترونیک (که همچنین می‌تواند در صفحه اصلی خود مشاهده شود) ایجاد کرده است تا مشتریان سرقت‌ها را گزارش دهند.
- موقعیت قانونی این ابزار توسط قانون جمهوری ۷۸۳۲ اداره می‌شود. این قانون به عنوان "ماده قانونی جلوگیری از سرقت برق از سال ۱۹۹۴ شناخته شده است". قانون این است:
- سارقین برق و دزد مواد انتقال برق را جریمه می‌کند.

- شواهد اولیه روش / مبنای محاسبه مابه التفاوت قبض، قبض اضافی، سایر جریمه‌ها را مشخص می‌کند.

مجازات‌های حبس از ۶ سال و یک روز تا ۲۰ سال و یا پرداخت جریمه از ۲۰۰ دلار تا ۴۰۰ دلار هستند. مجرم همچنین باید هزینه کامل برق به سرقت رفته را پرداخت کند. در عمل Meralco نمی‌تواند سارقین برق را مورد تعقیب قرار دهد مگر اینکه آنها در حین قطع و یا حذف سیم‌ها به صورت غیر قانونی دستگیر کند. این قانون محافظت از فقرا را فراهم می‌کند. در نتیجه Meralco به گشت‌های شبانه و استفاده از دوربین‌های دید در شب برای گرفتن عکس از مشتریان متوسل شد. زمانیکه زنگ هشدار به صدا در بیاید آن وقت خودروهای Meralco وارد آن منطقه می‌شوند. Meralco یک مجری ارشد را برای اداره بخش درآمد خود منصوب کرده است. این شخص به مدیر دارایی Meralco گزارش می‌دهد و مسئول استراتژی‌های کاهش تلفات غیرفنی است. مدیریت یک وزن ۱۶ درصدی را بر میزان عملکرد آنها جهت کاهش تلفات قرارداده است. در "کارت امتیازی عملکرد"، این اندازه‌گیری تقریباً دو برابر وزن هر هدف عملکرد دیگر، چه مالی، مشتری، فرایند یا مرتبط با افراد است. دپارتمان محافظت درآمد بر روی رشوه و نصابان کنتورها در کاربران بزرگ متمرکز شده است. هدف آنها ۲۴ مورد در سال است. بخش بهره‌برداری (۱۰ بخش) بر روی جلوگیری از سیم‌های غیرقانونی و دستکاری داخلی کنتورها تمرکز کرده است. به طور کلی Meralco به مشاور گزارش کرده است که ۲۵ درصد از تلاش کار خود را بر کاهش تلفات متمرکز کرده است.

بنابراین سیاست قانون‌گذاری و همچنین نظارت بسیار شدید با کمک نهادهای دولتی و محلی مهم‌ترین سیاست و راهکار شرکت‌های توزیع برق در فلیپین در مواجهه با درصد بسیار بالای تلفات غیرفنی است.

۳-۲-۳ جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

با توجه به مطالعات تطبیقی صورت گرفته می‌توان مهم‌ترین اقدامات شرکت‌های توزیع برای مقابله با تلفات غیرفنی را به صورت زیر بیان کرد:

- بازار برق که به عنوان فضایی مناسب برای خرید و فروش برق می‌تواند منجر به تشویق تولیدکننده‌ها و مصرف‌کننده‌ها برای بهینه‌سازی مصرف انرژی و همچنین فروش/خرید با بیشترین سود/کمترین هزینه شود، می‌تواند بر روی کاهش تلفات غیرفنی موثر باشد.
- خصوصی‌سازی شرکت‌های توزیع می‌تواند انگیزه آن‌ها برای کاهش تلفات غیرفنی را تا حد بسیار زیادی افزایش دهد.
- سیاست قانون‌گذاری و همچنین نظارت بسیار زیاد با کمک نهادهای دولتی و محلی می‌تواند راهکارهای بسیار مهمی توسط شرکت‌های توزیع برق برای مواجهه با درصد بسیار بالای تلفات غیرفنی در این بخش باشد.

۴

**تبیین وضعیت بهینه تلفات شبکه
توزیع**

۴-۱) مقدمه

در این گزارش، در بخش اول نحوه تعیین و دستیابی به نقطه بهینه تلفات در کشورهای مختلف بیان شده است. همچنین، در بخش دوم، روش پیشنهادی محققین به منظور تعیین نقطه بهینه تلفات خواهد شد.

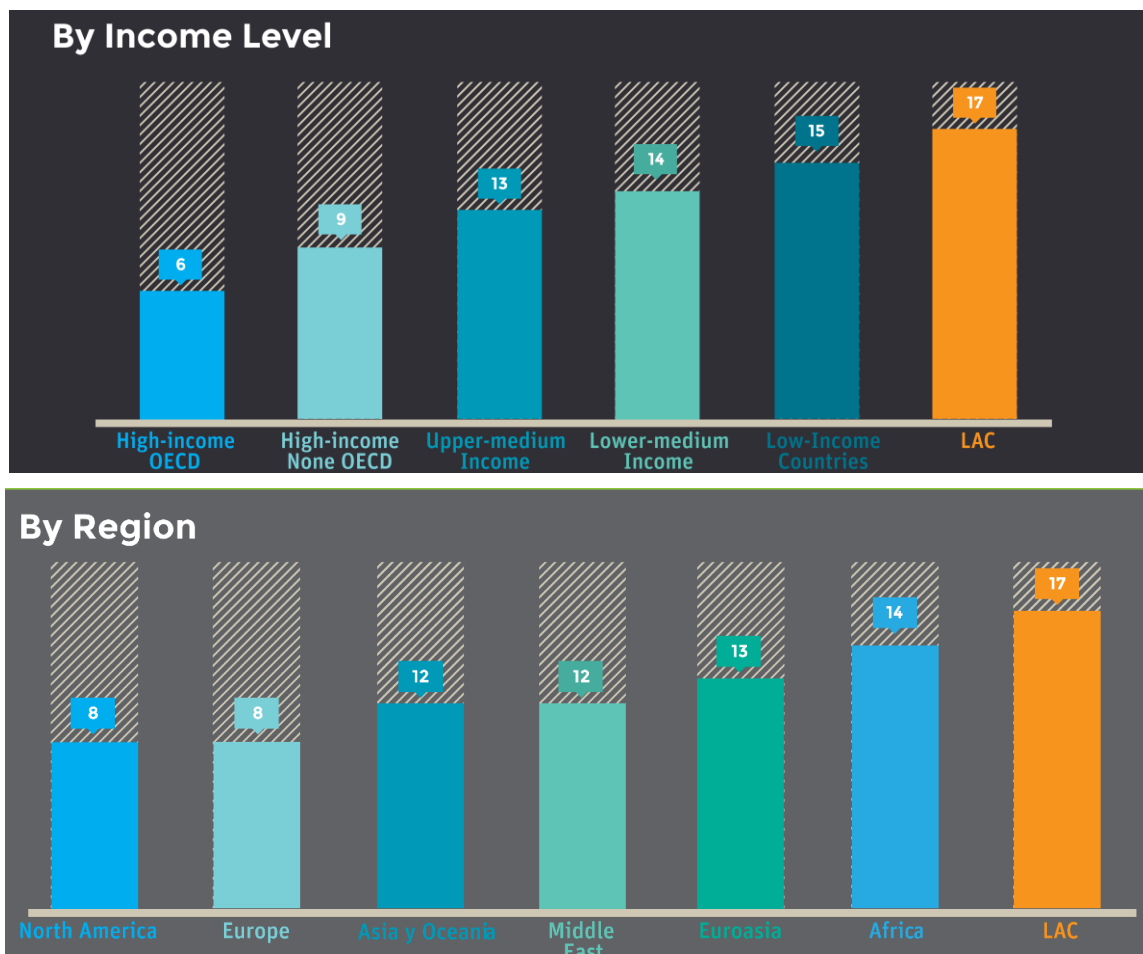
۴-۲) تعیین نقطه بهینه تلفات در مطالعات کشورهای مختلف

تلفات فنی بستگی به بسیاری از عوامل مرتبط در پیکربندی سیستم (از قبیل ولتاژ خط و بارها) دارد. با این حال، شیوه‌های خوب و معیارهای بین‌المللی به آمار کشورهای توسعه‌یافته با درآمد بالا به عنوان مرجع اشاره دارد. در این کشورها تلفات تقریباً به طور انحصاری فنی هستند و با توجه به زیرساخت‌های مناسب و سیستم‌های نظارتی آنها، انتظار می‌رود که حداقل باشد. نسبت تلفات برق در کشورهای با درآمد بالا در طول سه دهه گذشته از ۶ تا ۹ درصد متغیر بوده است (شکل (۴-۱) ملاحظه شود).

طرح‌های مناسب نظارتی و حاکمیتی باید سیگنال‌های لازم را برای ترویج کاهش تلفات فراهم کنند. با توجه به مقررات، یک سیستم قیمت‌گذاری شفاف می‌تواند خدمات برق را برای مدیریت بهتر تلفات برق تقویت کند. کشورهایی نظیر شیلی، کلمبیا، کاستاریکا و پرو، سیستم‌های قیمت‌گذاری را تنظیم کرده‌اند که به عملکرد بالا پاداش می‌دهد و عملکرد پایین را در هر دو سطح انتقال و توزیع جریمه می‌کند. راهکارهای مشابه قیمت‌گذاری در مناطق بزرگ شهری در السالوادور، گواتمالا، پاناما و اروگوئه ایجاد شده است. برای مثال، تحت این طرح‌ها، تنظیم‌کننده تنها اجازه ۷ درصد تلفات را در مسیر مصرف‌کننده‌ها از طریق تعرفه داده است.

مدیریت مستقل نهادها برای ارائه تشویق مورد نیاز جهت پایش تلفات به عنوان راهی برای بهبود بهره‌برداری، کلیدی است. همکاری‌های دولتی و خصوصی، با حمایت از چارچوب سازمانی و خصوصی، موفق به کاهش تلفات در کشورهایی مانند کاستاریکا و ترینیداد و توباگو (سیستم‌های قدرت دولتی) و

شیلی و پرو (خصوصی) شده‌اند. با این حال، هنوز سطح تلفات در کشورهایی که مشارکت بخش دولتی در آن‌ها بالاتر است بیشتر مشاهده می‌شود. ترکیبی از عوامل خارج از عملکرد سیستم قدرت ممکن است سبب سرقت و تقلب شود (از قبیل افزایش قیمت‌ها یا درآمد کم که می‌تواند دائمی یا موقت باشد) (اگر به عنوان مثال نتیجه بحران اقتصادی باشد)). علاوه بر این، سرقت و یا عدم پرداخت می‌تواند بستگی به زمینه فرهنگی داشته باشد. در نهایت، هر دو مورد، یعنی سرقت و یا پرداخت، می‌توانند پاسخ به خدمات کم کیفیت یا نظارت ضعیف توسط نهادهای عمومی باشد. در هر صورت، برنامه‌هایی که با هدف کاهش تلفات الکتریکی انجام می‌شود، باید مشخصه‌های مناسب جمعیت هدف را تضمین کنند تا به طور مناسب به بررسی مشکل برسند. به طور میانگین، تقریباً ۱۷ درصد از کل برق تولید شده در کشورهای آمریکای لاتین و کارائیب در بخش انتقال و توزیع تلف می‌شود (میانگین در سال‌های ۲۰۰۷-۲۰۱۱). هم‌چنین، مقدار تلفات در کشورهای کم درآمد ۱۴ تا ۱۵ درصد، کشورهای با درآمد متوسط ۱۳ درصد و کشورهای با درآمد بالا ۶ تا ۹ درصد است. تلفات در آمریکای لاتین و کارائیب حدود ۳ درصد بیشتر از آفریقا است.



شکل ۴-۱: نسبت تلفات در کشورهای مختلف با معیار درآمدی و منطقه‌ای (لازم به ذکر است که OECD^۱، سازمان همکاری‌های اقتصادی و توسعه‌ای و LAC^۲، مربوط به آمریکای لاتین و کارائیب هستند)

به این ترتیب، برای کاهش تلفات الکتریکی حاصل از ناکارآمدی و علل غیرفنی، ابتدا باید سطح مورد انتظار از تلفات را کاهش داد. این مرجع (سطح مورد انتظار از تلفات) باید به عنوان یک سطح "قابل قبول" در نظر گرفته شود. تلفات‌هایی که از این سطح پیشی می‌گیرند، ناکارایی را نشان می‌دهد که باید مورد توجه قرار گیرند. به منظور محاسبه تلفات و هزینه‌های مرتبط با آن، این دستور (دستور کاهش سطح مورد انتظار از تلفات)، استاندارد را در ۱۰ درصد تنظیم می‌کند. یک روش محافظه کارانه

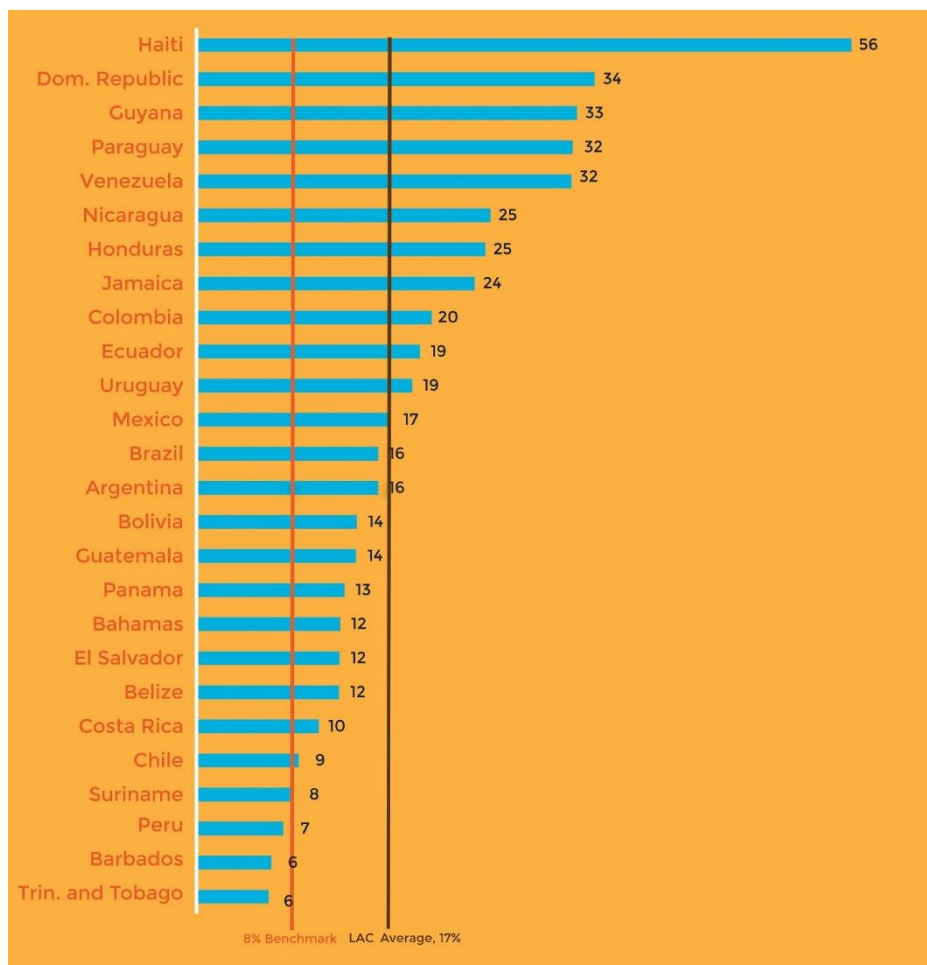
^۱ Organization for Economic Cooperation and Development (OECD)

^۲ Latin America and the Caribbean

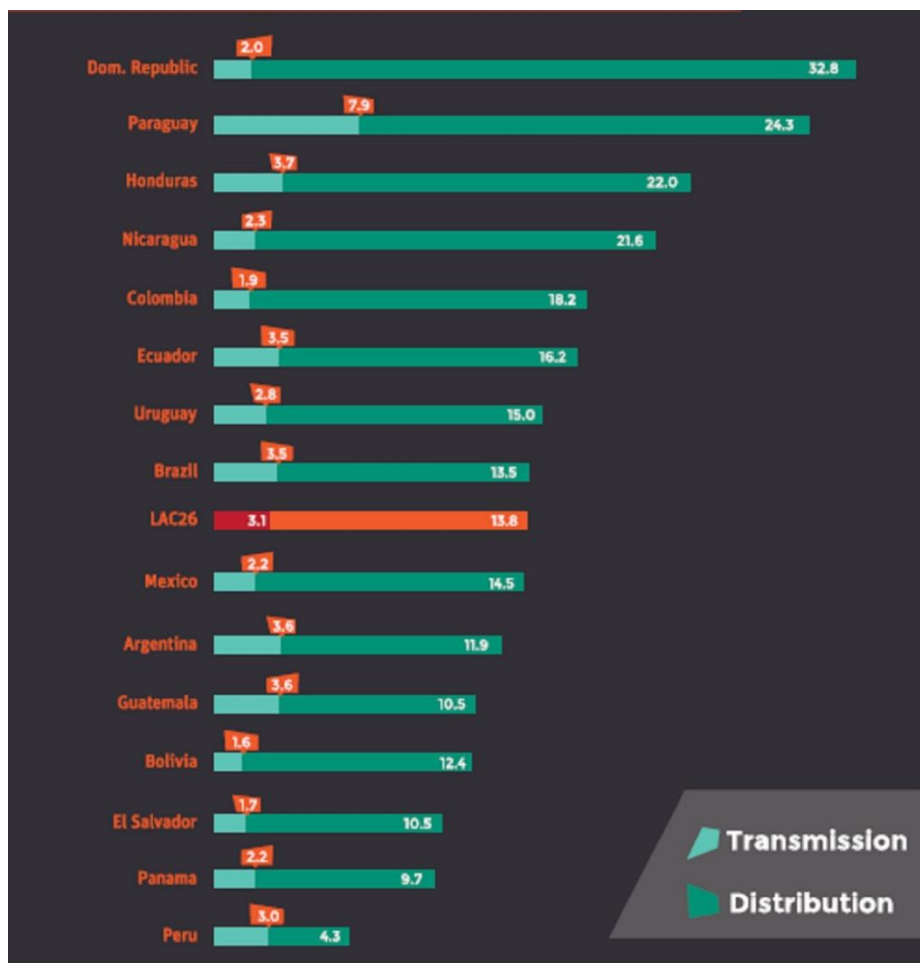
برای تعیین نقطه بهینه تلفات در کشورهای با درآمد بالا و حتی کشورهای با درآمد پایین در منطقه آمریکای لاتین و کارائیب، در نظر گرفتن تلفات در حدود ۸ درصد است.

شکل (۲-۴) تلفات سالانه را به عنوان درصدی از کل تولید برق در ۲۶ کشور آمریکای لاتین و کارائیب نشان می‌دهد. هم‌چنین شکل (۳-۴) سهم تلفات شبکه توزیع و شبکه انتقال را از این مقدار نشان می‌دهد. نتایج نشان می‌دهد که بیشتر تلفات در شبکه توزیع رخ می‌دهد. همانطور که در شکل (۲-۴) ملاحظه می‌شود، تنوع گسترده‌ای در مقدار تلفات سالانه کشورهای مختلف وجود دارد (از ۶ درصد در ترینیداد و توباگو تا ۵۶ درصد در هائیتی). با توجه به این اندازه‌گیری، تنها شش کشور از ۲۶ کشور مشکلات عدیده‌ای ندارند. نقطه قطع برای این ۶ کشور کاستاریکا است که دارای نسبت تلفاتی در حدود ۱۰ درصد است. ۲۰ کشور باقی‌مانده آمریکای لاتین و کارائیب تلفات بیشتری نسبت به مرجع بین‌المللی یعنی ۸ درصد و هم‌چنین مرجع گزارش [۳۱] یعنی ۱۰ درصد دارند. علاوه بر این، تقریباً نیمی از ۲۶ کشور، تلفات‌هایی برابر یا بیش از ۱۷ درصد کل تولید برق را نشان می‌دهند.

این ارقام، افزایش بازده اقتصادی از نظر نهادها در آمریکای لاتین و کارائیب با توجه به اقدامات انجام شده جهت کاهش تلفات را به وضوح نشان می‌دهند. با این حال، همیشه از نظر اقتصادی کاهش تلفات تا سطح‌های پایین‌تر و نزدیک به صفر مفید نیست. بحث در مورد سطح کارایی مورد نظر در بخش برق را با در نظر گرفتن تأثیرات محیطی آن مطرح می‌کنند. ملاحظات زیست‌محیطی می‌تواند به طور قابل توجهی بر قابل قبول بودن سطح تلفات الکتریکی و چگونگی محاسبه آن تأثیر بگذارد. برای مثال، مقررات زیست‌محیطی که اکنون اجرا می‌شوند، نیازمند استفاده از ترانسفورماتورهای با بازده بهتر برای مصارف صنعتی در شبکه‌های انتقال و توزیع هستند.



شکل ۴-۲: تلفات سالانه به عنوان درصدی از کل تولید برق در بیست و شش کشور آمریکای لاتین و کارائیب



شکل ۴-۳: سهم تلفات انتقال و توزیع در کشورهای آمریکای لاتین و کارائیب

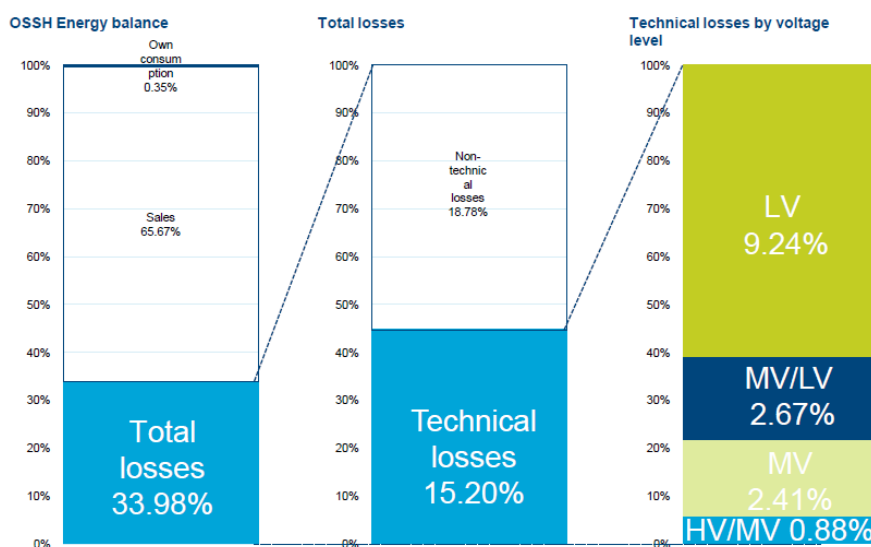
در ادامه، یک نمونه از بررسی تلفات و اقدامات لازم جهت رسیدن به نقطه بهینه تلفات در کشور آلبانی معرفی می‌شود که شامل محاسبات بارهای مصرفی، پارامترهای فنی مورد تایید المان‌های شبکه توزیع و چارچوب پیشنهادی طراحی شده برای ساختار شبکه آلبانی است [۳۲]. در این کشور از داده‌های مربوط به المان‌های شبکه و محاسبات بار مصرفی استفاده شده است. این داده‌ها به صورت زیر است:

۱. اطلاعات استاتیکی شبکه شامل:

- ترانسفورماتورهای پست فوق توزیع: تلفات فنی در ترانسفورماتورهای HV/MV و MV/MV؛
- ساختمان ترانسفورماتورها: تلفات فنی در ترانسفورماتورهای MV/LV؛
- خطوط فشارمتوسط و فشارضعیف: تلفات فنی در شبکه‌های MV و LV؛

- وسایل اندازه‌گیری الکتریکی فشارمتوسط و فشارضعیف: تلفات فنی در وسایل اندازه‌گیری MV و LV.
 - ۲. دیاگرام‌های بار مصرفی ساعتی که مشخص‌کننده سطوح متغیر تلفات هستند:
 - اندازه‌گیری بار مصرفی ساعتی: انرژی ورودی و بیشینه پیک بار مصرفی؛
 - اندازه‌گیری نقاط تحویل دیگر: انرژی ورودی و بیشینه پیک بار مصرفی.
 - ۳. اطلاعات فنی اضافی که توسط تیم فنی جمع‌آوری می‌شوند:
 - نقاط تحویل توان با المان‌های شبکه هماهنگ شده است^۱: هماهنگ کردن بیشینه پیک بار مصرفی شبکه و المان‌های شبکه؛
 - قبوض برق؛
 - انرژی مصرفی تجهیزات شبکه؛
 - اندازه‌گیری ۲۴ ساعته پخش بار پست‌ها: بیشینه پیک بارهای مصرفی؛
 - اندازه‌گیری‌های ۲۴ ساعته مشترکین: دیاگرام‌های نمونه برای مشترکین؛
 - شماتیک دارای جزئیات خطوط MV: شبیه‌سازی بیشینه پیک بار مصرفی.
- تلفات فنی محاسبه‌شده در شبکه آلبانی ۱۵/۲ درصد است که جزئیات آن در شکل (۴-۴) نشان داده شده است:

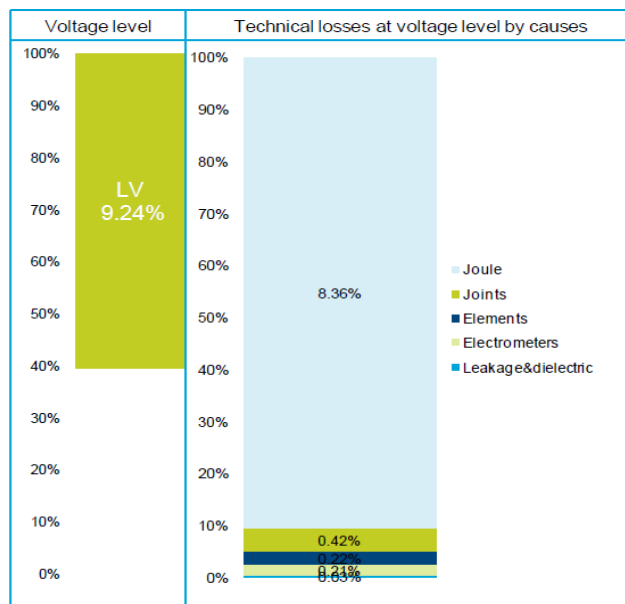
¹ matched



شکل ۴-۴: سهم بخش‌های مختلف تلفات در شبکه برق آلبانی

بر اساس شکل (۴-۵)، تلفات فنی در سطح شبکه فشارضعیف به‌طور قابل توجهی مربوط به تلفات

انرژی در خطوط فشارضعیف است.



شکل ۴-۵: سهم بخش‌های مختلف تلفات شبکه فشارضعیف در شبکه برق آلبانی

در جدول (۴-۱) جزئیات مربوط به تلفات شبکه فشارضعیف توضیح داده شده است:

جدول ۴-۱: جزئیات تلفات شبکه فشارضعیف در شبکه برق آلبانی

المان	شیوه	محاسبات مبتنی بر	سطح مدل سازی
خطوط LV	ژول ^۱	طول، تلفات انرژی و توان، پیک بار مصرفی میانگین و پارامترهای فنی	محاسبه شده براساس گروه های خطوط LV براساس نوع و تعداد آن در هر زون ^۲
خطوط LV	نشتی ^۳	طول و ضرایب	محاسبه شده براساس گروه های خطوط LV براساس نوع و تعداد آن در هر زون
اندازه گیرهای الکتریکی	مصرف ^۴	پارامترهای فنی	محاسبه شده برای گروه های اندازه گیرهای الکتریکی در هر زون
اتصالات	بنچمارک ^۵	۵ درصد تلفات LV	
المان های بریکر	بنچمارک	طول و ضرایب	بریکر و فیوزهای موجود در شبکه

سهم تلفات بی باری و بارداری ترانس در این مطالعه به صورت شکل (۴-۶) است. همان طور که در

این شکل نشان داده شده است تلفات بی باری ترانسفورماتورهای توزیع بخش عمده ای از تلفات تکنیکی

سطح MV/LV را شامل می شود.

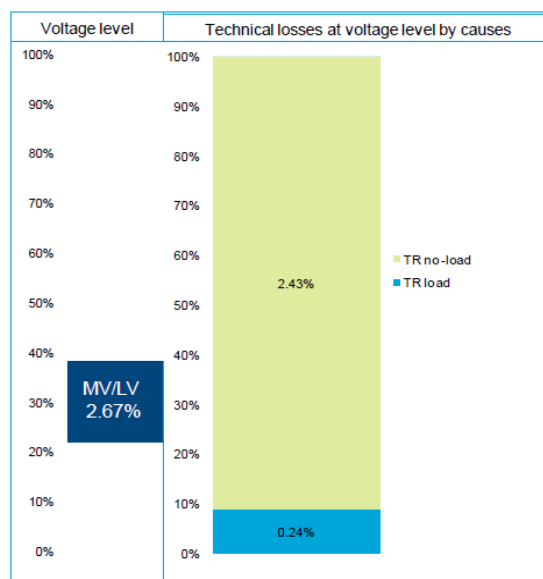
^۱ تلفات مربوط به عبور توان از شبکه

^۲ شبکه فشار ضعیف را براساس نوع شبکه به گروه های مختلفی تقسیم بندی کرده است.

^۳ تلفات مربوط به جریان نشتی تجهیزات و عایق آنها

^۴ تلفات مربوط به انرژی مصرفی تجهیزات اندازه گیری

^۵ تلفات محاسبه شده براساس معیارهای استاندارد و مشخص



شکل ۴-۶: سهم بخش‌های مختلف تلفات ترانس توزیع در شبکه برق آلبانی

جزئیات مربوط به این نوع از تلفات در جدول (۴-۲) بیان شده است:

جدول ۴-۲: جزئیات تلفات ترانس‌های توزیع در شبکه برق آلبانی

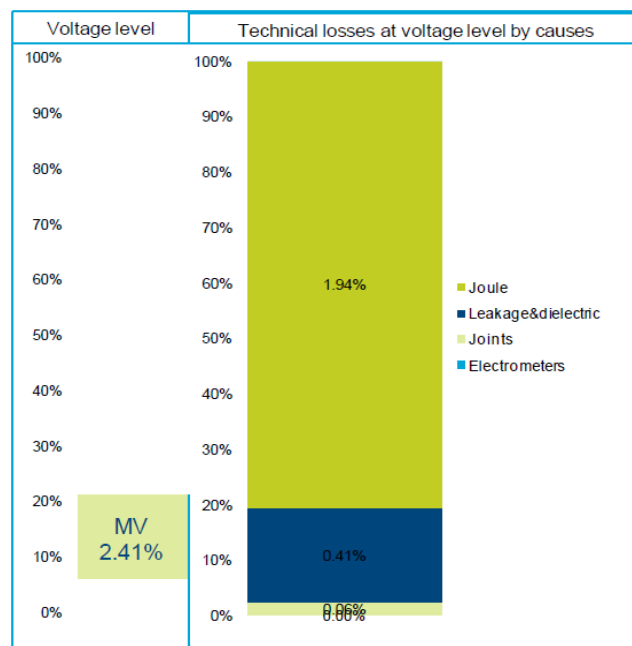
المان	شیوه	محاسبه شده مبتنی بر	سطح مدل سازی
ترانسفورماتورهای توزیع	بی باری ^۱	پارامترهای فنی نامی هر تجهیز	محاسبه شده برای هر ترانس (حدود ۲۰۰۰۰ عدد)
ترانسفورماتورهای توزیع	بارداری ^۲	میانگین پیک بارهای مصرفی، تلفات اتصال کوتاه و بهره برداری	محاسبه شده برای هر ترانس (حدود ۲۰۰۰۰ عدد)

سهم بخش‌های مختلف تلفات در شبکه فشار متوسط به صورت شکل (۴-۷) است. بیشترین بخش

تلفات فنی در سطح MV مربوط به تلفات انرژی در فیدرهای MV است.

^۱ تلفات بی باری ترانس

^۲ تلفات بارداری ترانس



شکل ۴-۷: سهم بخش‌های مختلف تلفات شبکه فشار متوسط در شبکه برق آلبانی

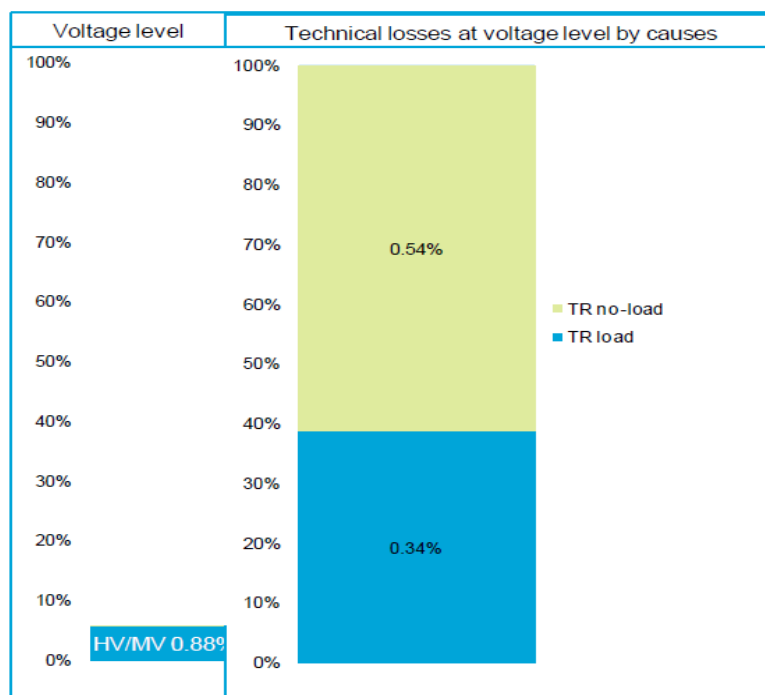
جزئیات مربوط به این نوع از تلفات به صورت جدول (۴-۳) است.

جدول ۴-۳: جزئیات تلفات شبکه فشار متوسط در شبکه برق آلبانی

المان	شیوه	محاسبات مبتنی بر	سطح مدل سازی
خطوط MV	انرژی	طول، تلفات انرژی و توان، پیک بار مصرفی میانگین و پارامترهای فنی	محاسبه شده برای هر فیدر (حدود ۱۲۰۰ فیدر)
خطوط MV	نشتی و عایقی	طول و ضرایب	محاسبه شده برای هر فیدر (حدود ۱۲۰۰ فیدر)
اندازه گیرهای الکتریکی اتصالات	مصرفی	پارامترهای فنی	محاسبه شده برای گروه‌های اندازه گیرهای الکتریکی در زون‌ها
	بنچمارک	۳ درصد تلفات MV	

تلفات فنی در خطوط HV/MV شامل دو بخش مهم: تلفات بی‌باری و بارداری در ترانسفورماتورهای

توزیع است که سهم هر کدام از تلفات در شکل (۴-۸) نشان داده شده است.



شکل ۴-۸: سهم بخش‌های مختلف تلفات ترانس فوق توزیع در شبکه برق آلبانی

اطلاعات مربوط به جزئیات این نوع از تلفات در جدول (۴-۴) آمده است:

جدول ۴-۴: جزئیات تلفات ترانس‌های فوق توزیع در شبکه برق آلبانی

المان	شیوه	محاسبه شده مبتنی بر	سطح مدل سازی
ترانسفورماتورهای توزیع	بی باری	پارامترهای فنی نامی هر تجهیز	محاسبه شده برای هر ترانس (حدود ۱۳۰ عدد)
ترانسفورماتورهای توزیع	بارداری	میانگین پیک بارهای مصرفی، تلفات اتصال کوتاه و بهره برداری	محاسبه شده برای هر ترانس (حدود ۱۳۰ عدد)

در شکل (۴-۹) تلفات توزیع در کشورهای مختلف جهان نشان داده شده است که وضعیت کشور

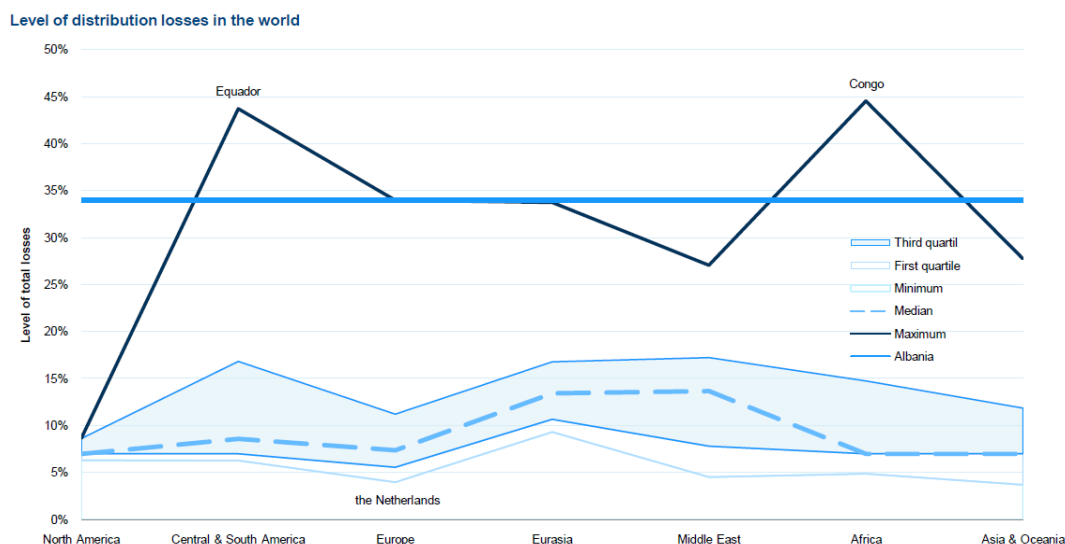
آلبانی نسبت به بقیه کشورها در آن مشخص است. خط مستقیم آبی رنگ درصد تلفات کشور آلبانی را

نشان می دهد که با توجه به شکل از تلفات بسیاری از کشورهای مختلف جهان بسیار بیشتر است و تنها

از تلفات برخی از کشورها مانند اکوادور و کنگو کمتر است. همچنین همان طور که در شکل نشان داده

شده است تلفات کشور آلبانی از ماکزیمم تلفات بسیاری از کشورها نیز بیشتر است. بنابراین نقطه بهینه

تلفاتی که برای این کشور باید تعریف شود ممکن است حتی از بدترین میزان تلفات برای کشورهای دیگر نیز بدتر باشد؛ اما با توجه به شرایط این کشور این نقطه بهینه ممکن است مناسب است.



شکل ۴-۹: مقایسه تلفات در کشور آلبانی با بقیه کشورها

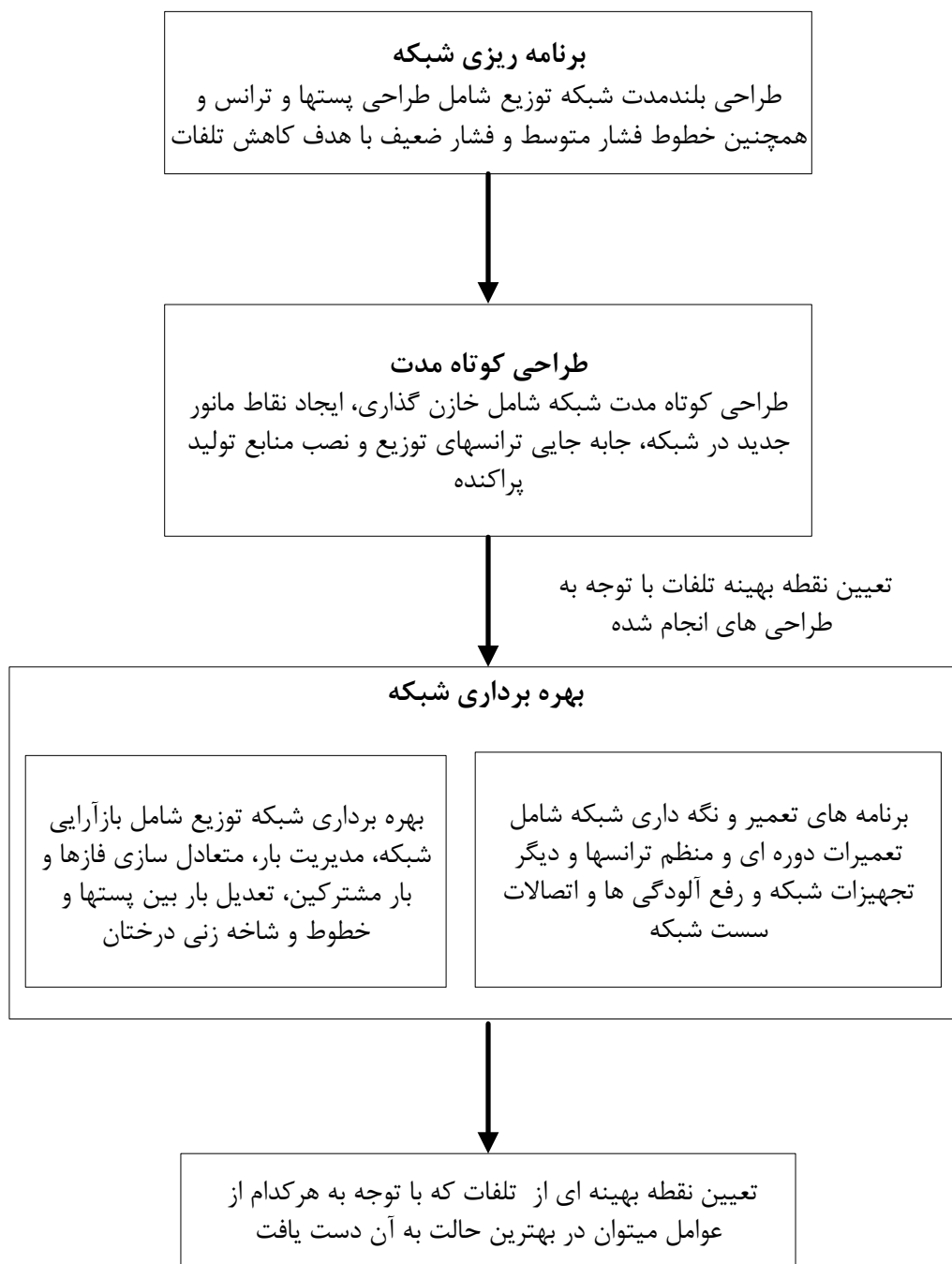
۳-۴) تعیین نقطه بهینه تلفات با استفاده از روش پیشنهادی

از آنجایی که تلفات شبکه به عوامل مختلف بستگی دارد و همچنین بسیاری از عوامل طبیعی و انسانی ممکن است این میزان از تلفات را افزایش دهند؛ بنابراین وضعیت بهینه تلفات برای کشورهای مختلف، شهرهای مختلف، نقاط مختلف شهری و حتی فیدرها و ترانس‌های مختلف، ممکن است بسیار متفاوت باشد. به طور مثال یک فیدر در تابستان و زمستان دارای دو نقطه بهینه متفاوت از منظر تلفات است؛ به این صورت که در فصل تابستان و با گرم شدن هوا میزان مقاومت خطوط تغییر کرده و در نتیجه تلفات شبکه نیز تغییر می‌کند. همچنین دمای هوا بر روی تلفات ترانس و بقیه تجهیزات شبکه نیز اثرگذار خواهد بود. از یک دیدگاه دیگر نوع بارهای مصرفی که بر روی یک فیدر قرار می‌گیرند با توجه به مشخصات آن‌ها می‌توانند نقطه بهینه تلفات شبکه را تغییر دهند. به طور مثال فیدری که فقط بار صنعتی بر روی آن قرار دارد با یک فیدر که بارهای مسکونی و تجاری را تغذیه می‌کند دارای نقاط

بهینه تلفات متفاوت خواهند بود. هم‌چنین نوع فیدر از لحاظ شهری یا روستایی بودن نیز می‌تواند منجر به تلفات متفاوتی در شبکه شود. به‌طور کلی می‌توان تلفات بهینه شبکه را از ۴ دیدگاه به‌صورت شکل (۱۰-۴) بررسی کرد.

از دیدگاه طراحی بلندمدت شبکه زمانی می‌توان گفت شبکه طراحی شده در نقطه بهینه خود از دیدگاه تلفات قرار دارد که در تمامی جنبه‌های مختلف طراحی، تلفات به عنوان یک عامل مهم در تابع هدف لحاظ شده باشد. در این صورت می‌توان گفت تلفات شبکه در طراحی در نقطه بهینه قرار دارد و فقط ناشی از خصوصیات ذاتی تجهیزات شبکه است.

در هنگام بهره‌برداری شبکه نیز ممکن است به دلیل وجود عوامل بسیار زیادی مانند عوامل محیطی، ضریب توان نامناسب بارهای مصرفی، وجود هارمونیک و نامتعادلی در شبکه و عدم تعمیر و نگهداری مناسب شبکه، تلفات شبکه از نقطه بهینه به دست آمده در قسمت طراحی شبکه جابه‌جا شود. در این صورت به سه شکل می‌توان تلفات شبکه را مجدداً بهینه کرد که شامل: (۱) طراحی‌ها و برنامه‌ریزی‌های کوتاه‌مدت در شبکه مانند خازن‌گذاری و ایجاد نقاط مانور در شبکه، (۲) بهره‌برداری مناسب از شبکه مانند متعادل‌سازی فازها و هم‌چنین (۳) برنامه‌های مناسب تعمیر و نگهداری شبکه است. هر کدام از این عوامل می‌تواند تلفات را به یک نقطه بهینه برساند به طوری که شاید حتی بتوان با انجام مناسب طراحی‌های کوتاه‌مدت، تلفات را نسبت به طراحی اولیه نیز بهینه‌تر کرد. این روش پیشنهادی در این تحقیق به منظور تبیین نقطه بهینه تلفات است. هر کدام از این عوامل به‌طور کامل در ادامه توضیح داده شده‌اند.



شکل ۴-۱۰: تبیین نقطه بهینه تلفات شبکه توزیع

• طراحی بلندمدت شبکه توزیع

منظور از طراحی بلندمدت شبکه توزیع، جابجایی مناسب پست‌های فوق توزیع، طراحی مناسب فیدرهای فشارمتوسط و فیدرهای فشارضعیف و همچنین طراحی مناسب ترانس‌های توزیع از لحاظ ظرفیت و مکان نصب ترانس است که می‌تواند در تعیین وضعیت بهینه شبکه در بهره‌برداری بسیار اثرگذار باشد. در این مرحله باید چگالی بار شبکه در مناطق مختلف به خوبی پیش‌بینی شود؛ زیرا تمامی طراحی‌های شبکه برای این اساس خواهد بود. همچنین باید در طراحی‌های شبکه تلفات به عنوان یک عامل بسیار مهم در کنار هزینه سرمایه‌گذاری لحاظ شود. به‌طور مثال استفاده از یک ترانس مناسب و با تلفات بارداری و بی‌باری کم هرچند ممکن است به لحاظ هزینه اولیه نصب گران‌تر از دیگر ترانس‌ها باشد اما اگر میزان تلفات آن به عنوان یک عامل بسیار مهم در طراحی و در طول چرخه عمر پروژه لحاظ گردد ممکن است بسیار اقتصادی باشد. یکی دیگر از عوامل مهم در تلفات شبکه، طراحی نامناسب شبکه فشارمتوسط است که در بسیاری از مواقع طول بسیار زیاد این شبکه موجب افت ولتاژ بسیار زیاد در شبکه و در نتیجه افزایش تلفات خواهد شد. طراحی نامناسب شبکه فشارضعیف نیز با توجه به مقاومت زیاد این خطوط و جریان زیاد عبوری از آن‌ها می‌تواند سهم بسزایی در تلفات شبکه داشته باشد. بنابراین، در طراحی‌های بلندمدت شبکه باید نوع فیدر و شرایط بارهای مصرفی آن‌ها، شرایط محیطی، امکان مانور با دیگر فیدرهای شبکه و دیگر ملاحظات طراحی که برای بهره‌برداری مناسب با هدف کاهش تلفات می‌تواند موثر باشد، لحاظ گردد.

• طراحی کوتاه‌مدت شبکه توزیع

بسیاری از مسائل شبکه توزیع در حوزه طراحی ممکن است پس از بهره‌برداری از شبکه و مشخص شدن مشکلات آن صورت گیرد که ممکن است شامل خازن‌گذاری، ایجاد نقاط جدید مانور در شبکه، جابه‌جایی ترانس‌های توزیع، و نصب منابع تولیدپراکنده باشد. به‌طور مثال ممکن است در زمان طراحی شبکه به

علت عدم پیش‌بینی صحیح چگالی بار شبکه و مشخصات بارهای مصرفی، طول شبکه مناسب طراحی نشده باشد و یا خازن‌گذاری مناسب در شبکه انجام نشده باشد؛ اما در زمان بهره‌برداری از شبکه و با شناسایی نقاط ضعف شبکه، شرکت توزیع نیاز داشته باشد که خازن‌هایی را با ظرفیت‌های مختلف در نقاط مختلف شبکه نصب کند. از طرف دیگر در زمان بهره‌برداری از شبکه ممکن است مشخص شود که بارگذاری ترانس‌های توزیع مناسب نبوده و بعضی از آن‌ها دارای بارگذاری زیاد و بعضی‌ها دارای بارگذاری کم هستند که در نتیجه باید با یک بازطراحی در کوتاه‌مدت این مشکل نیز حل شود. در سال‌های اخیر، حضور تولیدات پراکنده در شبکه توزیع هم بر روی طراحی‌های بلندمدت و هم بر روی طراحی‌های کوتاه‌مدت بسیار اثر گذار بوده است. با توجه به اینکه بسیاری از تولیدات پراکنده توسط سرمایه‌گذاران بخش خصوصی نصب می‌شوند و زمان سرمایه‌گذاری آن‌ها فعلاً توسط شبکه قابل تعیین نیست، بنابراین فعلاً نمی‌توان این نوع از منابع را به‌طور کامل در برنامه‌ریزی بلندمدت شبکه در نظر گرفت؛ اما با مراجعه سرمایه‌گذار به شرکت توزیع جهت نصب این نوع منابع در شبکه، می‌توان با روش‌هایی سرمایه‌گذاری را به نحوی هدایت کرد که بر روی مکان‌هایی از شبکه منابع خود را نصب کند که هم به نفع سرمایه‌گذار باشد و هم از منظر تلفات بتواند تلفات شبکه را کاهش دهد.

• بهره‌برداری شبکه توزیع

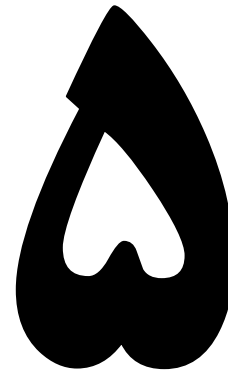
همان‌طور که گفته شد طراحی مناسب شبکه می‌تواند در کاهش تلفات شبکه بسیار مهم باشد؛ اما پس از طراحی شبکه و در حین بهره‌برداری، دیگر شرکت‌های توزیع باید به دنبال راهکارهای مناسب بهره‌برداری به منظور کاهش تلفات باشند. بخشی از این راهکارها شامل تعدیل بار بین خطوط و پست‌ها، بازآرایی مناسب شبکه در طول روز، هفته و یا ماه‌های مختلف با توجه به شرایط شبکه، مدیریت بار، متعادل‌سازی فازها، متعادل‌سازی بار و شاخه‌زنی درختان هستند. به منظور بهره‌برداری مناسب از شبکه با هدف کاهش تلفات باید به این نکته توجه کرد که هدف از بهره‌برداری در شرکت‌های توزیع می‌تواند

متفاوت باشد. در بعضی از شرکت‌های توزیع ممکن است فقط تامین بار مصرفی شبکه با کمترین خاموشی مدنظر باشد و اینکه با چه درصدی از تلفات این بار تامین می‌شود اثری بر روی تصمیمات بهره‌بردار نداشته باشد. همچنین ممکن است در بسیاری از مواقع تحلیل درستی از نتایج راهکارهای کاهش تلفات توسط بهره‌بردار شبکه صورت نگیرد که این امر موجب خواهد شد که آن راهکار در دستور کار شرکت قرار نگیرد و یا خیلی مناسب عملیاتی نشود. به طور مثال ممکن است در اثر تحلیل نامناسب اثر متعادل‌سازی فیدرها، بهره‌بردار به این نتیجه برسد که هزینه و وقت لازم برای اینکار با توجه به میزان اثر آن بر روی تلفات مناسب نخواهد بود. در بعضی از حالت‌ها نیز ممکن است به دلیل نداشتن نیروی کافی بسیاری از این راهکارهای بهره‌برداری را نتواند شرکت انجام دهد.

• برنامه‌های تعمیر و نگهداری شبکه

یکی از عوامل بسیار مهم در تلفات شبکه عدم توجه به تعمیر و نگهداری مناسب از تجهیزات شبکه مانند خطوط، ترانس‌ها، اتصالات شبکه و ادوات کنترلی و اندازه‌گیری شبکه است. به طور مثال ممکن است تلفات بی‌باری و یا بارداری ترانس‌های شبکه در زمان طراحی و با عملیات مناسب بهره‌برداری در حد قابل قبولی باشند؛ اما با گذشت زمان و در نتیجه فرسودگی تجهیزات و عدم توجه به نیازهای ترانس مانند تست کردن دوره‌ای روغن ترانس، تلفات آن به شدت افزایش پیدا کند. همچنین سرویس منظم و شست و شوی مقره‌های شبکه می‌تواند تا حد بسیار زیادی تلفات عایقی و نشتی شبکه را کاهش دهد و رفع فرسودگی‌های شبکه و مشکلات اتصالات شبکه می‌تواند تلفات ناشی از این عوامل را نیز تا حد زیادی کاهش دهد.

دسته‌بندی و اولویت‌بندی تلفات و راهکارها



۵-۱) دسته‌بندی اقدامات موثر برای کاهش تلفات فنی شبکه توزیع در حوزه بهره‌برداری

تا به اینجا، گزارش‌های مربوط به تشریح پروژه راهکارهای ارتقا سطح بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع با هدف کاهش تلفات انرژی الکتریکی در چند مرحله به صورت زیر ارائه شده‌اند:

- تعریف کلی تلفات در سیستم‌های قدرت به خصوص در شبکه‌های توزیع، انواع تلفات شامل تلفات فنی و غیرفنی، روش‌ها و اهداف بررسی و تحلیل هریک از انواع تلفات، تاثیر آن روی بهره‌برداری شبکه‌های توزیع و هزینه‌های ناشی از وجود تلفات و همچنین، عوامل و اجزای مختلف شبکه‌های توزیع در ایجاد تلفات و شناسایی و تحلیل آن‌ها
- تحلیل افزایش تلفات ناشی از عوامل مختلف در حوزه بهره‌برداری شبکه‌های توزیع شامل اجزای شبکه توزیع (فرسوده شدن اجزا و عدم تعویض آن، عدم اجرای تعمیرات دوره‌ای و کنترل کیفیت عملکرد اجزا، عدم بهره‌وری کارآمد از اجزا و استفاده از آن بدون توجه به مشخصات و مقادیر نامی آن‌ها)، ساختار شبکه توزیع (استفاده از ساختار شعاعی در فیدرهای توزیع، عدم استفاده از روش‌های بازآرایی در ساعات مختلف شبانه‌روز، طراحی نامناسب شبکه توزیع، عدم به کارگیری روش‌های مربوط به افزایش قابلیت اطمینان شبکه، عدم تغییر و تعویض ساختار شبکه توزیع و استفاده از امکانات هوشمند و پیشرفته و استفاده بسیار کم از منابع انرژی تولیدپراکنده در شبکه)، نیروی انسانی (ناکارآمد بودن نیروی انسانی و عدم ایجاد یک برنامه‌ریزی مناسب جهت اعمال و کنترل برنامه‌های مربوط به بهره‌برداری، تعمیرات و نگهداری شبکه)، عدم استفاده و به کارگیری مدلسازی‌ها و روش‌های تئوری در بهره‌برداری شبکه توزیع (استفاده نکردن از مدل‌های مختلف بارهای شبکه توزیع به عنوان بخش بسیار مهم شبکه توزیع و عدم به کارگیری آن در تحلیل پخش بار فیدرهای فشارمتوسط، مدل نکردن بخش فشارضعیف

شبکه توزیع که درصد بسیار بالایی از تلفات را شامل می‌شود، استفاده نکردن از مسائل

بهینه‌سازی مختلف در بهبود وضعیت بهره‌برداری شبکه)

- بررسی و تحلیل کلی اقدامات لازم جهت کاهش تلفات مربوط به هریک از اجزای شبکه توزیع و عوامل ذکر شده که موجب افزایش تلفات می‌شوند، بدون در نظر گرفتن مطالعه موردی یک شبکه توزیع خاص و یا امکان عملی شدن و توجیه‌پذیر بودن اقتصادی اجرای این روش‌ها روی شبکه توزیع

- بررسی و ارائه گزارش‌های مربوط به کشورهای مختلف که درصدهای مربوط به تلفات فنی و غیرفنی، تلفات در بخش‌های مختلف سیستم قدرت شامل شبکه انتقال، شبکه توزیع (فیدرهای فشار متوسط و ضعیف و ترانس‌های فوق توزیع و توزیع و غیره) و تلفات ناشی از وسایل‌های مختلف اندازه‌گیری و خطای نیروی انسانی در جمع‌آوری اطلاعات شبکه را ارائه داده‌اند. همچنین، ارائه پیشنهاد مربوط به روش‌های کاهش تلفات در حوزه بهره‌برداری با توجه به توپولوژی و ویژگی‌های شبکه‌های توزیع هر کشور و وجود شرایط لازم جهت ارائه این روش‌ها از نظر فنی روی شبکه توزیع.

- تبیین وضعیت بهینه تلفات شبکه توزیع. به عبارت دیگر، بررسی اجرای روش‌های مربوط به کاهش تلفات با توجه به شرایط و ساختار شبکه به‌طوری که موجب کاهش تلفات به یک مقداری شود که از نظر اقتصادی برای شرکت توزیع بهینه باشد و هزینه زیادی جهت کاهش تلفات متحمل نشود. بنابراین، تعیین روش‌هایی که اعمال آن می‌تواند موجب کاهش تلفات به یک مقدار قابل قبول با صرف یک هزینه بهینه شود، در کشورهای مختلف به‌صورت موردی گزارش داده‌شدند.

در این بخش از گزارش، اقداماتی که موجب کاهش تلفات به‌طور بهینه با درنظر گرفتن شرایط مختلف از قبیل وضعیت شبکه، زیرساخت‌های موردنیاز و وابستگی به شرایط اقلیمی، مورد بررسی قرار خواهد گرفت و یک اولویت‌بندی برای آن‌ها ارائه خواهد شد. در ابتدا برای اینکه مشخص کرد این اقدامات در کشورهای مختلف چگونه انجام شده است، گزارش‌هایی مربوط به چند کشور مختلف که به یک نقطه بهینه تلفات براساس ارائه روش‌های مختلف با استفاده از محاسبات و شبیه‌سازی رسیده‌اند، بیان خواهد شد.

۵-۱-۱) دسته‌بندی اقدامات موثر برای کاهش تلفات فنی در مطالعات کشورهای مختلف

۵-۱-۱-۱) مطالعه جامع محاسبه و استراتژی‌های کاهش تلفات در شبکه توزیع^۱ KASM در انگلیس در این قسمت، ابتدا در بخش "الف" مقدمه‌ای از پروژه ذکر می‌شود و سپس در بخش "ب" اقدامات کاهش تلفات ذکر خواهد شد. پروژه مدیریت سیستم فعال کنت و اهداف پروژه نیز در بخش‌های "پ" و "ت" ذکر خواهد شد.

الف: مقدمه

دولت، Ofgem^۲ (تنظیم‌کننده مستقل) و شرکت‌هایی که خصوصی هستند و از شبکه بهره‌برداری می‌کنند، مسئول بهبود شرایط شبکه هستند. مطابق وب‌سایت پارلمان انگلستان، براساس شواهد ارائه شده توسط دپارتمان انرژی و تغییرات اقلیمی، بخش عمده هزینه انتقال انرژی الکتریکی مربوط به هزینه اتصال مولدهای جدید در مناطق دورتر کشور و تقویت بخش‌های محدودتری از شبکه موجود برای بهبود بازدهی جریان برق در سراسر بریتانیا است. با این حال، در شبکه توزیع برق، بیشتر هزینه‌ها در راستای تعویض تجهیزات فرسوده و حفظ قابلیت انعطاف‌پذیری و قابلیت اطمینان است و تنها یک

^۱ Kent Active System Management (KASM)

^۲ Office of Gas and Electricity Markets

سهم کوچک از سرمایه‌گذاری مربوطه به گسترش شبکه است. هزینه‌های شبکه توسط تعدادی از فاکتورها به صورت زیر کاهش پیدا می‌کنند:

- جایگزینی و ارتقا زیرساخت‌های فرسوده؛
- گسترش شبکه‌ها برای اتصال مولدهای جدید؛
- اصلاح تبادلات انرژی؛
- اطمینان مستمر از قابلیت اطمینان در بهره‌برداری روزانه از شبکه.

بنابراین نیاز به ابزارهایی که شناخت و تحلیل تلفات را تسهیل کند و اینکه چگونه این تلفات می‌توانند از طریق مدیریت ابزارهای موجود در شبکه توزیع کاهش یابند، وجود دارد. از لحاظ استراتژی تلفات UKPN^۱، که در مارس ۲۰۱۴ به عنوان ضمیمه ارسالی به صورت ED1 منتشر شد [۲۱]، یک مرور جامع از تلفات فنی و غیرفنی که شبکه برق را تحت پوشش قرار می‌دهد، و راه‌های ممکن برای به حداقل رساندن این تلفات ارائه شده است. طرح UKPN شامل سه مرحله است.

مرحله اول: شناخت مفهوم تلفات

این مرحله به طور عمده شامل تحقیقات، مطالعات، نظارت و سایر اقداماتی است که درک ما را از تلفات شبکه افزایش می‌دهد و شامل این موارد است: چه چیزی باعث به وجود آمدن تلفات می‌شود، چگونه می‌توان مقدار تلفات را تعیین، اندازه‌گیری، مدیریت و در نهایت بهینه‌سازی کرد.

مرحله دوم: برنامه و طراحی

این مرحله شامل این موارد است: شروع تغییر سیاست‌ها و پیاده‌سازی، تعیین زمان‌بندی که در طول آن ممکن است فواید حاصل شود و تعیین محدوده مزایا که ممکن است ارائه شود.

¹ UK Power Networks

مرحله سوم: ساخت و بهره‌برداری کردن

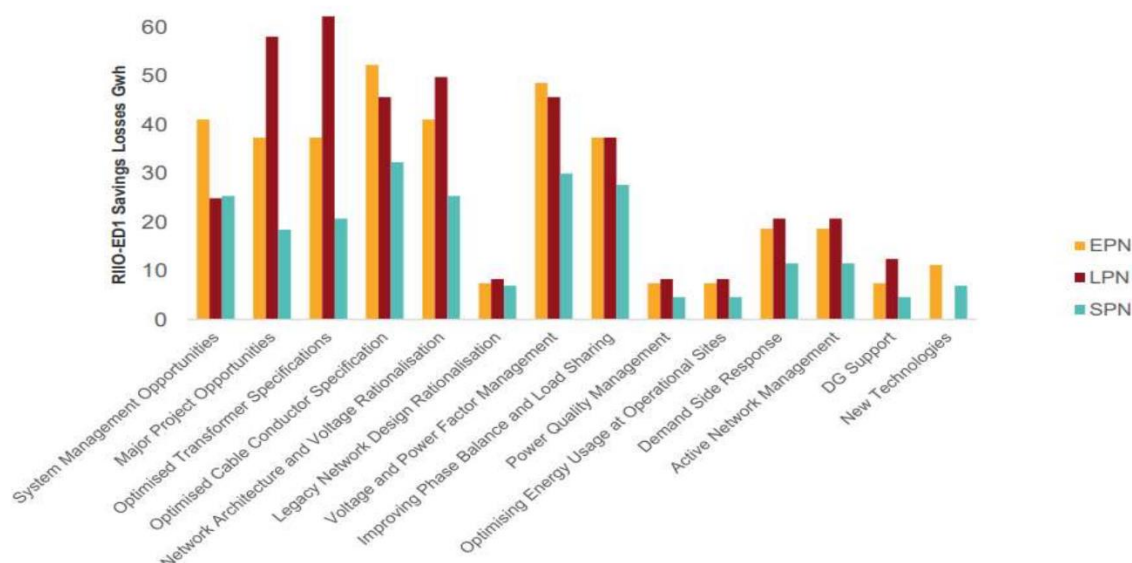
این مرحله، استقرار تغییرات در شبکه را برای کاهش تلفات، برای ED1 و ED2 بدست خواهد آورد. به عنوان بخشی از این مرحله، UKPN به صورت دوره‌ای، یک ارزیابی کامل اقتصادی از هر گونه تغییرات انجام شده را برای تایید صحت فرضیه‌ها و پیگیری مزایا به دست خواهد آورد. توجیه اقتصادی اقدامات کاهش تلفات باید از طریق آنالیز هزینه-سود براساس راهنمای RIIO-ED1 مربوط به Ofgem (که ارزیابی هزینه انرژی برای تامین تلفات را به رسمیت می‌شناسد)، انجام پذیرد. برخی بر این باورند که در سراسر انگلستان، تلفات فنی شبکه توزیع در حدود ۶ درصد است؛ اما برای شبکه‌های شهری و روستایی بین ۴,۵ تا ۹ درصد متغیر است.

استراتژی در انگلستان به این صورت است:

- کنترل تلفات در یک سطح که به صورت اقتصادی توجیه شده باشد و بهترین ارزش‌ها را برای مشتریان داشته باشد.
- در نظر گرفتن نگاه کلی به سرمایه‌گذاری‌های آینده که بایستی در آن مزایای کاهش تلفات و دیگر مزایای اجتماعی در نظر گرفته شوند و بخشی از هرگونه تصمیم سرمایه‌گذاری کلان‌تر باشد.
- فنون مدرن در نظر گرفته شود که ما را قادر به شناسایی، اندازه‌گیری و گزارش‌دهی به صورت دقیق‌تر می‌کند و به ما یک دید کلی از تلفات در شبکه را بدهد.
- با توجه به توسعه شبکه و افزایش استفاده از تکنولوژی‌های سبز به منظور تامین رشد بار در آینده، باید تلفات را در میانگین ۶ درصد حفظ کرد.
- تبادل یافته‌ها با ذینفعان و صنعت برای بهبود درک بهره‌وری انرژی در انگلستان.

- به منظور بهره‌برداری مناسب‌تر از شبکه و ارائه خدمات بیشتر به مشتریان، باید با مشتریان و صنعت ارتباط برقرار شود.
- از آنجایی که کاهش تلفات شبکه مدیریت بهتر ولتاژ را ممکن می‌سازد، بنابراین میزان استفاده از شبکه نیز افزایش می‌یابد. این استراتژی شامل ارزیابی اولیه برای درک بهتر و مدیریت تلفات است تا اقدامات خاصی که شناسایی شده‌اند، اجرا شده و بتوان تاثیر هزینه و مزایای آن‌ها را بهتر درک کرد.

مطابق گزارش تلفات UKPEN، شکل (۵-۱) نشان دهنده سهم مورد انتظار در هر یک از اقداماتی است که در این استراتژی شرح داده شده است و در جهت کاهش پیش‌بینی شده تلفات شبکه (در حد GWh) در طول دوره RIIO ED1 خواهد بود.



شکل ۵-۱: گزارش منتشر شده UKPN در مورد راهبردها و تاثیرات مورد انتظار آن‌ها بر روی تلفات

در گزارشی که توسط SP Energy Networks^۱ در مورد تلفات شبکه ارائه شده است، در حال حاضر برای اندازه‌گیری تلفات، اندازه‌گیری و ثبت انرژی ورودی و خروجی از شبکه توزیع انجام می‌شود.

^۱ ScottishPower Energy Networks:

انرژی وارد شده به شبکه توزیع در نقطه اتصال به شبکه انتقال با دقت بالا اندازه‌گیری می‌شود. با این حال، مقدار انرژی خروجی از شبکه توزیع در حال حاضر وابسته به جمع‌آوری تمام انرژی مصرف شده توسط مشتری است که در این راستا دو موضوع باید مورد توجه قرار گیرد.

اولین موضوع مربوط به توسعه روش‌های اندازه‌گیری انرژی و ارزیابی شبکه توزیع است که شامل موارد زیر است:

- روش اندازه‌گیری انرژی در شبکه؛
- تکنیک‌های ارزیابی برای دستیابی به ظرفیت صرفه‌جویی تلفات فنی در شبکه‌های LV؛
- تکنیک‌های ارزیابی برای دستیابی به اثرات تلفات در توسعه بخش‌های پیچیده شبکه HV است.

دومین موضوع، هماهنگی در رویکرد یا حداقل در دقت بهره‌برداران شبکه توزیع انگلستان است، به طوری که Ofgem بتواند به درستی به دولت نشان دهد که بخش توزیع چه نوآوری‌ها و کارهایی را می‌تواند انجام دهد تا به اهداف زیست محیطی دست پیدا کرد (کاهش تلفات موجب کاهش مصرف سوخت و در نتیجه کاهش آلاینده‌های زیست محیطی خواهد شد). به طور کامل گزارش شده است. استراتژی کاهش تلفات شبکه برای اپراتورهای شبکه توزیع، نیاز به رویکردهای توسعه برای ارزیابی تلفات در شبکه و روش‌های موثر توسعه برای کاهش این تلفات با استفاده از ابزارها و اجزای در دسترس در شبکه را بیان می‌کند.

مالک و بهره‌بردار شبکه‌های انتقال و توزیع در مرکز و جنوب اسکاتلند، شمال ولز و بخش‌های دیگری از بریتانیا

- سرمایه‌گذاری در بخش انتقال RHIO T1
- سرمایه‌گذاری در بخش توزیع RHIO ED1

ب) اقدامات کاهش تلفات در پروژه KASM انگلیس

۱) بازآرایی شبکه

دو نوع کلید^۱ در سیستم‌های توزیع اولیه وجود دارد: کلیدهای به طور معمول بسته^۲ (که خطوط را متصل می‌کنند) و کلیدهای به طور معمول باز^۳ (که دو فیدر اصلی یا دو پست را جدا می‌کند). کلیدهای اول کلیدهای سکشنالایزر^۴ و بعدی‌ها، تای سویچ^۵ نامیده می‌شوند. این کلیدها برای هر دو حالت حفاظت (برای جداسازی خطا) و مدیریت پیکربندی (برای تنظیم مجدد شبکه) طراحی شده‌اند. تنظیم مجدد شبکه (یا پیکربندی فیدر) فرآیند تغییر ساختار توپولوژیکی فیدرهای توزیع با تغییر وضعیت باز/ بسته کلیدها است. در شرایط بهره‌برداری عادی، یک مشکل مهم در مدیریت پیکربندی، بازآرایی است. با تغییر شرایط بهره‌برداری، شبکه‌ها برای دو هدف مجدداً تنظیم می‌شوند:

- کاهش تلفات توان حقیقی سیستم؛
- کاهش بار اضافی در شبکه.

اولی به عنوان بازآرایی شبکه برای کاهش تلفات و دیگری به عنوان تعادل بار شناخته می‌شود. یکی دیگر از عملیات مدیریت پیکربندی شامل بازگرداندن خدمات به بسیاری از مشتریان در طول یک حالت ترمیم پس از خطا است. این مسئله، بازیابی است.

BSI^۶ طرحی برای به حداقل رساندن تلفات شبکه از طریق بازآرایی در بهره‌برداری شبکه توزیع ارائه داد و امکان کاهش تلفات انتقال و توزیع در چندین سرویس عمده در آمریکای شمالی و آسیا را نشان داد. به حداقل رساندن تلفات قدرت و به حداکثر رساندن تعادل بار، دو معیار رایج هستند

¹ Switch

² Normally close (NC)

³ Normally open (NO)

⁴ Sectionalizer

⁵ Tie switches

⁶ Bigwood System, Inc

که برای بازآرایی شبکه‌ها استفاده می‌شود. مهندسين BSI مطالعه جامعی در رابطه با تلفات در سیستم برق دولتی نیویورک قبل و بعد از بازآرایی انجام دادند. نتایج عددی زیر حاصل شد:

✓ تنظیم مجدد شبکه باعث کاهش تلفات توان اکتیو و تلفات توان راکتیو به ترتیب برابر با ۱۶,۶٪ و ۲۰٪ می‌شود.

✓ به طور کلی، کاهش تلفات حدود ۱,۸۸٪ از بار سیستم تخمین زده می‌شود.

۲) ضریب توان و تنظیم ولتاژ

ضریب توان کم یکی از علل اصلی تلفات بیش از حد در یک سیستم است. به صورت بین المللی، بهتر است که ضریب قدرت پست تا آنجا که ممکن است حفظ شود. به عنوان مثال، Orange & Rockland، یک نهاد در نیویورک است که حدود ۳۰۰,۰۰۰ مشتری دارد و پست را با حداقل ضریب قدرت ۰/۹۵ در تقاضای پیک حفظ می‌کند. به طور مشابه، دستورالعمل بهره‌برداری ERCOT^۱ نیاز به این دارد که تمامی پست‌ها عموماً دارای ضریب توانی معادل ۰/۹۵ در طول دوره پیک باشند (طی دستورالعمل‌های خاص برای برخی کشورها، حداقل ضریب توان ۰/۹۸ مورد نیاز است). برای این پروژه، توصیه BSI استفاده از مدیریت بهینه Volt /Var در شبکه‌های توزیع است. خازن‌ها به طور گسترده‌ای در سیستم‌های توزیع برای جبران توان راکتیو به منظور کاهش توان و انرژی، تنظیم ولتاژ، بهبود ضریب توان و آزادسازی ظرفیت سیستم نصب می‌شوند. میزان این مزایا تا حد زیادی بستگی به نحوه قرار دادن خازن در سیستم دارد. مشکل عمومی قرار دادن خازن شامل تعیین مکان‌های نصب خازن، نوع و اندازه خازن‌های نصب شده و ضرورت کنترل آن است. از این رو، مسئله کلی کنترل Volt/VAR از طریق جابجایی و کنترل خازن به صورت زیر تعیین می‌شود:

¹ Electric Reliability Council of Texas

- مکان‌های نصب، تغییر موقعیت یا جایگزینی خازن‌ها؛
 - نوع و اندازه خازن نصب شده؛
 - طرح‌های کنترل برای خازن‌های یک سیستم توزیع به طوری که یک تابع هدف به حداقل می‌رسد در حالی که محدودیت بار، محدودیت‌های بهره‌برداری (به عنوان مثال، مشخصات ولتاژ و ضریب توان)، و محدودیت‌های مهندسی در سطوح مختلف بار، تامین می‌شوند؛
 - طرح جایابی خازن به طوریکه تلفات خط کاهش یابد و ضریب توان بهبود یابد.
- اجرای گزینه‌های کاهش تلفات، شامل بازآرایی شبکه، هزینه و اندازه تجهیزات، هزینه بهره‌برداری و پتانسیل سود بوده و نیازمند آنالیز هزینه – سود است.

پ) پروژه مدیریت سیستم فعال کنت (KASM)

UKPN انرژی موردنیاز یک‌چهارم جمعیت انگلیس را توسط شبکه توزیعی که از شرق تا جنوب انگلیس کشیده شده است، فراهم می‌کند. جهت رسیدن به اهداف Ofgem و UKPN، پروژه مدیریت سیستم فعال کنت بیشتر از سه سال جهت کمک به تجمیع منابع تجدیدپذیر و کمک به پیشرفت UKPN انجام شد. مدلسازی مطالعات تلفات توان با مهیا کردن ابزار حل تحلیل پیشامد (CAS)^۱ انجام می‌شود که روشی جامع جهت مدلسازی سیستم از ۴۰۰ تا ۳۳ کیلوولت است. این مدلسازی اطلاعات SCADA که با استفاده از GE PowerOn Fusion^۲ انجام شده، پارامترهای خروجی از نرم‌افزار دیگسایلنت و منابع اطلاعات دیگر را با هم ترکیب می‌کند.

^۱ Contingency Analysis Solution

^۲ سیستم مدیریت شبکه توزیع است.

یک مدل دقیق با استفاده از ترکیبی از اطلاعات استاتیک، اطلاعات اندازه‌گیری و داده‌های پیش‌بینی‌شده جهت رسیدن به یک مدل جامع ساخته می‌شود. ساختار و ورودی‌های مدل بسته به این که کدام مدل برای تحلیل پیشامدها در حال فعال شدن است، متفاوت است. داده‌های اندازه‌گیری، حالت فعلی بهره‌برداری سیستم قدرت را منعکس می‌کنند و اطلاعاتی که نزدیک به دوره زمان واقعی هستند، به‌روز می‌شوند. ایجاد یک مدل دقیق، اطلاعات مهم از منابع متنوع را جهت ایجاد یک سناریو اصلی به‌کار می‌گیرد که در ایجاد یک سیستم پایش شبکه زمان واقعی بسیار مهم است. سناریو اصلی زمان-واقعی یک مدل سیستم قدرت در شرایط نرمال بهره‌برداری، حالت ماندگار آن است. برای توسعه سناریو اصلی در زمان واقعی اطلاعاتی از قبیل اتصالات شبکه، سطح ولتاژ سیستم، پارامترهای خط، پارامترهای ترانسفورماتور، پارامترهای خازن شنت، اطلاعات بار و پارامترهای ژنراتور نیاز است.

ت) اهداف پروژه KASM

در این بخش اهداف پروژه کمینه‌سازی تلفات و اهدافی که در تلاش برای کاهش تلفات برای پروژه UKPN به دست آمد، بیان می‌شود. محاسبه تلفات آنلاین برای هر ۳۰ دقیقه از طریق نتیجه تخمین حالت زمان واقعی UKPN KASM انجام شد. این کار با استفاده از BSI (که یک موتور پخش بار مناسب جهت محاسبه اطلاعات مربوط به تلفات بخش‌های مختلف شبکه تحت هر ساختار شبکه است) انجام شد که موارد زیر را در بر دارد:

- تلفات سیستم (تلفات توان اکتیو و راکتیو)؛
- تلفات هر ترانسفورماتور؛
- تلفات تمام ترانسفورماتورها؛
- تلفات هر خط؛
- تلفات تمام خطوط؛

- تلفات ناحیه محور^۱؛

- تلفات بخش محور^۲.

همچنین تحلیل حساسیت با هدف محاسبه تلفات در شرایط بارگذاری‌های مختلف سیستم جهت

بررسی موارد فوق به صورت زیر است:

- بازه ۱۵ دقیقه‌ای برای شرایط بارگذاری سنگین؛
- بازه ۳۰ دقیقه‌ای برای شرایط بارگذاری متوسط؛
- بازه ۱ ساعته برای شرایط بارگذاری کم.

۱) محاسبه آنالیز حساسیت تلفات در سطح اجزا^۳ برای هر ۱۵ دقیقه

با هر پیکربندی شبکه و پخش بار برای دوره ۱۵ دقیقه، حساسیت تلفات زیر برای هر جز با حساسیت

بالا و برای محل قرار گرفتن منابع تجدیدپذیر محاسبه شد:

- حساسیت تلفات (تلفات توان اکتیو با توجه به هر تزریق توان) در هر گره؛
- لیست ترانسفورماتورها با حساسیت تلفات بالا؛
- لیست خطوط با حساسیت تلفات بالا.

آنالیز حساسیت جهت بررسی مورد فوق شامل موارد زیر است:

- بازه ۱۵ دقیقه‌ای برای شرایط بارگذاری سنگین؛
- بازه ۳۰ دقیقه‌ای برای شرایط بارگذاری متوسط؛
- بازه ۱ ساعته برای شرایط بارگذاری کم.

¹ Area-based losses

² Zone-based losses

³ Component-Level Loss Sensitivity Calculation

۲) تلفات توان مربوط به شرایط بارگذاری، محل قرارگیری و سطح نفوذ منابع

تجدیدپذیر

این وظیفه در سطح سیستم / سطح پست / سطح فیدر انجام شد. در این کار برخی از تکنیک-های داده‌کاوی برای تجزیه و تحلیل داده‌ها استفاده شده است.

۳) تلفات توان مربوط به توپولوژی شبکه و شناسایی بهترین توپولوژی شبکه

این وظیفه در سطح سیستم / سطح پست / سطح فیدر انجام شد. برخی از تکنیک‌های داده‌کاوی و تجزیه و تحلیل داده‌ها در این کار برای شناسایی بهترین توپولوژی شبکه که کمترین تلفات را ارائه می‌دهد استفاده شد. این وظیفه همچنین ارتباط بین تلفات سیستم UKPN و خط اتصال از National Grid به UKPN را بررسی می‌کند.

این پروژه، قابلیت کار پروژه KASM را (با فراهم آوردن قابلیت تجزیه و تحلیل تلفات سیستم و به دست آوردن درک بیشتر از هر دو منبع تلفات و راه‌های کاهش تلفات سیستم برای بهره‌وری^۱ اقتصادی تر شبکه UKPN)، بهبود می‌دهد. با توجه به مطالعات صورت گرفته برای حداقل سازی تلفات از طریق تعویض خط نتایج زیر حاصل شد:

- تعویض خط می‌تواند به طور موثر تلفات سیستم را در شرایط بارگذاری پیک کاهش دهد؛
- در شرایط بارگذاری نرمال، تعویض خط هیچ‌گونه کاهش یا حتی کاهش ناچیز در تلفات سیستم را نشان نمی‌دهد؛
- از میان ۲۸۷ نمونه برداری میزان تلفات، تعویض خط می‌تواند باعث کاهش بیش از ۲٪ در تلفات سیستم برای ۵۰ نمونه شود؛
- بیشترین کاهش تلفات در سیستم که به واسطه تعویض خط ایجاد شده است تقریباً ۳۰٪ است.

¹ efficiency

نتایج مربوط به بهبود در کاهش تلفات و مشخصات ولتاژ پس از بازآرایی شبکه نیز در زیر آمده است:

- تلفات توان اکتیو می‌تواند از طریق بازآرایی مناسب شبکه کاهش یابد. برای سیستم با بار زیاد، درصد تلفات توان اکتیو قبل و بعد از تنظیم مجدد شبکه به ترتیب ۷,۲۷٪ و ۳,۲۶٪ است. برای سیستم با بار سبک، تلفات توان اکتیو بعد از بازآرایی ۱,۳۹٪ کاهش می‌یابد.
- پروفیل‌های ولتاژ سیستم از طریق بازآرایی شبکه به طور قابل توجهی بهبود می‌یابند. به عنوان مثال، در حالت بار سنگین، قبل از بازآرایی مقدار ولتاژ در هر باس بین ۸۹۳/۰ و ۱۰/۰ پریونیت بوده و پس از بازآرایی تا مقادیر بین ۹۳۱۹/۰ و ۱۰/۰ پریونیت بهبود می‌یابد.

تمامی مطالب ذکر شده از مرجع [۳۳] گرفته شده است.

۵-۱-۱-۲) کاهش تلفات توان در شبکه‌های توزیع عمان

• مقدمه

اخیراً به مدت ۶ سال است که به شرکت‌های توزیع در عمان جهت کاهش تلفات فنی و غیرفنی شبکه توزیع با یک نرخ کاهش سالیانه برابر، انگیزه داده شده است. در این گزارش، روش‌های مختلفی برای کاهش تلفات در شرکت برق مازون (MZEC)^۱ بررسی شده است. در این شرکت، تعداد بسیار زیادی از پست‌ها و فیدرهایی که با استاندارد امنیت سیستم توزیع (DSSS)^۲ متناسب نیستند، شناسایی شده‌اند. برای این منظور، ۳۳ پروژه برای ۲۹ پست و ۲۸ فیدر نامتناسب با DSSS جهت تغییر آن‌ها با هدف برآورده کردن الگوی طراحی شده و سازگار شدن با DSSS پیشنهاد داده شده است. بخش بزرگی از شبکه

^۱ MaZoon Electricity Company (MZEC)

^۲ Distribution System Security Standard (DSSS)

MZEC توسط نرم افزار ETAP مدل سازی شده است. این مدل جهت به کارگیری در پروژه های ارائه شده و همچنین، برای بررسی تاثیرات آنها روی کاهش تلفات توسعه داده شده است [۳۴].

به طور کلی، نتایج شبیه سازی ارائه شده در این گزارش حاکی از آن است که استفاده از پروژه های طراحی شده موجب بهبود قابل توجه پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات توان اکتیو و راکتیو می شود. همچنین، تحلیل اقتصادی ارائه شده نشان می دهد که استفاده از این پروژه ها در MZEC موجب سود سالیانه در حدود ۵ میلیون دلار می شود.

همانطور که بیان شد، تکنیک های مختلفی برای کاهش تلفات فنی و غیر فنی در MZEC بررسی شده و پست ها و فیدرهایی که با استانداردهای DSSS همخوانی ندارند در نرم افزار ETAP در دو حالت مدل می شوند: اول، بدون در نظر گرفتن ۳۳ پروژه ارائه شده و دوم، با در نظر گرفتن این ۳۳ پروژه. ۱۴ پروژه مربوط به به روز کردن پست ها و فیدرهای موجود و ۱۷ پروژه مربوط به ایجاد کردن پست ها و فیدرهای جدید است. در حالی که تنها ۲ پروژه با هدف شیفت بار بین پست ها انجام شده است.

• روش های انجام شده جهت کاهش تلفات در MZEC

تلفات فنی و غیر فنی در شبکه های توزیع عمان برابر با ۱۸/۹ درصد در سال ۲۰۰۹ محاسبه شده است. MZEC روشی را برای کاهش کل تلفات شروع کرده و گروهی برای پایش و بررسی تکنیک های کاهش هر دو نوع تلفات تشکیل داده است. مشخص شده است که تلفات غیر فنی می تواند به سادگی با به کارگیری روش های زیر کاهش یافته یا حذف شود:

۱. جستجوی منظم مشترکین مشکوک در مصرف انرژی؛
۲. نصب کنتورهای جدید در پست اصلی برای اندازه گیری مصرف داخلی و خودداری از در نظر گرفتن مصرف پست به عنوان تلفات؛

۳. بررسی و شناخت کنتورهای ناقص (قابل دستکاری) جهت جایگزین کردن آن‌ها با کنتورهای ضد جعل و تغییر و ضد ضربه؛
۴. آگاهی دادن به مشترکین جهت استفاده موثر و کارآمد از انرژی (مانند جلوگیری از برق دزدی).
از طرف دیگر، تلفات فنی می‌تواند از طریق روش‌های زیر کاهش یابد:
۱. نصب بانک‌های خازنی؛
۲. تغییر هادی‌های خطوط دارای اضافه بار؛
۳. اجتناب از هرگونه اضافه بار در سیستم و پایش هرگونه پیشرفت در کاهش تلفات؛
۴. قطع کردن ترانسفورماتورهای بدون بار جهت حذف تلفات بی‌باری؛
۵. متعادل کردن بارگذاری ترانسفورماتورها جهت کاهش جریان نول و تلفات توان؛
۶. به‌روزر کردن ترانسفورماتورها (تعویض یا موازی کردن ترانس جدید با آن) جهت تطابق بار و ظرفیت نصب‌شده و نیز جهت تعویض ترانسفورماتورهای کهنه و از کار افتاده؛
۷. اطمینان از برآورده کردن ضریب قدرت ۰/۹ توسط مشترکین صنعتی؛
۸. اجرای تعمیرات پیشگیرانه منظم؛
۹. اطمینان از شستن و تمیز کردن مکرر خطوط برای کاهش جریان نشتی؛
۱۰. ایجاد یک گروه برای مدیریت یک پروژه راهبردی به‌منظور کاهش تلفات که می‌تواند به سه بخش: الف) تشخیص وضعیت موجود و شناختن تلفات و دلیل‌های اصلی آن؛ ب) ارائه پیشنهادهایی همراه با تدوین یک طرح عملی و کاربردی برای کاهش تلفات؛ و ج) به‌کارگیری طرح ارائه‌شده و ارزیابی نتایج بدست آمده، تقسیم شود.

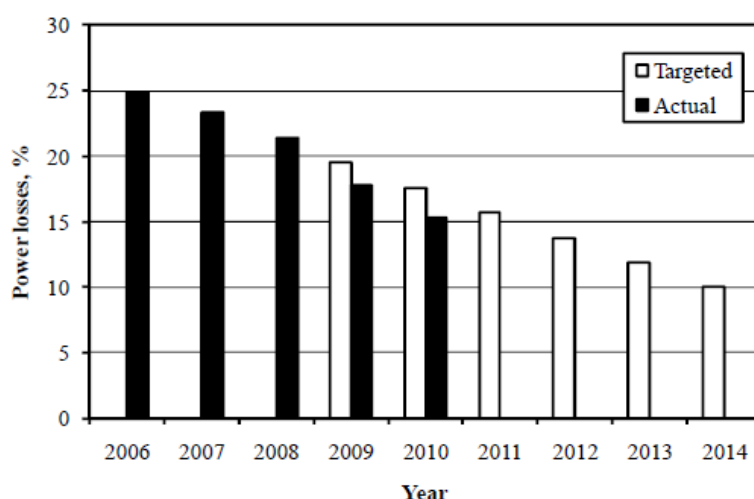
• خلاصه‌ای از اجرای پروژه و نتایج آن

همانطور که گفته شد، پروژه‌هایی که ارائه و در نرم‌افزار ETAP مدلسازی شدند به این صورت هستند: ۱۴ پروژه مربوط به به‌روزر کردن پست‌های موجود یا فیدرها، ۱۷ پروژه مربوط به ایجاد پست‌های جدید و ۲ پروژه مربوط به شیفت بار بین پست‌ها. انتخاب بین به‌روزر کردن، ایجاد کردن و شیفت بار به طور اساسی توسط بارگذاری در آینده پست‌ها مشخص می‌شود. به‌روزر کردن پست‌ها در حالتی انجام می‌شود که ظرفیت پست کم بوده، رشد بار منطقی باشد و این پست به پست‌های دیگر جهت انجام شیفت بار روی آن‌ها نزدیک باشد. در حالی که، ایجاد پست‌های جدید وقتی صورت می‌پذیرد که یا پست دارای ظرفیت زیاد بوده و به‌روزرسانی پیش‌بینی نشده باشد، یا اینکه رشد بار بسیار بالا بوده و حتی به‌روزر کردن هم مشکل را در میان‌مدت و بلندمدت حل نکند. همچنین، شیفت بار به دیگر پست‌های نزدیک از طریق خطوط کوتاه ۱۱ کیلوولت در پست‌های دارای بار کم یا رشد بار کم و پست‌هایی که در نواحی شهری متراکم قرار دارند، می‌تواند بسیار اقتصادی‌تر از سرمایه‌گذاری برای احداث پست‌های جدید باشد.

در جدول (۵-۱)، ۶ مورد از مهم‌ترین پست‌ها برای تحلیل و مطالعه تاثیر راه‌حل‌های ارائه‌شده برای بهبود تلفات و پروفیل ولتاژ و خلاصه‌ای از اقدامات انجام‌شده، ارائه شده است. در شکل (۵-۲) درصد کاهش تلفات واقعی و هدف‌گذاری‌شده نشان داده شده است که کاهش قابل توجهی در هر دو مورد (شامل تلفات فنی و غیرفنی) در نتیجه به‌کارگیری پروژه‌ها مشاهده می‌شود.

جدول ۵-۱: روش‌های اعمال شده جهت کاهش تلفات

نام پست‌ها	تغییرات انجام شده در پست‌ها
Hufri	احداث پست Al Hufri (۲ عدد ترانس ۲۰ مگاولت آمپر همراه با ۲ عدد خازن ۵ مگاوار و دو مدار UGC ۷/۵ کیلومتری)
Al Hadheib	احداث Subikhi (۳ عدد ترانس ۲۰ مگاولت آمپر همراه ۳ عدد خازن ۵ مگاوار به همراه دو مدار جدید OHL ۱۲ و UGC ۴/۵ کیلومتری و شیفت بار بین پست‌ها
M P Farm	اضافه کردن ترانسفورماتور ۶ مگاولت آمپر و خازن ۱ مگاوار
Nakhal and Afi	به‌روز کردن پست Afi (از ۲ عدد ترانس ۶ مگاولت آمپر به ۲ عدد ترانس ۲۰ مگاولت آمپر همراه با ۲ خازن ۵ مگاواری و دو مدار OHL ۸ کیلومتری از شبکه Nakhal)
Wadi Mistal	اضافه کردن ترانسفورماتور ۶ مگاولت آمپر و خازن ۱ مگاواری
Widam Sahel	جایگزینی ۲ عدد ترانس ۱۰ مگاولت آمپری با ۲ عدد ترانس ۲۰ مگاولت آمپری



شکل ۵-۲: تلفات واقعی و هدف‌گذاری شده در شبکه برق عمان

• تحلیل اقتصادی

در این بخش اعتبار و توجیه‌پذیر بودن پروژه از طریق مشخص کردن هزینه کل و مقایسه آن با کل سود مالی که بعد از بکارگیری روش بدست می‌آید، بررسی شده است. در این بخش، هزینه کل تلفات برای شرکت و همچنین، هزینه اجرای پروژه‌های پیشنهادشده براساس مطابقت با DSSS (بخش قبل و

جدول (۵-۱) مشخص شده و در نهایت، یک تحلیل اقتصادی در مورد مباحث ارائه شده، به صورت زیر ارائه شده است.

۱. هزینه تلفات توان: هزینه تلفات برای شرکت در طول سال ۲۰۱۰ محاسبه شده است. بسیار واضح است که هزینه سالیانه تلفات توان برابر با تلفات سالیانه ضرب در هزینه اقتصادی هر مگاوات ساعت است. هزینه تلفات در فیدرهای مورد بررسی، قبل و بعد از مطابقت با DSSS در جدول (۵-۲) ارائه شده است. از این جدول می‌توان نتیجه گرفت که حدود ۷۸ درصد از تلفات فنی توسط تطابق با DSSS کاهش پیدا کرده همراه با سود ۵۰۷۴۰۴۵ دلار در سال ۲۰۱۰.

۲. سود ناشی از مطابقت با DSSS: سود سالیانه حاصل از مطابقت با DSSS ۵۰۷۴۰۴۵ دلار است که به‌طور سالیانه حدود ۷ درصد افزایش پیدا می‌کند. این مقدار افزایش مبتنی بر افزایش مقدار بار از سال ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۹ تخمین زده شده است (با در نظر داشتن حدوداً ۱۰ درصد افزایش سالیانه میانگین مقدار بار). تلفات توان قبل و بعد از مطابقت با DSSS برای هر دو حالت محاسبه می‌شود. سود کل ۴ سال آینده تخمین و به مقدار معادل آن در سال کنونی (مبنا)، یعنی سال ۲۰۱۰، تبدیل شد. همچنین، نیاز به هزینه سرمایه‌گذاری در حدود ۱۱۶۷۰۷۲۲۵ دلار (در مبنای سال ۲۰۱۰) به منظور مطابقت با DSSS وجود دارد.

جدول ۵-۲: ویژگی‌های تلفات قبل و بعد از تطابق با DSSS

مشخصات فنی و هزینه	قبل از مطابقت با DSSS	بعد از مطابقت با DSSS
بار مصرفی میانگین [MW]	۲۷۰	۲۷۰
پیک بار [MW]	۵۶۵	۵۶۵
ضریب بار	۰/۴۷۸	۰/۴۷۸
ضریب تلفات	۰/۲۷	۰/۲۷
تلفات میانگین [MW]	۱۰/۲۳	۲/۲۷
تلفات پیک [MW]	۳۸/۳	۸/۵
تلفات انرژی سالیانه [MW]	۸۹۶۱۰	۱۹۸۸۷
هزینه تلفات سالیانه [\$]	۶۵۲۱۳۷۰	۱۴۴۷۳۲۴
کاهش تلفات		۷۸ درصد
سود ناشی از کاهش تلفات [\$]		۵۰۷۴۰۴۵

۳. تحلیل توجیه‌پذیر بودن اقتصادی: مطابق جدول (۵-۳)، مقدار سود کاهش تلفات (برای ۴

سال) در سال ۲۰۱۰، ۲۱ میلیون دلار است. علاوه بر این سود، حدود ۱۲۵ میلیون دلار بازگشت

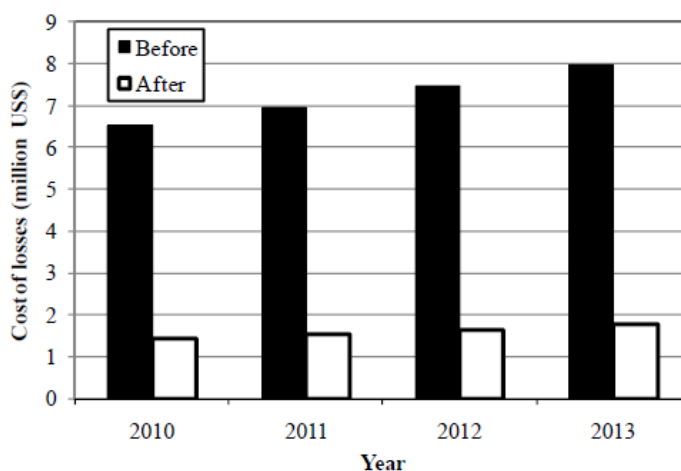
سرمایه در مقایسه با ۱۱۷ میلیون دلار مورد نیاز جهت سرمایه‌گذاری برای مطابقت با DSSS

محاسبه شده است. در شکل (۵-۳)، هزینه تلفات قبل و بعد از به‌کارگیری پروژه‌های ارائه‌شده

نشان داده شده است.

جدول ۵-۳: مشخصات هزینه اعمال روش کاهش تلفات

مقدار	مشخصات
۲۱	کل میزان صرفه‌جویی (میلیون دلار)
۱۲۵	کل سرمایه بازگشتی (میلیون دلار)
۱۴۶	کل سرمایه بازگشتی و صرفه‌جویی (میلیون دلار)
۱۱۷	کل سرمایه مورد نیاز (میلیون دلار)
۲۹	مقدار ارزش خالص (میلیون دلار)
۱۰	دوره بازپرداخت ساده (سال)
۱۷	دوره بازپرداخت با تخفیف (سال)



شکل ۳-۵: هزینه تلفات قبل و بعد از اعمال روش کاهش تلفات در کشور عمان

۳-۱-۱-۵) کاهش تلفات توان در شبکه‌های توزیع ایران

در این گزارش، امکان پیاده‌سازی روش‌های مختلف کاهش تلفات شامل تعویض ترانس‌ها و هادی‌های دارای اضافه بار، خازن‌گذاری و نصب منابع تولیدپراکنده براساس توپولوژی و شرایط مختلف شبکه توزیع اهواز مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین، بهینه‌ترین روش جهت کاهش تلفات با توجه به شرایط فنی و اقتصادی و با استفاده از تحلیل و شبیه‌سازی شبکه مورد نظر در نرم‌افزارهای DigSILENT و MATLAB انتخاب خواهد شد [۳۵].

• تقسیم‌بندی ارائه شده برای روش‌های کاهش تلفات [۳۵]

۱. روش‌های کم‌اهمیت و پراهمیت؛
۲. روش‌های مدیریتی و غیرمدیریتی؛
۳. روش‌های فنی و غیرفنی؛
۴. روش‌های مربوط به فعالیت‌های بهره‌برداری، خدمات مشترکین و لوازم اندازه‌گیری، روشنایی معابر، واحدهای مهندسی و مدیریت مصرف.

به‌طور کلی، حدود ۷۵ درصد از تلفات سیستم قدرت مربوط به شبکه‌های توزیع و بخش قابل توجهی از این تلفات مربوط به ترانسفورمانورهای توزیع است. بر همین اساس، روش‌های مختلفی جهت کاهش تلفات ارائه شده است؛ اما انتخاب بهترین روش، مبتنی بر تحلیل و بررسی قابلیت انطباق آن با ساختار شبکه توزیع، مزایا و معایب آن و توجیه‌پذیری اقتصادی است. به عنوان مثال، بازآرایی، خازن‌گذاری، افزایش سطح مقطع هادی‌ها، افزایش ولتاژ شبکه و اضافه کردن خطوط از روش‌هایی هستند که منجر به کاهش تلفات خواهند شد. همانطور که گفته شد، در نظر گرفتن مسائل اقتصادی در انتخاب بهترین روش کاهش تلفات، بسیار مهم است.

• روش‌های امکان‌سنجی شده برای کاهش تلفات در شبکه توزیع اهواز [۳۵]

۱. کاهش طول خطوط و افزایش سطح مقطع آن‌ها با در نظر گرفتن مباحث اقتصادی؛
 ۲. خازن‌گذاری بهینه؛
 ۳. تعویض تجهیزات نامناسب بر اساس استانداردها (تعویض ترانس‌های با ظرفیت کمتر و تبدیل شبکه فشار ضعیف به شبکه کابلی)؛
 ۴. جایابی بهینه منابع تولید پراکنده.
- نحوه اجرای این روش‌ها به این صورت است که در موارد ۱ و ۳، فقط هزینه اصلاح این موارد در نظر گرفته می‌شود. در موارد ۲ و ۴، علاوه بر در نظر گرفتن هزینه‌های خازن، هزینه خازن‌گذاری و هزینه تولیدات پراکنده، جایابی خازن و منابع تولید پراکنده نیز در شبکه در نظر گرفته می‌شود تا بهینه‌ترین محل در راستای کمترین تلفات تعیین شود. یک نکته مهم اینکه، در این گزارش از روش ارزیابی تلفات شبکه توزیع با استفاده از تخمین بار پست‌های توزیع استفاده شده است. با شبیه‌سازی فیدر نمونه زیتون در نرم‌افزار DigSILENT نتیجه تلفات به شرح جدول (۵-۴) است.

جدول ۴-۵: شرح تلفات فیدر زیتون

میزان تلفات	شرح تلفات
۹۵/۸۷	تلفات اکتیو کل [kW]
۴۳۷/۲۱	تلفات راکتیو کل [kVar]
۲۰/۵۵	تلفات اکتیو خطوط [kW]
۲۵/۸۸	تلفات راکتیو خطوط [kVar]
۷۵/۳۲	تلفات اکتیو ترانسفورماتورها [kW]
۴۱۱/۳۳	تلفات راکتیو ترانسفورماتورها [kVar]
۴۹/۵۵	تلفات اکتیو ترانسفورماتورها در حالت بارداری [kW]
۱۸۱/۸۴	تلفات راکتیو ترانسفورماتورها در حالت بارداری [kVar]
۲۵/۷۷	تلفات اکتیو ترانسفورماتورها در حالت بی باری [kW]
۲۲۹/۴۹	تلفات راکتیو ترانسفورماتورها در حالت بی باری [kVar]
۴۱۳۱/۹۵	بار اکتیو فیدر [kW]
۲۵۶۰/۷۵	بار راکتیو فیدر [kVar]

• ارزیابی اقتصادی اجرای روش‌های کاهش تلفات در شبکه توزیع اهواز [۳۵]

در این پروژه، بهینه‌سازی با استفاده از هریک از روش‌های کاهش تلفات به طور جداگانه و بر اساس قیمت تجهیزات و شرایط شبکه تحلیل شده است که نتایج برای هر کدام از روش‌ها (شامل هزینه موردنیاز، مدت بازگشت سرمایه و درصد کاهش تلفات) در جدول (۵-۵) ارائه شده است. مشخص است که بهترین روش جهت کاهش بهینه تلفات در فیدر زیتون مربوط به شبکه توزیع اهواز، روش خازن‌گذاری است. یک نکته مهم اینکه، از روش تعویض خطوط به دلیل عدم تجاوز جریان از حد جریان خطوط استفاده نشده است.

جدول ۵-۵: نتیجه اقتصادی روش‌های اعمالی کاهش تلفات

روش پیشنهادی	هزینه موردنیاز (ریال)	مدت بازگشت سرمایه (سال)	درصد کاهش تلفات
خازن‌گذاری	۴۰۵۰۸۰۰۰۰	۴	۹/۸۷
تعویض ترانسفورماتورها	۵۱۸۲۰۶۰۰۰	۵	۷/۹۶
تعویض خطوط	-	-	-
جایابی منابع تولیدپراکنده	۶۹۵۰۰۰۰۰۰	۸	۱۱/۱۰

۵-۱-۴) پروژه ED1 [۲۱]

ED1 خلاصه‌ای از استراتژی تلفات توزیع انرژی الکتریکی اسکاتلند جنوبی را فراهم می‌کند. در ادامه، نتایج تحلیل‌های پروژه ED1 و اقدامات اصلی برای کاهش تلفات در این پروژه، نتیجه‌گیری از تحلیل‌های پروژه ED1 مورد بررسی قرار خواهند گرفت.

• نتایج تحلیل‌های پروژه ED1

در این بخش، تحلیل‌های انجام شده در پروژه ED1 که مربوط به بررسی روش‌های کاهش تلفات در کشور انگلیس است ارائه می‌شود. مواردی که با رنگ **سبز** مشخص شده‌اند، در آغاز ED1 انجام خواهند شد. مواردی که با رنگ **زرد** مشخص شده‌اند، پتانسیل اجرا توسط ED1 را دارند؛ ولی تحلیل‌های بیشتری نیاز است. مواردی که با رنگ **قرمز** مشخص شده‌اند، اجرا نخواهند شد.

نشان‌ها:

سبز = آنالیز هزینه-سود مثبت است؛

زرد = بررسی بیشتر برای تایید آنالیز هزینه-سود لازم است؛

قرمز = آنالیز هزینه-سود منفی است.

• اقدامات اصلی برای کاهش تلفات در پروژه ED1:

ترانسفورماتورهای کم تلفات^۱

در اینجا مزایای خرید ترانسفورماتورهای کم تلفات ۳۳، ۶۶ و ۱۳۲ کیلوولت در کشورهای اتحادیه اروپا در نظر گرفته شده است. تحلیل‌های هزینه-فایده نشان می‌دهد که طی طول عمر ترانسفورماتورها،

¹ Low loss transformers

نصب واحدهای گران تر با تلفات کم تر در تمامی سطوح ولتاژ موردنظر مفید است. کل صرفه جویی موردانتظار به عنوان بخشی از این فعالیت، حدود 40.744 [MWh] حاصل از ۲۵۵ مکان در ED1 است.

ترانسفورماتورهای با تلفات بسیار پایین^۱

هزینه نصب ترانسفورماتورهای با تلفات بسیار پایین بسیار گران است. در این مورد، هزینه سرمایه گذاری بالا طی طول عمر تجهیز بازگشت ندارد. بنابراین، در ED1 بر روی استفاده از این گزینه برنامه ریزی نمی شود. اندازه بزرگ این تجهیزات فاکتور دیگری است که استفاده از آن را غیر قابل قبول می سازد.

کمینه ظرفیت ترانسفورماتورها^۲

در این راستا، یافته های صنعت مورد بررسی قرار گرفته و تحلیلی از تعداد ترانسفورماتورهای کوچک که قصد نصب آن در ED1 وجود دارد، انجام شد. به نظر می رسد در صورتیکه سطح بارگذاری بالا نباشد (استفاده از ترانس های با ظرفیت بالا و درصد بارگذاری کم)، این مورد از نظر هزینه به صرفه نخواهد بود. علی رغم وجود برخی از موارد، تلاش می شود که حداقل سائز ترانسفورماتورهای زمینی به 50.0 kVA و ترانسفورماتورهای هوایی به 50 kVA افزایش یابد. با اینکه این مسئله در حال حاضر تبدیل به یک استاندارد شده است، اما تحت شرایط ویژه (مانند محدودیت فضا) ممکن است واحدهای کوچک نصب شوند. به نظر می رسد با توجه به مزایای حاصل، این اقدام ارزش پیاده سازی خواهد داشت.

تعویض ترانسفورماتورهای قدیمی با تلفات بالا^۳

کار انجام شده در پروژه IFI^۴ ("مدیریت تلفات شبکه توزیع برق" که توسط امپریال کالج لندن و SOHN Associates و با حمایت شرکت توزیع برق غربی و شبکه های برق انگلستان انجام شده است)،

¹ Super low loss transformers

² Minimum sizing of transformers

³ Replacement of historical high loss transformers

⁴ Innovation Funding Incentive (IFI)

تحلیلی از تلفات ترانسفورماتورهای قدیمی ارائه می‌کند. ثانویه ترانسفورماتورهایی که حدوداً قبل از سال ۱۹۶۰ نصب شده‌اند، دارای تلفات متغیر و ثابت قابل توجهی نسبت به نوع مدرن آن هستند. بنابراین هزینه تعویض ترانسفورماتورها قبل از پایان عمر آنها با تجهیز مدرن تر موثر است. در حال حاضر بیش از ۳۰۰۰ ترانسفورماتور تولید شده قبل از سال ۱۹۶۰ وجود دارد که می‌توانند تعویض شوند. هدف جایگزینی بیش از ۵۰ درصد از ۱۲۰۰ ترانسفورماتور برنامه‌ریزی شده در ED1 است که انتظار می‌رود ۲۵۶۵۰ مگاوات ساعت صرفه‌جویی حاصل شود.

کمینه سائز کابل در سمت ولتاژ ضعیف^۱

برای افزایش حداقل سائز کابل از ۹۵ به ۱۸۵ [sqmm Wavecon]، در تمام تاسیسات مزایای حاصل به صورت کمی در نظر گرفته و تصمیم‌گیری شد. این عمل تقریباً ۱۰۶۷ کیلومتر از تاسیسات کابل را طی دوره ED1 در بر می‌گیرد و انتظار می‌رود ۲۶۰۱۷ مگاوات ساعت صرفه‌جویی حاصل شود.

کمینه سائز کابل در سطح ۱۱ کیلوولت^۲

با در نظر داشتن مزایای کمی حاصل از افزایش حداقل سائز کابل از ۷۰ به ۱۵۰ [sqmm XLPE] در تمام تاسیسات، تصمیم به انجام این مورد گرفته شد. این عمل تقریباً ۴۲۳ کیلومتر از تاسیسات کابل طی دوره ED1 را در بر می‌گیرد و انتظار می‌رود ۷۸۴۸ مگاوات ساعت صرفه‌جویی حاصل شود.

کمینه سائز کابل در سطح ۳۳ کیلوولت^۳

با بررسی مزایای کمی حاصل از افزایش حداقل سائز کابل از ۹۵ به ۲۴۰ [sqmm XLPE] در تمام تاسیسات، تصمیم بر عدم اجرای این مورد گرفته شد.

^۱ Minimum cable sizing at LV

^۲ Minimum cable sizing at 11kV

^۳ Minimum cable sizing at 33kV

ارتقای ۶/۶ [kV] به ۱۱ [kV]^۱

به منظور افزایش ظرفیت شبکه و استانداردسازی آن، می‌توان شبکه ۶/۶ [kV] را با استفاده از کابل‌های موجود و بدون هزینه‌های قابل توجه اضافی، به ۱۱ [kV] ارتقا داد.

• اقدامات بهره‌برداری جهت کاهش تلفات در پروژه ED1:

متعادل‌کننده استاتیکی فشارضعیف^۲

نصب متعادل‌کننده استاتیکی می‌تواند از دیدگاه تلفات و پایداری ولتاژ توجیه‌پذیر باشد. این وسیله به‌طور اساسی توان را از یک فاز پربار به یک فاز با بارگذاری کمتر انتقال می‌دهد. در نتیجه، این عمل موجب تثبیت شدن ولتاژ در سه فاز خواهد شد. این وسیله به‌طور نرمال در انتهای یک فیدر طولانی با توزیع بار غیریکنواخت و بین فازها نصب می‌شود. اگرچه، نصب این وسیله در درجه اول جهت مشخص کردن مشکلات ولتاژ است؛ اما جهت کاهش توان در پیک بار روی یک فاز بسیار مفید بوده و موجب کاهش کل تلفات فیدر خواهد شد. برای توجیه‌پذیر بودن استفاده از این تجهیزات، باید مقدار نامتعادلی قابل توجه و در یک دوره ماندگار بوده و نیز تلفات ناشی از نامتعادلی، از انرژی مصرفی توسط خود تجهیز متعادل‌کننده بیشتر باشد. به این دلیل است که اگرچه این اقدام مثبت است و به کار گرفته خواهد شد؛ اما تعداد پیش‌بینی شده این وسیله در راستای ED1 نسبتاً کم خواهد بود (باید کمتر از ۶ عدد در سال بوده و ۱,۰۴۲ [MWh] ذخیره کند).

¹ Upgrading of 6.6kV to 11kV² Low voltage static balancers

اصلاح ضریب توان

در مطالعاتی که در پروژه اخیر IFI^۱ SEPD انجام شد، شبکه توزیع جزیره وایت^۲ مدل شده و تحلیل‌های هزینه-فایده نصب تجهیزات برای تغییر ضریب توان به مقداری نزدیک یک صورت گرفت. منافع حاصل، هزینه سرمایه‌گذاری را توجیه نمی‌کند؛ زیرا مقدار ضریب توان محاسبه شده به طور میانگین بالای ۰.۹۵٪ است که فضای زیادی برای بهبود ندارد و شبکه در حال حاضر به صورت کارا بهره‌برداری می‌شود. ممکن است مکان‌هایی وجود داشته باشند (شامل شبکه فشارضعیف) که مقدار ضریب توان آن‌ها به قدری پایین باشد که انجام اقدامات بهبود ضریب توان را توجیه سازد که تحلیل‌های پیش‌تری در ED1 انجام خواهد شد.

ساختار شبکه^۳

پروژه کاهش تلفات IFI به بررسی و تحلیل هزینه-فایده در نظر داشتن اثر نقاط باز شبکه HV پرداخته است. تحلیل‌های صورت گرفته فاکتورهای مختلفی را لحاظ کرده و تغییر مکان نقاط باز موجود، اضافه کردن تجهیزات برای داشتن چندین نقاط باز و حتی حلقوی شدن شبکه (یعنی بستن نقاط باز) را مدل کرده است. نتایج نشان می‌دهد که منفعی به صورت تئوری با تغییر شارش جریان وجود دارد و گزینه‌ای که بیش‌ترین منفعت را داشته، حلقوی کردن شبکه بوده است. به هر حال مشکلاتی از نقطه‌نظر بهره‌برداری وجود دارد که باید پیش از اجرایی شدن تقلیل یابند. این مورد در حال حاضر در پروژه

^۱ Southern Electric Power Distribution (SEPD):

شبکه‌های الکتریکی اسکاتلندی و جنوب نام تجاری شبکه توزیع انرژی الکتریکی اسکاتلندی و جنوب است که در اسکاتلند با شماره تجاری SC213459 ثبت شده است.

^۲ Isle of Wight

^۳ Network configuration

^۱ Tier 2 project LEAN با جزئیات بررسی می‌شود. انتظار می‌رود در صورتی که خروجی‌ها مثبت باشند، نتایج بتوانند در نیمه دوم ED1^۲ استفاده شوند.

خارج کردن تجهیزات کم بار^۳

در روشی مشابه با بخش قبلی (در ارتباط با نقاط باز شبکه)، خروج ترانسفورماتورهای اولیه در زمان‌های کم باری در پروژه کاهش تلفات IFI بررسی شد. تحلیل اولیه به این نتیجه رسید که این روش یک مورد تجاری مثبت است؛ هرچند که تعدادی از محدودیت‌های عملکردی مانع از به‌کارگیری این روش می‌شود. هدف این است که این محدودیت‌های فنی از طریق پروژه LEAN^۴ با جزئیات مورد بررسی قرار گیرند. در نتیجه، انتظار می‌رود در صورتی که پروژه ذکرشده نتایج مثبتی را فراهم کند، این روش بتواند در بهره‌برداری در نیمه دوم ED1 به‌کارگرفته شود.

کیفیت توان

اخیراً با جذب فناوری‌های کم‌کربن^۵ در شبکه، مبحث کیفیت توان به عنوان یکی از مهم‌ترین مسائل مطرح شده است. در حال حاضر اثر فیلترهای اکتیو در شبکه فشارضعیف به عنوان بخشی از مطالعه توسعه ذخیره‌ساز انرژی در پروژه^۶ (TVV) New Thames Valley Vision6 بررسی می‌شود. از

^۱ سازمان T2 تجارب کسب شده خود در زمینه توانایی مدیریت منابع پروژه‌های عظیم نفت و گاز را به تمام بخش‌های انرژی ارائه می‌دهد.

^۲ second half of ED1

^۳ Switching out of under utilised plant

^۴ The Low Energy Automated Networks (LEAN):

پروژه Low Energy Automated Networks (LEAN) با این هدف انجام می‌شود که بررسی نماید آیا به کارگیری روش‌های بهره‌وری انرژی ارائه شده در طرف اولیه پست‌های ۳۳/۱۱ کیلوولت در شبکه توزیع جنوبی (SEPD network) از نظر فنی عملی بوده و از نظر اقتصادی مناسب است.

^۵ low carbon technologies

^۶ این پروژه ۳۰ میلیون یورپی به منظور اطمینان از یک شبکه الکتریکی با کیفیت بالا و مقرون به صرفه تعریف شده است. مشترکین Bracknell و مناطق اطراف آن از منافع این پروژه بهره‌مند خواهند شد و این پروژه کشور انگلستان را در رسیدن به یک اقتصاد با تولید کربن کم کمک خواهد کرد.

تحلیل‌های ابتدایی در ED1 مشخص است که مسئله به اندازه‌ای که پیش‌بینی می‌شد مهم نیست و بنابراین چشم‌انداز کاهش تلفات در این مورد کم است. این مسئله با در نظر داشتن انرژی مصرفی تجهیزات فیلترینگ هارمونیک‌ها دیکته می‌کند که نصب ادوات کاهش هارمونیک صرفاً با هدف کاهش تلفات در ED1 انجام نخواهد شد. به هر حال ممکن است مکان‌هایی وجود داشته باشد که مشکلات هارمونیکی مهمی دارند و در این صورت نصب این تجهیزات از منظر کیفیت توان توجیه‌پذیر خواهد بود.

تیم‌های اختصاصی تلفات^۱

در حال حاضر یک مطالعه اولیه برای تحلیل تیم‌ها در حال انجام است که هدف اولیه آن‌ها اصلاح تلفات است (با یک روش مشابه برای صنعت آب). به طور کلی، اگر این روش سودمند باشد، هدف به‌کارگیری یک تیم براساس یک شیوه آزمایشی در آغاز ED1 است که اگر نتیجه موفقیت آمیز باشد، این روش به عنوان یک بخش دائمی از تجارت سطح توزیع شناخته خواهد شد. این تیم یک فیدر تکی را در LV و HV (از طریق پایش با در نظر داشتن جزئیات) به‌عنوان فیدر دارای تلفات بالا آنالیز خواهد کرد. موضوعاتی که سبب ایجاد تلفات زیاد هستند و اقداماتی که باید توسط این تیم مورد بررسی قرار گیرند، شامل موارد زیر است:

- موضوعات شبکه فشارضعیف:

✓ توزیع فاز نامتعادل روی فیدرها؛

✓ ضریب توان پایین؛

✓ بارهای اندازه‌گیری نشده (برق‌دزدی).

- موضوعات شبکه فشار قوی:

✓ جریان نشتی؛

¹ Dedicated losses teams

✓ نامتعادلی؛

✓ ضریب توان پایین.

• اقدامات (راهکارهای) بالقوه:

✓ چک کردن فاز مشترکین؛

✓ متصل کردن مشترکین به فازهای جایگزین دیگر؛

✓ استفاده از متعادل کننده استاتیک/ادوات الکترونیک قدرت؛

✓ اصلاح ضریب توان/استفاده از تجهیز کاهش هارمونیک؛

✓ شناسایی خطاهای خطرناک^۱؛

✓ اصلاح سطوح ولتاژ؛

✓ اصلاح طراحی شبکه از دیدگاه تلفات؛

✓ نصب آشکارساز خطا و اندازه گیری انرژی تلف شده از انواع مختلف خطاهای شبکه.

لیست ارائه شده کامل نیست و ممکن است جهت انعکاس روش های جدید شناخت و مدیریت تلفات به روز شود. این کار هزینه هر یک از راهکارها را در نظر خواهد گرفت و همچنین توسط یک پروژه تجاری در اولین سال ED1 (جهت مدل کردن داده های مربوط به ۳۰۰ مکان شبکه توزیع در ناحیه دارای مجوز SEPD) راهبری خواهد شد. اگر یک راه حل خاص با در نظر داشتن طول عمر باقی مانده واحد، از نقطه نظر هزینه سودمند باشد، این روش جهت به کارگیری در نظر گرفته خواهد شد. این تیم قصد دارد که کم هزینه ترین راه حل مثلاً اتصال دوباره مشترکین به فازهای دیگر را به جای نصب ادوات الکترونیک قدرت پر هزینه به کار گیرد.

¹ Rouge Faults

بررسی‌های اولیه با حمایت^۱ TNEI service Ltd و Element Energy^۲ در حال کامل شدن است. پایش پست و داده‌های اندازه‌گیری هوشمند^۳ از طریق پروژه^۴ NTVV، روشی واضح جهت تکمیل تحلیل‌ها فراهم کرده است. در کمیته راهبری تلفات^۵ SSEPD، پیشنهادی برای خروجی‌ها ارائه و در نتیجه در مورد به‌کارگیری تیم تلفات تصمیم‌گیری خواهد شد. علاوه بر این، نتایج تحلیل توسط ذینفعان مربوطه از طریق انجمن تلفات فنی که توسط ENA^۶ رهبری می‌شود، انتشار خواهد یافت.

• اقدامات مبتکارانه جهت اصلاح پخش بار شبکه^۷ در پروژه ED1:

شارژ هوشمند خودروهای برقی^۸

مطالعاتی که در رابطه با شارژ هوشمند در حال انجام است، در حال حاضر موجب کاهش تلفات نخواهد شد. اگر خودروهای برقی در شبکه گسترش پیدا کنند، این روش به‌طور قابل توجهی موجب کاهش پیک بار مصرفی خواهد شد. بنابراین، این کاهش در پیک بار مصرفی، تلفات اضافی مربوط به شارژینگ خودروهای برقی را محدود خواهد کرد. اگرچه، عدم قطعیت بالایی در رابطه با خودروهای برقی وجود دارد، اما اعتقاد بر این است که در چهار سال اخیر در ED1 و در ED2، خودروهای برقی ظرفیت بیشتری

^۱ TNEI یک مشاور انرژی مستقل است که مشاوره‌های فنی، زیست‌محیطی، استراتژیک و رضایت بخش را به شرکت‌های که در زمینه منابع انرژی تجدیدپذیر و سنتی کار می‌کنند می‌دهد.

^۲ Element Energy هم یک مشاوره استراتژیک انرژی دینامیکی و در حال رشد است که مخصوصاً در زمینه تحلیل هوشمند انرژی با کربن کم تخصص دارد.

^۳ Smart metering data

^۴ NTVV یک پروژه بزرگ است که در ابتدا بر روی توسعه یک ابزار برای پیش‌بینی در مکان‌هایی که ممکن است تکنولوژی‌هایی کم کربن به شبکه متصل شوند تمرکز کرده است. این پروژه همچنین مانیتورینگ شبکه، منابع ذخیره انرژی و توافق تجاری جدید با مشترکین جدید را به صورت آزمایشی انجام می‌دهد.

^۵ راهبرد تلفات SSEPD، دوره کنترل قیمت ۸ ساله کنونی ED1 را پوشش می‌دهد. هدف این استراتژی فراهم کردن توجیهات اقتصادی برای پروژه‌های کاهش تلفات است.

^۶ Energy Network Association (ENA):

ENA اپراتورهای شبکه انتقال و توزیع گاز و برق (سیم‌ها و لوله‌ها) را در انگلیس و ایرلند نشان می‌دهد.

^۷ Innovative measures to alter network power flows

^۸ EV smart charging

در شبکه خواهند داشت. نتایج موفقیت‌آمیز پروژه^۱ LCNF Tier 2، مفهومی تست‌شده از مدیریت پخش بار در پیک ناشی از شارژ خودروهای برقی فراهم خواهد کرد که می‌تواند موجب کاهش تلفات شود (حتی اگر قید حرارتی-یعنی قیود مربوط به حد حرارتی خطوط شبکه توزیع و ترانسفورماتورهای آن- در شبکه وجود نداشته باشد).

ذخیره‌سازی انرژی^۲

با توجه به مطالعات گسترده‌ای که در پروژه‌های ذخیره انرژی انجام شده و همچنین، مدلسازی خاصی که از به‌کارگیری ذخیره‌سازی انرژی برای کاهش تلفات انجام شده، یک درک بسیار خوبی در مورد فواید آن بدست آمده است. در تحلیل هزینه-فایده^۳ (تحت پروژه IFI جهت مطالعه کاهش تلفات)، مشخص شده است که تنها به‌کارگیری ذخیره‌سازها جهت کاهش تلفات از نظر هزینه به‌صرفه نخواهد بود. در صورت توجیه‌پذیر بودن استفاده از ذخیره‌ساز، تلفات با جزئیات کامل در نظر گرفته خواهد شد.

اقدامات بهره‌وری انرژی مشترکین^۴

در سال ۲۰۱۶ (که گزارش [۲۱] انتشار یافته است) فواید اندازه‌گیری بهره‌وری در بخش مشترکین متصل به فیدر/پست در حال بررسی بوده است (توسط پروژه LCNF Tier 2). اگر اجرای این روش به منظور کاهش پیک بار شبکه امکان‌پذیر بوده و همچنین هزینه کمتری نسبت به ارتقای شبکه موجود به منظور تامین بار پیک داشته باشد، می‌تواند کاهش تلفات بیشتری را نیز در پی داشته باشد.

¹ Tier 2 of the Low Carbon Networks Fund (LCNF):

این پروژه فرصت‌های سالانه برای بهره‌برداران شبکه توزیع فراهم می‌کند که برای دستیابی به بودجه جهت توسعه و ارائه تکنولوژی‌های جدید و توافقات بهره‌برداری و تجاری جدید رقابت کنند.

² Energy storage

³ Cost-Benefit Analysis (CBA)

⁴ Customer energy efficiency measures

• نتیجه‌گیری از تحلیل‌های پروژه ED1

این پروژه که به‌عنوان بخشی از استراتژی تلفات انجام شد، بیان کرده است که جهت حفظ تلفات در سطح موجود ۶ درصد، چالش‌هایی وجود دارد. افزایش منابع تولیدپراکنده مطابق با شرایط شبکه و نیز افزایش مقدار بارهای مصرفی به دلیل الکتریکی کردن حرارت و حمل و نقل، باعث افزایش سطح بار و مقدار استفاده از شبکه می‌شود که در صورت عدم تغییر شبکه، تلفات شبکه را به طور اجتناب‌ناپذیری افزایش خواهد داد.

برخلاف چالش‌های بحث‌شده، محدوده‌ای جهت به‌کارگیری اقدامات اصلی، بهره‌برداری و مبتکرانه جهت کاهش تلفات یا توقف افزایش قابل توجه تلفات براساس شرایط موجود وجود دارد.

کل انرژی که انتظار می‌رفت ذخیره شود بیشتر از ۱۰۰ گیگاوات ساعت بوده که در جدول (۵-۶) با جزئیات تقسیم‌بندی شده است. این مقدار ناشی از اقدامات پیش‌بینی شده است و ذخیره انرژی ناشی از عملکرد تیم تلفات، فواید ناشی از اندازه‌گیرهای هوشمند و کار کارمندان حفظ درآمد^۱ در نظر گرفته نشده است.

جدول ۵-۶: ذخیره انرژی تخمین زده شده توسط SSEPD Losses Strategy از طریق ED1

راه‌کارها	ذخیره انرژی پیش‌بینی شده توسط ED1 [MWh]
ترانسفورماتورهای ولتاژ بالا با تلفات کم	۴۰۷۴۴
جایگزینی ترانسفورماتورهای ثانویه قدیمی	۲۵۶۵۰
تجهیزات متعادل‌سازی ولتاژ پایین	۱۰۴۲
کمترین افزایش سائز کابل‌های ولتاژ بالا	۷۸۴۸
کمترین افزایش سائز کابل‌های ولتاژ پایین	۲۶۰۱۷
جمع	۱۰۱۳۰۱

علاوه بر اقداماتی که در نظر است جهت مشخص کردن تلفات فنی به‌کار گرفته شود، استراتژی موردنظر جهت مدیریت تلفات غیرفنی از طریق تیم حفظ درآمد، با جزئیات تشریح شده است. اگرچه،

^۱ Revenue Protection Staff

اندازه‌گیری ذخیره انرژی مورد انتظار با روشی مشابه بخش تلفات فنی امکان‌پذیر نیست؛ اما اعتقاد بر این است که تیم حفظ درآمد می‌تواند تمرکز مهمی روی حل و فصل خطاها و تلفات غیرفنی داشته باشد.

در نهایت، گسترش اندازه‌گیرهای هوشمند، بر خلاف انرژی اضافی مورد نیاز جهت بهره‌برداری تجهیزات، به عنوان یک عامل کمک‌کننده به کاهش تلفات مشاهده شده است. این ذخیره انرژی می‌تواند ناشی از به‌کارگیری تعرفه‌های زمان-استفاده^۱ باشد که موجب کاهش توان عبوری در پیک بار می‌شود. همچنین، بازآرایی و پایش تلفات مزایای زیادی را برای DNO^۲ جهت حفظ تلفات تا حد امکان در سطح پایین مهیا خواهد کرد.

در جدول (۵-۷)، مقایسه و نتیجه ارزیابی فنی و اقتصادی روش‌های کاهش تلفات در گزارش‌های ارائه‌شده، بررسی شده است.

^۱ Time of Use (TOU)

^۲ Distribution Network Operator (DNO)

جدول ۵-۷: ارزیابی فنی و اقتصادی روش‌های کاهش تلفات در کشورهای مختلف

کشور	روش پیشنهادی	هزینه موردنیاز	مدت بازگشت سرمایه [سال]	درصد کاهش تلفات	انرژی ذخیره- شده (MWh)
انگلیس	بازآرایی	-----	-----	توان اکتیو: ۱۶/۶ توان راکتیو: ۲۰	
	خازن‌گذاری	-----	-----	-----	
	تعویض خطوط (line switching)	-----	-----	-----	
انگلیس ED1	ترانسفورماتورهای ولتاژ بالا با تلفات کم	-----	-----	۳۰	۴۰۷۴۴
	جایگزینی ترانسفورماتورهای ثانویه قدیمی				۲۵۶۵۰
	تجهیزات متعادل‌سازی ولتاژ پایین				۱۰۴۲
	کمترین افزایش سائز کابل‌های ولتاژ بالا				۷۸۴۸
	کمترین افزایش سائز کابل‌های ولتاژ پایین				۲۶۰۱۷
ایران	خازن‌گذاری	۴۰۵۰۸۰۰۰۰ [ریال]	۴	۹/۸۷	
عمان	ایجاد و به‌روز کردن پست و شیفت بار بین پست	۱۷۷ [میلیون دلار]	۱۰	۷۸	

۵-۱-۲) دسته‌بندی پیشنهادی اقدامات موثر برای کاهش تلفات فنی شبکه توزیع در حوزه

بهره‌برداری

با توجه به تحلیل روش‌های کاهش تلفات در گزارش کشورهای بررسی شده در بخش‌های پیشین، تمامی روش‌ها به‌طور کلی در جدول (۵-۸) جهت تحلیل توجیه‌پذیر بودن آن‌ها از نظر اقتصادی و فنی ارائه شده‌اند. به‌علاوه، در جدول (۵-۸) هریک از روش‌ها براساس قابلیت پیاده‌شدن بر روی شبکه توزیع

و نیز با توجه به ویژگی‌های فنی و ساختاری شبکه توزیع و شرایط جغرافیایی (به غیر از موارد ۱۳، ۲۰- ۲۵، ۲۸، ۳۰ و ۳۲-۳۹ که به‌طور معمول در همه شبکه‌های توزیع جهت کاهش تلفات اجرا می‌شوند)، اولویت‌بندی شده‌اند. همچنین دو عامل بسیار مهم دیگر نیز وجود دارد که در گزارشها اشاره‌ای به آنها نشده است اما شرکتهای توزیع باید اثر آنها را بر روی تلفات شبکه خود مورد بررسی قرار دهند که این دو عامل شامل اثر خاموشی‌های شبکه بر روی تلفات و همچنین اثر رلیاژ و حفاظت شبکه بر روی تلفات است که کمتر در گزارشات و مقالات مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

جدول ۵-۸: روش‌های کاهش تلفات و توجیه‌پذیری اجرای آن

ردیف	گزینه‌های کاهش تلفات	بستر لازم و توجیه‌پذیری اقتصادی
۱	افزایش سطح ولتاژ	در شبکه‌های توزیع کوچک و دارای ظرفیت عایقی بالای تجهیزات- نیاز به هزینه بالا جهت اجرا
۲	مدیریت توان راکتیو با خازن‌گذاری مناسب و بکارگیری ادوات FACTS	بسیار کاربردی در همه شبکه‌های توزیع-توجیه‌پذیر از نظر اقتصادی
۳	افزایش ظرفیت خطوط	در فیدرهای شبکه توزیع با طول کم و مناسب از نظر شرایط جغرافیایی-از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر
۴	متناسب نمودن طول خطوط با بار آنها	تنها برای برخی بارهای مسکونی شهری و تجاری دارای فاصله مناسب از پست امکان‌پذیر و اقتصادی است.
۵	تعدیل بار بین خطوط و پست‌ها	از طریق ایجاد بستر لازم جهت امکان اجرای مانور روی خطوط و پست‌ها-از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر
۶	استفاده از ترانسفورماتورهای کارآمد انرژی	جهت تعویض تعداد محدودی از ترانس‌ها-دارای توجیه‌پذیری اقتصادی است و روش بهتر نسبت به تعویض خطوط
۷	استفاده بهینه از ظرفیت ترانسفورماتورها	یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی
۸	تست کردن روغن ترانس‌ها	یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی

۹	تعویض تحت برنامه‌های کاربردی	بستگی به ساختار شبکه توزیع و نوع تجهیز، روش موثری برای همه شبکه‌های توزیع است.
۱۰	تعویض ترانسفورماتورها	بستگی به تعداد ترانس‌هایی دارد که نیاز به تعویض دارند و باید با روش استفاده بهینه از ترانس‌ها مقایسه شوند.
۱۱	بازآرایی شبکه	یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی
۱۲	شبکه‌های توزیع فعال	نیازمند مطالعه بسیار جامع و ارائه راهکارها و بستر مناسب
۱۳	تعمیر و نگهداری تجهیزات و تست‌های دوره‌ای منظم	یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی به خصوص در شرایط جغرافیایی دارای آلودگی
۱۴	جابه‌جایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آن‌ها به مرکز ثقل بار در صورت امکان	بستگی به ساختار شبکه توزیع دارد-از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر
۱۵	تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک	با استفاده از جایابی بهینه به خصوص در نقاط دارای تراکم بار بالا و بارهای با فاصله دور از پست-دارای توجیه‌پذیری اقتصادی
۱۶	مدیریت بار	یکی از بهترین روش‌های کاهش تلفات هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی است.
۱۷	متعادل‌سازی فازها	روشی بسیار مناسب در مقایسه با تعویض خطوط و ترانس‌ها
۱۸	متعادل‌سازی بار (انشعاب مشترکین)	یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی
۱۹	کاهش تلفات ناشی از هارمونیک‌ها	روشی بسیار مناسب در بخش‌هایی از شبکه توزیع که دارای بارهای هارمونیک‌زا باشند
۲۰	کاهش تلفات ناشی از اتصالات شبکه	یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی
۲۱	کاهش تلفات ناشی از عوامل محیطی مانند دما و رطوبت	یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی
۲۲	کاهش تلفات در نتیجه استفاده از سیستم زمین مناسب	یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی

یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی	کاهش مقاومت الکتریکی هادی نول	۲۳
یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی	کاهش تلفات ناشی از نشت جریان در تجهیزات شبکه	۲۴
یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی	شاخه‌زنی درختان در تماس با خطوط	۲۵
با توجه به شرایط صنعت برق هر کشور نیاز به مطالعات بسیار زیاد و ایجاد زیرساخت‌ها لازم و همچنین قوانین مناسب برای اجرا دارد.	بازار برق (بررسی نقش بازار برق و خرده فروشی در کاهش تلفات و تبیین سازو کارهای مرتبط)	۲۶
روشی بسیار مناسب هم از نظر اقتصادی و هم از نظر فنی	بهبود ضریب توان و بالا بردن ضریب توان مصرف‌کننده‌های خانگی و تجاری	۲۷
روش بسیار مناسب به‌خصوص در شبکه‌های توزیع مناطق دارای گرد و خاک و آلودگی	سرویس منظم و شست و شوی شبکه‌های آلوده و رفع فرسودگی‌ها و خوردگی‌های شبکه	۲۸
روش بسیار مناسب به‌خصوص برای بارهای صنعتی و تجاری و همچنین بارهای مسکونی با تراکم بالا	اصلاح طول و سطح مقطع کابل‌های سرویس مشترکین	۲۹
نیازمند برنامه‌های دوره‌ای، نیروی انسانی و تجهیزات پیشرفته بوده و دارای هزینه بالا به‌خصوص در شبکه‌های توزیع بزرگ است.	کاهش اتصالی‌های شبکه فشارضعیف	۳۰
به جز برای برخی فیدرهای کوتاه در بقیه موارد هزینه بسیار بالایی خواهد داشت	سه‌فاز نمودن خطوط دوفاز و تک فاز	۳۱
نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بالا اما از نظر فنی و اقتصادی در طولانی مدت به‌صرفه است	به‌کارگیری تجهیزات با کیفیت و راندمان مناسب و کنترل شرایط کیفی	۳۲
از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر بوده و موجب بهبود ویژگی بارهای مصرفی می‌شود و تاثیر مثبت بر پارامترهای شبکه توزیع خواهد داشت	تامین کالاهای برقی با راندمان مناسب و ترویج مصرف کالاهای مورد نیاز با برچسب انرژی	۳۳
نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بالا اما از نظر فنی و اقتصادی در طولانی مدت به‌صرفه است	استفاده از فناوری‌های جدید از جمله در روشنایی معابر (سیستم چاپر)	۳۴

یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی	پیش‌بینی چگالی بار	۳۵
روش بسیار مناسب به‌خصوص برای بارهای صنعتی و تجاری و همچنین بارهای مسکونی با تراکم بالا	استاندارد کردن کابل‌های ورودی و خروجی مطابق با ظرفیت ترانسفورماتورها و بار آن‌ها	۳۶
یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی به‌خصوص در شرایط جغرافیایی خاص	رعایت اصول فنی در هنگام برقراری اتصالات الکتریکی	۳۷
یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی	سیم‌کشی داخلی به مشترکان تحت ضوابط و مطابق با استاندارد	۳۸
یکی از بهترین روش‌ها هم از نظر فنی و هم از نظر اقتصادی	اعلام مشکلات و موضوعات مبتلا به حوزه بهره‌برداری در حوزه‌های طراحی، توسعه و بهینه‌سازی شبکه توزیع به منظور اصلاح ضوابط و فرآیندها و همچنین تهیه فرامین یا دستورالعمل‌های لازم با هدف کاهش تلفات	۳۹
نیاز به نیروی انسانی متخصص در زمینه تلفات-از نظر فنی و اقتصادی بسیار مناسب	تشکیل تیم‌های مختص به کاهش تلفات	۴۰
نیاز به برنامه‌ریزی و سرمایه‌گذاری بالا- دارای توجه‌پذیری اقتصادی در طولانی مدت	منابع تولیدپراکنده (دیزل ژنراتور، منابع تجدیدپذیر، منابع ذخیره‌کننده، خودروهای برقی)	۴۱

در این قسمت می‌خواهیم راهکارهای کاهش تلفات را از دیدگاه‌های مختلفی دسته‌بندی کنیم. ابتدا از لحاظ هزینه، طرح‌ها به سه دسته کم‌هزینه، هزینه متوسط و پرهزینه تقسیم‌بندی می‌شوند که نتایج آن‌ها در جداول (۱-۲۱) تا (۱-۲۳) آمده است. منظور از طرح‌های کم‌هزینه طرح‌هایی هستند که نیاز به هزینه تعمیر و نگهداری زیاد یا اصلاح شبکه یا نصب تجهیزات جدید در شبکه ندارد و صرفاً با انجام مدیریت صحیح در بهره‌برداری شبکه و صرف هزینه‌های بسیار کم می‌توان تلفات شبکه را کاهش داد. نتایج این طرح در جدول (۵-۹) آمده است. نکته‌ای که باید به آن توجه کرد این است که تشکیل تیم متخصص کاهش تلفات در این جدول به عنوان یک طرح کم‌هزینه بیان شده است با در نظر گرفتن این نکته که شرکت توزیع بتواند از نیروهای خود در این کمیته استفاده کند و مطالعات کاهش تلفات را به

آنها واگذار کند. در غیر اینصورت و اگر شرکت توزیع بخواهد پاداشهای برای این افراد در نظر بگیرد و یا به طور مثال برای آنها اضافه کاری لحاظ کند و یا حتی از بیرون از شرکت افرادی را برای عضویت در این کمیته جذب کند در این صورت این طرح دیگر کم هزینه نخواهد بود و به عنوان هزینه متوسط لحاظ خواهد شد.

جدول ۵-۹: روشهای کاهش تلفات طرحهای کم هزینه که فقط نیاز به مدیریت صحیح و بهره‌برداری مناسب از شبکه دارند

ردیف	طرحهای کاهش تلفات کم هزینه
۱	تعدیل بار بین خطوط و پست‌ها
۲	استفاده بهینه از ظرفیت ترانسفورماتورها
۳	تست کردن روغن ترانس‌ها
۴	بازآرایی شبکه
۵	جابه‌جایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آنها به مرکز ثقل بار در صورت امکان
۶	مدیریت بار
۷	متعادل‌سازی فازها
۸	متعادل‌سازی بار (انشعاب مشترکین)
۹	کاهش تلفات ناشی از عوامل محیطی مانند دما و رطوبت
۱۰	شاخه‌زنی درختان در تماس با خطوط
۱۱	پیش‌بینی چگالی بار
۱۲	رعایت اصول فنی در هنگام برقراری اتصالات الکتریکی
۱۳	تشکیل تیمهای مختص به کاهش تلفات
۱۴	اعلام مشکلات و موضوعات مبتلا به حوزه بهره‌برداری در حوزه‌های طراحی، توسعه و بهینه‌سازی شبکه توزیع به منظور اصلاح ضوابط و فرایندها و همچنین تهیه فرامین یا دستورالعمل‌های لازم با هدف کاهش تلفات

طرح‌هایی با هزینه متوسط، طرح‌های هستند که نیاز به تعمیر و نگهداری بخش‌هایی از شبکه، البته

نه با هزینه بسیار زیاد، دارند و همچنین صرفاً با انجام مدیریت صحیح در بهره‌برداری شبکه نمی‌توان

آنها را انجام داد. نتایج این طرح در جدول (۵-۱۰) آمده است.

جدول ۵-۱۰: روش‌های کاهش تلفات طرح‌هایی با هزینه متوسط که نیاز به تعمیر و نگهداری شبکه دارند

ردیف	طرح‌های کاهش تلفات با هزینه متوسط
۱	تعمیر و نگهداری تجهیزات و تست‌های دوره‌ای منظم
۲	کاهش تلفات ناشی از نشت جریان در تجهیزات شبکه
۳	کاهش تلفات ناشی از اتصالات شبکه
۴	سرویس منظم و شست و شوی شبکه‌های آلوده و رفع فرسودگی‌ها و خوردگی‌های شبکه
۵	کاهش تلفات در نتیجه استفاده از سیستم زمین مناسب

طرح‌های با هزینه زیاد، طرح‌هایی هستند که نیاز به نصب تجهیزات جدید در شبکه دارند و یا اصلاح

شبکه با توجه به این طرح‌ها دارای هزینه بسیار زیادی است. نتایج این طرح در جدول (۵-۱۱) آمده

است.

جدول ۵-۱۱: روش‌های کاهش تلفات طرح‌هایی با هزینه زیاد که نیاز به نصب تجهیزات در شبکه دارد

ردیف	طرح‌های کاهش تلفات با هزینه زیاد
۱	افزایش سطح ولتاژ
۲	مدیریت توان راکتیو با خازن‌گذاری مناسب و بکارگیری ادوات FACTS
۳	افزایش ظرفیت خطوط
۴	متناسب نمودن طول خطوط با بار آن‌ها
۵	استفاده از ترانسفورماتورهای کارآمد انرژی
۶	تعویض تحت برنامه‌های کاربردی
۷	تعویض ترانسفورماتورها
۸	تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک
۹	کاهش تلفات ناشی از هارمونیک‌ها
۱۰	کاهش مقاومت الکتریکی هادی نول
۱۱	اصلاح طول و سطح مقطع کابل‌های سرویس مشترکین
۱۲	کاهش اتصالاتی‌های شبکه فشارضعیف
۱۳	سه‌فاز نمودن خطوط دوفاز و تک فاز
۱۴	به‌کارگیری تجهیزات با کیفیت و راندمان مناسب و کنترل شرایط کیفی
۱۵	استاندارد کردن کابل‌های ورودی و خروجی مطابق با ظرفیت ترانسفورماتورها و بار آن‌ها

در ادامه طرح‌هایی را مورد بررسی قرار خواهیم داد که دارای میزان اثربخشی‌های متفاوت بر روی تلفات شبکه خواهد بود. این میزان از اثربخشی می‌تواند برای اکثر شبکه‌های توزیع یکسان باشد یا با توجه به شرایط اقلیمی، آب و هوایی و ساختار شبکه متفاوت باشد. در ابتدا طرح‌هایی را مورد بررسی قرار می‌دهیم که دارای اثربخشی مناسبی بر روی تلفات اکثر شبکه‌های توزیع خواهند بود که نتایج آن در جدول (۵-۱۲) آمده است.

جدول ۵-۱۲: روش‌های کاهش تلفات بر اساس میزان اثربخشی بر روی اکثر شبکه‌های توزیع

ردیف	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات از نظر میزان اثربخشی
۱	افزایش سطح ولتاژ
۲	مدیریت توان راکتیو با خازن‌گذاری مناسب و بکارگیری ادوات FACTS
۳	افزایش ظرفیت خطوط
۴	متناسب نمودن طول خطوط با بار آن‌ها
۵	تعدیل بار بین خطوط و پست‌ها
۶	استفاده از ترانسفورماتورهای کارآمد انرژی
۷	استفاده بهینه از ظرفیت ترانسفورماتورها
۸	تعویض تحت برنامه‌های کاربردی
۹	تعویض ترانسفورماتورها
۱۰	بازآرایی شبکه
۱۱	شبکه‌های توزیع فعال
۱۲	جابجایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آن‌ها به مرکز ثقل بار در صورت امکان
۱۳	تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک
۱۴	مدیریت بار
۱۵	متعادل‌سازی فازها
۱۶	متعادل‌سازی بار (انشعاب مشترکین)
۱۷	کاهش تلفات ناشی از هارمونیک‌ها
۱۸	بازار برق (بررسی نقش بازار برق و خرده‌فروشی در کاهش تلفات و تبیین سازو کارهای مرتبط)
۱۹	بهبود ضریب توان و بالا بردن ضریب توان مصرف‌کننده‌های خانگی و تجاری
۲۰	سه‌فاز نمودن خطوط دوفاز و تک فاز
۲۱	به‌کارگیری تجهیزات با کیفیت و راندمان مناسب و کنترل شرایط کیفی
۲۲	تامین کالاهای برقی با راندمان مناسب و ترویج مصرف کالاهای مورد نیاز با برچسب انرژی
۲۳	استفاده از فناوری‌های جدید از جمله در روشنایی معابر (سیستم چاپر)

۲۴	اعلام مشکلات و موضوعات مبتلابه حوزه بهره‌برداری در حوزه‌های طراحی، توسعه و بهینه‌سازی شبکه توزیع به منظور اصلاح ضوابط و فرایندها و همچنین تهیه فرامین یا دستورالعمل‌های لازم با هدف کاهش تلفات
۲۵	تشکیل تیم‌های مختص به کاهش تلفات
۲۶	منابع تولیدپراکنده (دیزل ژنراتور، منابع تجدیدپذیر، منابع ذخیره‌کننده، خودروهای برقی)

در ادامه طرح‌های مورد بررسی قرار می‌گیرند که میزان اثربخشی آن‌ها بسیار وابسته به شرایط محیطی و آب و هوایی است. در واقع تنها در شبکه‌هایی این طرح‌ها اثربخشی زیادی دارند که شرایط آب و هوایی خاصی داشته باشند. نتایج این دسته‌بندی در جدول (۵-۱۳) آمده است. در شبکه‌های که گرد و غبار بسیار زیادی مخصوصاً در فصل تابستان دارند، شست و شوی شبکه می‌تواند اثر بسیار زیادی بر روی تلفات داشته باشد. همچنین در بخش‌های از شبکه که قدیمی هستند و زمان زیادی از نصب شبکه گذشته است، سرویس منظم شبکه، رفع فرسودگی‌ها و خوردگی‌های شبکه و همچنین تعمیر و نگهداری تجهیزات شبکه می‌تواند بسیار اثربخش باشد. بهره‌بردار شبکه باید توجه داشته باشد که در مکان‌هایی که امکان برخورد شاخه درختان با شبکه زیاد است باید در زمان‌های مناسب و قبل از به وجود آمدن مشکل، اقدام به شاخه‌زنی درختان شود.

جدول ۵-۱۳: روش‌های کاهش تلفات براساس میزان اثربخشی با توجه به شرایط اقلیمی

ردیف	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات از نظر شرایط اقلیمی	مناسب برای چه شبکه‌ای
۱	سرویس منظم و شست و شوی شبکه‌های آلوده و رفع فرسودگی‌ها و خوردگی‌های شبکه	دارای گرد و غبار زیاد
۲	تعمیر و نگهداری تجهیزات و تست‌های دوره‌ای منظم	شبکه‌های فرسوده در هر نوع آب و هوای
۳	کاهش تلفات ناشی از عوامل محیطی مانند دما و رطوبت	دمای زیاد مخصوصاً در تابستان و رطوبت زیاد
۴	کاهش تلفات ناشی از نشت جریان در تجهیزات شبکه	رطوبت زیاد
۵	شاخه‌زنی درختان در تماس با خطوط	وجود درختان زیاد در نزدیکی شبکه‌های توزیع

در ادامه طرح‌هایی مورد بررسی قرار می‌گیرند که میزان اثربخشی آن‌ها بسیار وابسته به وضعیت و ساختار شبکه است. نتایج این دسته‌بندی در جدول (۵-۱۴) آمده است. در واقع اجرای این طرح‌ها بسیار وابسته به توپولوژی و شرایط شبکه مورد مطالعه است و ممکن است برای همه شبکه‌ها مفید نباشد. در شبکه‌هایی که به دلیل وجود بارهای سلفی بسیار زیاد ضریب توان شبکه بسیار کم بوده و در نتیجه توان راکتیو کشیده شده از شبکه زیاد باشد، خازن‌گذاری در شبکه و تامین توان راکتیو با استفاده از این منابع می‌تواند تلفات شبکه را تا حد بسیار زیادی کاهش دهد. این روش ممکن است برای شبکه‌های با ضریب توان مناسب اثر چشم‌گیری نداشته باشد. با توجه به اینکه درصد زیادی از تلفات شبکه توزیع مربوط به تلفات شبکه فشارضعیف است؛ بنابراین در بخش‌هایی از شبکه که دارای ساختار ضعیفی در شبکه فشارضعیف هستند باید اقدامات لازم جهت بهبود اتصالات شبکه و شناسایی نقاط ضعف آن صورت گیرد. در بعضی از قسمت‌های شبکه، طولانی بودن فیدرها (مخصوصاً فیدرهای فشارمتوسط)، موجب افت ولتاژ شبکه و همچنین افزایش تلفات خواهد شد. بنابراین، براساس میزان بار مصرفی فیدرها و همچنین نوع بار و موقعیت جغرافیایی مسیر فیدر، باید طول مناسب مسیر برای شبکه‌های مختلف تعیین شود.

با توجه به تغییر بار مصرفی فیدرها در کوتاه‌مدت و میان‌مدت یکی از راهکارهای مناسب برای کاهش تلفات استفاده از بازآرایی شبکه است؛ به‌طوری‌که بتوان بار را بین فیدرها به نحوی تقسیم کرد که تلفات شبکه کاهش یابد. بارگذاری نامناسب ترانس‌های توزیع نیز یکی دیگر از عوامل مهم در افزایش تلفات است. با جابه‌جایی ترانس‌ها به مراکز مصرف می‌توان بارگذاری مناسبی برای آن‌ها فراهم کرد.

جدول ۵-۱۴: روش‌های کاهش تلفات براساس میزان اثربخشی با توجه به شرایط شبکه

ردیف	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات از نظر شرایط و توپولوژی شبکه
۱	مدیریت توان راکتیو با خازن‌گذاری مناسب و یکارگیری ادوات FACTS
۲	کاهش اتصالی‌های شبکه فشارضعیف
۳	متناسب نمودن طول خطوط با بار آنها
۴	بازآرایی شبکه
۵	جابه‌جایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آنها به مرکز ثقل بار در صورت امکان

بعضی از طرح‌های کاهش تلفات نیاز به مشارکت انواع مشترکین دارند تا بتوان تلفات کل شبکه را کاهش داد. این طرح‌ها یا باید به صورت فرهنگ‌سازی صورت گیرد یا باید با استفاده از سیاست‌های تشویقی و تنبیهی مشترکین را مجاب به مشارکت در این طرح‌ها کرد. این طرح‌ها در جدول (۵-۱۵) دسته‌بندی شده‌اند. استفاده مشترکین از کالاهای با راندمان بالا یا افزایش کیفیت سیم‌کشی داخلی ساختمان‌ها نیازمند همکاری مشترکین است و باید سیاست‌های تشویقی به منظور انجام این فعالیت‌ها در نظر گرفت تا مشترکین ترغیب به انجام این طرح‌ها شوند، زیرا انجام این طرح‌ها برای مشترکین دارای هزینه خواهد بود. همچنین در بحث ضریب توان یا هارمونیک، شرکت‌های توزیع می‌توانند با اعمال سیاست‌های تنبیهی یا تشویقی مناسب، مشترکین را به سمتی سوق دهند که از تجهیزات با کمترین هارمونیک استفاده کنند یا مشترکین دیماندی از جبران‌کننده‌های توان راکتیو به منظور افزایش ضریب توان استفاده کنند.

جدول ۵-۱۵: روش‌های کاهش تلفات براساس میزان مشارکت مشترکین

ردیف	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات از نظر همکاری مشترکین
۱	تامین کالاهای برقی با راندمان مناسب و ترویج مصرف کالاهای مورد نیاز با برچسب انرژی
۲	بهبود ضریب توان و بالا بردن ضریب توان مصرف‌کننده‌های خانگی و تجاری
۳	سیم‌کشی داخلی به مشترکان تحت ضوابط و مطابق با استاندارد
۴	کاهش تلفات ناشی از هارمونیک‌ها
۵	استفاده از فناوری‌های جدید از جمله در روشنایی معابر (سیستم چاپر)

با ظهور منابع انرژی گسترده در سطح شبکه‌های توزیع و حرکت از سمت شبکه‌های سنتی به سمت شبکه‌های هوشمند، مشخصات فنی شبکه از جمله تلفات دچار تغییرات بسیار زیادی خواهد شد. با تامین درصد زیادی از بار مصرفی مشترکین به صورت محلی، توان عبوری از خطوط شبکه توزیع کاهش می‌یابد و در نتیجه تلفات نیز کم می‌شود. طرح‌هایی که در فضای شبکه‌های هوشمند باعث کاهش تلفات می‌شوند در جدول (۵-۱۶) آمده است.

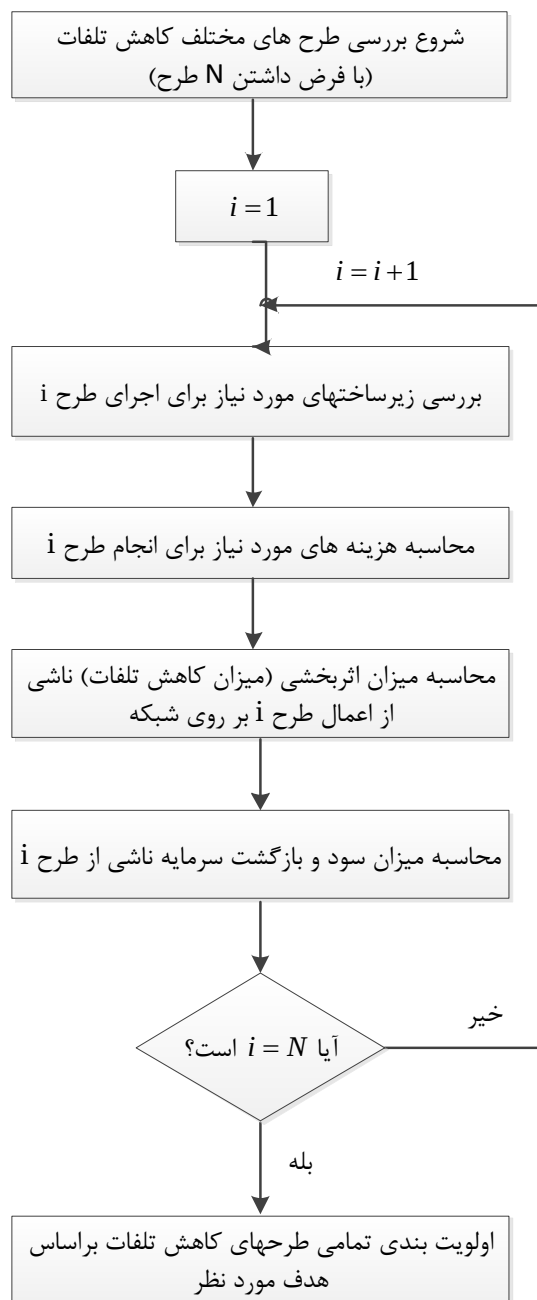
جدول ۵-۱۶: روش‌های کاهش تلفات در فضای شبکه‌های هوشمند

ردیف	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات در فضای شبکه‌های هوشمند
۱	بازار برق (بررسی نقش بازار برق و خرده فروشی در کاهش تلفات و تبیین سازو کارهای مرتبط)
۲	مدیریت بار
۳	شبکه‌های توزیع فعال
۴	منابع تولیدپراکنده (دیزل ژنراتور، منابع تجدیدپذیر، منابع ذخیره‌کننده، خودروهای برقی)

۵-۲) اولویت‌بندی اقدامات کاهش تلفات فنی با توجه به شرایط مختلف شبکه

در بخش قبلی طرح‌های مختلف کاهش تلفات از دیدگاه‌های مختلفی مورد بررسی قرار گرفتند. شرکت‌های توزیع با توجه به میزان بودجه‌های سالانه و همچنین محدودیت‌های نیروی انسانی و همچنین زمانی که دارند باید این طرح‌ها را اولویت‌بندی کنند. اولویت‌بندی روش‌ها باید با توجه به آنالیز فنی – اقتصادی صورت گیرد؛ به این صورت که باید مشخص شود اجرای طرح موردنظر چقدر هزینه‌بردار است. سپس با شبیه‌سازی روش مورد نظر در یک نرم‌افزار مناسب، مشخص شود که میزان کاهش تلفات ناشی از اعمال این روش چقدر خواهد بود. سپس این میزان از تلفات را باید با توجه به هزینه تلفات در شبکه مورد نظر تبدیل به واحد پول کرد و با مقایسه با هزینه موردنیاز برای اجرا و زمان بازگشت سرمایه، طرح‌های مختلف را اولویت‌بندی کرد. شکل (۵-۴) روند انجام این کار را به‌طور کامل نشان داده است. اولویت‌بندی طرح‌های مختلف حتما در شرکت‌های توزیع مختلف متفاوت خواهد بود و بنابراین نمی‌توان

با قطعیت آن‌ها را اولویت‌بندی کرد. با این وجود، با توجه به تجارب کشورهای مختلف و نتایج حاصل در پژوهش‌های مختلف، می‌توان اولویت‌بندی را به صورت جدول‌های (۵-۱۷) تا (۵-۲۴) انجام داد.



شکل ۵-۴: مراحل اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات

در ادامه روش‌های کاهش تلفات از دیدگاه‌های مختلف اولویت‌بندی شده‌اند. نکته بسیار مهم این است که ممکن است بعضی از این عوامل علاوه بر کاهش تلفات فنی بر روی سایر پارامترهای فنی شبکه مانند قابلیت اطمینان، کیفیت توان و تلفات غیرفنی شبکه نیز اثرگذار باشند. در واقع برخی از راهکارها چندوجهی هستند و این ممکن است دید متفاوتی به بهره‌بردار دهد که از این راهکارها در شبکه استفاده کند؛ به‌طوریکه بتواند پارامترهای بیشتری از شبکه را بهبود دهد. اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات کم‌هزینه در جدول (۵-۱۷) ارائه شده است. طرح‌هایی که اولویت ۱ دارند، طرح‌هایی هستند که بیشتر مدیریتی بوده یا با انجام یک عمل صحیح و با دقت (مانند پیش‌بینی چگای بار) می‌توانند موجب کاهش تلفات شبکه شوند. طرح‌های بعدی به ترتیب طرح‌های هستند که نیاز به هزینه کمی برای اجرا دارند و به ترتیب هزینه اجرای آن‌ها افزایش می‌یابد.

جدول ۵-۱۷: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات طرح‌های کم‌هزینه که فقط نیاز به مدیریت صحیح و بهره‌برداری مناسب از شبکه دارند

اولویت	اولویت‌بندی طرح‌های کاهش تلفات کم‌هزینه	اثرگذاری بر روی سایر شاخص‌های فنی شبکه (علاوه بر کاهش تلفات فنی)
۱	اعلام مشکلات و موضوعات مبتلا به حوزه بهره‌برداری در حوزه‌های طراحی، توسعه و بهینه‌سازی شبکه توزیع به منظور اصلاح ضوابط و فرآیندها و همچنین تهیه فرامین یا دستورالعمل‌های لازم با هدف کاهش تلفات	قابلیت اطمینان، کیفیت توان، تلفات غیرفنی
۱	تشکیل تیم‌های مختص به کاهش تلفات	تلفات غیرفنی
۱	پیش‌بینی چگالی بار	قابلیت اطمینان
۱	رعایت اصول فنی در هنگام برقراری اتصالات الکتریکی	قابلیت اطمینان
۲	استفاده بهینه از ظرفیت ترانسفورماتورها	-
۳	تست کردن روغن ترانس‌ها	-
۴	متعادل‌سازی بار (انشعاب مشترکین)	-
۴	متعادل‌سازی فازها	-
۴	تعدیل بار بین خطوط و پست‌ها	-
۴	مدیریت بار	قابلیت اطمینان
۵	بازآرایی شبکه	قابلیت اطمینان
۶	کاهش تلفات ناشی از عوامل محیطی مانند دما و رطوبت	-
۶	شاخه‌زنی درختان در تماس با خطوط	قابلیت اطمینان
۷	جابجایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آن‌ها به مرکز ثقل بار در صورت امکان	-

اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات با هزینه متوسط در جدول (۵-۱۸) ارائه شده است. به نظر می‌رسد در این حالت، تعمیر و نگهداری منظم شبکه اگر به صورت صحیح صورت گیرد، بیشترین اثر را بر روی تلفات شبکه خواهد داشت. لازم به ذکر است که واحد تعمیر و نگهداری شبکه‌های توزیع با توجه به امکاناتی که دارند و هزینه پرسنلی که به آن‌ها پرداخت می‌شود، دارای هزینه برای شرکت توزیع هستند و فقط کافی است برنامه منظمی برای تعمیرات داشته باشند؛ درحالی‌که در طرح‌های بعدی نیاز

به هزینه‌های بیشتری برای انجام طرح کاهش تلفات است. به طور مثال شست و شوی شبکه‌های آلوده و یا رفع اتصالات شبکه نیازمند صرف هزینه برای شبکه هستند.

جدول ۵-۱۸: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات طرح‌هایی با هزینه متوسط که نیاز به تعمیر و نگهداری شبکه دارند

اولویت	اولویت‌بندی طرح‌های کاهش تلفات با هزینه متوسط	اثرگذاری بر روی سایر شاخص‌های فنی شبکه
۱	تعمیر و نگهداری تجهیزات و تست‌های دوره‌ای منظم	قابلیت اطمینان
۲	سرویس منظم و شست و شوی شبکه‌های آلوده و رفع فرسودگی‌ها و خوردگی‌های شبکه	قابلیت اطمینان
۳	کاهش تلفات ناشی از اتصالات شبکه	قابلیت اطمینان
۴	کاهش تلفات ناشی از نشت جریان در تجهیزات شبکه	-
۵	کاهش تلفات در نتیجه استفاده از سیستم زمین مناسب	-

اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات با هزینه زیاد در جدول (۵-۱۹) ارائه شده است. اولویت‌بندی این طرح‌ها بسیار سخت است؛ زیرا هزینه اجرای این طرح‌ها بر روی فیدرهای مختلف بسیار متغیر است و همچنین میزان اثربخشی آن‌ها نیز بسیار متغیر است. ولی به طور کلی طرح‌های مدیریت توان راکتیو با توجه به هزینه مناسب نصب خازن و همچنین میزان اثربخشی زیاد آن‌ها، می‌تواند در بسیاری از شبکه‌ها جزو اولویت‌های اصلی باشد. همچنین طرح‌هایی که بر روی ترانس‌ها اثرگذار خواهند بود نسبت به طرح‌هایی که بر روی خطوط اثرگذارند می‌توانند اولویت داشته باشند (هرچند این مورد ممکن است در شبکه‌های مختلف بسیار متفاوت باشد). این مورد به این دلیل است که تعداد ترانس‌های شبکه نسبت به طول شبکه بسیار کمتر است و امکان اجرای طرح‌ها بر روی آن‌ها بیشتر است و نیز چون درصد زیادی از تلفات مربوط به تلفات بی‌باری ترانس‌ها است؛ بنابراین کار کردن بر روی ترانس‌ها می‌تواند اثربخشی زیادی داشته باشد. در نهایت بعضی از طرح‌ها مانند افزایش سطح ولتاژ و به کارگیری تجهیزات با کیفیت علی‌رغم اثربخشی زیاد ولی دارای هزینه اولیه بسیار زیادی در شبکه خواهند بود.

جدول ۵-۱۹: اولویت بندی روش های کاهش تلفات طرح هایی با هزینه زیاد که نیاز به نصب تجهیزات در شبکه دارد

اولویت	اولویت بندی طرح های کاهش تلفات با هزینه زیاد	اثرگذاری بر روی سایر شاخص های فنی شبکه
۱	مدیریت توان راکتیو با خازن گذاری مناسب و بکارگیری ادوات FACTS	-
۲	تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک	-
۳	استفاده از ترانسفورماتورهای کارآمد انرژی	-
۳	تعویض ترانسفورماتورها	-
۳	تعویض تحت برنامه های کاربردی	-
۴	اصلاح طول و سطح مقطع کابل های سرویس مشترکین	کیفیت توان
۴	متناسب نمودن طول خطوط با بار آنها	کیفیت توان
۴	کاهش مقاومت الکتریکی هادی نول	کیفیت توان
۵	استاندارد کردن کابل های ورودی و خروجی مطابق با ظرفیت ترانسفورماتورها و بار آنها	-
۶	افزایش ظرفیت خطوط	قابلیت اطمینان
۷	کاهش اتصالی های شبکه فشارضعیف	قابلیت اطمینان
۸	کاهش تلفات ناشی از هارمونیک ها	کیفیت توان
۹	افزایش سطح ولتاژ	قابلیت اطمینان
۱۰	سه فاز نمودن خطوط دوفازه و تک فازه	-
۱۱	به کارگیری تجهیزات با کیفیت و راندمان مناسب و کنترل شرایط کیفی	قابلیت اطمینان، کیفیت توان

اگر در مسئله کاهش تلفات فقط اولویت را به میزان اثربخشی طرح ها بدهیم و اثرات اقتصادی

طرح ها را با ضریب وزنی کمتری در نظر بگیریم، می توان طرح ها را به صورت جدول (۵-۲۰) اولویت

بندی کرد.

جدول ۵-۲۰: اولویت بندی روش های کاهش تلفات بر اساس میزان اثربخشی بر روی اکثر شبکه های توزیع

اولویت	بهترین گزینه های کاهش تلفات از نظر میزان اثربخشی	اثرگذاری بر روی سایر شاخص های فنی شبکه
۱	مدیریت توان راکتیو با خازن گذاری مناسب و بکارگیری ادوات FACTS	-
۲	متعادل سازی بار (انشعاب مشترکین)	-
۲	متعادل سازی فازها	-
۲	تعدیل بار بین خطوط و پست ها	-
۲	مدیریت بار	قابلیت اطمینان

۳	استفاده از ترانسفورماتورهای کارآمد انرژی	-
۳	تعویض ترانسفورماتورها	-
۳	تعویض تحت برنامه‌های کاربردی	-
۴	افزایش سطح ولتاژ	قابلیت اطمینان
۵	بازآرایی شبکه	قابلیت اطمینان
۶	منابع تولیدپراکنده (دیزل ژنراتور، منابع تجدیدپذیر، منابع ذخیره‌کننده، خودروهای برقی)	قابلیت اطمینان، کیفیت توان، تلفات غیرفنی
۶	شبکه‌های توزیع فعال	قابلیت اطمینان، کیفیت توان، تلفات غیرفنی
۷	بازار برق (بررسی نقش بازار برق و خرده فروشی در کاهش تلفات و تبیین سازو کارهای مرتبط)	قابلیت اطمینان، کیفیت توان، تلفات غیرفنی
۸	کاهش تلفات ناشی از هارمونیک‌ها	کیفیت توان
۹	تقویت کننده ولتاژ اتوماتیک	-
۱۰	متناسب نمودن طول خطوط با بار آن‌ها	کیفیت توان
۱۱	افزایش ظرفیت خطوط	قابلیت اطمینان
۱۲	استفاده بهینه از ظرفیت ترانسفورماتورها	-
۱۳	جابه‌جایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آن‌ها به مرکز ثقل بار در صورت امکان	-
۱۴	بهبود ضریب توان و بالا بردن ضریب توان مصرف‌کننده‌های خانگی و تجاری	قابلیت اطمینان
۱۵	به‌کارگیری تجهیزات با کیفیت و راندمان مناسب و کنترل شرایط کیفی	کیفیت توان
۱۶	استفاده از فناوری‌های جدید از جمله در روشنایی معابر (سیستم چاپر)	-
۱۷	تامین کالاهای برقی با راندمان مناسب و ترویج مصرف کالاهای مورد نیاز با برچسب انرژی	کیفیت توان
۱۸	اعلام مشکلات و موضوعات مبتلابه حوزه بهره‌برداری در حوزه‌های طراحی، توسعه و بهینه‌سازی شبکه توزیع به منظور اصلاح ضوابط و فرآیندها و همچنین تهیه فرامین یا دستورالعمل‌های لازم با هدف کاهش تلفات	قابلیت اطمینان، کیفیت توان، تلفات غیرفنی
۱۹	تشکیل تیم‌های مختص به کاهش تلفات	تلفات غیرفنی
۲۰	سه‌فاز نمودن خطوط دوفاز و تک فاز	-

اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات براساس شرایط اقلیمی در جدول (۵-۲۱) ارائه شده است. با

توجه به میزان هزینه، تعمیر و نگهداری شبکه دارای اولویت اول است. همچنین در شبکه‌های آلوده،

شست و شوی آن‌ها می‌تواند اثر بسیار زیادی بر روی تلفات شبکه داشته باشد. هرچند شاخه‌زنی درختان

دارای هزینه اجرای بسیار زیادی نیست؛ اما اثر بسیار زیادی هم بر روی تلفات ندارد و بنابراین به عنوان آخرین اولویت مطرح شده است.

جدول ۵-۲۱: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات براساس میزان اثربخشی با توجه به شرایط اقلیمی

اولویت	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات از نظر شرایط اقلیمی	اثرگذاری بر روی سایر شاخص‌های فنی شبکه
۱	تعمیر و نگهداری تجهیزات و تست‌های دوره‌ای منظم	قابلیت اطمینان
۲	سرویس منظم و شست و شوی شبکه‌های آلوده و رفع فرسودگی‌ها و خوردگی‌های شبکه	قابلیت اطمینان
۳	کاهش تلفات ناشی از عوامل محیطی مانند دما و رطوبت	-
۴	کاهش تلفات ناشی از نشت جریان در تجهیزات شبکه	-
۵	شاخه‌زنی درختان در تماس با خطوط	قابلیت اطمینان

اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات براساس شرایط شبکه در جدول (۵-۲۲) ارائه شده است. با توجه به شرایط شبکه، خازن‌گذاری و کاهش اتصالاتی‌های شبکه فشارضعیف بیشترین اثر را بر روی کاهش تلفات خواهند داشت. جابه‌جایی ترانس‌ها به مراکز بار نیز هرچند دارای اثربخشی مناسبی هستند؛ اما دارای هزینه اجرای زیاد هستند و ممکن است در بعضی از موارد نیز امکان اجرا نداشته باشند.

جدول ۵-۲۲: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات براساس میزان اثربخشی با توجه به شرایط شبکه

اولویت	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات از نظر شرایط و توپولوژی شبکه	اثرگذاری بر روی سایر شاخص‌های فنی شبکه
۱	مدیریت توان راکتیو با خازن‌گذاری مناسب و بکارگیری ادوات FACTS	-
۲	کاهش اتصالاتی‌های شبکه فشارضعیف	قابلیت اطمینان
۳	بازآرایی شبکه	قابلیت اطمینان
۴	متناسب نمودن طول خطوط با بار آن‌ها	کیفیت توان
۵	جابه‌جایی ترانسفورماتورهای هوایی و انتقال آن‌ها به مرکز ثقل بار در صورت امکان	-

اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات براساس میزان مشارکت مشترکین در جدول (۵-۲۳) ارائه شده است. بالا رفتن ضریب توان مشترکین، علاوه بر کاهش توان راکتیو شبکه توزیع، میزان

سرمایه‌گذاری شرکت بر روی طرح‌های تامین توان راکتیو محلی را نیز کاهش خواهد داد و بنابراین می‌تواند به عنوان اولویت اول انتخاب شود. همچنین بقیه موارد نیز دارای هزینه‌ها اجرای متفاوت و اثرات مختلفی نیز خواهند بود.

جدول ۵-۲۳: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات براساس میزان مشارکت مشترکین

اولویت	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات از نظر همکاری مشترکین	اثرگذاری بر روی سایر شاخص‌های فنی شبکه
۱	بهبود ضریب توان و بالا بردن ضریب توان مصرف‌کننده‌های خانگی و تجاری	قابلیت اطمینان
۲	تامین کالاهای برقی با راندمان مناسب و ترویج مصرف کالاهای مورد نیاز با برچسب انرژی	کیفیت توان
۳	سیم‌کشی داخلی به مشترکان تحت ضوابط و مطابق با استاندارد	-
۴	کاهش تلفات ناشی از هارمونیک‌ها	کیفیت توان
۵	استفاده از فناوری‌های جدید از جمله در روشنایی معابر (سیستم چاپر)	-

اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات در فضای شبکه‌های هوشمند در جدول (۵-۲۴) ارائه شده است. استفاده از منابع تولیدپراکنده و رفتن به سمت شبکه‌های توزیع فعال می‌تواند تلفات شبکه را تا حد بسیار زیادی کاهش دهد و اولویت اصلی برای کاهش تلفات در فضای شبکه هوشمند خواهد بود. همچنین مدیریت بار هرچند اثر بسیار زیادی بر روی تلفات شبکه دارد؛ ولی نیازمند هزینه بسیار زیاد برای ایجاد زیرساخت‌های لازم است.

جدول ۵-۲۴: اولویت‌بندی روش‌های کاهش تلفات در فضای شبکه‌های هوشمند

اولویت	بهترین گزینه‌های کاهش تلفات در فضای شبکه‌های هوشمند	اثرگذاری بر روی دیگر شاخص‌های فنی شبکه
۱	منابع تولیدپراکنده (دیزل ژنراتور، منابع تجدیدپذیر، منابع ذخیره‌کننده، خودروهای برقی)	قابلیت اطمینان، کیفیت توان، تلفات غیرفنی
۱	شبکه‌های توزیع فعال	قابلیت اطمینان، کیفیت توان، تلفات غیرفنی
۲	مدیریت بار	قابلیت اطمینان
۳	بازار برق (بررسی نقش بازار برق و خرده‌فروشی در کاهش تلفات و تبیین سازوکارهای مرتبط)	قابلیت اطمینان، کیفیت توان، تلفات غیرفنی

همان‌طور که گفته شد اولویت‌بندی راهکارهای کاهش تلفات بسیار بستگی به نوع فیدر، نوع بارها و شرایط جغرافیایی دارد و هر بهره‌بردار باید این راهکارها را با انجام تحلیل فنی و اقتصادی اولویت‌بندی کند. در انتهای این بخش چند فیدر از استان کردستان به صورت نمونه انتخاب شده و به‌طور کیفی بررسی می‌شود که براساس ویژگی‌های فیدرها، اولویت‌بندی راهکارهای کاهش تلفات به چه صورت خواهد بود. اسامی فیدرها و مشخصات آن در جدول (۵-۲۵) آمده است.

جدول ۵-۲۵: فیدرهای نمونه و مشخصات آن‌ها به منظور اولویت‌بندی راهکارهای کاهش تلفات

نام فیدرها	قشلاق	حسین آباد	حاجی آباد	بهیاری
			رابط	مریوان
نوع فیدر	کشاورزی با ضریب توان کم	فیدر طولانی	فیدرهای شهری	دارای امکان اجرای مانور

برای هر کدام از این فیدرها اولویت‌بندی راهکارهای کاهش تلفات به صورت زیر خواهد بود:

- **فیدر قشلاق:** به دلیل ماهیت راکتیو بودن بیشتر بارهای موجود در این فیدر، معمولاً استفاده از

روش‌های کاهش تلفات از قبیل خازن‌گذاری و استفاده از تنظیم‌کننده اتوماتیک ولتاژ، در صورت

وجود بارهای غیرخطی استفاده از روش‌های کاهش هارمونیک شامل اصلاح سطح مقطع و طول

خطوط، استفاده از فیلترها، از همه مهمتر اعمال روش‌های مدیریت بار جهت مسطح کردن پروفایل بار مصرفی، شاخه‌زنی درختان در تماس با خطوط برای افزایش قابلیت اطمینان و همچنین استفاده از منابع تولیدپراکنده در صورت صعب‌العبور بودن، بسیار مناسب خواهد بود.

• **فیدر حسین آباد:** یکی از مهم‌ترین عوامل وجود مقدار قابل توجهی از تلفات، طولانی بودن

فیدرهای فشارمتوسط است. استفاده از روش‌های کاهش تلفات مثل خازن‌گذاری، مدیریت بار مصرفی، اصلاح خطوط (دو مداره کردن)، برنامه‌های دوره‌ای و منظم مربوط به تعمیرات، استفاده از فناوری‌های جدید از جمله روشنایی معابر، اصلاح ضریب قدرت بارها، متعادل‌سازی بارها، استفاده از منابع تولیدپراکنده جهت تغذیه برخی از بارها به صورت مستقل، استفاده از روش‌های بازآرایی در صورت امکان مانور یا ایجاد بستر مناسب برای اجرای بازآرایی، مناسب است.

• **فیدرهای حاجی آباد و رابط:** در فیدرهای شهری، شناخت رفتار بار مصرفی، دسته‌بندی آن‌ها

و توجه به عملکرد فیدر هم از نظر الکتریکی و هم از نظر مکانیکی بسیار مهم است. مدیریت بار، تخمین چگالی بار مصرفی، روش‌های اصلاح ضریب قدرت، متعادل‌سازی بار و فازها، افزایش سطح ولتاژ، کاهش هارمونیک، به کارگیری تجهیزات با کیفیت و راندمان مناسب و کنترل شرایط کیفی، تامین کالاهای برقی با راندمان مناسب و ترویج مصرف کالاهای مورد نیاز با برچسب انرژی از مهم‌ترین راهکارهای کاهش تلفات در این نوع فیدرها است.

• **فیدرهای بهیاری و رابط:** در این نوع فیدرها، علاوه بر اجرای روش‌های مختلف کاهش تلفات بر

اساس ساختار و ویژگی‌های فیدر، نوع بار و شرایط جغرافیایی، اجرای مانور در صورت امکان، ارائه یک برنامه بسیار کاربردی و طراحی‌شده براساس پروفیل بارهای فیدر در طول روز یا هفته، به صورت یک برنامه چند مرحله‌ای می‌توان به مقدار تلفات مورد نظر در این فیدر همراه با تاثیرگذاری روی شاخص‌های دیگر مثل قابلیت اطمینان رسید.

۳-۵) دسته‌بندی اقدامات موثر برای کاهش تلفات غیرفنی شبکه توزیع در حوزه بهره‌برداری

همانطور که در بخش‌های قبل بیان شد، اقدامات مختلفی در حوزه بهره‌برداری وجود دارند که به کمک آن‌ها می‌توان تلفات غیرفنی شبکه را کاهش داد. این اقدامات دارای ویژگی‌های مختلفی هستند؛ بطوریکه بعضی از آنها کوتاه‌مدت و دارای هزینه اجرای بسیار کم و بعضی دیگر بلندمدت و دارای هزینه اجرای بسیار بالا هستند. بعضی از راهکارها دارای اثرپذیری بسیار زیاد و بعضی دیگر نیز نیاز به زمان دارند تا بتوانند اثر خود را بر روی کاهش تلفات نشان دهند. برای اینکه بتوان دید بهتری نسبت به این اقدامات داشت، آن‌ها به صورت آنچه در ادامه بیان شده‌اند، دسته‌بندی می‌شوند.

از لحاظ هزینه، طرح‌ها به چهار دسته بسیار کم هزینه، کم‌هزینه، هزینه‌متوسط و پرهزینه تقسیم‌بندی می‌شوند که نتایج آن‌ها در جداول (۵-۲۶) تا (۵-۳۳) آمده است. منظور از طرح‌های بسیار کم‌هزینه طرح‌هایی هستند که بیشتر جنبه مدیریتی دارند یا باید ساز و کار مناسبی برای آنها ایجاد شود و یا اینکه هماهنگی مؤثری بین بخش‌های مختلف شبکه صورت گیرد تا بتوان تلفات غیرفنی شبکه را کاهش داد که این نوع از اقدامات در جدول (۵-۲۶) آمده‌اند.

جدول ۵-۲۶: اقدامات بسیار کم‌هزینه برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	دقت در انبارداری، نصب و بهره‌برداری
۲	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه
۳	تشویق مأمورین قرائت در کشف
۴	هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره‌برداری
۵	نظارت بر عملکرد پیمانکار
۶	اصلاح و مرتب‌سازی نواحی قرائت
۷	طبقه‌بندی و کنترل دسترسی‌ها
۸	گزارش‌گیری از GIS
۹	نظارت بر انبار

طرح‌های با هزینه کم بیشتر مربوط به بخش مدیریت اطلاعات و نرم‌افزاری شرکت بوده و به منظور چک کردن وضعیت مشترکین در زمان‌های مختلف و مطلع کردن واحدهای مربوط، از هرگونه تغییرات مشترکین است. این اقدامات در جدول (۵-۲۷) دسته‌بندی شده‌اند.

جدول ۵-۲۷: اقدامات کم‌هزینه برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	استفاده از نرم افزار تست شده و ایمن
۲	به‌روزرسانی نرم‌افزار
۳	داشتن قراردادهای بلندمدت خدمات نرم‌افزاری و داشتن پشتیبان اطلاعات
۴	تهیه نسخه پشتیبان
۵	ارتباط خارج از اینترنت

در ادامه اقداماتی مورد بررسی قرار می‌گیرند که دارای هزینه‌های بسیار بیشتری نسبت به طرح‌های قبلی هستند و همچنین علاوه بر مباحث مدیریتی، به اقدامات عملی بسیار زیادی توسط بهره‌برداری شبکه به منظور انجام آن‌ها نیاز دارند. این اقدامات در جدول (۵-۲۸) بیان شده‌اند.

جدول ۵-۲۸: اقدامات با هزینه متوسط برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	بازرسی دوره‌ای
۲	استفاده از تعداد مامورین بیشتر
۳	اصلاح CT بعد از تغییر در قدرت انشعاب
۴	تست اندازه‌گیری در مرحله نصب
۵	کنترل اغتشاش محیط

در نهایت ۳ اقدام بسیار مهم ولی پرهزینه که می‌توان برای کاهش تلفات غیرفنی انجام داد در جدول (۵-۲۹) آمده‌اند. این اقدامات برای شبکه بسیار پرهزینه هستند و انجام آن‌ها به هماهنگی واحد بهره‌برداری شرکت با بقیه واحدها مانند مشترکین و مخصوصاً واحد برنامه‌ریزی نیاز دارد.

جدول ۵-۲۹: اقدامات با هزینه بسیار زیاد برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	پایش شبکه
۲	تست لوازم اندازه‌گیری
۳	قرائت از راه دور

مهم‌ترین اقداماتی که بهره‌بردار شبکه می‌تواند انجام دهد و اثرات بسیار زیادی بر روی کاهش تلفات غیرفنی شبکه دارد (اقدامات با میزان اثربخشی زیاد) را می‌توان به صورت جدول (۵-۳۰) بیان کرد.

جدول ۵-۳۰: اقدامات با میزان اثربخشی زیاد بر روی کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	پایش شبکه
۲	تست لوازم اندازه‌گیری
۳	قرائت از راه دور
۴	بازرسی دوره‌ای
۵	استفاده از تعداد مامورین بیشتر
۶	اصلاح CT بعد از تغییر در قدرت انشعاب
۷	تست اندازه‌گیری در مرحله نصب
۸	داشتن قراردادهای بلندمدت خدمات نرم‌افزاری و داشتن پشتیبان اطلاعات
۹	دقت در انبارداری، نصب و بهره‌برداری
۱۰	اصلاح و مرتب‌سازی نواحی قرائت
۱۱	گزارش‌گیری از GIS
۱۲	نظارت بر انبار

یکی از مهم‌ترین نکات برای بهره‌برداران شبکه این است که اقداماتی که باید در زمینه کاهش تلفات غیرفنی انجام دهند، از لحاظ زمان اجرا و زمان لازم برای اثربخشی بر روی شبکه چگونه هستند. به همین منظور اقدامات لازم در سه افق کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت به صورت جدول‌های (۵-۳۱) تا (۵-۳۳) دسته‌بندی شده‌اند.

جدول ۵-۳۱: اقدامات بلندمدت برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	پایش شبکه
۲	تست لوازم اندازه‌گیری
۳	قرائت از راه دور
۴	استفاده از تعداد مامورین بیشتر
۵	داشتن قراردادهای بلندمدت خدمات نرم‌افزاری و داشتن پشتیبان اطلاعات

جدول ۵-۳۲: اقدامات میان‌مدت برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	بازرسی دوره‌ای
۲	دقت در انبارداری، نصب و بهره‌برداری
۳	اصلاح و مرتب‌سازی نواحی قرائت
۴	گزارش‌گیری از GIS
۵	کنترل اغتشاش محیط
۶	به‌روزرسانی نرم‌افزار
۷	تهیه نسخه پشتیبان
۸	ارتباط خارج از اینترنت
۹	هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره‌برداری
۱۰	نظارت بر انبار

جدول ۵-۳۳: اقدامات کوتاه‌مدت برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه
۲	تشویق مأمورین قرائت در کشف
۳	نظارت بر عملکرد پیمانکار
۴	طبقه‌بندی و کنترل دسترسی‌ها
۵	استفاده از نرم‌افزار تست شده و ایمن
۶	اصلاح CT بعد از تغییر در قدرت انشعاب
۷	تست اندازه‌گیری در مرحله نصب

۴-۵) اولویت‌بندی اقدامات کاهش تلفات غیرفنی با توجه به شرایط مختلف شبکه

در بخش قبلی اقدامات لازم برای کاهش تلفات غیرفنی از جنبه‌های مختلف دسته‌بندی شدند. نکته بسیار مهم این است که با توجه به میزان بودجه، محدودیت زمان، محدودیت نیروی انسانی و همچنین اهداف و چشم‌اندازهای شرکت‌های توزیع، آنها باید قادر باشند این اقدامات را اولویت‌بندی کنند و منابع مالی و انسانی خود را در این راستا مورد استفاده قرار دهند. به همین خاطر اقدامات دسته‌بندی شده از جنبه‌های مختلف، در این بخش اولویت‌بندی خواهند شد تا بهره‌برداران بتوانند دیدگاه بهتری نسبت به اقدامات و میزان اثربخشی آنها داشته باشند. روند اولویت‌بندی نیز براساس همان شکل (۴-۵) خواهد بود؛ به‌طوریکه میزان هزینه اجرای هر اقدام و میزان اثربخشی آن باید مورد بررسی قرار گیرد. البته نباید فراموش کرد که اولین موضوعی که باید مورد بررسی قرار گیرد این است که آیا شبکه و خود شرکت زیرساخت لازم برای انجام آن اقدام را دارند یا خیر. با توجه به اینکه بسیاری از اقدامات کاهش تلفات غیرفنی نیاز به هماهنگی بین واحدهای شرکت و همچنین هماهنگی‌ها و کسب مجوزهایی از دیگر نهادهای موجود دارند؛ بنابراین زیرساخت و الزامات انجام این اقدامات باید فراهم باشند.

اولویت‌بندی طرح‌های بسیار کم‌هزینه، کم‌هزینه، هزینه متوسط و با هزینه بسیار زیاد در جداول (۳۴-۵) تا (۳۷-۵) آمده است. در میان طرح‌های کم‌هزینه به نظر می‌آید بازنگری در نواحی قرائت به نحوی که بتوان بیشترین درصد قرائت را در دوره‌های زمانی مختلف انجام داد و همچنین گزارش‌گیری از GIS که باعث به‌روز شدن اطلاعات در مورد مشترکین و داشتن حداکثر قرائت از مصارف می‌شود به عنوان دو اولویت مهم این اقدامات هستند. در بخش اقدامات کم‌هزینه نیز که بیشتر به مباحث نرم‌افزاری و پشتیبانی اطلاعات مربوط می‌شود، شرکت توزیع باید شرایطی را فراهم کند که با داشتن اطلاعات لازم از شبکه و به‌روز رسانی آن‌ها، انشعابات مجاز و غیرمجاز را تشخیص داده و همچنین عدم قرائت‌ها را کاهش دهند.

بعضی از اقدامات هستند که در مرحله نصب تجهیزات اندازه‌گیری در محل و همچنین در دوره بهره‌برداری لازم است توسط شرکت توزیع انجام شوند. مهم‌ترین آنها تست کردن لوازم اندازه‌گیری در محل نصب است که با استفاده از آن می‌توان مطمئن شد که وسیله اندازه‌گیری مشکلی در عمل ندارد یا اینکه بعد از درخواست مشترک و تغییر قدرت انشعاب باید تجهیزات اندازه‌گیری مانند CT نیز متناسب با قدرت جدید عوض شود تا خطای اندازه‌گیری به حداقل برسد. استفاده از تعداد ماموران قرائت بیشتر به منظور افزایش درصد قرائت و همچنین بازرسی‌های دوره‌ای نیز هرچند دارای هزینه اجرای بیشتری نسبت به موارد قبلی است؛ اما می‌تواند منجر به کاهش قابل توجهی در تلفات غیرفنی شود. ۳ طرح بسیار مهم وجود دارد که هرچند بسیار پرهزینه هستند؛ اما انجام آن‌ها باعث خواهد شد که تلفات غیرفنی شبکه به مقدار قابل توجهی کاهش یابد. پایش شبکه مهم‌ترین اقدام برای جلوگیری از تلفات غیرفنی در شبکه است؛ به‌طوری‌که با استفاده از آن می‌توان شبکه را کامل تحت نظارت قرار داد و از هرگونه استفاده غیرمجاز از شبکه جلوگیری کرد. هرچند که برای دست یافتن به چنین قابلیت‌هایی در شبکه، هزینه‌های زیادی باید انجام داد و زمان زیادی نیز برای اجرای آن نیاز است. یکی دیگر از اقدامات شرکت توزیع که هر ساله انجام می‌شود، تست کردن لوازم اندازه‌گیری است؛ یعنی شرکت‌ها هر سال طبق یک برنامه مشخص درصدی از لوازم اندازه‌گیری مشترکین را تست می‌کنند تا از دقت و صحت کارکرد آن‌ها مطمئن شوند. با توجه به تعداد بسیار زیاد وسایل اندازه‌گیری و تعداد زیاد مشترکین، انجام این فرآیند نیازمند وقت و هزینه بسیار زیادی است؛ هرچند اثربخشی بسیار زیادی بر روی شبکه خواهد داشت. در نهایت، داشتن قابلیت قرائت از راه دور توسط کنتورهای هوشمند یا افزایش قابلیت کنتورهای موجود قطعاً باعث خواهد شد که اطلاعات به‌صورت کامل و بدون مشکل قرائت در اختیار شرکت توزیع قرار گیرند. هرچند که در فضای شبکه‌های هوشمند در آینده، نیاز به قرائت هوشمند تمامی مشترکین خواهد بود که نه تنها باعث کاهش تلفات در شبکه خواهد شد؛ بلکه داشتن این زیرساخت در تمامی

بخش‌های شرکت موردنیاز خواهد بود. به هر حال تا زمان رسیدن به آن نقطه، شرکت توزیع باید سعی کند نقاطی که آلوده بوده یا امکان قرائت آنها سخت است را با استفاده از قرائت از راه دور پایش کند.

جدول ۵-۳۴: اولویت‌بندی اقدامات بسیار کم‌هزینه برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	اصلاح و مرتب‌سازی نواحی قرائت
۲	گزارش‌گیری از GIS
۲	هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره‌برداری
۳	دقت در انبارداری، نصب و بهره‌برداری
۴	نظارت بر انبار
۴	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه
۴	نظارت بر عملکرد پیمانکار
۵	تشویق مأمورین قرائت در کشف
۶	طبقه‌بندی و کنترل دسترسی‌ها

جدول ۵-۳۵: اولویت‌بندی اقدامات کم‌هزینه برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	داشتن قراردادهای بلندمدت خدمات نرم‌افزاری و داشتن پشتیبان اطلاعات
۲	استفاده از نرم افزار تست شده و ایمن
۳	به‌روزرسانی نرم‌افزار
۴	تهیه نسخه پشتیبان
۵	ارتباط خارج از اینترنت

جدول ۵-۳۶: اولویت‌بندی اقدامات با هزینه متوسط برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	تست اندازه‌گیری در مرحله نصب
۲	اصلاح CT بعد از تغییر در قدرت انشعاب
۳	استفاده از تعداد مأمورین بیشتر
۴	بازرسی دوره‌ای
۵	کنترل اغتشاش محیط

جدول ۵-۳۷: اولویت‌بندی اقدامات با هزینه بسیار زیاد برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	پایش شبکه
۲	تست لوازم اندازه‌گیری
۳	قرائت از راه دور

در ادامه اقداماتی که دارای اثربخشی بیشتری بر روی کاهش تلفات غیرفنی هستند، به صورت جدول (۵-۳۸) اولویت‌بندی شده‌اند. از میان اقدامات گفته شده به نظر می‌آید اقدامات پرهزینه بیشترین اثربخشی را بر روی تلفات دارند و تقریباً در تمامی شبکه‌ها نیز دارای اثرگذاری هستند. نکته بسیار مهم این است که طرح‌های کاهش تلفات غیرفنی تقریباً در تمامی شبکه‌ها قابل اعمال هستند و شرایط محیطی و جغرافیایی اثر زیادی بر روی این اقدامات ندارد. از طرف دیگر فرهنگ آن منطقه و حتی فرهنگ‌ها و شرایط شهرنشینی در شهرهای مختلف می‌تواند اثر بسیار زیادی بر روی عوامل به وجود آورنده تلفات داشته باشد.

جدول ۵-۳۸: اولویت‌بندی اقدامات با میزان اثربخشی زیاد بر روی کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	پایش شبکه
۲	تست لوازم اندازه‌گیری
۳	قرائت از راه دور
۴	تست اندازه‌گیری در مرحله نصب
۵	اصلاح CT بعد از تغییر در قدرت انشعاب
۶	استفاده از تعداد مامورین بیشتر
۷	بازرسی دوره‌ای
۸	گزارش‌گیری از GIS
۹	اصلاح و مرتب‌سازی نواحی قرائت
۱۰	دقت در انبارداری، نصب و بهره‌برداری
۱۰	نظارت بر انبار
۱۱	داشتن قراردادهای بلندمدت خدمات نرم‌افزاری و داشتن پشتیبان اطلاعات

در نهایت اولویت‌بندی اقدامات کاهش تلفات از دیدگاه زمانی به سه بازه کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت به صورت جداول (۵-۳۹) تا (۵-۴۱) تقسیم‌بندی شده‌اند. این اولویت‌بندی می‌تواند برای شرکت‌های توزیع بسیار مهم باشد تا با استفاده از آن بتوانند برنامه‌های کاهش تلفات خود را زمان‌بندی کنند.

جدول ۵-۳۹: اولویت‌بندی اقدامات بلندمدت برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	پایش شبکه
۲	تست لوازم اندازه‌گیری
۳	قرائت از راه دور
۴	استفاده از تعداد مامورین بیشتر
۵	داشتن قراردادهای بلندمدت خدمات نرم‌افزاری و داشتن پشتیبان اطلاعات

جدول ۵-۴۰: اولویت‌بندی اقدامات میان‌مدت برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	بازرسی دوره‌ای
۲	اصلاح و مرتب‌سازی نواحی قرائت
۳	گزارش‌گیری از GIS
۴	هماهنگی واحدهای مشترکین و بهره‌برداری
۵	دقت در انبارداری، نصب و بهره‌برداری
۵	نظارت بر انبار
۶	کنترل اغتشاش محیط
۷	به‌روزرسانی نرم‌افزار
۸	تهیه نسخه پشتیبان
۹	ارتباط خارج از اینترنت

جدول ۵-۴۱: اولویت‌بندی اقدامات کوتاه‌مدت برای کاهش تلفات غیرفنی

ردیف	اقدامات کاهش تلفات غیرفنی
۱	تست اندازه‌گیری در مرحله نصب
۲	اصلاح CT بعد از تغییر در قدرت انشعاب
۳	نظارت بر عملکرد پیمانکار
۳	نظارت بر عملکرد پرسنل مربوطه
۴	تشویق مأمورین قرائت در کشف
۵	طبقه‌بندی و کنترل دسترسی‌ها
۶	استفاده از نرم افزار تست شده و ایمن

۵-۵) جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این بخش راهکارهای مربوط به کاهش تلفات که مربوط به حوزه بهره‌بردار هستند در هر دو حوزه تلفات غیرفنی و فنی مورد ارزیابی قرار گرفتند. حوزه بهره‌برداری از لحاظ اجرایی و عملیاتی مهمترین بخش برای مقابله با تلفات است، چون بسیاری از مشکلات موجود در برنامه‌ریزی و طراحی در حین بهره‌برداری مشخص خواهد شد. هدف این بخش دسته‌بندی راهکارهای کاهش تلفات براساس دیدگاه‌های مختلف مانند زمان راهکارها (کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت)، هزینه لازم برای اجرای آنها (پرهزینه، هزینه‌متوسط و کم‌هزینه) و میزان اثربخشی آنها با توجه به شرایط مختلف، دسته‌بندی شدند. هدف اصلی این دسته‌بندی دادن یک دید مناسب به بهره‌بردار شبکه است تا بتواند براساس آن راهکارهای کاهش تلفات خود را از دیدگاه‌های مختلف دسته‌بندی کند تا براساس آن و بر حسب میزان بودجه اقدام به کاهش تلفات کند. مهمترین اقدامی که پس از این دسته‌بندی صورت گرفت، اولویت‌بندی اقدامات کاهش تلفات است؛ به‌طوریکه شرکت توزیع بتواند با صرف هزینه‌های لازم (با توجه به بودجه سالانه و بودجه قابل اختصاص برای طرح‌های کاهش تلفات) به افق مورد نظر خود در کاهش تلفات دست یابد. به همین منظور ابتدا باید زیرساخت لازم شبکه برای اعمال راهکار موردنظر بررسی شود و پس از آن تمامی طرح‌های کاهش تلفات باید تحلیل فنی – اقتصادی شوند تا براساس آن اولویت‌بندی شوند. یعنی ابتدا هزینه لازم برای اجرای طرح کاهش تلفات کامل بررسی خواهد شد و سپس با استفاده

از اطلاعات مورد نیاز و نرم‌افزارهای مناسب، تحلیل فنی خواهد شد که راهکار مورد نظر به چه میزان تلفات شبکه را بهبود خواهد داد. این میزان کاهش تلفات با توجه به ارزش تلفات برای شرکت مورد مطالعه تبدیل به مقدار معادل مالی می‌شود و با بودجه لازم برای اجرای طرح مقایسه می‌شود.

با اعمال روش مطالعات فنی-اقتصادی، تمامی طرح‌های کاهش تلفات از دیدگاه‌های مختلف اولویت‌بندی می‌شوند. این اولویت‌بندی با توجه به مطالعات صورت گرفته در کشورهای مختلف و همچنین مقایسه راهکارهای مختلف در این فصل بطور کامل انجام شد. نتایج نشان داد که راهکارهای بسیار زیادی در هر دو حوزه تلفات فنی و غیرفنی وجود دارد که نیاز به هزینه بسیار کمی برای اجرا دارند و در کوتاه‌مدت نیز قابل اجرا هستند و می‌توانند اثرات خوبی بر روی کاهش تلفات داشته باشند. همچنین نتایج نشان داد که طرح‌های که بتوانند اثرات قابل توجهی بر روی کاهش تلفات داشته باشند بیشتر نیاز به هزینه اولیه بسیار زیاد برای اجرا و همچنین داشتن زمان کافی برای اثرگذاری بر روی شبکه دارند. همچنین باید توجه کرد که ممکن است بسیاری از راهکارهای کاهش تلفات فنی و غیرفنی با توجه به شرایط شبکه و فرهنگ منطقه مورد مطالعه، اولویت‌بندی‌های متفاوتی داشته باشند.

نتیجه گیری

یکی از مهمترین مسائل شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی بحث تلفات است. عوامل بسیار زیادی در به وجود آمدن تلفات مؤثر است که بخشی از آنها مربوط به نحوه برنامه‌ریزی شبکه، طراحی و انتخاب تجهیزات و همچنین نحوه نصب تجهیزات و احداث شبکه است و بخشی دیگر مربوط به نحوه بهره‌برداری و استفاده از تجهیزات شبکه است. هدف اصلی این پروژه تمرکز بر روی راهکارهای ارتقای سطح بهره‌برداری شبکه توزیع به منظور کاهش تلفات است. به همین منظور ابتدا تلفات فنی و غیرفنی بطور کامل بیان شدند و اجزای تلفات در شبکه شناسایی شدند که بخشی از آنها مربوط به ذات تجهیزات بودند مانند تلفات هسته ترانس یا تلفات مسی خط و بخشی نیز مربوط به شرایط بهره‌برداری نامناسب از شبکه بودند مانند نامتعادلی فازها یا افت ولتاژ شبکه. سپس اقدامات مؤثر در کاهش تلفات غیرفنی و فنی بطور کامل بیان شدند و از میان آنها، اقدامات مربوط به حوزه بهره‌برداری مشخص شدند. نتایج این بخش نشان داد که عوامل بسیار زیادی در حوزه بهره‌برداری وجود دارد که حتی با صرف هزینه‌های بسیار کمی می‌توان انجام داد تا تلفات شبکه را کاهش داد.

در ادامه مطالعات تطبیقی صورت گرفت که براساس آن اقدامات مؤثر در کشورهای مختلف برای کاهش تلفات فنی و غیرفنی مورد مطالعه قرار گرفتند که نتایج مطالعات نشان دهنده این بود که تلفات غیرفنی در کشورهای توسعه یافته و با سطح رفاه مناسب برای مشترکین، بسیار کم است درحالی‌که در کشورهای کمتر توسعه یافته و مخصوصاً در مناطق حاشیه‌نشین شهرها، مقدار این تلفات بسیار زیاد است. همچنین مشخص شد که بسیار از کشورها به دنبال تعامل شرکت توزیع با سایر نهادها به منظور کاهش تلفات غیرفنی از طریق ارائه راهکارهای قانونی برای برخورد با متخلفان هستند. از دیدگاه تلفات فنی نیز کشورهای توسعه یافته تقریباً به نقطه‌ای رسیده‌اند که امکان کاهش بیشتر تلفات به سختی وجود دارد و آنها سعی میکنند با بهره‌برداری مناسب از شبکه، تلفات را در وضعیت مطلوب خود نگه دارند.

سپس وضعیت بهینه تلفات برای شبکه‌های توزیع بیان شد. در این بخش بیان شد که برنامه‌ریزی و احداث شبکه و انتخاب تجهیزات باعث خواهد شد که شبکه دارای یک وضعیت از لحاظ تلفات باشد که به‌رحال با توجه به نوع کارهای انجام شده وضعیت مطلوب خواهد بود. سپس بهره‌بردار شبکه می‌تواند تمام تلاش خود را انجام دهد که شبکه را در همان وضع مطلوب تلفات نگه دارد. به عنوان مثال اگر در انتخاب تجهیزات از ترانسی با تلفات بالا انتخاب شده باشد و در شبکه نصب شود، بهره‌بردار نمی‌تواند تلفات ترانس را کاهش دهد ولی باید سعی کند شرایط بهره‌برداری و حفظ و نگهداری را بنحوی فراهم کند که تلفات ترانس از مقدار ذاتی آن بیشتر نشود. به هر حال بیشتر مشکلات تلفات ناشی از قبل از مرحله بهره‌برداری شبکه است و در واقع بهره‌برداران شبکه با یک سری تلفات ذاتی در شبکه مواجه خواهند بود.

در بخش پایانی اقدامات مؤثر در کاهش تلفات فنی و غیرفنی از دیدگاه‌های مختلفی دسته‌بندی شدند. یکی از این دیدگاهها بحث هزینه لازم برای انجام این اقدامات بودند. از این دیدگاه برخی از اقدامات صرفاً جنبه مدیریتی در شبکه دارند و هزینه اجرای آنها بسیار کم است و برخی دیگر نیز نیاز به هزینه‌های بسیار زیادی برای اجرا در شبکه خواهند شد. دیدگاه دیگر دوره زمانی اجرای این پروژه‌ها بود که به سه دسته کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت تقسیم شدند. این دسته‌بندی‌ها برای بحث تلفات فنی با توجه به تنوع بسیار بیشتر اقدامات، بیشتر از تلفات غیرفنی بود. در ادامه مطرح شد که تحلیل فنی – اقتصادی باید به منظور اولویت‌بندی اقدامات کاهش تلفات صورت گیرد. در واقع هزینه اجرای این طرح باید برآورد شود و همچنین میزان اثر این اقدامات بر روی تلفات شبکه باید محاسبه شود تا بتوان میزان هزینه خالص و یا حتی سود خالص ناشی از انجام این اقدامات را محاسبه کرد و براساس آنها بتوان اقدامات لازم را اولویت‌بندی کرد. این اولویت‌بندی‌ها ممکن است با توجه به شرایط مختلف شبکه و نوع شبکه بسیار متفاوت باشد. به طور مثال شاخه‌زنی درختان ممکن است در برخی از شبکه‌ها اثر کمی داشته باشد اما در شبکه‌های دیگر اثر زیادی بر روی تلفات داشته باشد. در شبکه‌های که ضریب

توان پایین است خازن گذاری در شبکه بسیار اولویت دارد در حالیکه در شبکه های با ضریب توان بالا ممکن است دارای اولویت های اجرای پایین تر باشد.

مباحث ارائه شده در این گزارش می تواند بخوبی بهره برداران شبکه را راهنمایی کند که چگونه عوامل موثر بر روی تلفات را در شبکه خود شناسایی کرده و سپس راهکارهای مناسب برای کاهش آنها را ارائه کنند و از میان آنها، اقدامات مربوط به حوزه بهره برداری را مشخص کنند. اما مهمترین نکته ای که باید در بحث کاهش تلفات به آن توجه کرد این است که شرکت توزیع باید قادر باشد میزان تلفات را به صورت واقعی اندازه گیری کند و همچنین سهم مولفه های مختلف از میزان تلفات شبکه را نیز مشخص کند. برای اینکار راهکارهای مختلفی وجود دارد که شاید بهترین آنها هوشمندسازی شبکه و داشتن وسایل اندازه گیری مناسب در بخش های مختلف شبکه است که با توجه به هزینه بسیار زیاد و زمان زیاد برای رسیدن به چنین حالتی از شبکه عملاً در کوتاه مدت میسر ناست. یکی از بهترین راهکارها این است که شرکت توزیع بتواند با کمک نیروهای خود و با مشاوره از نخبگان و دانشگاهیان بتواند عوامل موثر در به وجود آمدن تلفات و همچنین راهکارهای کاهش تلفات را بخوبی مدل کند تا براساس آن بتواند هم تلفات شبکه را محاسبه کند و هم سهم مولفه های مختلف را بدست آورد. همچنین با استفاده از این مدلها، شرکت قادر خواهد بود اثر راهکارهای مختلف بر روی کاهش تلفات را نیز به صورت دقیق بررسی کند. در واقع بهره برداران شبکه با استفاده از این مدلها و با توجه به شرایط شبکه، قادر خواهند بود که ارزش واقعی تلفات برای شبکه و همچنین هزینه واقعی اجرای طرح های کاهش تلفات، و اولویت بندی طرح های کاهش تلفات را برای تمامی فیدرهای شبکه انجام دهند و در دوره های زمانی مختلف این اولویت ها را به روز کنند تا بتوانند برنامه ریزی مناسب برای انجام اقدامات لازم برای کاهش تلفات انجام دهند.

مراجع

—

-
- [1] R. E. Brown, "Electric power distribution reliability," New York, NY, USA: Marcel Dekker Incorporated, 2002. <http://site.ebrary.com>.
- [۲] حمیدرضا آراسته، "برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های فعال توزیع در حضور منابع گسترده انرژی"، رساله دکتری مهندسی برق-قدرت، دانشگاه شهید بهشتی، دانشکده مهندسی برق، اساتید راهنما: جناب آقای دکتر محمدصادق سپاسیان و جناب آقای دکتر وحید وحیدی‌نسب، زمستان ۱۳۹۵.
- [3] A. M. Cossi, R. Romero, and J. R. S. Mantovani, "Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms," IEEE Trans. Power Del., Vol. 20, pp. 205-213, 2005.
- [4] P. Paiva, H. Khodr, J. Dominguez-Navarro, J. Yusta, and A. Urdaneta, "Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 20, pp. 1134-1143, 2005.
- [۵] حسن نجف‌زاده، "بررسی تلفات در بخش توزیع و روش‌های کاهش آن".
- [6] "Reducing technical and non-technical losses in the power sector," Background Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy, July 2009.
- [۷] حمیدرضا صمدی، "بررسی روش‌های مطالعه و بهبود تلفات در شبکه‌های توزیع".
- [۸] غلامرضا ملائی، "اصلاح ضریب قدرت مصرف کنندگان الکتریکی".
- [۹] علیرضا علیخانی، "بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های توزیع و متعادل کردن بار".
- [۱۰] علی رحیمی، "بررسی تلفات الکتریکی در شبکه توزیع".
- [۱۱] "پروژه تدوین نقشه‌راه بهره‌برداری"، پژوهشگاه نیرو، گروه برنامه‌ریزی و بهره‌برداری در سیستم‌های قدرت، در حال انجام.
- [۱۲] "روش‌های اثربخش در حوزه بهره‌برداری توزیع به منظور کاهش تلفات و پرهیز از مصرف اسراف‌آمیز"، توانیر، معاونت هماهنگی توزیع، دفتر نظارت بر توزیع.
- [13] Working Group on Losses Reduction, "Reduction of technical and non-technical losses in distribution networks", CIRED WG CC-2015-2, Final report 20/11/2017.

- [14] Bahramara, S. and F.G.J.C.-O.A.P.J. Mohammadi, Optimal sizing of distribution network transformers considering power quality problems of non-linear loads. 2017. 2017(1): p. 2471-2475.
- [15] Lakervi, E. and E.J. Holmes, Electricity distribution network design. 1995: IET.
- [16] Kour, G. and R. Sharma, Different Techniques of Loss minimization in Distribution system. 2013.
- [17] Ghorbani, M. Jawad, and Hossein Mokhtari. "Impact of harmonics on power quality and losses in power distribution systems." International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE) 5.1 (2015): 166-174.
- [18] Piel, Jonathan K., and Daniel J. Carnovale. "Economic and electrical benefits of harmonic reduction methods in commercial facilities." EPRI PQA (2003).
- [۱۹] مهنراز شریعتی، محمدابراهیم ابراهیمی و آناهیت رایگانی، "عملکرد و مزایای پوشش های RTV سیلیکون رابر بر روی مقره های سرامیکی"، نوزدهمین کنفرانس بین المللی برق، تهران، شرکت توانیر، ۱۳۸۳.
- [۲۰] سیران زاده گرگری، سعید شیری و عباس شیری، "طرح روکش ضد جریان نشتی جهت کاهش تلفات در خطوط توزیع برق، کنفرانس بین المللی مهندسی و علوم کاربردی"، دبی، موسسه مدیران ایده پرداز پایتخت ویرا، ۱۳۹۴.
- [21] "SSEPD RIIO-ED1 losses strategy", Scottish & Southern Energy Power Distribution, April 2016, (<https://www.ssen.co.uk/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=5385>).
- [۲۲] محمداسماعیل هنرمند، "شاخص های جدید پایش تاثیر چرخه تامین تجهیزات بر تلفات سیستم توزیع برق مهندسی مدیریت انرژی"، مدیریت انرژی، پاییز ۱۳۹۵، دوره ۶، شماره ۳، از صفحه ۲۴ تا صفحه ۳۳.

[۲۳] صفری، بهرامی، "کلی فروشی انرژی الکتریکی در شرکت های توزیع نیروی برق با حفظ ساختار موجود"، کنفرانس چهارم سیرد منطقه‌ای.

[۲۴] روح الله راد، "تحلیل اقتصادی تعویض لوازم اندازه‌گیری یک تعرفه با سه تعرفه در تعامل با بازار برق"، کنفرانس بین المللی پژوهش های کاربردی در مدیریت و صنایع تهران، ۱۳۹۷.

[25] www.forumofregulators.gov.in/data/study/11.pdf.

[26] S. S. Bhatti, M. U. U. Lodhi, S. ul Haq, S. N. M. Gardezi, M. A. Javaid, M. Z. Raza, and M. I. U. Lodhi, "Electric power transmission and distribution losses overview and minimization in Pakistan," International Journal of Scientific and Engineering Research, Vol. 6, pp. 1108-1112, 2015.

[27] B. Dilli, "International Experience with Private Sector Participation in Power Grids," Country Case Study: Turkey, 2012.

[28] Assessment of Transmission and Distribution Losses in New York. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. PID071178 (NYSERDA 15464).

[29] cired.net/publications/cired2015/papers/CIRED2015_0068_final.pdf.

[30] <https://www.ceer.eu/documents/.../-/e227125b-e37f-e2d1-368e-b5ebc67108f8>.

[31] <https://publications.iadb.org/handle/11319/6689>.

[32] www.ere.gov.al/doc/%283%29Price-en.pdf.

[33] <https://www.ukpowernetworks.co.uk/losses/static/pdfs/kasm-distribution-network-losses-and-strategies-for-reducing-losses.4781973.pdf>.

[34] Y. Al-Mahroqi, I. Metwally, A. Al-Hinai, and A. Al-Badi, "Reduction of power losses in distribution systems," World Academy of Science, Engineering and Technology, vol. 6, pp. 498-505, 2012.

[۳۵] "تحلیل روش‌های کاهش تلفات در راستای تدوین بهینه‌ترین و اقتصادی‌ترین روش و مطالعه موردی در شرکت توزیع برق اهواز"، چهارمین کنفرانس سراسری بهینه‌سازی مصرف انرژی الکتریکی، ۱۳۹۶.

Main Results

Subject: Solutions for promoting the operation level of distribution networks to reduce power loss

Background: Power loss is one of the major problems of power systems especially in distribution networks, divided into two main categories: technical and non-technical losses. Moreover, there is another category named as network services with a minor share from the power losses of the network. The technical loss occurs according to the inherent features of network equipment such as transformers and feeders. Moreover, there are many factors which increase the amount of this power loss including low power factor, power quality problems, environmental issues, low transformers loading, high length of feeders and unbalanced phases. On the other hand, the non-technical loss is mainly related to the illegal usage of the network and the errors of metering energy consumption and the billing systems. Both of these losses impose many costs on the distribution company. To decrease the power loss, many approaches can be considered in different fields of distribution network problems including planning, designing, equipment selection, operation, maintenance, and consumer services.

Objectives: The main objective of this project is proposing the effective approaches to promote the operation level of distribution networks to reduce both the technical and non-technical power losses. For this purpose, the main approaches to reduce the power loss are described from which those approaches related to the operation filed are detected. Then, the experience of different countries in facing power loss problems are presented. The optimum condition of the network from the viewpoint of power loss is described in the next section. Then, the power loss approaches are categorized from different viewpoints including cost, time and effectiveness. By the end, in each category, the power loss approaches are ordered regarding the economic and technical analysis.

Main Results: The results of this project show that there are many approaches to reduce power loss which can be used by the distribution network operators (DSOs). To select the best approaches to apply on the distribution network, an appropriate framework is proposed in this project. At first, the DSO should evaluate the conditions of the network to employ the proposed approach. If the conditions of the network allow the DSO to implement the approach then it should evaluate the lifetime cost of the proposed approach. Afterwards, the effect of the proposed approach on reducing the power loss is evaluated and regarding the price of power loss, the revenue of applying the proposed approach is determined. By the end, the approaches can be ordered from different viewpoints. The results show that there are several approaches with low costs which only need the management strategies to be applied on the distribution networks such as load forecasting, reconfiguration, balancing, and load management. Also, there are some approaches which need high lifetime costs such as installing capacitors, transformers replacement and increasing the lines capacity and voltage level. From the viewpoint of reducing the power loss, reactive power management, load balancing, phase balancing, balancing of load among feeders and transformers, load management, and using the effective transformers are the best approaches. The proposed approaches may have different effects regarding the conditions of the network. For example, reactive power management is the best approach for networks with a low power factor.

These categorising methods can also be used for the approaches of reducing the non-technical power loss. For examples, supervision on personal performance and contractors and GIS reporting are low-cost approaches to reduce the non-technical losses. While network monitoring, testing measurement equipment, and remote monitoring are high-cost approaches to reduce the non-technical power losses.

The results of this project can be used by the DSOs to reduce the power loss in distribution networks. However, the main issue which the DSOs should investigate in power loss problems is measuring the actual value of power loss in the network and determining the share of each factor in the amount of power loss. Although the smart distribution networks including the high amount of smart metering and high level of measurement and control can be proposed as an effective solution, it is not possible in the present time due to the high investment costs. Therefore, modeling the differenet network components and the different effective factors on power loss is an appropriate solution to determine the network power loss in details. Therefore, the DSO in cooperation with the research centers and universities should have appropriate plans for modeling the network to find effective strategies to reduce the power loss.

