MEJORES PRÁCTICAS

PARA EL **ANÁLISIS Y SUPERVISIÓN** DE INTERRUPCIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Osinergmin

TÍTULO

Mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución primaria.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Osinergmin, 2018

Calle Bernardo Monteagudo 222

Magdalena del Mar, Lima, Perú

El texto base de este libro fue elaborado por BA Energy Solutions con la supervisión de la División de Supervisión Regional de Osinergmin.

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente bajo autorización de Osinergmin.

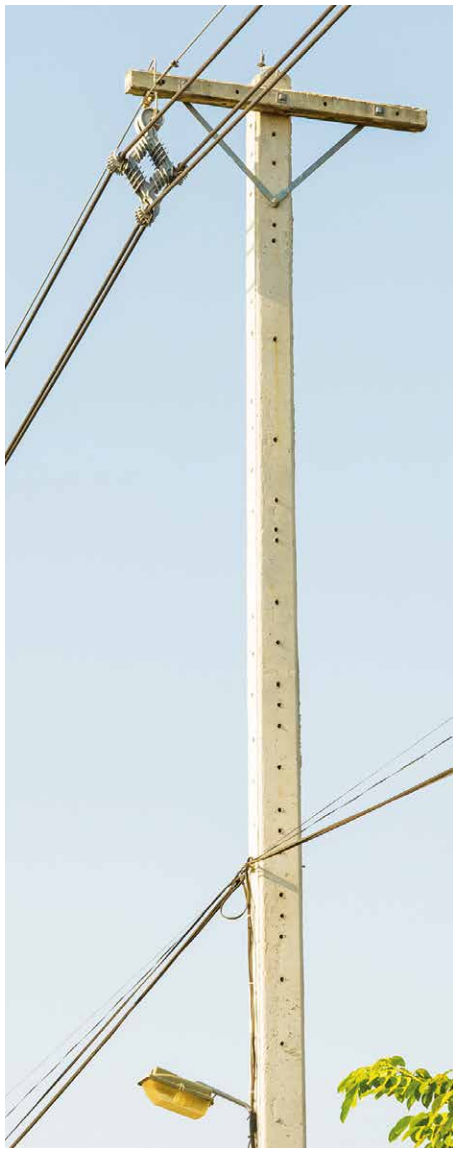
Fuente: Osinergmin

Fuente: es.123rf.com

CONTENIDO

	Pág.
PRÓLOGO	10
1. INTRODUCCIÓN	12
2. ESTADO DEL ARTE DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO	18
3. DIAGNÓSTICO DEL PAÍS REFERIDO A LA PROBLEMÁTICA DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO	26
4. BENCHMARKING INTERNACIONAL	36
5. PROPUESTAS DE MEJORA DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL PERÚ	56

Fuente: es.123rf.com



6. CONCLUSIONES 170

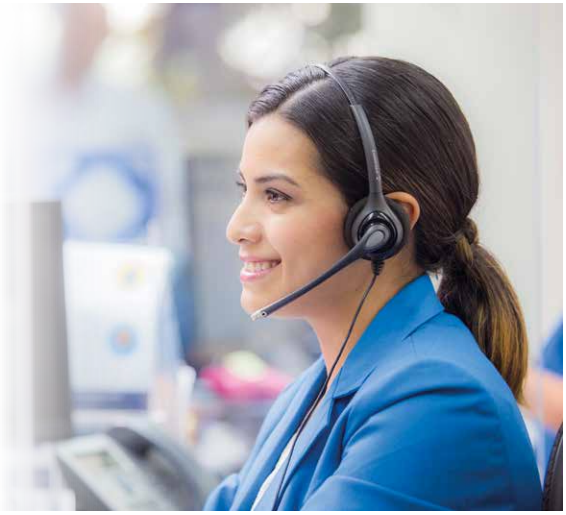
7. DESARROLLO FUTURO 178

ANEXOS 188

GLOSARIO 279

BIBLIOGRAFÍA 281

Fuente: Osinergmin



Fuente: Osinergmin

PRÓLOGO 10

1. INTRODUCCIÓN 12

2. ESTADO DEL ARTE DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO 18
2.1 Incorporación de automatización de la red 22
2.2 Introducción de sistemas de gestión de cuadrillas en el campo 23
2.3 Utilización de sistemas informáticos de ayuda para la detección de fallas 23
2.4 Aplicación de normas de gestión de activos 23

3. DIAGNÓSTICO DEL PAÍS REFERIDO A LA PROBLEMÁTICA DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO 26

4. BENCHMARKING INTERNACIONAL 36
4.1 Introducción 40
4.2 Conclusiones del benchmarking 42
4.3 Características principales de las empresas 44
4.4 Características y resultados de la calidad de suministro 46
4.5 Principales causas de interrupciones 54

5. PROPUESTAS DE MEJORA DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL PERÚ 56
5.1 Técnicas para reducir la frecuencia de interrupciones y su respectivo monitoreo 60
5.2 Técnicas para reducir la duración de las interrupciones y su respectivo monitoreo 81
5.3 Aplicación de técnicas de protección en redes de Media Tensión (MT) 88
5.4 Metodología para mejorar la confiabilidad en redes aéreas de Media Tensión (MT) 134
5.5 Restauración del servicio eléctrico en Media Tensión (tiempos medios de nivel internacional) 148
5.6 Desempeño y mejores prácticas de gestión empresarial 149
5.7 Automatización en distribución y sistemas de información necesarios en empresas de distribución eléctrica 156
5.8 Técnicas de mantenimiento sin interrupción de energía (MTPI) 168

Fuente: es.123rf.com

6. CONCLUSIONES **170**

6.1 Técnicas para reducir la frecuencia de interrupciones 174
6.2 Técnicas para reducir la duración de las interrupciones 175
6.3 Aplicación de técnicas de protección 175
6.4 Metodología para mejorar la confiabilidad 176
6.5 Restauración del servicio eléctrico 176
6.6 Evaluación de desempeño y mejores prácticas de gestión empresarial 176
6.7 Automatización en distribución 177
6.8 Técnicas de mantenimiento sin interrupción de energía 177

7. DESARROLLO FUTURO **178**

7.1 Realizar la planificación de la red y planes de inversión de acuerdo con las prácticas recomendadas 182
7.2 Aplicación de las prácticas recomendadas en cuanto a los diseños y construcción de redes, protecciones, telesupervisión y mantenimiento 183
7.3 Avanzar en la implementación de automatismos en la red, definiendo un plan de implementación hasta llegar a disponer de sistemas de redes inteligentes (Smart Grid) 183
7.4 Avanzar en la certificación ISO 55000 por parte de las empresas eléctricas 185
7.5 Instrumentar los indicadores de monitoreo recomendados para verificar los avances en las mejoras de calidad 186
7.6 Avanzar en las prácticas recomendadas en otros aspectos 186

ANEXOS **188**

ANEXO A: RESPUESTAS DE LAS EMPRESAS DE EE.UU. A CONSULTAS REALIZADAS SOBRE PRÁCTICAS HABITUALES 190
ANEXO B: PROPUESTAS PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL ÁREA DE SUBTRANSMISIÓN 191
ANEXO C: RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE LAS EMPRESAS DEL PERÚ PARA LOS AÑOS 2015 Y 2016 206

GLOSARIO **279**

BIBLIOGRAFÍA **281**

PRÓLOGO

El libro de las mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución primaria, califica como un documento de consulta de los diferentes agentes del sector eléctrico, encargados del cumplimiento de los indicadores y tolerancias establecidos en las normas técnicas de calidad correspondientes a la calidad de suministro (interrupciones) a los clientes finales.

En el estado del arte, el libro resalta la necesidad de una mayor utilización de sistemas informáticos para la automatización de las redes eléctricas de distribución y el uso de normas de gestión de activos para que las empresas distribuidoras puedan realizar una adecuada gestión de sus activos con la alineación real entre las políticas y estrategia de gestión con el trabajo real de campo.

El análisis técnico desarrollado por la consultora BA Energy Solutions, sobre el diagnóstico de la problemática de las interrupciones del servicio eléctrico en el Perú, concluye en que las interrupciones originadas en las instalaciones de Media Tensión tiene mayor contribución en el desempeño de los sistemas eléctricos de distribución y que para los años 2015 y 2016 los valores del indicador de frecuencia de las interrupciones (SAIFI) en las localidades ubicadas en la sierra y selva del Perú son elevados, principalmente en las áreas rurales. Sin embargo, la tendencia es a la reducción.

Lo cual, comparado con el benchmarking internacional de los sistemas de distribución eléctrica, de los indicadores de desempeño de las empresas Chilquinta de Chile, EEGSA de Guatemala, San Diego Gas & Electric Company de Estados Unidos, CPEL de Brasil y KEPCO de Corea del Sur, crea la oportunidad a los diferentes agentes del sector eléctrico del Perú a fortalecer la mejora de la calidad del servicio eléctrico. Tomando como referencia los resultados mostrados en la ilustración 4-1 del libro, sobre el comparativo de la actuación de las protecciones y de las ilustraciones 4-2 y 4-3 sobre los comparativos de los indicadores de desempeño.

De igual forma, el libro resalta las buenas prácticas para reducir la frecuencia y la duración de las interrupciones originadas en las instalaciones de Media Tensión, con la aplicación de técnicas de protección, de mejora de la confiabilidad, mejores prácticas de gestión en las distribuidoras, la automatización de la distribución y las técnicas de mantenimiento con trabajos con tensión.

Como desarrollo futuro, el libro enfatiza en el desarrollo planificado a mediano y largo plazo de las redes de subtransmisión y distribución, mediante planes de inversión para hacer frente al crecimiento de la demanda y a la garantía de la calidad del servicio eléctrico a los clientes. Resalta la importancia que las empresas distribuidoras obtengan

la certificación de la Norma ISO 55000 para la gestión de la operatividad y renovación oportuna de sus activos principales, optimizando sus costos de operación para una mejor rentabilidad del negocio eléctrico.

En conclusión, el libro será un documento de consulta de los profesionales del sector eléctrico y en la formación académica de las universidades, para reforzar el conocimiento y las mejoras prácticas de aplicación en la gestión eficiente de las empresas eléctricas de distribución, en beneficio de los clientes de las ciudades urbanas y rurales de la región.

Gerente de la División de Supervisión Regional

Osinerming

01
INTRODUCCIÓN

Fuente: Osinergmin

Fuente: es.123rf.com

Este libro tiene como objetivo difundir las mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución primaria.

Toma como base los resultados exitosos obtenidos por las empresas distribuidoras de electricidad en el marco del cumplimiento de los indicadores de calidad de suministro a los clientes del sector eléctrico de diferentes países.

Para cumplir con el objetivo señalado, se ha estructurado la obra en 6 capítulos, definiendo en primer lugar el estado del arte de la calidad de suministro como marco conceptual indispensable para introducirse en la materia. A continuación, se presentan las conclusiones referidas al diagnóstico de los sistemas eléctricos del Perú, el resultado del benchmarking internacional y las prácticas recomendadas para posibilitar la mejora en la calidad del servicio eléctrico suministrado por las empresas del Perú.

Como resultado de las tareas de diagnóstico del desempeño de las redes de las empresas distribuidoras del Perú y del análisis de la información resultante del benchmarking internacional realizado se pudo concluir que los niveles de desempeño de las empresas del Perú podrían mejorar si se aplicara una serie de mejores prácticas detectadas tanto en la encuesta realizada como en la propia experiencia en otros países.

La información recabada a través de las tareas de benchmarking internacional realizadas, las posteriores consultas a las empresas integrantes del panel y la propia experiencia en otros países han sido la base para el desarrollo de una serie de recomendaciones que redundarán en una mejora en la calidad del suministro en las empresas del Perú.

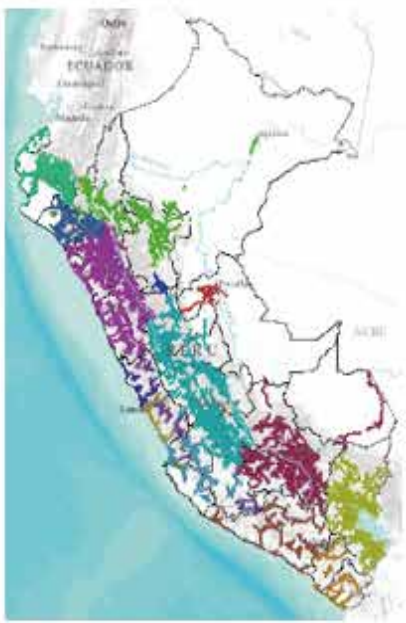
Finalmente, se presentan los aspectos a monitorear por parte de las empresas a efectos de verificar que la puesta en práctica de las diversas recomendaciones cumpla con el objetivo de mejora de la calidad de servicio.

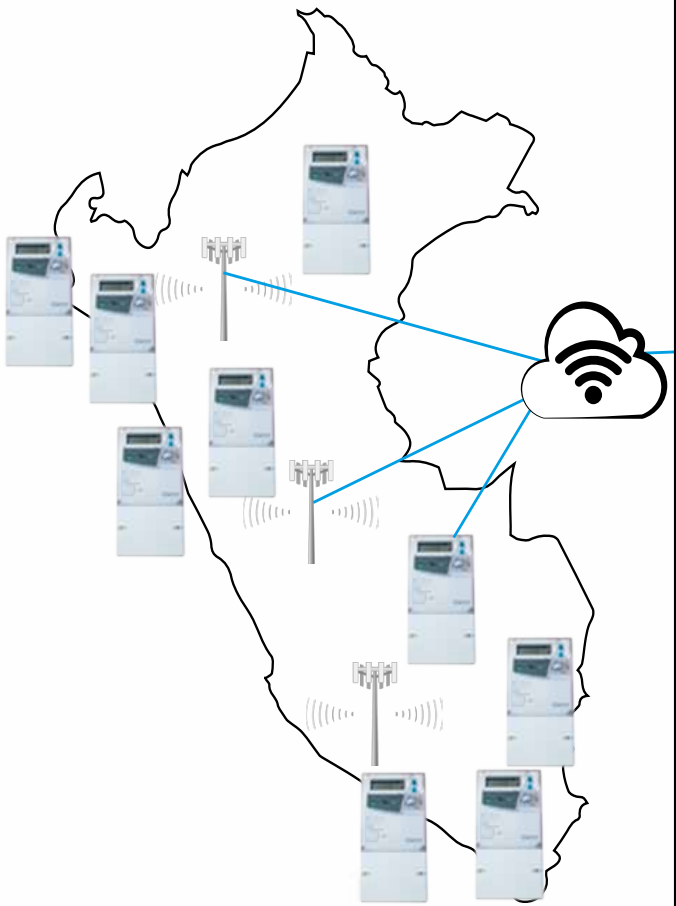
Estamos convencidos de que este libro servirá como documento de consulta a los profesionales del sector eléctrico y en la formación académica de las universidades, para reforzar el conocimiento y las mejoras prácticas, a fin de aplicar en la gestión eficiente de las empresas eléctricas de distribución, logrando resolver los problemas de los altos índices de duración y frecuencia de las interrupciones del servicio eléctrico en las redes eléctricas de distribución, para el beneficio de la población del Perú.

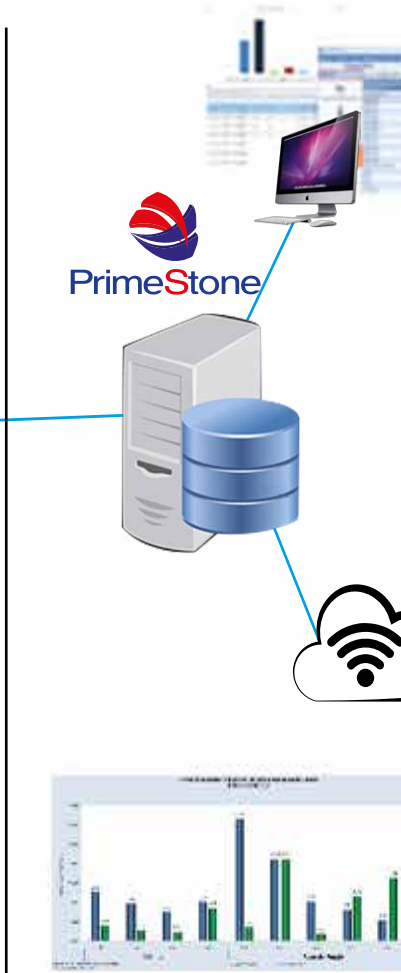
02

ESTADO DEL ARTE
DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

Fuente: es.123rf.com



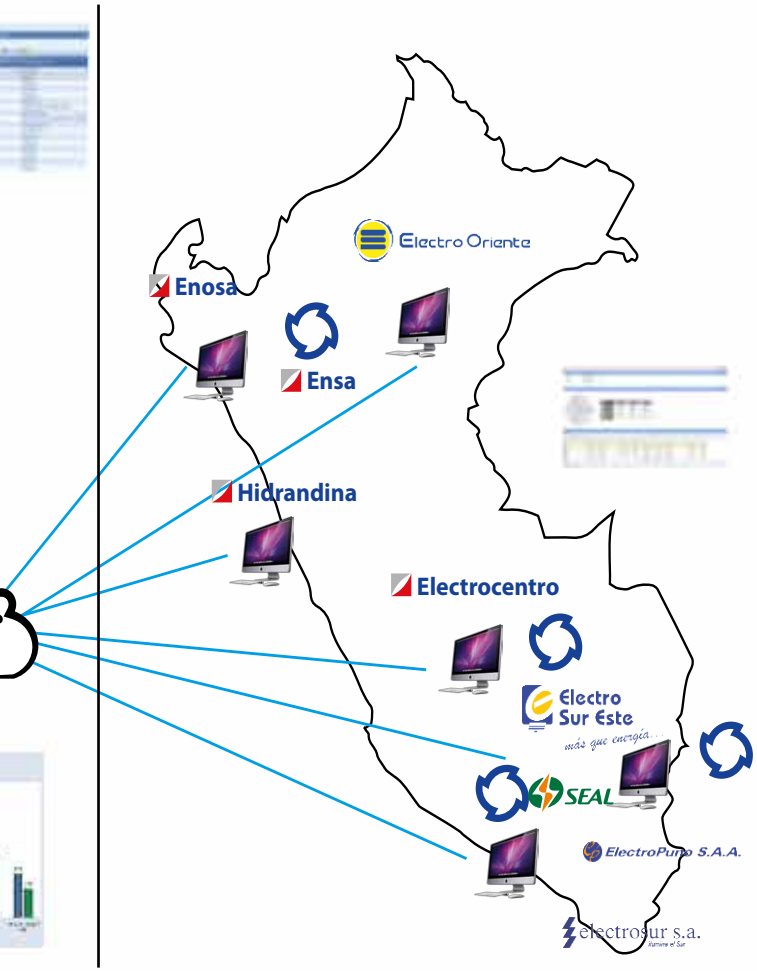




Adquisición de Datos

Gestión de Resultad

Fuente: Osinergmin



dos

Empresas Involucradas

ESTADO DEL ARTE DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

En el presente capítulo se presenta lo que se considera el estado del arte de la calidad de suministro, asociado con las prácticas realizadas en el ámbito internacional que han permitido alcanzar mejores niveles de calidad que los actualmente existentes en el Perú y en general en Latinoamérica.

Las prácticas del estado del arte se pueden resumir en:

- Incorporación de automatización de la red.
- Introducción de sistemas de gestión de cuadrillas en el campo.
- Utilización de sistemas informáticos de ayuda para la detección de fallas.
- Aplicación de normas de gestión de activos.

2.1 INCORPORACIÓN DE AUTOMATIZACIÓN DE LA RED

El benchmarking realizado permite evidenciar que las empresas con mejores indicadores de calidad de suministro tienen elevados grados de automatización en sus redes.

Puede esquematizarse la mejora de calidad a medida que se incorpora un mayor automatismo en las redes hasta llegar a disponer de redes inteligentes. **Ver ilustración 2-1.**

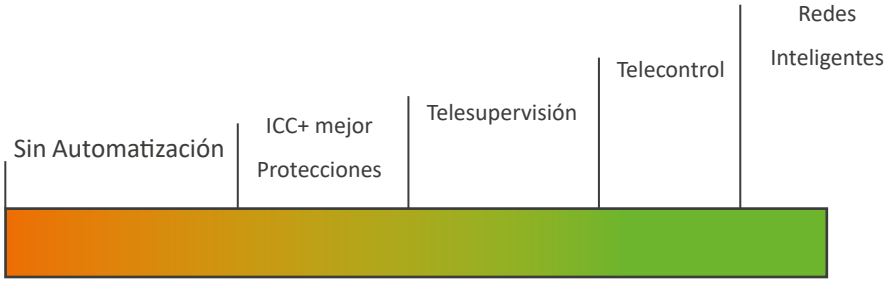
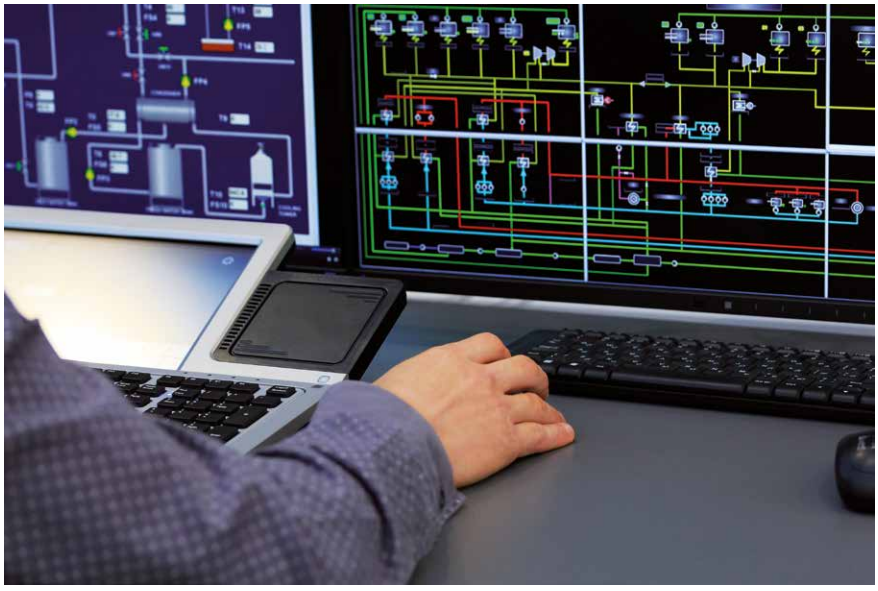


Ilustración 2-1: Mejora en la calidad de suministro

Fuente: es.123rf.com



2.2 INTRODUCCIÓN DE SISTEMAS DE GESTIÓN DE CUADRILLAS EN EL CAMPO

La utilización de sistemas de gestión de cuadrillas en el campo es un recurso difundido entre las empresas con mejores niveles de calidad de suministro, permitiendo un mejor uso de los recursos disponibles para la reducción de los tiempos de traslado y de reposición del suministro.

2.3 UTILIZACIÓN DE SISTEMAS INFORMÁTICOS DE AYUDA PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS

La utilización de sistemas informáticos que permiten analizar información proveniente de los sistemas de telesupervisión juntamente con las reclamaciones de los usuarios por falta de suministro posibilitan una mejor detección del elemento en donde se produjo la falla, en particular para el caso de interrupciones en la red de baja tensión.

La rápida identificación del punto de falla permite reducir los tiempos de reparación y reposición del suministro.

2.4 APLICACIÓN DE NORMAS DE GESTIÓN DE ACTIVOS

Es importante mencionar que en las empresas consultadas fuera de Latinoamérica es práctica habitual aplicar criterios de gestión de activos de acuerdo con la Norma ISO 55000 (**Ver ilustración 2-2**) ya sea por imposición regulatoria o por propia iniciativa.

La adopción de una norma de gestión de activos asegura que las empresas cuenten con los procesos, metodologías y herramientas apropiados para realizar una adecuada gestión de sus activos, asegurando:

- Sustentabilidad de los activos, permitiendo una alineación real entre las políticas y estrategia de gestión y el trabajo real de terreno.
- Evidencia de una correcta gestión para los reguladores y para los accionistas.

Desde el punto de vista regulatorio, la adopción de una norma de gestión de activos no interfiere con la gestión de la empresa. Asegura que los principios de gestión se cumplan durante todo el ciclo de vida del activo y sean implementados en el trabajo diario de inversión, operación y mantenimiento, considerando:

- Gestión de riesgos.
- Evaluación de costos y beneficios.
- Enfoque al cliente.
- Sustentabilidad y medio ambiente.

De acuerdo con la Norma ISO 55000, la gestión de activos se define como la actividad coordinada de una organización para generar valor a través de sus activos. La generación de valor hace referencia al balance o equilibrio entre los costos, riesgos, oportunidades y beneficios del desempeño.

Ilustración 2-2: Norma ISO 55000

Una adecuada gestión de activos permite maximizar el uso de dicho activo a lo largo de su vida útil, beneficiando tanto a los accionistas como a los usuarios debido a que posibilita:

- Tomar decisiones midiendo los beneficios de hacer y los riesgos de no hacer, asegurando el mejor uso del activo y traslado de costos a tarifa.
- Monitorear la interrelación entre inversiones y mantenimiento versus calidad de servicio.

Contar con herramientas para una adecuada gestión de los activos desde su creación posibilita la evaluación de decisiones de largo plazo que impactarán durante todo el ciclo de vida del activo.

Algunos reguladores como el de Gran Bretaña, Australia y Nueva Zelanda han promovido la implementación de normas de gestión de activos:

- Pasando de un análisis "forénsico" de lo ocurrido mediante controles ex-post a un rol activo "preventivo" de construcción del escenario buscado.
- Promoviendo la existencia de procesos, procedimientos y sistemas informáticos que permitan el cuidado del activo a lo largo de su ciclo de vida desde su creación.

Como resultado de la aplicación de una norma de gestión de activos; se logra los siguientes beneficios para el usuario:

- Las decisiones adoptadas por la empresa resultan las más convenientes debido a que permanentemente se evalúa el beneficio de "hacer" frente al riesgo de "no hacer".

Fuente: es.123rf.com

- Las empresas desarrollan metodologías y herramientas que permiten la maximización del uso de los activos a lo largo de su vida, redundando en una optimización de los requerimientos de inversión y mantenimiento.
- Brinda la posibilidad de mejorar la calidad de suministro sin intervenir en la gestión propia de la empresa.
- El regulador sigue manteniendo un control indirecto, pero verificando la existencia de herramientas adecuadas que permitan lograr la mejora de la calidad desde la creación del activo, y no sólo actuar en los casos “a posteriori” en que se verifican los incumplimientos.
- Permite conocer con mayor certidumbre la calidad “natural” de las instalaciones.

Independientemente de la adopción de una norma de gestión de activos, existe una serie de prácticas que se han detectado como resultado de las tareas realizadas, que reflejan el estado del arte actual en temas de calidad de servicio, las cuales se enumeran a continuación:

- Utilización de un alto grado de telesupervisión y automatización de la red de media tensión (MT), incluyendo recierres.
- Optimización de la gestión de mantenimiento mediante el uso apropiado de los siguientes sistemas de gestión:

- Programación de actividades.
- Gestión de cuadrillas en campo.
- Registro de intervenciones y costos.

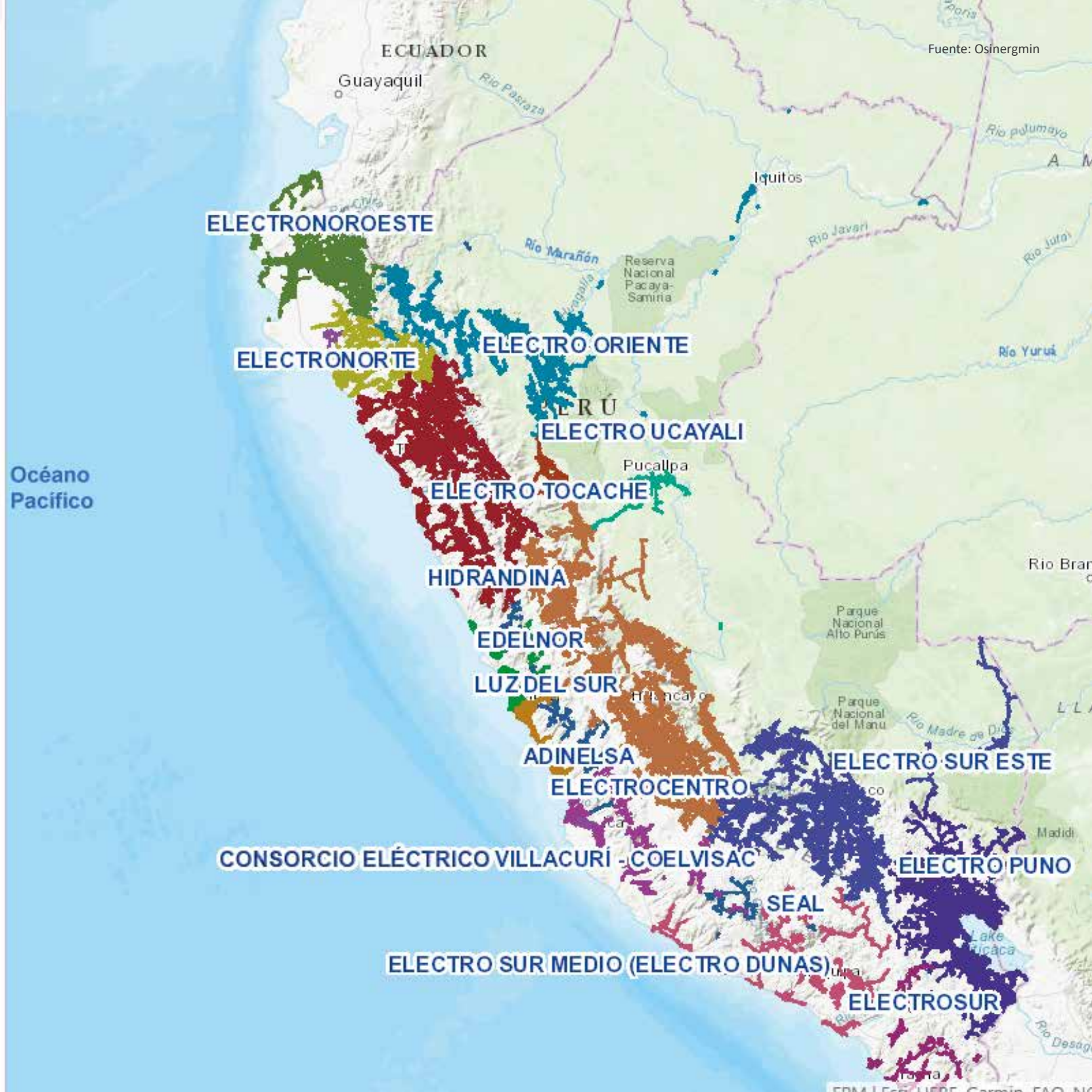
También es importante el uso del análisis causa raíz ante interrupciones de magnitud o repetitivas a través de:

- Diseño de una matriz de riesgo que permita direccionar las acciones de inversión y mantenimiento.
- Utilización de tecnologías adecuadas de acuerdo con las zonas de prestación de servicio, como es el caso de postación y crucetas de madera y aisladores poliméricos en zonas de alto nivel ceráunico o cables protegidos en zonas con ramas, ventosas o con propensión a accidentes.
- Disponer de sistemas de gestión de la empresa con una base de datos común que permita una adecuada gestión de la información a través de indicadores de monitoreo.

03

DIAGNÓSTICO DEL PAÍS

REFERIDO A LA PROBLEMÁTICA DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO


Fuente: Osinergmin
ECUADOR
Guayaquil
Río Pastaza
Río Putumayo
Iquitos
ELECTRONOROESTE
Río Marañón
Reserva Nacional Pacaya-Samiria
Río Javari
Río Jutaí
ELECTRONORTE
ELECTRO ORIENTE
Río Yuruá
ELECTRO UCAYALI
Pucallpa
Océano Pacífico
ELECTRO TOCACHE
HIDRANDINA
Parque Nacional Alto Purús
EDELNOR
LUZ DEL SUR
Parque Nacional del Manu
Río Madre de Dios
ADINELSA
ELECTRO SUR ESTE
ELECTROCENTRO
Madidi
CONSORCIO ELÉCTRICO VILLACURÍ - COELVISAC
ELECTRO PUNO
SEAL
Lake Titicaca
ELECTRO SUR MEDIO (ELECTRO DUNAS)
ELECTROSUR

Fuente: es.123rf.com

DIAGNÓSTICO DEL PAÍS REFERIDO A LA PROBLEMÁTICA DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO.

Se procedió a evaluar los niveles de desempeño de los sistemas eléctricos del Perú sobre la base de la información de calidad de suministro remitida por las empresas al Osinergmin. Los índices tomados en cuenta son los que señala la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 020-1997-EM) y el procedimiento de supervisión aprobado por el Osinergmin (Resolución N° 074-2004-OS/CD).

Para tal fin, también se consideró la tipificación de causales de falla que han originado las interrupciones.

Los indicadores utilizados para el análisis son:

- $SAIFI_{MT}$
- $SAIDI_{MT}$
- $CAIDI_{MT}$

$SAIFI_{MT}$ (System Average Interruption Frequency Index)

Es comúnmente utilizado como un indicador de confiabilidad por las empresas eléctricas. $SAIFI_{MT}$ indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un perlodo de tiempo predefinido, y se calcula como:

$$SAIFI_{MT} = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{Total\ de\ clientes\ interrumpidos}{Total\ de\ clientes}$$

Donde:

N_i es el número de clientes afectados por cada interrupción (i).

N_T es el número total de clientes.

$SAIFI_{MT}$ se mide en unidades de interrupciones por cliente. Por lo general, se mide en el transcurso de un año y se encuentra definido en el estándar IEEE 1366-2012.

$SAIDI_{MT}$ (System Average Interruption Duration Index)

También es usarlo comúnmente como un indicador de confiabilidad por las empresas eléctricas. $SAIDI_{MT}$ indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un periodo de tiempo predefinido, y se calcula como:

$$SAIDI_{MT} = \frac{\sum R_i x N_i}{N_T} = \frac{Tiempo\ total\ de\ interrupción\ de\ los\ clientes\ interrumpidos}{Total\ de\ clientes}$$

Donde:

R_i es el tiempo de restauración de cada interrupción.

N_i es el número de clientes afectados por cada interrupción (*i*).

N_T es el número total de clientes.

$SAIDI_{MT}$ se mide en unidades de tiempo por cliente. Por lo general, se mide en el transcurso de un año y se encuentra definido en el estándar IEEE 1366-2012.

$CAIDI_{MT}$ (Customer Average Interruption Duration Index)

Es otro indicador de confiabilidad usado por las empresas eléctricas. $CAIDI_{MT}$ representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio, y se calcula como:

$$CAIDI = \frac{\sum R_i x N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{Tiempo\ total\ de\ interrupción\ de\ los\ clientes\ interrumpidos}{Total\ de\ clientes\ interrumpidos}$$

Donde:

R_i es el tiempo de restauración de cada interrupción.

N_i es el número de clientes afectados por cada interrupción (*i*).

El $CAIDI_{MT}$ se mide en unidades de tiempo, a menudo minutos u horas. Por lo general, se mide en el transcurso de un año y se encuentra definido en el estándar IEEE 1366-2012.

Se ha introducido el análisis del indicador $CAIDI_{MT}$ porque presenta la ventaja de permitir evaluar la duración media de la interrupción. De esta forma, al analizar los indicadores $SAIFI_{MT}$ y $CAIDI_{MT}$ se evalúa los indicadores que resultan gestionables por las empresas en forma independiente. El $SAIDI_{MT}$ es un indicador resultante del $SAIFI_{MT}$ y $CAIDI_{MT}$ y no permite individualizar los efectos por separado de la cantidad de interrupciones ($SAIFI_{MT}$) y la duración media de cada una de ellas ($CAIDI_{MT}$) debido a que evalúa el tiempo total de interrupción.

A efectos del análisis, se agrupó los sistemas eléctricos por áreas: rural o urbana, en función al sector típico al que pertenecen, de acuerdo con el siguiente criterio: sistemas eléctricos pertenecientes a los sectores típicos 1 , 2 y 3 urbanos, y 4 en adelante, rurales.

Si bien se está evaluando los resultados de la calidad de suministro medio mediante los indicadores $SAIFI_{MT}$ y $SAIDI_{MT}$, debe tenerse presente que, para los sistemas eléctricos encuadrados en los sectores típicos 1 , 2 y 3 que corresponden a sistemas urbanos, las empresas deben cumplir con las prescripciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), que establece valores de N (número de interrupciones) y D (duración de los cortes) en promedio del sistema para cada cliente según su nivel de tensión y categoría.

El cumplimiento de ambos indicadores, medios e individuales, se halla estrechamente vinculado.

Los mismos son complementarios, ya que con los indicadores medios se controla el nivel medio de la calidad a nivel de los sistemas eléctricos y de la empresa.

En cambio, los indicadores individuales permiten evitar excesos de mala calidad para los clientes individuales.

Otra reflexión importante es la relativa a que la calidad de suministro que otorga la red de media tensión (MT) contribuye en el orden del 70 al 80% de la calidad de suministro percibido en los clientes.

Por ello, es adecuado contar con los análisis de la calidad del suministro sobre los resultados obtenidos a partir de la red de media tensión.

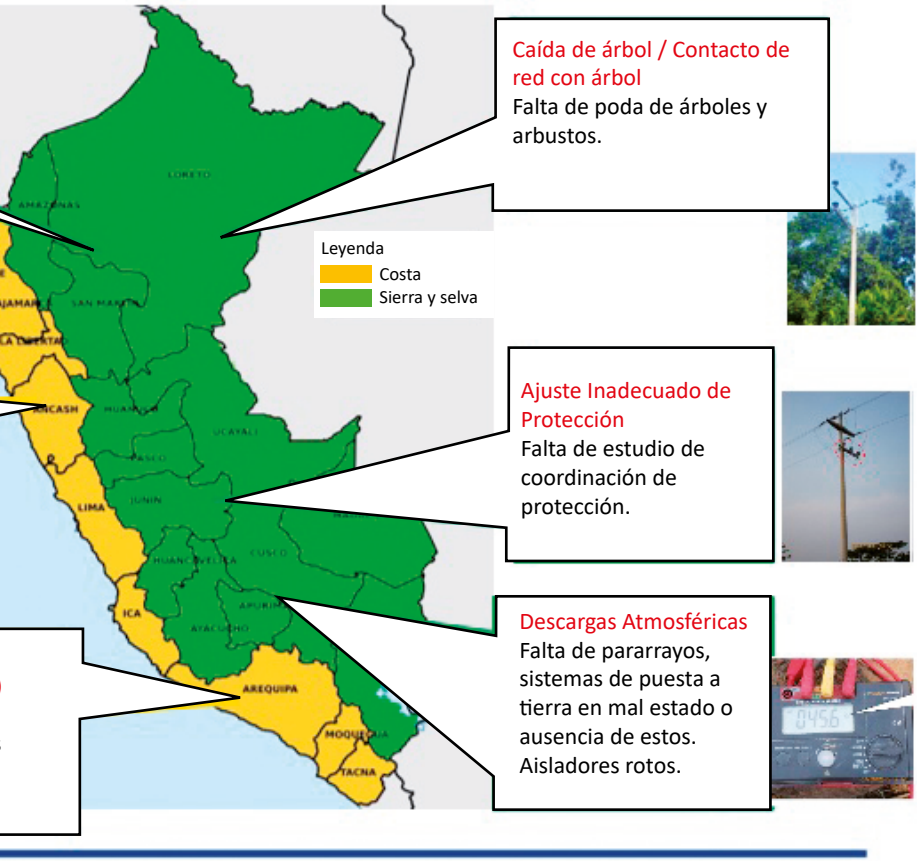
Como resultado del análisis, se evidencia que:

- Los sistemas eléctricos integrantes de los distintos Sectores Típicos de Distribución (STD) presentan valores de desempeño bastante dispares entre sí, presentándose valores muy superiores a la media para el correspondiente STD. En algunos sistemas eléctricos se presentan variaciones significativas por año en los valores de los diversos indicadores analizados, lo que sugeriría que se requiere un análisis de un periodo de tiempo mayor para obtener un resultado más preciso.
- El $SAIFI_{MT}$ medio de las empresas es de 8 Int/cliente.año, con una variación amplia entre valores del orden de 3 Int/cliente.año para las empresas que prestan el servicio en Lima hasta 20 Int/cliente.año para empresas de provincia como Electro Sur Este.
- El $SAIFI_{MT}$ en la zona de la costa resulta el de menor valor, cercano a 5 Int/cliente.año; el de la sierra, en cambio, presenta el mayor valor, equivalente a las 13 Int/cliente.año, y para el caso de la selva, el valor se encuentra cercano a la media de 8 Int/cliente.año.
- En cada zona, hay 5 causas que concentran el 70% del $SAIFI_{MT}$. **Ver ilustración 3-1.**

Ilustrac

- **Costa**
  - Contacto entre conductores
  - Bajo nivel de aislamiento
  - Contacto accidental con línea
  - Falla en componentes del sistema de potencia
  - Falla de equipo

nes que originan las interrupciones



ción 3-1: Causas comunes que originan las interrupciones

- **Selva**
  - Falla de equipo
  - Descarga atmosférica
  - Fenómenos naturales / ambientales
  - Fuertes vientos
  - Cortes de emergencia

- **Sierra**
  - Descarga atmosférica
  - Bajo nivel de aislamiento
  - Falla en componentes del sistema de potencia
  - Fuertes vientos
  - Cortes de emergencia

- La duración media de interrupción no programada, medida a través del indicador $CAIDI_{MT,}$ presenta un valor medio del orden de 2,2 h. Este valor se considera razonable de acuerdo con las características de las redes del Perú, con el mayor valor en la zona de la costa, en donde asciende a 2,6 h, atribuible al empleo de neutro aislado de MT.
- La tasa de falla media de las empresas del Perú se encuentra en torno a 46 fallas/100 km.año, registrándose los mayores valores en la zona de costa y los menores en la de selva.
- La tasa de falla en áreas rurales resulta inferior a la de las áreas urbanas debido a que existe gran cantidad de circuitos rurales monofásicos. Esta situación hace que la totalidad de las fallas, virtualmente con la misma probabilidad en circuitos rurales, sea 3 veces menor por longitud de red que en circuitos trifásicos urbanos. Además, los vanos de las líneas en áreas rurales son mayores (generalmente el doble), lo que implica una menor probabilidad de falla en morsetería y aisladores.
- Los causales de fallas principales (interrupciones no programadas) y su origen por región se producen tal como se detalla a continuación:

- En la región de costa se observa:

a) Contacto entre conductores (atribuible a deficiencias en el diseño de las distancias eléctricas).

b) Bajo nivel de aislamiento (atribuible a polución marina y deficiencias en el diseño y/o mantenimiento).

c) Contacto accidental (atribuible a vandalismo y falta de poda).

d) Falla de componentes, y

e) Falla de equipos (atribuible a deficiencias en el diseño, calidad y/o mantenimiento).

En la selva se observa:

a) Falla de equipos (atribuible a deficiencias en el diseño, calidad y/o mantenimiento).

b) Descargas atmosféricas (atribuible a las características de zona).

c) Fenómenos naturales y ambientales (podría atribuirse a la falta de poda).

d) Fuertes vientos (atribuible a la falta de poda y deficiencias en el diseño y tendido de conductores), y

e) Cortes de emergencia (considerados inevitables).

En la sierra se observa:

a) Descarga atmosférica (atribuible a falta de uso de recierre, descargadores y postes de madera).

b) Bajo nivel de aislamiento (atribuible a deficiencias en el diseño de la aislación, no uso de postes de madera y escaso mantenimiento).

c) Falla de componentes (atribuible a deficiencias en el diseño, calidad y/o mantenimiento).

d) Fuertes vientos (atribuible a la falta de poda y deficiencias en el diseño y tendido de conductores), y

e) Cortes de emergencia (considerados inevitables).

- Para el caso de los indicadores correspondientes a las interrupciones programadas, se puede mencionar que los valores medios de $SAIFI_{MT}$ resultan en 0,6 Int/cliente.año mientras que el $CAIDI_{MT}$ es cercano a las 5 horas para ambos años, 2015 y 2016, valores que se consideran razonables.

- Se detectó con excepción de dos empresas, que el resto presenta una elevada proporción de $SAIFI_{MT}$ proveniente de interrupciones que implicaron una salida del alimentador completo. Se pueden agrupar en:

- Situación deseable: < 30% de proporción de $SAIFI_{MT}$ atribuido a salidas de alimentadores completos (Electrosur y Luz del Sur).

- Situación intermedia: entre 30% y 70% de proporción de $SAIFI_{MT}$ atribuido a salidas de alimentadores completos (Electro Dunas, Electro Oriente, Electro Puno, Electrocentro, Electronoreste, Enel Perú, Hidrandina).

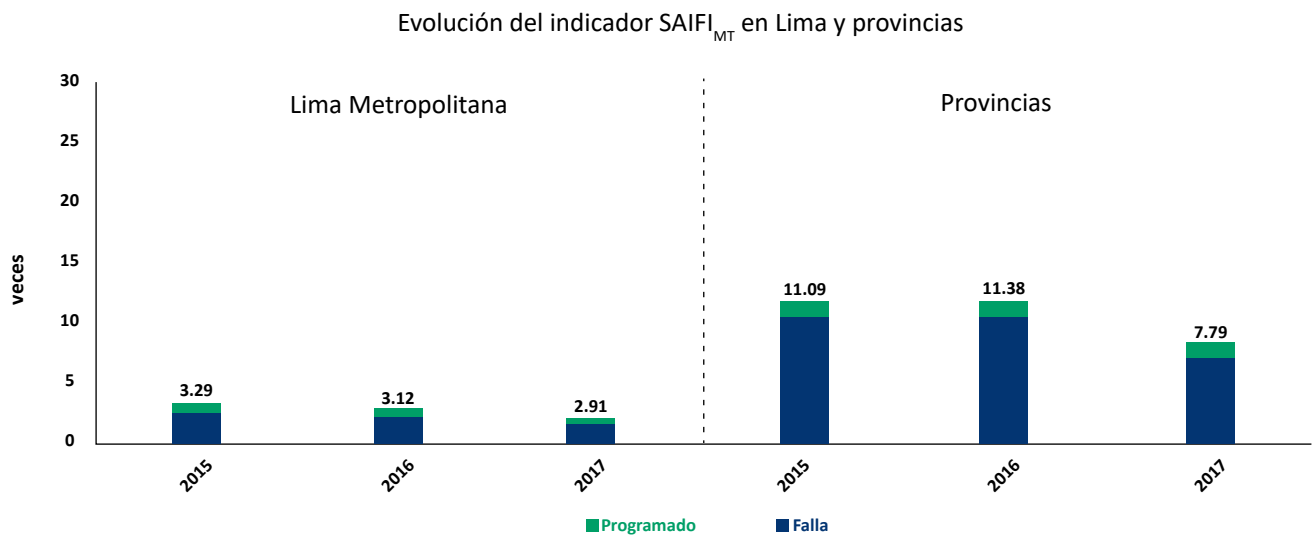
- Situación no deseable: > 70% de proporción de $SAIFI_{MT}$ atribuido a salidas de alimentadores completos (Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electronorte, SEAL).

  En los sistemas que se hallan operando de forma óptima, la proporción de interrupciones que abarca un alimentador completo debería encontrarse entre el 20% y el 30%, como resultado de una correcta actuación de las protecciones aguas arriba de los puntos de falla de cada interrupción. Esto implica la necesidad de que las empresas revisen y adecúen el funcionamiento y coordinación de los sistemas de protección contra sobrecorrientes.

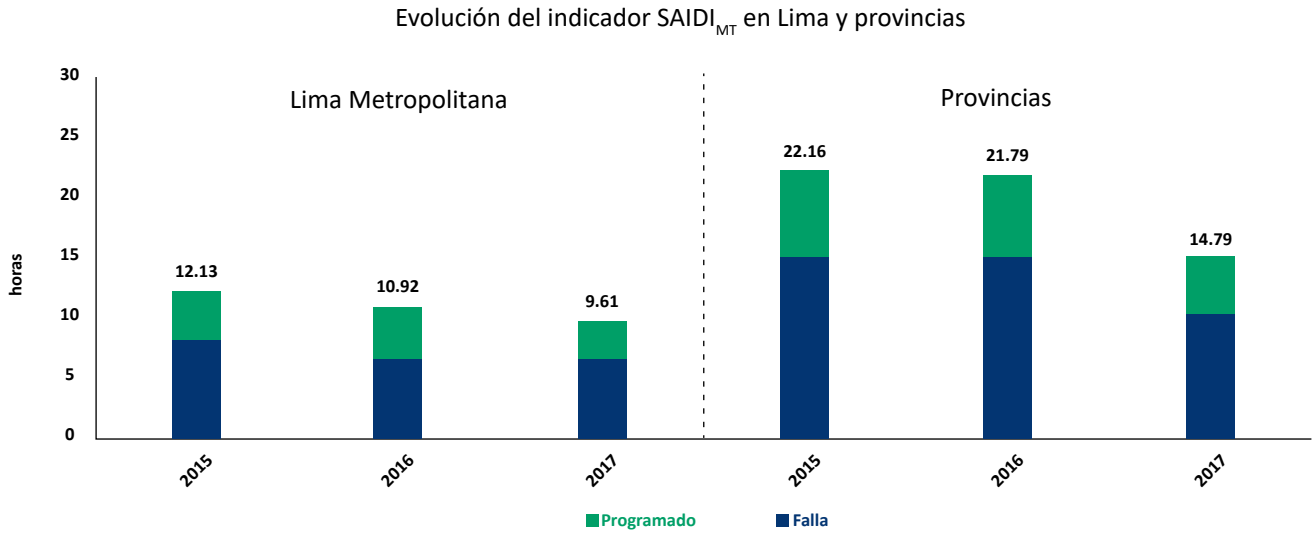
En el Anexo C, al final de este trabajo, se presenta los resultados obtenidos del análisis de la calidad de suministro de las empresas del Perú para los años 2015 y 2016, discriminando por zona (costa, selva y sierra) y por área urbana o rural, según los siguientes indicadores:

- Frecuencia de interrupciones por cliente ($SAIFI_{MT}$) expresado en Int/cliente.año.
- Tiempo medio de recuperación ($CAIDI_{MT}$) expresado en h/interrupción.
- Duración total de la interrupción por cliente ($SAIDI_{MT}$) expresado en h/cliente.año.
- Tasa de falla (Int/100 km de red MT).
- Interrupciones programadas.

El resumen de los resultados $SAIFI_{MT}$ y $SAIDI_{MT}$ es presentado en la **ilustración 3-2 y 3-3** con el agregado del año 2017.



3-2: Resultados del indicador $SAIFI_{MT}$



3-3: Resultados del indicador $SAIDI_{MT}$

04

BENCHMARKING INTERNACIONAL

Fuente: Osinergmin

Fuente: es.123rf.com

BENCHMARKING INTERNACIONAL

A efectos de identificar las mejores prácticas internacionales de gestión de restauración del servicio eléctrico, se ha propuesto un panel de empresas internacionales como referencia.

4.1 INTRODUCCIÓN

Las empresas referentes de nuestro benchmarking han sido seleccionadas sobre la base de sus adecuados niveles de desempeño y representatividad internacional en áreas similares, a las cuales se les ha remitido un pedido de información a través de una plantilla estándar con el fin de sistematizar las consultas y respuestas para un mejor ordenamiento, procesamiento y obtención de conclusiones.

La información solicitada abarca las siguientes áreas:

- Gestión de restauración del servicio eléctrico.
- Diseño de automatización de redes y ubicación de equipamiento de protección.
- Operación y mantenimiento.
- Sistemas de gestión disponibles.

En la **tabla 4-1** se indica el listado de empresas integrantes del panel de consulta, de las cuales respondió el 50% de las mismas. Para el caso de las empresas de Nueva Zelanda, se utilizó en el benchmarking información pública disponible en la página del regulador.

Fuente: es.123rf.com

Empresa	País	Cantidad de Clientes (en millones)	Remitió Información	Comentarios
Chilquinta	Chile	0,5	SÍ	
ENEL Colombia	Colombia	2,7	NO	
EEGSA	Guatemala	1,1	SÍ	
Pacific Gas & Electric Company	EE.UU.	5	NO	Remitió información a través de llamadas telefónicas
San Diego Gas & Electric	EE.UU.	4	SÍ	
Southern California Edison	EE.UU.	5	SÍ	
Powerco	Nueva Zelanda	0,3	NO	Se utilizó información publicada en la página web del regulador: www.comcom.govt.nz
WEL Networks	Nueva Zelanda	0,1	NO	
Vector	Nueva Zelanda	0,5	NO	
COPEL	Brasil	4,6	SÍ	
KEPCO	Corea	22	SÍ	
EDENOR	Argentina	2,3	NO	

Tabla 4-1: Empresas integrantes del Benchmarking

Con la información recabada, se armó tres tablas:

- Características principales de las empresas.
- Características y resultados de calidad de suministro.
- Causales de las interrupciones.

4.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS EMPRESAS

De la **tabla 4-2**, tenemos:

- Basado en km de red, se observa empresas de zonas mayormente urbanas. En gran parte, EEGSA, San Diego Gas & Electric (SDGE) y Chilquinta.
- La única empresa con presencia en la selva es COPEL. Chilquinta, en cambio, presenta instalaciones sólo en la costa y el resto en costa y sierra.
- La relación de potencia por cliente es muy alta en las distribuidoras de Estados Unidos (SDGE y SCE) debido a que tienen una gran cantidad de clientes en media tensión.
- KEPCO es la empresa que atiende a un mayor número de clientes.

Empresa		Chilquinta	COPEL	E
Superficie atendida	(km^2)	11 500	194 328	
Zona Geográfica		Costa	Selva y Costa	U
Cantidad de clientes total	(Miles)	576	4 615	
Cantidad de clientes MT	(Miles)	3,3	13	
Nivel de media tensión	(kV)	23	13,8	1
Demanda máxima	(MVA)	457	5 700	
Cantidad de subestaciones AT/MT	(Número)	31	142	
Potencia por cliente	(kVA/Client.)	0,79	1,23	
Potencia Max por SET	(MVA/SET)	15	40	
Cantidad de alimentadores de MT-subterráneos	(Número)	12	15	
Cantidad de alimentadores de MT-aéreos	(Número)	105	2 101	
Longitud de la red subterránea de MT	(km)	103	242	
Longitud de la red aérea de MT	(km)	3 088	189 779	
Proporción subterránea aérea	%	3%	0%	

EEGSA	PERÚ LIMA	PERÚ Costa	PERÚ Sierra	KEPCO	San Diego Gas & Electric	SCE	Powerco	Vector	WEL Networks
6 081	1 517	7 916	-	99 720	10 620	134 679	39 000	-	-
Urbano	Urbano	Costa	Sierra	Sierra y Costa	Sierra y Costa	Sierra y Costa	Sierra y Costa	Sierra y Costa	Sierra y Costa
1188	1 174	606	577	22 553	1 400	5 400	334	551	89
1,2	-	-	-	456	-	686	-	-	-
13,2	10-22,9	10-22,9	10-22,9	13,2 – 22,9	12	12 – 16 -25	11-22	11-22	11-22
756	900	348	176	85 183	4 800	19 215	903	1 698	273
61	-	-	-	830	161	530	135	138	35
0,64	0,70	0,57	0,30	3,78	3,42	3,56	2,70	3,08	3,06
12	-	-	-	103	30	34	7	12	8
-	247	0	0	2 204	660	3 319	92	-	-
187	157	200	183	7 971	440	2 957	550	-	-
447	1 964	125	26	139 849	18 220	50 529	2 020	3 602	678
7 482	1 248	7 269	10 042	420 140	9 119	58 133	14 820	3 795	1 934
6%	61%	2%	0,25%	25%	67%	47%	23%	54%	39%

Tabla 4-2: Características principales de las empresas

4.3 CARACTERÍSTICAS Y RESULTADOS DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

Tomando en cuenta los valores de $SAIFI_{MT}$ y $CAIDI_{MT}$ total, programado y no programado, además de la tasa de falla, se puede separar a las empresas en 5 niveles:

- Muy Bajo, como es el caso de KEPCO de Corea del Sur.
- Bajo, en el que se encuentran San Diego Gas & Electric y Southern California Edison.
- Medio, donde figuran Powerco, Vector y WEL Networks, con indicadores de calidad medios.
- Medio Alto, como Chilquinta y Lima.
- Alto, que involucra a COPEL, EEGSA y a las empresas peruanas de costa y sierra.

COPEL y KEPCO tienen la longitud media de alimentadores más alta. Esto se debe a la cantidad de clientes que abastecen y al área de concesión. El resto son menores a 30 km.

En lo que se refiere a la actuación de las protecciones, se ha utilizado un indicador para evaluar su efectividad, calculado como:

$$Act.Prot\ [\%] = \frac{SAIFInp}{SAIFIsp}\ x\ 100$$

Donde:

SAIFInp = es el SAIFI de los eventos no programados
SAIFIsp = es el SAIFI sin protecciones

Se calcula:

$$SAIFIsp = \frac{Tasa\ de\ falla\ x\ Longitud\ de\ la\ red}{Número\ de\ alimentadores}$$

El $SAIFI_{sp}$ representa la cantidad de interrupciones que experimentaría el sistema si no contara con ninguna protección. En cuanto al índice de actuación de protecciones, cuanto menor sea este, mayor será la confiabilidad del sistema. En caso de que exista solo un interruptor en la cabecera, al producirse fallas, el índice será de 1, lo que indicaría que ante una interrupción, todos los usuarios quedarían sin suministro.

Lo deseable es que este índice sea lo más bajo posible. En la **ilustración 4-1** se observa que las empresas del Perú presentan niveles un tanto superiores a los registrados por las empresas del panel, denotando que se podría mejorar la actuación de las protecciones.

Con respecto a las causas de las fallas:

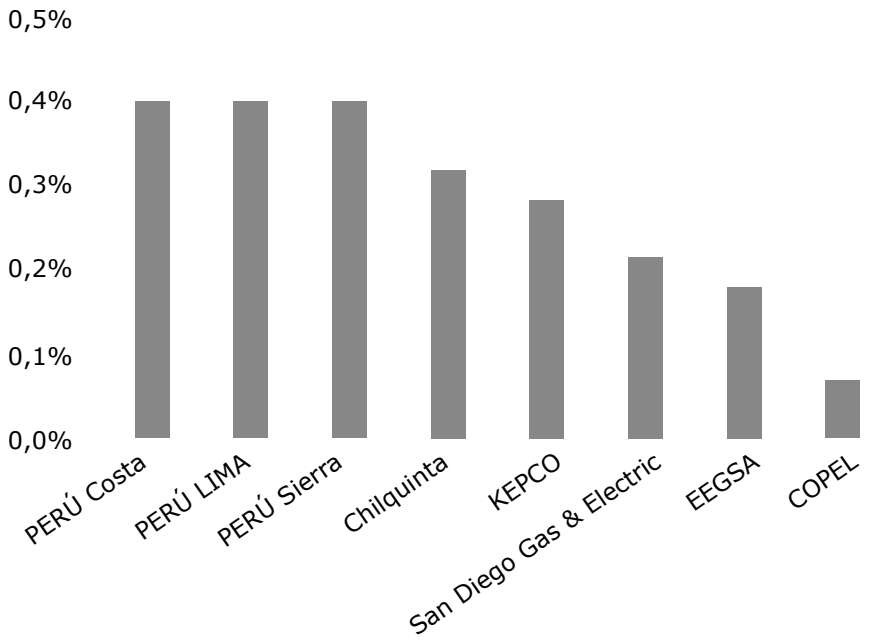


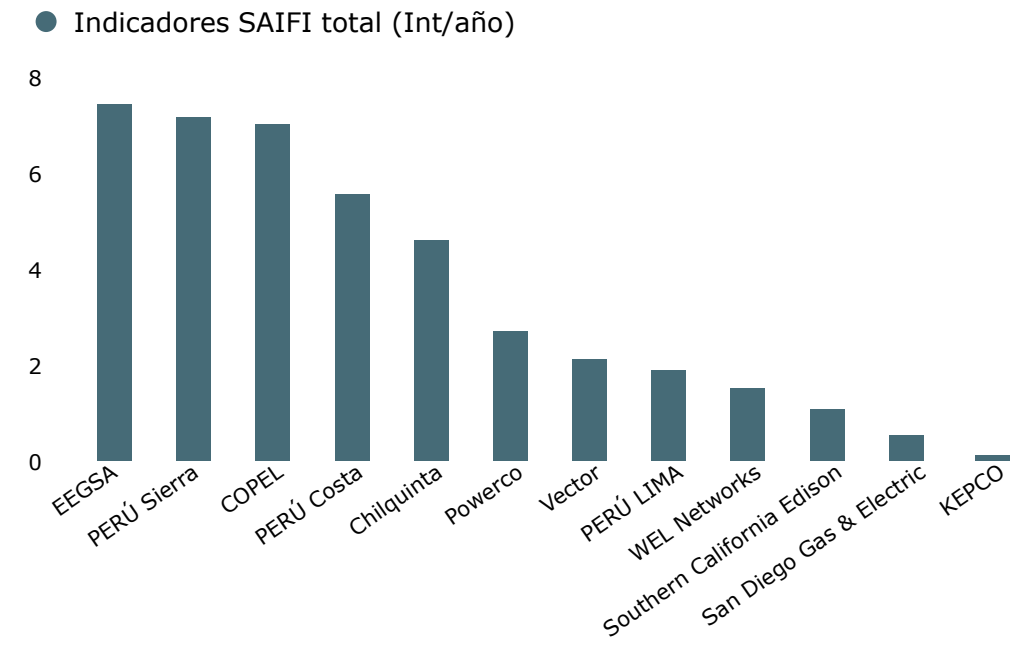
Ilustración 4-1: Actuación de las protecciones

- Se detectó que la principal de ellas son los eventos naturales, salvo en el caso de las empresas de Nueva Zelanda. Estas hablan de defecto de los materiales. De acuerdo con la información recibida, se estima que la categorización de las fallas es más específica para estas empresas, impidiendo que las cataloguen como de algún otro tipo a diferencia del resto de las empresas.
- Como segunda causa principal se encuentran los eventos del sistema y otras causas externas.
- En los casos en que los índices de calidades son mejores, tienen mayor porcentaje de incidencia el mantenimiento programado y la expansión de la red. Esto se da porque los tiempos de los trabajos de mantenimiento y expansión son similares entre las empresas. Al ser menores las interrupciones, este tipo de fallas tiene una ponderación mayor.

Cabe mencionar que, ante la inexistencia de homogeneidad entre los criterios de clasificación de las causales por empresa, es posible que una misma causa real sea asignada en forma diferente, pudiendo producir distorsiones entre las empresas. También se debe remarcar que, al considerarse términos relativos, en empresas de mejores índices de calidad, las interrupciones programadas tienen mayor incidencia.

Se presenta a continuación un resumen de los valores de los indicadores de calidad de servicio $SAIFI_{MT}$ (System Average Interruption Frequency Index) y $SAIDI_{MT}$ (System Average Interruption Duration Index) y los tiempos medios de restauración del servicio eléctrico en MT, medido a través del indicador $CAIDI_{MT}$ (Customer Average Interruption Duration Index) y calculado como el cociente entre el indicador $SAIDI_{MT}$ y el $SAIFI_{MT}$ (System Average Interruption Frequency Index). **Ver ilustraciones 4-2 y 4-3.**

Vale aclarar que este análisis se realiza a partir de los datos suministrados por las mismas empresas. Estas respondieron al pedido de información solicitada mediante el oficio N° 4474-2017-OS/DSR.



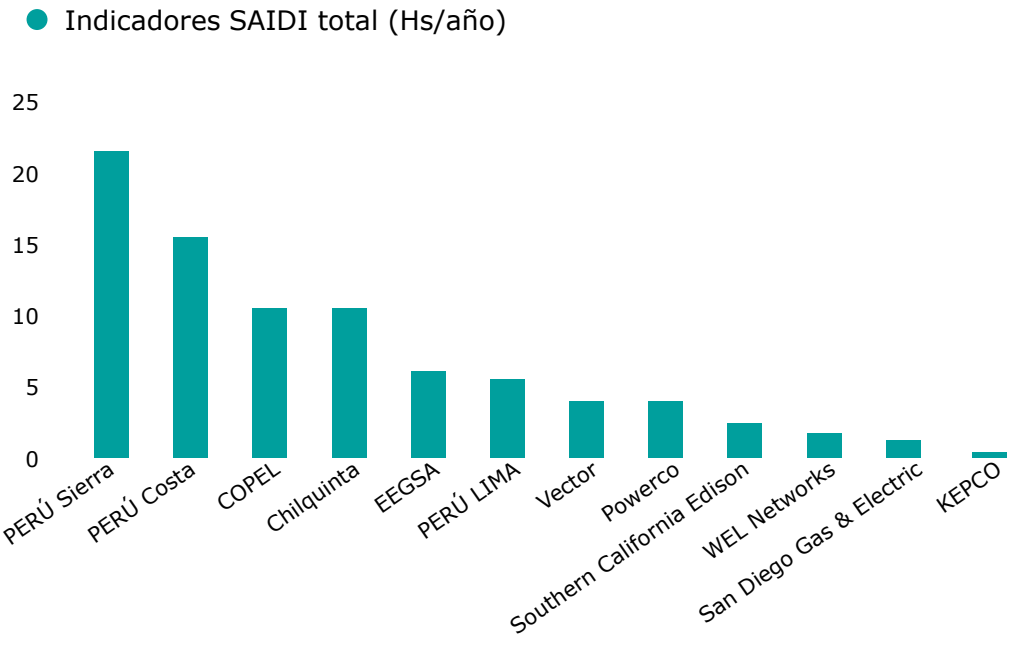


Ilustración 4-2: Valores de $SAIFI_{MT}$ y $SAIDI_{MT}$ del benchmarking internacional

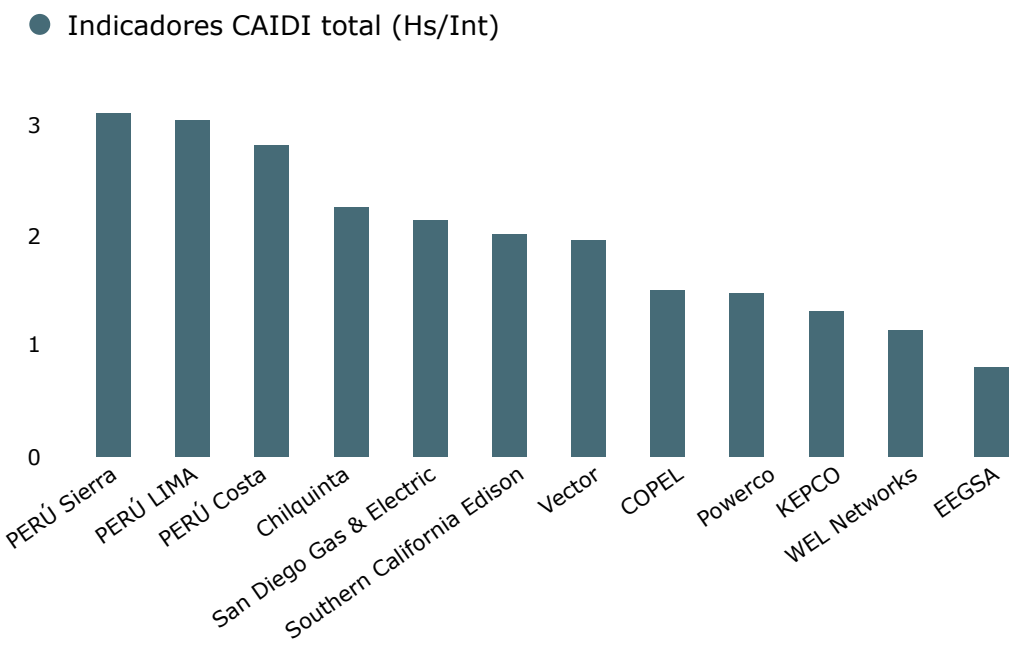


Ilustración 4-3: Valores de $CAIDI_{MT}$ del benchmarking internacional

En la siguiente tabla 4-3 se presenta un detalle de los valores por empresa

Empresa		Chilquinta	COPEL	EEGSA	PERÚ LIMA
Tasa de falla promedio de alimentadores MT subterráneos	(Fallas/100km-año)	55,4	2,1	0,0	N/A
Tasa de falla promedio de alimentadores MT aéreos	(Fallas/100km-año)	43,7	94,5	97,0	56,6
$SAIFI_{MT}$ total	(Int/año)	4,6	7,1	7,5	1,9
$SAIDI_{MT}$ total	(Minutos/año)	631	648	374	348
$SAIFI_{MT}$ programada	(Int/año)	0,6	1,3	0,8	0,7
$SAIDI_{MT}$ programada	(Minutos/año)	88	117	41	101
$SAIFI_{MT}$ no programada	(Int/año)	4,0	5,9	6,6	1,3
$SAIDI_{MT}$ no programada	(Minutos/año)	543	531	333	247
$CAIDI_{MT}$ total	(Minutos/Int)	136	91	50	183
Longitud media del alimentador aéreo	km/alim	29,41	90,33	40,01	7,95
Longitud media del alimentador subterráneo	km/alim	8,57	16,13	N/A	7,95
Proporción subterránea- aérea	%	3%	0%	6%	61%
Actuación de protección	($SAIFI_{MT}$/ $SAIFI_{MT}$sinprot)%	0,32%	0,07%	0,18%	0,37%
Clientes por alimentador	(clientes/n° alim)	4930	2181	5305	2907

N/A: No Aplica

Tabla 4-3: Característica

a, conjuntamente con los principales resultados de gestión de la calidad.

	PERÚ Costa	PERÚ Sierra	KEPCO	San Diego Gas & Electric	SCE	Powerco	Vector	WEL Networks
	N/A	N/A	0,2	6,5	N/A	3,8	2,9	3,7
	38,4	78,6	0,9	11,9	N/A	30,4	22,8	29,4
	5,6	7,2	0,1	0,5	1,1	2,7	2,1	1,5
	954	1,338	10	64	134	242	248	102
	0,9	0,9	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,2
	157	178	1	9	13	46	71	32
	4,7	6,3	0,1	0,4	1,0	2,5	1,7	1,3
	797	1,160	9	55	122	196	177	70
	170	186	80	128	122	90	118	69
	36,35	54,87	52,71	20,72	19,66	26,94	N/A	N/A
	NA	NA	63,45	27,61	15,22	20,00	N/A	N/A
	2%	0,25%	25%	67%	47%	23%	54%	39%
	0,34%	0,40%	0,28%	0,21%	N/A	N/A	N/A	N/A
	3035	3157	2217	3273	806	N/A	N/A	N/A

Con la finalidad de evidenciar la existencia de las características de las empresas que mayor influencia tienen en los indicadores de calidad del servicio, se efectuó un análisis del $SAIFI_{MT}$ con la longitud por alimentador, la cantidad de clientes por alimentador y la proporción de red subterránea versus red aérea.

El análisis realizado arrojó que existe una relación entre los parámetros indicados, tal como se evidencia en las **ilustraciones 4-4, 4-5 y 4-6.**

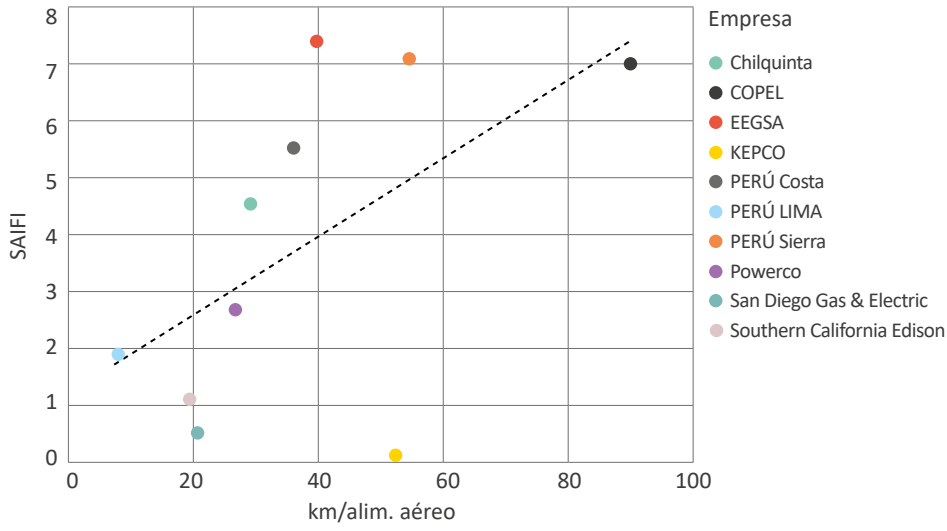


Ilustración 4-4: Valores de $SAIFI_{MT}$ versus alimentador de medios cargos

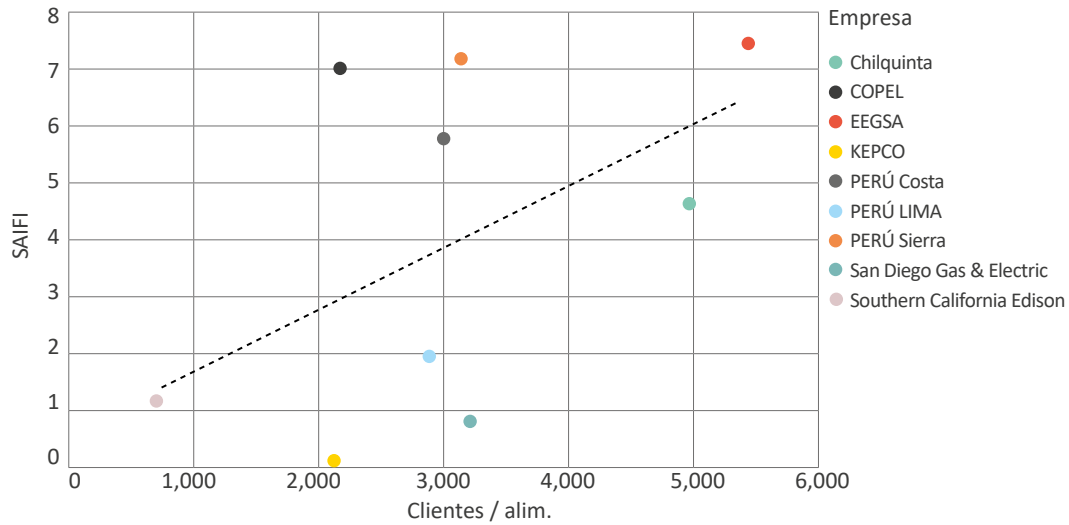


Ilustración 4-5: Valores de $SAIFI_{MT}$ versus clientes por alimentador

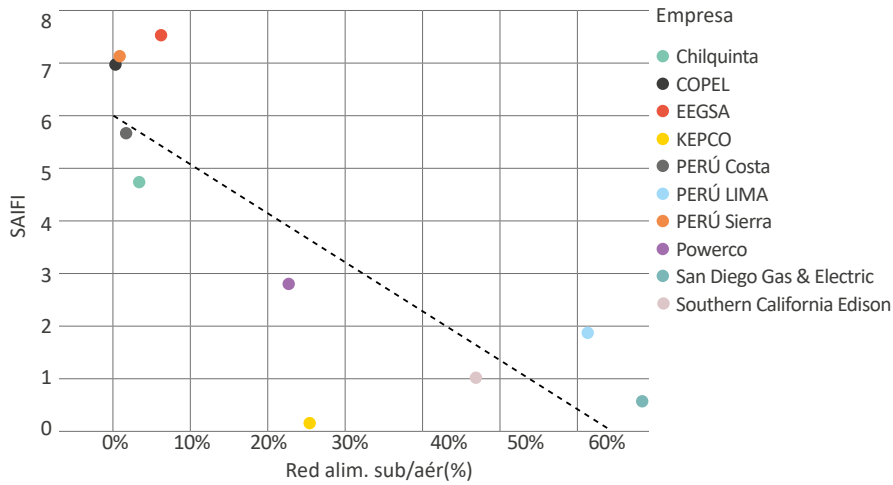


Ilustración 4-6: Valores de $SAIFI_{MT}$ versus proporción de red subterránea/aérea

4.4 PRINCIPALES CAUSAS DE INTERRUPCIONES

En la **tabla 4-4** se presenta el porcentaje de contribución de cada tipo de causa que origina las interrupciones por cada empresa del pa

Empresa		Chilquinta	COPEL	EEGSA	PERU Costa y Lima (&)	PERU Sierra
1	Tipo de causa	Árboles	Eventos naturales*	Eventos del sistema	Contacto entre conductores	Descarga atmosférica
	(%)	17%	34%	40%	22%	30%
2	Tipo de causa	Eventos del sistema**	Eventos del sistema**	Sin identificar ***	Bajo nivel de aislamiento	Bajo nivel de aislamiento
	(%)	15%	24%	22%	21%	18%
3	Tipo de causa	Mant. programado	Sin identificar ***	Mant. programado, expansión y mejoras de la red	Contacto accidental con línea	Falla en componentes del sistema de potencia
	(%)	14%	24%	11%	13%	14%
4	Tipo de causa	Accidentes	Mant. programado, expansión y mejoras de la red	Árboles	Falla en componentes del sistema de potencia	Fuertes vientos
	(%)	12%	18%	11%	12%	10%
5	Tipo de causa	Sobrecarga	-	Otras causas externas (#)	Falla de equipo	Cortes de emergencia
	(%)	8%	-	10%	11%	10%
6	Tipo de causa	Condiciones atmosféricas	-	Otras causas propias ($)	Sin identificar ***	Sin identificar ***
	(%)	7%	-	6%	21%	18%
7	Tipo de causa	Actos vandálicos	-	-	-	-
	(%)	4%	-	-	-	-
8	Tipo de causa	Sin identificar ***	-	-	-	-
	(%)	21%	-	-	-	-

Tabla 4-4: Causas de la

Símbolos:

* Viento, árboles, tormentas, rayos, erosión, inundaciones, fauna, incendios.

** Fallas de equipos, de seguridad o apagones de emergencia, actuación de protecciones especiales como relés de frecuencia, fallas de clientes de MT.

anel evaluado.

KEPCO	San Diego Gas & Electric	Southern California Edison	Powerco	Vector	WEL Networks
Eventos naturales*	Eventos naturales*	Eventos naturales*	Defectos en los materiales	Defectos en los materiales	Mant. programado, expansión y mejoras de la red
37%	65%	19%	32%	44%	31%
Eventos del sistema causados por clientes de MT	Mant. programado, expansión y mejoras de la red	Otras causas externas (#)	Mant. programado, expansión y mejoras de la red	Otras causas externas (#)	Otras causas externas (#)
27%	14%	17%	19%	20%	25%
Defectos en los materiales	Eventos del sistema**	Defectos en los materiales	Eventos naturales*	Eventos naturales*	Eventos naturales*
13%	10%	42%	17%	15%	23%
Mant. programado, expansión y mejoras de la red	Actos vandálicos	Mant. programado, expansión y mejoras de la red	Otras causas externas (#)	Mant. programado, expansión y mejoras de la red	Defectos en los materiales
10%	6%	10%	17%	13%	19%
Otras causas externas (#)	Otras causas externas (#)	Otras causas propias ($)	Sin identificar ***	Sin identificar ***	Sin identificar ***
10%	3%	13%	15%	8%	2%
Otras causas propias ($)	Otras causas propias ($)	-	-	-	-
3%	2%	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-

s fallas en el suministro

\# Vandalismo, eventos naturales de fuerza mayor (FM), fallas en transmisión y generación.

$ Incluye fallas de operación.

& Causas para la costa y Lima son idénticas.

4.5 CONCLUSIONES DEL BENCHMARKING

De los resultados del análisis de la información remitida relacionado con su nivel de desempeño ($SAIFI_{MT}$, $CAIDI_{MT}$ y tasa de falla), se puede mencionar la existencia de cuatro grupos de empresas, además de las de Perú.

En el caso de la empresa KEPCO, se considera que la provisión del servicio se da en un área de alta densidad, con redes de elevado nivel de automatismo y protección, por lo que se considera que no es comparable con las características de las empresas del Perú.

Se evidencia que las empresas nacionales presentan valores comparables a los de las otras empresas latinoamericanas integrantes del panel de comparación en lo que se refiere al $SAIFI_{MT}$, y tasas de falla, pero no así en lo que se refiere a la duración media de las interrupciones ($CAIDI_{MT}$), que resulta bastante más elevada.

Sobre la base de la información remitida por las empresas consultadas, se identificó aquellas prácticas que se consideren como las más apropiadas para la mejora de la calidad del suministro.

Si bien la información remitida por las empresas no ha sido la totalidad de la solicitada, se pudo detectar aquellos criterios que pueden ser de mayor impacto en el sistema eléctrico peruano y que sean consecuentes con la realidad que vive el mercado.

Sobre la base de la información recabada, se identificó aquellas prácticas

1. KEPCO. Presenta la mejor calidad de suministro con los siguientes indicadores:	
a. $SAIFI_{MT}$	0,1 interrupciones/año
b. $CAIDI_{MT}$	80 minutos/interrupción
c. Tasa de falla de alimentadores aéreos	0,9 fallas/100 km-año

2. Empresas de EE.UU.	
a. $SAIFI_{MT}$	0,4 - 1,0 interrupciones/año
b. $CAIDI_{MT}$	~ 125 minutos/interrupción
c. Tasa de falla de alimentadores aéreos	~12 fallas/100 km-año

3. Empresas de Nueva Zelanda	
a. $SAIFI_{MT}$	1,3 - 2,5 interrupciones/año
b. $CAIDI_{MT}$	69 - 118 minutos/interrupción
c. Tasa de falla de alimentadores aéreos	23 - 30 fallas/100 km-año

4. Empresas de Latinoamérica (sin incluir las empresas del Perú)	
a. $SAIFI_{MT}$	4,0 - 6,6 interrupciones/año
b. $CAIDI_{MT}$	50 - 136 minutos/interrupción
c. Tasa de falla de alimentadores aéreos	44 - 97 fallas/100 km-año

5. Empresas del Perú	
a. $SAIFI_{MT}$	1,3 - 6,3 interrupciones/año
b. $CAIDI_{MT}$	170 - 186 minutos/interrupción
c. Tasa de falla de alimentadores aéreos	38 - 79 fallas/100 km-año

Tabla 4-5: Grupo de empresas del Benchmarking

que se consideran como las más apropiadas para la mejora de la calidad de suministro.

Entre dichas prácticas correspondientes a empresas con mejor nivel alcanzado (EE. UU., Corea y Nueva Zelanda), destacamos:

- Conexión a tierra del neutro de MT.
- Mejor funcionamiento de los sistemas de protección, aplicación de recierre y protecciones selectivas.
- Mejores condiciones de construcción por calidad de materiales y de montaje.
- Prácticas continuas de mantenimiento preventivo.
- Dispositivos y sistemas computarizados para la ubicación de fallas y ayuda al restablecimiento del servicio.
- Automatismos para la reposición automática del servicio (caso principal de KEPCO).
- Aplicación de técnicas de trabajo con tensión (en caliente).

La aplicación de todo lo anterior podría implicar las siguientes mejoras en los sistemas de Perú:

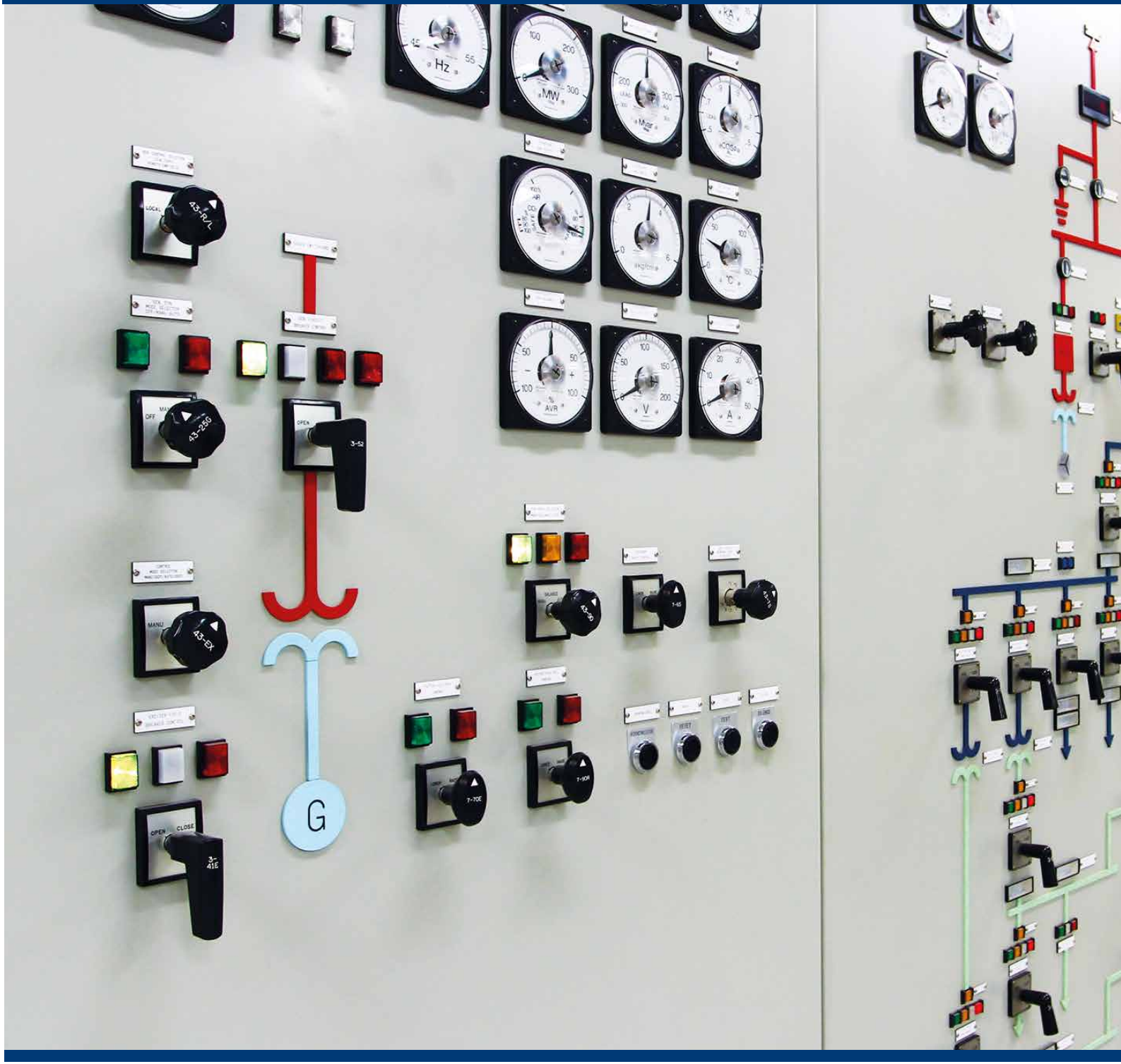
- Conexión a tierra del neutro de MT. Permite la utilización de dispositivos de detección de fallas monofásicas simples (fusibles e indicadores de paso de corriente de corto circuito). La utilización de neutro a tierra permite un funcionamiento más selectivo de las protecciones, reduciendo el $SAIFI_{MT}$, y una reposición del servicio más rápida, reflejada en un menor $CAIDI_{MT}$. Adicionalmente, hay menos exposición a sobretensiones.
- Mejor funcionamiento de los sistemas de protección, aplicación de recierres, y protecciones selectivas. La aplicación de recierres reduce el número de interrupciones computable para el cálculo de los indicadores de calidad del suministro debido a que se repone automáticamente en un tiempo menor a tres minutos las interrupciones transitorias y fugitivas que no producen avería. Un adecuado diseño, ajuste y mantenimiento de los sistemas de protección reduce la cantidad de usuarios con cortes reflejado en un $SAIFI_{MT}$ menor y, por ende, en el $SAIDI_{MT}$.
- Mejores condiciones de construcción por calidad de materiales y de montaje. Estas prácticas significan menores tasas de falla (como se observa en las empresas fuera del área latinoamericana). Se considera que las empresas del Perú podrían revisar la selección de aislamiento; el tipo de postación en zonas rurales y las tensiones y distancias eléctricas de conductores, con el fin de disminuir las tasas de falla.
- Prácticas continuas de mantenimiento preventivo. La realización sostenida de las prácticas de mantenimiento necesarias y convenientes asegura un adecuado funcionamiento de las redes y sus equipamientos.
- Dispositivos y sistemas computarizados para la ubicación de fallas y ayuda al restablecimiento del servicio. Este tipo de aplicaciones resultan convenientes a partir de la gran disponibilidad de sistemas computarizados y técnicas de comunicación.
- Automatismos para la reposición automática del servicio (caso principal de KEPCO). Su aplicación se justifica en áreas de muy alta densidad de demanda (no existentes en Perú) y/o clientes comerciales y/o industriales de gran magnitud (existen pocos en el Perú, salvo las empresas mineras).
- Aplicación de técnicas de trabajo con tensión (en caliente). Permiten reducir cortes programados. Estas prácticas son aplicadas actualmente por las empresas del área de Lima. Se considera conveniente su implementación en todas las empresas del Perú.

05

PROPUESTAS DE MEJORA

DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL PERÚ

Fuente: SEAL


Hz
MW
AVR
V
A
LOCAL
43-R/L
MANU
43-EX
OPEN
CLOSE
3-41E
3-52
G

Fuente: es.123rf.com

PROPUESTA DE MEJORA DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL PERÚ

Como resultado de las tareas de diagnóstico del desempeño de las redes de las empresas distribuidoras del Perú y del análisis de la información resultante del benchmarking internacional realizado, se puede concluir que los niveles de desempeño de las empresas del Perú podrían mejorar si se aplicara una serie de mejores prácticas detectadas tanto en la encuesta realizada como en la propia experiencia de otros países.

La información recabada del benchmarking internacional, las posteriores consultas a las empresas integrantes del panel y la propia experiencia en otros países han sido la base para el desarrollo de una serie de recomendaciones que redundarán en una mejora de la calidad del suministro en las empresas del Perú.

Las siguientes recomendaciones resultan de aplicación tanto para el diseño como para la gestión de las redes, y se han agrupado en:

5.1 Técnicas para reducir la frecuencia de interrupciones y su respectivo monitoreo.

5.2 Técnicas de explotación para reducir la duración de las interrupciones.

5.3 Aplicación de técnicas de sistemas de protección en redes de media tensión (MT).

5.4 Metodología de construcción para mejorar la confiabilidad en redes aéreas de media tensión (MT).

5.5 Restauración de servicio eléctrico en media tensión.

5.6 Desempeño y mejores prácticas de gestión empresarial.

5.7 Automatización en distribución y sistema de información necesarios en empresas de distribución eléctrica.

5.8 Técnicas de mantenimiento sin interrupción de energía (MTPI).

5.1 TÉCNICAS PARA REDUCIR LA FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES Y SU RESPECTIVO MONITOREO

En esta sección, se trata los factores principales que inciden en la frecuencia de interrupción y los criterios que permiten, dentro de la estructura tarifaria actual, reducirla.

Se presenta los criterios que se deben seguir para este fin, haciendo énfasis en los niveles de carga convenientes de los elementos de la red, los esquemas deseables de la red y, en caso de no contar con los mismos, se presenta la mejor forma de reconfiguración para obtener los resultados deseados a partir de una red existente. Además, se menciona las prácticas no recomendables que atentan directamente contra la calidad del servicio.

Por otra parte, se destaca las técnicas de mantenimiento que impactan en la mejora del indicador. Este punto permite determinar las instalaciones y las actividades de mantenimiento de acuerdo con la zona de montaje de las mismas.

Por último, se muestra la actividad de monitoreo que debe realizar la empresa para identificar posibles fallas futuras y el cumplimiento de los criterios establecidos.

5.1.1 Criterios para la estructuración de la red de MT

A continuación se plantea las recomendaciones para la estructuración de la red de MT para los niveles de 10 kV, 13,2 kV y 23 kV, considerando:

A. Nivel de carga conveniente y criterio de ubicación de equipos de maniobra y protección.

B. Esquemas de red.

C. Criterios para la reconfiguración de alimentadores a efectos de su posterior telecontrol.

D. Prácticas no recomendables de configuración de circuitos y disponibilidad de reserva.

A. NIVEL DE CARGA CONVENIENTE Y CRITERIO DE UBICACIÓN DE EQUIPOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN

Para gestionar adecuadamente las transferencias de carga y reducir el impacto ante interrupciones, se establece los siguientes lineamientos relacionados con:

A.1 Estado de carga del alimentador.

A.2 Cantidad de clientes por alimentador.

A.3 Desarrollo de ramales.

A.4 Protección de red intermedia.

A.5 Reserva de troncal.

A.6 Seccionamiento en ramales.

A.7 Indicadores de corriente de cortocircuito (Icc) requeridos para el

seguimiento de la avería.

A.1 Estado de carga del alimentador

Se recomienda determinar el estado de carga del alimentador considerando 3 criterios:

i) No sobrepasar la carga máxima admisible en el transformador para mantener la condición de reserva N-1.

Para cumplir con esta condición, la carga máxima de todos los alimentadores no debe ser mayor que la corriente máxima admitida en el transformador en condición N-1, por lo que el promedio de carga de los alimentadores debe responder a la siguiente ecuación:

Máx. carga promedio =((N-1) x kc x PNT+RMT)/NS

Donde:

PNT :Potencia nominal de transformador AT/MT.

NS :Cantidad de salidas por transformador.

Kc :Coeficiente de sobrecarga del transformador.

RMT:Reserva disponible en MT por operación en menos de 2 h.

La aplicación de este criterio considerando SET AT/MT de 2 transformadores con un Kc de 1,2 y una reserva disponible MT del 20% de la potencia de un transformador AT/MT resulta para 10 y 13,2 kV la siguiente cantidad de salidas y cargas:

- Transformador de 40 MVA - 8 salidas: 3,5 MVA.
- Transformador de 25 MVA - 5 salidas: 3,5 MVA.
- Transformador de 15 MVA - 3 salidas: 3,5 MVA.

Si la estación AT/MT es de 3 transformadores, se debe mantener la cantidad de salidas por transformador de forma tal de no subir la carga por alimentador.

En las estaciones con transformadores AT/23 kV la potencia por alimentador se puede duplicar.

ii) Permitir que la restitución del servicio de la carga de un alimentador se pueda realizar con no más de dos vínculos. Para ello, la carga máxima del alimentador no debe ser superior al 66% de la corriente nominal del cable o conductor de salida, a efectos de permitir que la reserva se pueda mantener con una cantidad no mayor a 2 cierres. El valor de carga va a depender de la capacidad nominal de cada alimentador, pero no es conveniente superar los niveles de carga indicados.

iii) Mantener un nivel de carga similar en los alimentadores para minimizar las pérdidas técnicas.

Para ello, se estima conveniente que la carga mínima de un alimentador debe ser no menor al 75% de la carga máxima promedio de los alimentadores con el fin de no subutilizar los alimentadores.

A modo de ejemplificar estos 3 criterios mencionados, se presenta en la **ilustración 5-1** el esquema para un transformador de 40 MVA.

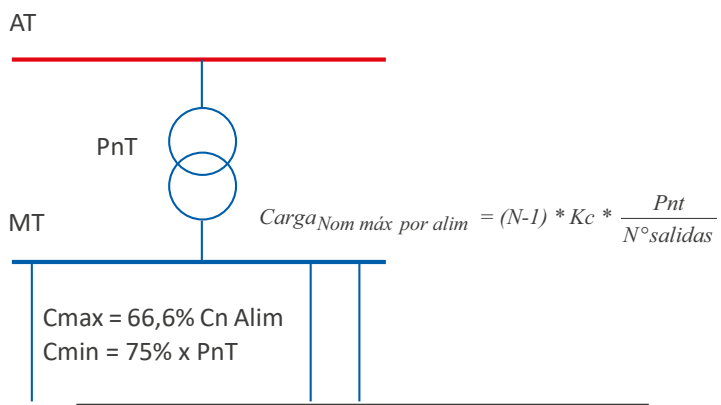


Ilustración 5-1: Criterios de cargabilidad de los alimentadores

A.2 Cantidad de clientes por alimentador

No resulta necesario establecer un límite de cantidad de clientes por alimentador debido a que los mismos están relacionados con la carga. En cambio,debe tenerse presente que:

- El óptimo de pérdidas depende del nivel de carga homogéneo de los alimentadores.
- Al regular la potencia máxima por alimentador, se está indirectamente limitando la cantidad de clientes.
- Las penalizaciones por calidad de suministro están siempre vinculadas a la potencia del alimentador.

A.3 Desarrollo de ramales

Para el caso de redes subterráneas, se recomienda restringir el desarrollo de ramales. En caso de hacerlo, se debe considerar sólo para la conexión desde un centro de distribución o una subestación de distribución (SED).

Para las redes aéreas, no existen restricciones de desarrollo y conexión.

En red mixta, se debería cumplir con los criterios aplicables para cada tramo de red (subterráneo o aéreo) según corresponda.

A.4 Protección de red intermedia

Se recomienda que las protecciones de redes intermedias se encuentren ubicadas en el troncal donde se maximice la ecuación del producto de potencia salvada por la longitud de red protegida (y se rentabilice la instalación del equipo), tanto en el caso de redes aéreas como subterráneas. Su ubicación puede determinarse aplicando la siguiente ecuación:

$$K \times Psal \times LRP \geq Ceq$$

Donde:

- K: Coeficiente que incluye las constantes (tasa de avería, costo unitario de energía, tiempo de reposición y factor de capitalización).
- Psal: Potencia salvada.
- LRP: Longitud de red protegida.
- Ceq: Costo de equipamiento.

La protección de red intermedia es un requisito indispensable en el caso de redes con neutro aislado.

A.5 Reserva de troncal

La reserva de troncal debe existir siempre, preferentemente sobre el troncal, luego de la protección intermedia principal y desde otra subestación de transmisión (SET), principalmente para redes subterráneas a continuación de la protección intermedia principal.

- En red subterránea, resulta imprescindible desde otra SET (un solo transformador por SET).
- En red aérea, pueden ser de la misma SET.

A.6 Seccionamiento en ramales

Se recomienda que el seccionamiento en ramales de una red aérea se realice mediante la utilización de fusibles o seccionalizadores monofásicos. En el caso de una red subterránea, no se recomienda el desarrollo de ramales.

En el caso de seccionamientos automáticos, se recomienda su utilización solo donde se justifique en función a la potencia salvada (K x Psal x LRP ≥ Ceq).

A.7 Indicadores de CC requeridos para el seguimiento de la avería

Es conveniente emplear indicadores de paso de la corriente de cortocircuito con indicación local o remota en puntos predeterminados de intervención (operación). Su utilización resulta conveniente para el seguimiento de la avería y así lograr una mayor prontitud en la reposición del suministro. Deben estar ubicados en puntos estratégicos definidos por los puntos de primera y segunda intervención, tal como se indica en la sección 5.2.2 del presente trabajo.

B. ESQUEMAS DE RED

A continuación se presenta los esquemas de red recomendados para los siguientes casos:

B.1 Red subterránea.

B.2 Red aérea.

B.3 Red mixta de MT.

B.4 Caso particular de configuración de red en sistemas rurales.

B.1 Red subterránea

Las redes actuales de las empresas de distribución tienen, en general, circuitos radiales sin reserva y transformadores unitarios , tal como se grafica en la **ilustración 5-2.**

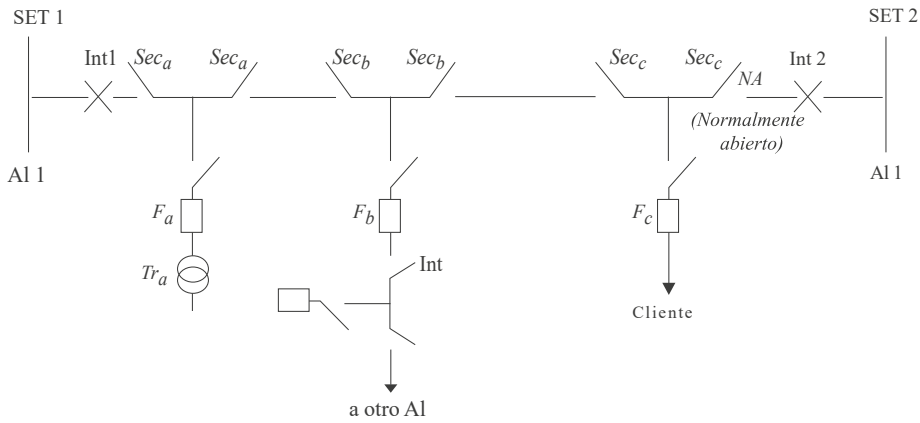


Ilustración 5-2: Esquema de red de MT subterránea

La recomendación para este tipo de red es una conformación con lazos entre SET, sin derivaciones (ramales). No es conveniente el desarrollo de ramales, por lo que obligaría a dejarlos sin reserva en algunos casos.

La estructura de la red recomendada permite lograr los siguientes objetivos principales:

- Disponer de reserva entre SET.
- Disponer de reserva de cable.

La reserva entre SET es fundamental e imprescindible en los casos de instalación de un solo transformador a MT kV por SET (existen varios casos de 23 kV en desarrollo).

En cuanto a los tipos de protección habitualmente utilizado, tenemos:

- Con neutro MT aislado Ic: Interruptor de cabeceras con protección máxima de fases y direccional de alta sensibilidad de tierra.
- Con Neutro MT a tierra Ic: Interruptor de red con protección máxima de fases y de alta sensibilidad de tierra.
- Ramales F: Fusibles + Indicador de paso de cortocircuito (presentan un mejor funcionamiento con neutro MT a tierra).

Desde el punto de vista operativo, se recomienda que tanto el troncal como las derivaciones cuenten con la posibilidad de cierre, permitiendo que, en caso de falla, se pueda reponer el servicio rápidamente, ya que el cable subterráneo en falta requiere de un tiempo de 12 a 24 h para su reparación y reposición en el servicio.

Se puede normalizar su desarrollo con el objeto de mejorar la operación a través de la reducción de la cargabilidad del troncal (menor número de clientes conectados) y derivaciones, y procedimientos de restitución del servicio.

Las empresas de distribución suelen utilizar un criterio de cargabilidad mayor al 66% de la carga nominal del alimentador que obliga a más de una operación para levantar la demanda del alimentador a través de los vínculos de respaldo.

Desde un punto de vista operativo y de calidad de suministro, sería conveniente que la reposición se hiciera con una sola operación (además la cantidad de clientes cortados también es menor). Es decir:

i) Si la falla es en el troncal, se repone a través del troncal de reserva.

ii) Si la falla es en un ramal (derivación), se repone con otro ramal.

La condición **i** exigiría que la carga máxima de los troncales (los que deberían tener sección uniforme) sea de un 50% de la carga soportada en emergencia. Este valor respecto de la carga nominal resulta ser de un 66%.

Para la condición **ii,** debido a que la demanda de los ramales no es importante, no es necesario establecer ninguna condición particular.

Fuente: es.123rf.com

La propuesta de reducir la cargabilidad admitida de los troncales de red se correlaciona con el criterio de mantener un margen de reserva en las SET ante falla o indisponibilidad de transformadores AT/MT y reducir la cantidad de clientes expuestos al corte.

En las SET de dos o tres transformadores, con la demanda actual adoptada de hasta el 100% de la carga nominal, sí se contempla la aplicación de criterios de potencia firme, donde la potencia firme se determina, para el caso de 3 transformadores, del siguiente modo:

$$P_F = (3 - 1)\ x\ P_N\ x\ K_S + RMT$$

Donde:

P_F = Potencia firme.

P_N = Potencia nominal.

K_S = Coeficiente de capacidad de sobrecarga de los transformadores.

RMT = Reserva disponible en media tensión.

La adopción de un índice de cargabilidad del 66% reduce la cantidad de clientes afectados por una interrupción, favorece la operación, la restitución del servicio y además la disponibilidad de reserva adecuada en las SET. También provee un margen adicional ante contingencias excepcionales, donde se produzca un siniestro en una SET, con pérdida total o parcial de la misma.

Para el desarrollo de la red subterránea de MT, es más conveniente el empleo de redes en anillo o en lazo sin ramales. La conveniencia de ambas opciones se basa en el hecho de que la reparación de una falla en un tramo de cable subterráneo requiere más de 24 horas, tal como se muestra en la **ilustración 5-3** (prelocalización, detección, zanjeo y reparación), por lo que la disponibilidad de reserva por operación es necesaria.

Esta necesidad determina que los ramales, en caso de existir, demandan reserva, lo que hace el desarrollo de la red más complejo y antieconómico.

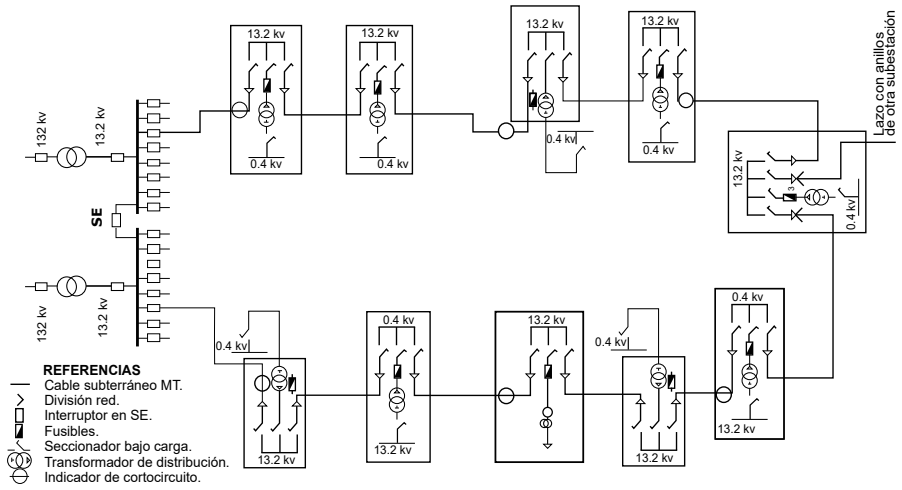


Ilustración 5-3: Esquema de red subterránea en anillo sin ramales

B.2 Red aérea

Su desarrollo es radial arborescente, de acuerdo con el esquema indicado en la **ilustración 5-4.**

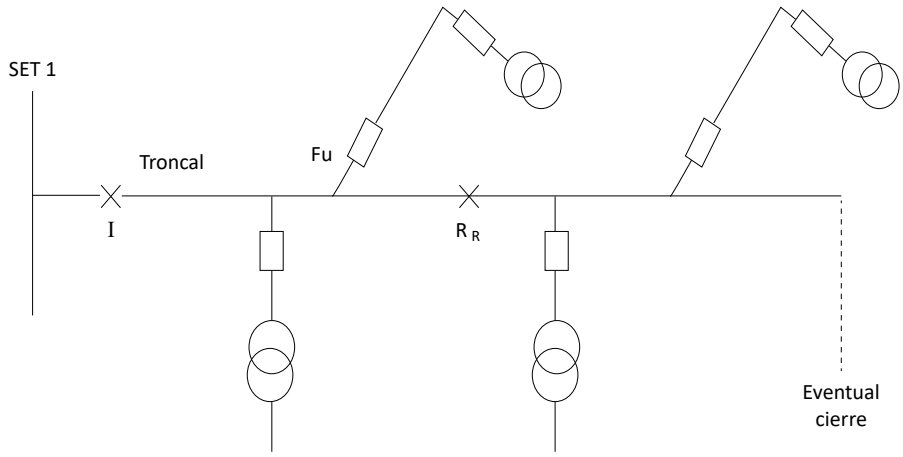


Ilustración 5-4: Esquema de red aérea del tipo radial arborescente

En cuanto a las protecciones tenemos:

- I: Interruptor con protección máxima (con recierre en red aérea pura).
- R_R: Recloser de red con recierre.
- F_u: Fusibles.

Este esquema de red resulta de aplicación tanto para redes de 10 o 13,2 kV como de 23 kV.

Cabe mencionar que la aplicación de la red aérea de 23 kV es conveniente en áreas periféricas donde presentan ventajas frente a la red de 10 ó 13,2 kV debido a su mayor momento eléctrico. La red de 10 ó 13,2 kV aérea tiene una capacidad del orden de 15.000 kW/km, mientras que con la red de 20 kV (23 kV) se cuadriplica a 60.000 kW/km.

Esta ventaja hace conveniente el uso de la red de 23 kV en las zonas periféricas, convirtiéndose en una solución lógica de desarrollo para dichas áreas.

Las SED MT/BT se instalan tanto en los troncales como en las derivaciones. En este tipo de red, las averías de las redes aéreas son de rápida resolución, salvo la caída de postes o la falla en cables subterráneos intercalados.

Se considera conveniente que siempre exista disponibilidad de reserva sobre el troncal desde otro troncal para resolver la eventual avería del cable subterráneo de conexión a la SET o intermedio, y para otorgar apoyo entre SETs para contingencias excepcionales.

No se considera necesario prever reserva sobre los ramales. La caída excepcional de un poste puede solventarse con el tendido provisorio de cable autoportante.

Siguiendo el mismo criterio que en las SETs para redes subterráneas, y con el mismo objeto de mantener la disponibilidad de la SET, en caso de contingencia N-1, se recomienda que la cargabilidad de los troncales se limite a 66%.

B.3 Red mixta de 10 ó 13,2 kV

La red mixta compuesta por tramos de red subterránea (próximos a la SET) y tramos de red aérea en la periferia, constituyen una proporción muy importante de la red de distribuidoras de Lima. El esquema de este tipo de red se muestra en la **ilustración 5-5.**

Los criterios recomendados para esta combinación de red, ya existente y por lo tanto inalterable, son los siguientes:

- Para la porción de red subterránea, estructura de red subterránea, con reserva para troncal y ramales.
- Para la red aérea, estructura de red aérea, con reserva solo sobre troncal.
- Diseños de troncales (aéreas y subterráneas) con la misma capacidad térmica y el mismo nivel de carga máxima admisible.
- No se recomienda desarrollar red mixta de 23 kV.

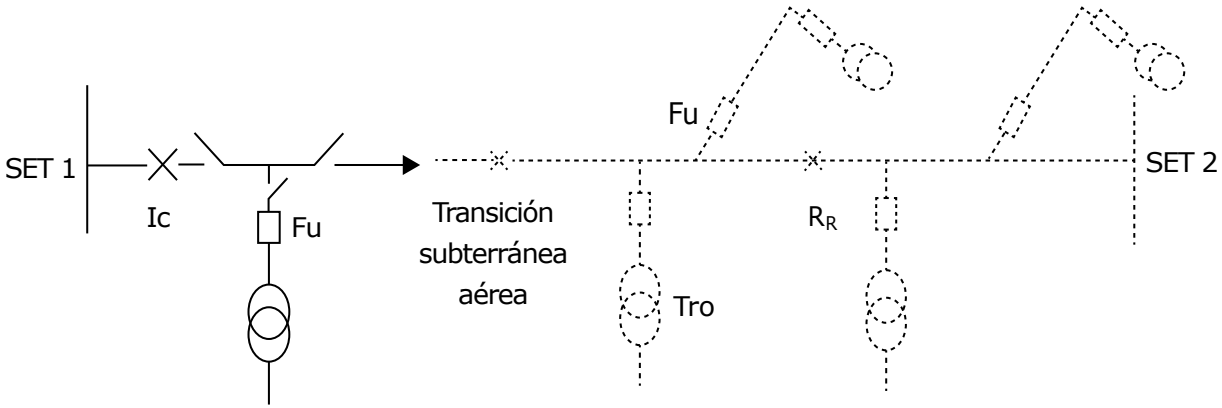


Ilustración 5-5: Esquema de red mixta de MT

B.4 Caso particular de configuración de red en sistemas rurales

Para el caso de sistemas rurales, se recomienda la aplicación de los criterios mencionados anteriormente para el caso de redes aéreas, teniendo en cuenta las siguientes particularidades:

Fuente: es.123rf.com

- Configuración de la red.

  A efectos de disponer de un buen nivel de calidad de suministro en la configuración de los sistemas rurales, se debe considerar:

  - Disponibilidad de reserva en condición N-1 para las SET AT/MT.
  - Limitación en lo posible de la potencia y cantidad de clientes por circuito alimentador.
  - Limitación de la longitud de los alimentadores.
  - Disponibilidad de los equipos de protección que resulten técnico-económicamente convenientes.
  - Disponibilidad de indicadores de cortocircuito.
  - Empleo de telesupervisión.

  No se considera razonable forzar la disponibilidad de reserva a través de la existencia de respaldo de red por la naturaleza radial y dispersa de los sistemas rurales.

  No obstante, se considera apropiado evaluar la conveniencia técnico-económica en cada caso particular de la instalación de generación distribuida en MT, relacionada con el creciente uso de pequeños generadores basados en energías renovables.

  La constante disminución del precio de los equipamientos de generación renovable (eólica, solar y minihidráulica) y de los sistemas de almacenamiento de energía permite que el abastecimiento de energía a través de fuentes renovables resulte cada vez más competitivo.

  Esta circunstancia posibilita que, a partir del objetivo primordial de desarrollar energías renovables, estos sistemas de generación ubicados en los extremos de los circuitos rurales resulten de mucha utilidad para mantener los suministros en caso de falla de las redes, con la consiguiente mejora en la calidad del servicio.

- Aplicabilidad de los sistemas de retorno por tierra.

  El uso de la tecnología de retorno por tierra para el caso de circuitos rurales ha sido de común aplicación en el Perú.

  Si bien la aplicación de los sistemas de retorno por tierra no implica en sí misma un inconveniente para la calidad del suministro, si su diseño no es adecuado, puede implicar riesgos en la seguridad de los habitantes de la zona e inconvenientes en la explotación del servicio.

Para mantener las condiciones de seguridad, es fundamental que los sistemas de retorno por tierra mantengan sus valores de corriente dentro de los valores admitidos en las normas y que se dispongan de adecuados y confiables dispositivos de puesta a tierra.

En lo que se refiere a la explotación, se pueden presentar problemas de caídas de tensión y pérdidas excesivas si su dimensionamiento no resulta acorde con las demandas esperadas.

Un diseño que resulte adecuado para una condición inicial de demanda puede constituir un serio problema de explotación si la demanda se incrementa a partir de la disponibilidad del servicio eléctrico con relación a lo inicialmente previsto en su diseño. En este caso, se debería modificar el diseño inicial adicionando el conductor de neutro, lo que resulta antieconómico frente a la alternativa de considerarlo en el diseño inicial.

Por este motivo es que se considera que los sistemas de retorno por tierra solo deberían utilizarse en los casos en que se trate de dar suministro a usuarios en áreas muy aisladas, con baja densidad poblacional, donde no se prevea crecimiento de la demanda inicialmente considerada para el proyecto como consecuencia de la disponibilidad del servicio eléctrico.

C. CRITERIOS PARA LA RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES A EFECTOS DE SU POSTERIOR TELECONTROL

Teniendo presente que el telecontrol (telemando) tiene un impacto en la mejora de la calidad de suministro y que actualmente las redes del Perú no se encuentran con un elevado nivel de telecontrol, se plantea a continuación una serie de criterios y recomendaciones a tener en cuenta al momento de efectuar una reconfiguración de alimentadores para la posterior implementación de proyectos de telecontrol (o telemando). Estos criterios se encuentran alineados con las recomendaciones indicadas anteriormente para la estructuración de la red de MT.

La aplicación de sistemas de telecontrol y automatización de la red permite lograr el restablecimiento del servicio eléctrico sobre una porción importante de los circuitos y clientes, en un tiempo menor a 3 minutos, por lo cual la interrupción sobre los clientes rápidamente restablecida no resulta computable para los fines del cálculo de los indicadores de calidad del suministro.

La aplicación de telemando para reposición del suministro es típica de redes subterráneas y/o mixtas, las cuales deben contar con disponibilidad de reserva.

En las redes aéreas de estructuración radial, en general la disponibilidad de reserva no existe para los ramales y tampoco para el troncal, por lo que no se cumple en estos casos la condición imprescindible para la reposición por telemando.

En las redes aéreas es típica la aplicación de recierre y seccionalizamiento automático para reducir las interrupciones computables (tal como se explica en la sección 5.3).

Para realizar en forma adecuada el restablecimiento del suministro en forma telecontrolada, se debe contar con:

- Adecuada reserva en punto de interconexión abierto.
- Teleseñalización del paso de la corriente de corto circuito (ICC).
- Equipos de maniobra bajo carga telecontrolados (con capacidad de cierre sobre cortocircuito).

El circuito adaptado para telecomando se puede desarrollar según la **ilustración 5-6.**

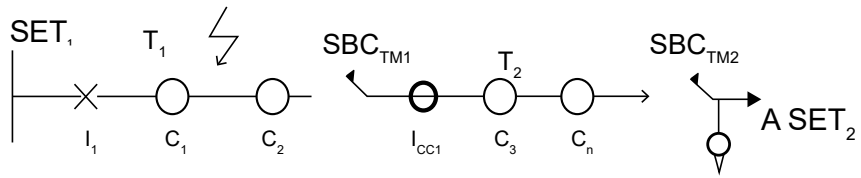


Ilustración 5-6: Circuito adaptado para telecomando

Donde:

- SET_1 : SET de alimentación normal.
- I_1 : Interruptor de cabecera del alimentador.
- C_1, C_2,….C_n : Centros de transformación o suministro.
- SBC_{TM1}, SBC_{TM2} : Seccionadores bajo carga telecomandados.
- ICC_1 : Indicador de paso de corriente de cortocircuito.
- → : Apertura de división red.
- SET_2 : SET de alimentación de reserva.
- V : Indicador de tensión.
- T1 -T2 : tramos del circuito.

La forma de operar del circuito telecomandado ante una interrupción sería como sigue:

- Si el cortocircuito se produce en el tramo 1, actúa el interruptor I_1 y salen los dos tramos; el ICC_1 no detecta el paso de la corriente de cortocircuito, el SBC_{TM1} se abre y el SBC_{TM2} se cierra (con existencia de tensión), restableciendo el servicio en el tramo 2 en menos de 3 minutos.
- Si el cortocircuito se produce en el tramo 2, el ICC_1 detecta el paso de la corriente de cortocircuito, el SBC_{TM1} se abre, el SBC_{TM2} permanece abierto y el I_1 se cierra, restableciendo el servicio en el tramo 1 en menos de 3 minutos.

Fuente: es.123rf.com

De esta forma, se logra reducir el $SAIFI_{MT}$ a la mitad.

Para el caso de circuitos más complejos, con disponibilidad de reserva desde dos SETs, se puede avanzar y particionar el circuito en más tramos, tal como se desarrolla en la **ilustración 5-7:**

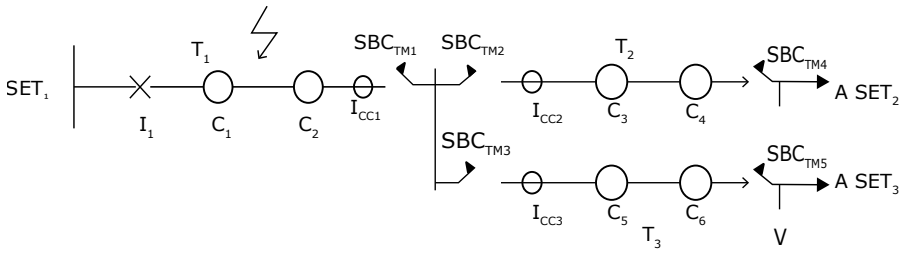


Ilustración 5-7: Circuito adaptado con telecomando y reserva

Donde:

- SET_1: SET de alimentación.
- SET_2, SET_3: SET de provisión de reserva.
- T_1, T_2, T_3: tramos del circuito.
- SBC_{TM1}, SBC_{TM2}, SBC_{TM3}, SBC_{TM4}, SBC_{TM5}: Seccionadores bajo carga telecomandados.
- ICC_1, ICC_2, ICC_3: Indicadores de paso de corriente de cortocircuito.
- I_1: Interruptor de cabecera del alimentador.
- C_1, C_2,….C_n: Centros de transformación o suministro.
- ⟶ : Apertura de división red.
- V: Indicador de tensión.

La forma de operar del circuito telecomandado ante una interrupción sería la siguiente:

- Si se produce la falla en el tramo 1, opera el interruptor I1 y sale todo el circuito. Como no hay indicación de paso de la corriente de cortocircuito, se abre SBC_{TM1} y se cierra SBC_{TM4} o SBC_{TM5} (uno solo), I_1 queda abierto y T_1 sin servicio.
- Si se produce la falla en T_2 o T_3, estarían indicando el ICC_1 e ICC_2 (o ICC_3). Se abre SBC_{TM2} (o $SBC_{TM3)}$ y se cierra I_1, restableciendo el servicio en T_1 y T_2 (o T_3).
- Si eventualmente el ICC_1 detecta el paso de la corriente de cortocircuito y no lo hacen ICC_2 ni ICC_3, entonces se ha producido un corto en algún equipo de maniobra y no se puede operar los SBC_{TM1}, SBC_{TM2} ni SBC_{TM3}.

Esta aplicación permite reducir en un 66% el $SAIFI_{MT}$ (en promedio), pero requiere de mayores inversiones. La conveniencia de su aplicación debe analizarse tal como se indica en la sección 5.7 correspondiente a la automatización de la red.

D. PRÁCTICAS NO RECOMENDABLES DE CONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS Y DISPONIBILIDAD DE RESERVA

Aparte de las medidas ya sugeridas, se considera de interés señalar aquellos esquemas de configuración de la disponibilidad de reserva no recomendables.

D.1 Cierre de troncal previo a la protección intermedia

La **ilustración 5-8** muestra la configuración de esta medida a tomar.

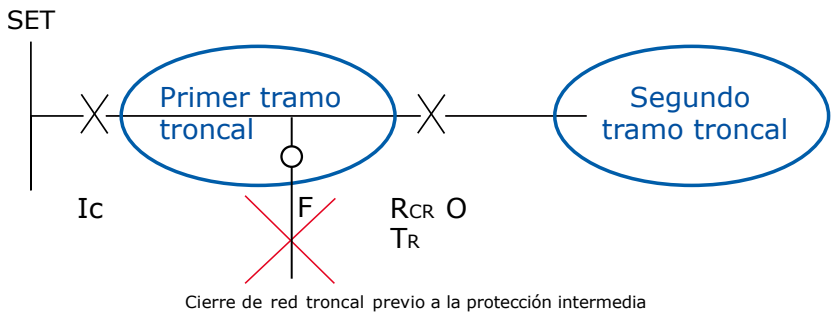


Ilustración 5-8: red troncal con disposición de protección no recomendable

No se recomienda el uso de cierres previos a la ubicación de la protección intermedia de un alimentador debido a que si la avería es en el primer tramo, no se resuelve el problema, y si es en el segundo, resulta inefectivo.

D.2 Cierre con igual SET

Siempre que se pueda, resulta más conveniente efectuar el cierre con otra SET para que haya reserva en caso de falla o de indisponibilidad de más de un transformador o pérdida de la SET, tal como se presenta en la **ilustración 5-9.**

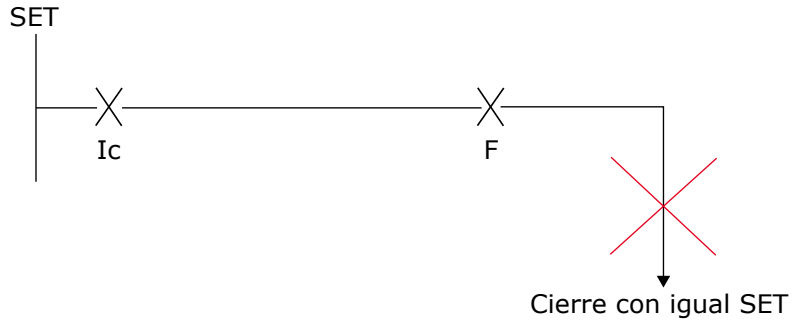


Ilustración 5-9: Cierre sobre misma SET

D.3 Seccionador bajo carga telecontrolado en ramal

La ubicación de seccionadores bajo carga en ramales, como el de la ilustración 5-10 no es recomendable debido a que la potencia que salva y/o la longitud que protege es baja; por lo tanto, resulta difícil su justificación económica y agrega elementos a mantener en condición operativa.

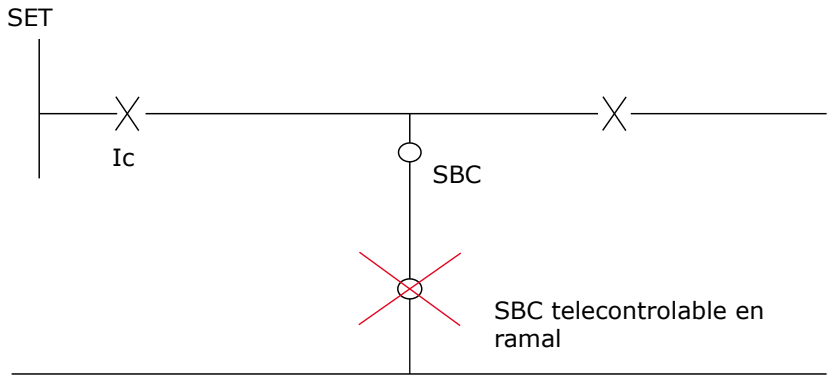


Ilustración 5-10: Ubicación de seccionadores sobre ramales

D.4 Subutilización y/o sobreutilización de alimentadores

Se recomienda evitar que los alimentadores reconfigurados en la misma SET tengan cargas disímiles, estando uno por encima de lo deseable y otro por debajo, ya que esto atenta contra la calidad del suministro y el nivel de pérdidas óptimo, tal como indica la **ilustración 5-11.**

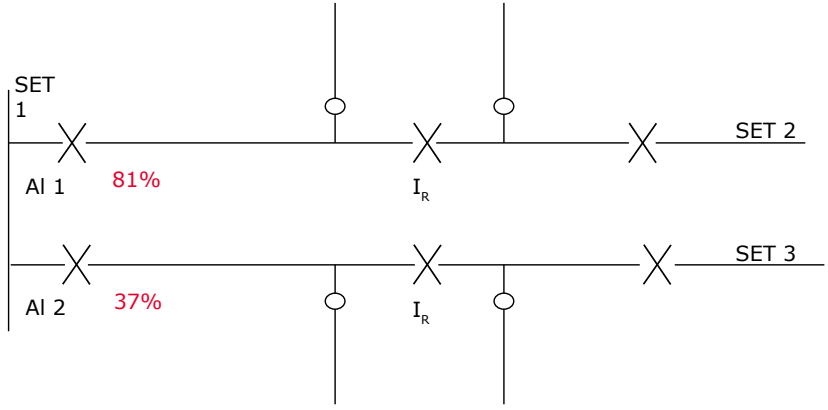


Ilustración 5-11: Alimentadores con cargas desbalanceadas

D.5 Reserva compartida

No se recomienda que ambos alimentadores de la misma SET compartan una única reserva de otra SET. A manera de ejemplo, se muestra un caso en la **ilustración 5-12.** De presentarse doble contingencia, esta no aseguraría la disponibilidad de reserva. Resulta más conveniente que cada alimentador cierre sobre otro, otorgando reserva de a pares.

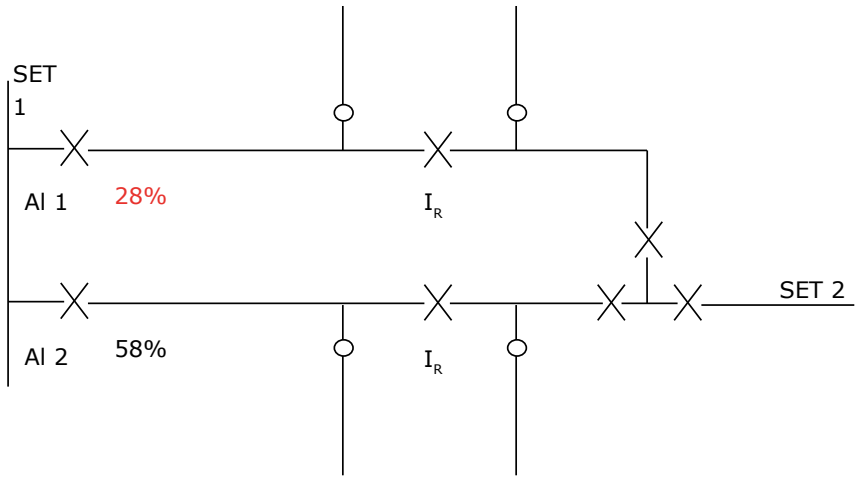


Ilustración 5-12: Reserva compartida con otra SET

D.6 Exceso de reserva de la misma SET y falta de reserva desde otra SET

En el primer tramo subterráneo que se muestra en la **ilustración 5-13**, se dispone de 4 reservas con diferentes alimentadores de la misma SET, mientras que el troncal aéreo del segundo tramo carece de reserva. Además, el alimentador no dispone de reserva de otra SET.

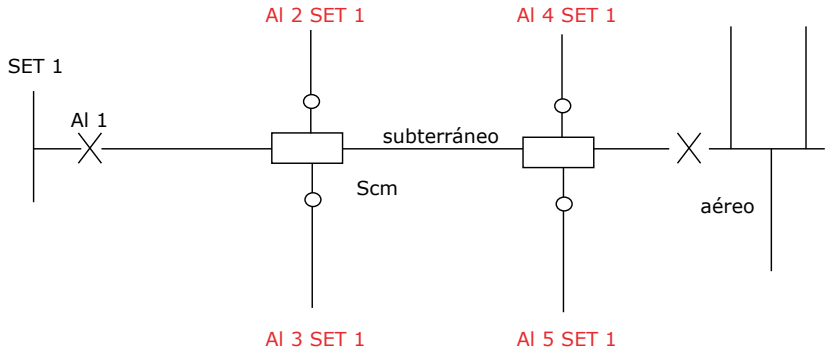


Ilustración 5-13: Reservas desbalanceadas entre SETs

5.1.2 Técnicas de mantenimiento preventivo

Con la finalidad de optimizar los recursos dedicados al mantenimiento preventivo y obtener el mayor impacto posible en la mejora del nivel de desempeño de los activos y la calidad del suministro resultante, se considera conveniente tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Criterios para definir la criticidad de las instalaciones.
- Actividades de mantenimiento por zona y tipo de instalación.

A. CRITICIDAD DE LAS INSTALACIONES

La definición de criticidad de las instalaciones tiene como propósito priorizar las acciones de mantenimiento, direccionándolas hacia aquellos activos que tienen mayor impacto sobre la calidad del suministro.

Resulta recomendable definir la criticidad de las instalaciones en función a dos criterios secuenciales aplicables sobre los alimentadores de MT:

Fuente: Electronorte S.A.

Primer criterio: Potencialidad de afectación basada en las características del mercado atendido y del alimentador, el cual comprende:

- Cantidad de clientes.
- Longitud de alimentador.
- Potencia servida.

Los indicadores que permiten la clasificación de los alimentadores de acuerdo con este criterio son:

- Longitud multiplicada por potencia; o
- Longitud multiplicada por cantidad de clientes.

Segundo criterio: Afectación real basada en los registros de interrupciones mediante el uso de alguno de los siguientes indicadores:

- Tasa de falla.
- Indicador de frecuencia de interrupciones.
- Indicador de duración de interrupciones.

La aplicación del primer criterio posibilita la segmentación de los alimentadores en dos o tres grupos (a conveniencia) en función de la potencialidad de afectación que tendría en la interrupción del servicio, para luego utilizar el segundo criterio de priorización basado en el desempeño histórico de los alimentadores.

En la **tabla 5-1** se presenta un ejemplo de la posible aplicación de los criterios anteriormente mencionados, donde se segmentó a 9 alimentadores en 3 grupos de acuerdo con el criterio de potencial afectación y luego dentro de cada grupo se priorizó en función a la tasa de falla.

Alimentador	Segmento	Criterio 1: km x cliente	Criterio 2: tasa de falla	Prioridad
1	1 > 150.000 km x cliente	212,253	97	1
2		197,010	95	2
3		173,225	79	3
4	2 > 100.000 ≤ 150.000 km x cliente	144,991	44	4
5		110,322	38	5
6		116,858	1	6
7	3 ≤ 100.000 km x cliente	23,111	57	7
8		15,846	15	8
9		67,817	12	9

Tabla 5-1: Ejemplo de aplicación de los criterios de criticidad

Como resultado de la aplicación de los criterios anteriormente mencionados, se puede priorizar el mantenimiento a aplicar entre los diversos alimentadores.

B. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO POR ZONA Y TIPO DE INSTALACIÓN

A efectos de recomendar las actividades de mantenimiento principales que tienen mayor impacto en la mejora del desempeño de la red, se ha analizado las principales causales de interrupción en las redes del Perú, las que se resumen en la **tabla 5-2.**

Orden de incidencia	Costa		Selva		Sierra	
	Causa	%	Causa	%	Causa	%
1	Contacto entre conductores	22%	Falla de equipo	28%	Descarga atmosférica	30%
2	Bajo nivel de aislamiento	21%	Descarga atmosférica	12%	Bajo nivel de aislamiento	18%
3	Contacto accidental con línea	13%	Fenómenos naturales / ambientales	10%	Falla en componentes del sistema de potencia	14%
4	Falla en componentes del sistema de potencia	12%	Fuertes vientos	9%	Fuertes vientos	10%
5	Falla de equipo	11%	Cortes de emergencia	8%	Cortes de emergencia	10%
6	Otros	21%	Otros	33%	Otros	18%

Tabla 5-2: Incidencia de causas de interrupciones predominantes

A partir de las causas, se ha identificado las siguientes actividades principales a ejecutar:

- Lavado de aisladores (vinculado con un bajo aislamiento en región de costa).
- Poda de árboles (vinculado con la arboleda en general y en especial con fuertes vientos en la región de la costa y la arboleda tupida en la región de la selva).
- Termografía a conexiones, redes aéreas y SED, vinculada con falla en los componentes.
- Inspección visual y retiro de elementos extraños (fallas en general).
- Retensado de conductores (vinculado con el contacto de conductores y los fuertes vientos en la región de la costa).
- Revisión y adecuación de tierras y descargadores (vinculado con descargas atmosféricas en regiones de selva y sierra y la mala conductividad en la región de la costa).

Como resultado de las inspecciones visuales y termografías que se realice, se encuentra frecuentemente las siguientes averías que deben ser reparadas:

- Puntos calientes en conexiones.
- Postes y otros elementos corroídos.

- Aisladores averiados.
- Retenciones en mal estado.
- Hurto de elementos.
- Objetos extraños.

Debe considerarse un programa de mantenimiento en caliente principalmente para:

- Lavado de aisladores MT.
- Reparación y cambio de componentes averiados de línea aérea.
- Aspiración de polvos en SED convencionales.

En las **tablas 5-3, 5-4, 5-5, 5-6 y 5-7**, se indica a modo referencial un listado general de actividades de mantenimiento preventivo recomendables y su frecuencia típica de ejecución en las instalaciones de distribución.

Red MT aérea	
Actividades	Frecuencia anual
Mantenimiento preventivo sin tensión	
Retiro de objetos extraños	s/n: según necesidad
Adecuación de puestas a tierra	1/3
Reparación de conductor	s/n
Cambio de aislador	s/n
Reparación de conexiones	s/n
Reparación de aparatos de maniobra	s/n
Reemplazo de aparatos de maniobra	s/n
Reparación de crucetas	s/n
Reposición de postes dañados	s/n
Limpieza de aisladores	1
Poda de árboles	2
Mantenimiento preventivo con tensión	
Retiro de objetos extraños	s/n
Reparación de conductor	s/n
Cambio de aislador	s/n
Reparación de conexiones	s/n
Reparación de aparatos de maniobra	s/n
Reemplazo de aparatos de maniobra	s/n
Reparación de crucetas	s/n
Reposición de postes dañados	s/n
Limpieza de aisladores	1
Revisiones	
Revisiones oculares (postes)	1 a 3
Revisión de puestas a tierra	1/3
Termografía de conexiones	1/3 a 1/5a
Perfilado de aisladores	1/3 a 1/5

Tabla 5-3: Listado general de actividades de mantenimiento en red aérea de MT

Red MT subterránea	
Actividades	Frecuencia anual
Revisión de terminales y reposición de aceite	1

Tabla 5-4: Listado general de actividades de mantenimiento en red subterránea de MT

SED tipo cámara	
Actividades	Frecuencia anual cada 100 SED
Mantenimiento preventivo	
Filtrado de aceite de transformadores	1/5
Reparaciones en la obra civil	s/n
Limpieza / Desagote de agua en cámaras	1
Reparación de conexiones y tableros	1
Revisiones	
Revisiones oculares	1
Mediciones de tensión y corriente	2
Revisiones de puestas a tierra	1
Revisiones termográficas	1

Tabla 5-5: Listado general de actividades de mantenimiento en SED tipo cámara

SED aérea biposte	
Actividades	Frecuencia anual cada 100 SED
Mantenimiento preventivo	
Cambio de silicagel	1/3 a 1/5
Adecuación de puestas a tierra	1/3
Filtrado de aceite de transformadores	1/5
Reparación de conexiones	s/n
Reparación de herrajes	4
Revisiones	
Revisiones oculares	1
Mediciones de tensión y corriente	1
Revisiones de puestas a tierra	1/3
Revisiones termográficas	1/3

Tabla 5-6: Listado general de actividades de mantenimiento en SED aérea biposte

SED aérea monoposte	
Actividades	Frecuencia anual cada 100 SED
Mantenimiento preventivo	
Adecuación de puestas a tierra	1/3
Revisiones	
Revisiones oculares	1
Mediciones de tensión y corriente	1

Tabla 5-7: Listado general de actividades de mantenimiento en SED aérea monoposte

5.1.3 Monitoreo

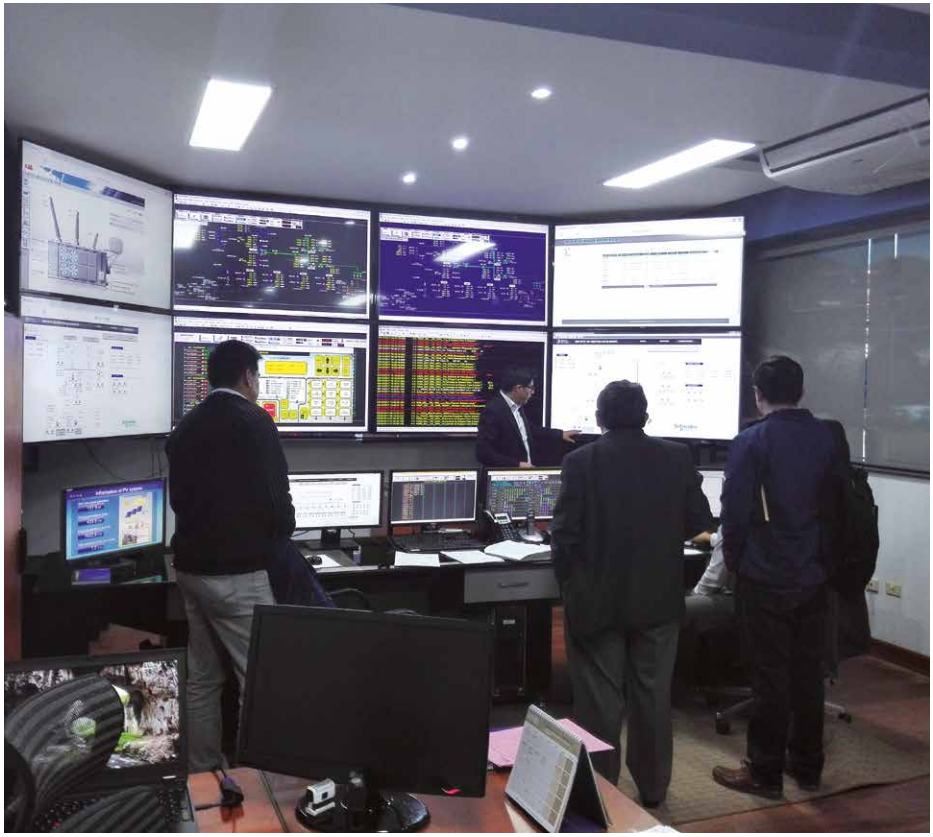
Con la finalidad de verificar la efectividad de las medidas implementadas, se debe monitorear la variación del $SAIFI_{MT}$ no programado a efectos de verificar que, tanto a nivel medio como por alimentador, los valores de $SAIFI_{MT}$ se reduzcan.

Deberá investigarse cuál es la causa que está produciendo la variación del $SAIFI_{MT}$, sea a nivel global o por alimentador, evaluando mediante indicadores de:

- Cantidad de clientes por alimentador, valores medios, mínimos y máximos.
- Cantidad de fallas por cada 100 km x año, a nivel global y por alimentadores, considerando por tipo de tecnología (subterráneo y aéreo).
- Indicadores de funcionamiento adecuado de las protecciones a nivel global y por alimentador MT.
- Porcentaje de fallas producidas por causas principales, hasta totalizar el 90% de las fallas.

En los casos en que no se detecte reducciones favorables de los indicadores, deberá evaluarse las soluciones aplicadas y remediar los casos en los que se observa desvíos.

Fuente: Osinergmin



5.2 TÉCNICAS PARA REDUCIR LA DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES Y SU RESPECTIVO MONITOREO

En esta sección, se trata los factores principales que inciden en la duración de las interrupciones y los criterios que permiten reducirla, dentro de la estructura tarifaria actual.

Se presenta los criterios que se debe seguir para este fin, definiendo con, en primer lugar, los requisitos mínimos que debe contar el centro de control para realizar una rápida detección de las fallas y el siguiente despacho de las cuadrillas de operaciones.

Además, se hace énfasis en los procedimientos que se debe seguir para realizar las intervenciones de la manera más eficiente. También se destaca los beneficios que plantea la telesupervisión en la reducción de los tiempos de las interrupciones.

A modo referencial, también se diagrama y se define los criterios para el diseño de un plan operativo de emergencia para las empresas.

Por último, se muestra la actividad de monitoreo que podría realizar la empresa para identificar posibles fallas futuras y el cumplimiento de los criterios establecidos.

5.2.1 Técnicas de operación

Con la finalidad de reducir la duración de las interrupciones, se recomienda la adopción de:

- Criterios generales de intervención ante una interrupción.
- Definición de puntos de primera intervención y puntos de segunda intervención.
- Aplicación de sistemas de telesupervisión.
- Técnicas de mantenimiento sin interrupción de energía (TCT MT).
- Plan operativo de emergencias.

A. CRITERIOS GENERALES DE INTERVENCIÓN ANTE UNA INTERRUPCIÓN

Se brinda a continuación una serie de recomendaciones tendientes a la reducción de los tiempos de intervención frente a interrupciones en el suministro, las mismas que se basan en la experiencia de otros países.

A.1 Requerimientos básicos del centro de control

El centro de control de cada una de las empresas debería contar con las siguientes disponibilidades:

- Personal a turno completo, las 24 horas del día, los 365 días del año.
- Esquemas unifilares geográficos de las redes de MT actualizados.
- Sistema de comunicación con las guardias operativas, seguro e independiente de las redes comerciales.
- Sistema SCADA para el monitoreo de estados y alarmas de la red de AT y SETs AT/MT.
- Telemando sobre los equipos de maniobra de la red AT y SETs, incluido interruptor de cabecera del alimentador.
- Indicaciones de estado y alarma de los equipos de la red de MT telesupervisados.

Además, el centro de control debería contar con un back up operativo del hardware y software del sistema de SCADA y telemando , así como de los sistemas de telecomunicaciones de datos requeridos.

Fuente: es.123rf.com

A.2 Aviso de ocurrencia y ubicación de falla

La información de la ocurrencia de una falla que puede haber producido una interrupción del servicio puede ser recibida a través de los sistemas de telesupervisión y de los clientes, del modo siguiente:

- Información de actuación y estado del sistema SCADA.
- Información del call center acerca de los llamados de los clientes por la falta de suministro.

La ubicación de la falla se puede realizar mediante el uso conjunto de información del equipamiento actuante proveniente del SCADA, y otra información telesupervisada correspondiente a la actuación de equipos de red, de los indicadores de paso de la corriente de cortocircuito y de la información procesada de los reclamos de los clientes.

En el futuro, se debería disponer también de la información proveniente de los sistemas de medición inteligente.

A.3 Disponibilidad de cuadrillas de guardia

En primera instancia, se debe prever una atención permanente las 24 horas.

La cantidad de cuadrillas de intervención debe ser tal que se debería contar con una guardia operativa disponible para la atención de la máxima cantidad de fallas por turno que se pueda producir (salvando contingencias excepcionales).

La ubicación de las cuadrillas de guardia operativa debe garantizar que el tiempo medio de traslado a los lugares de intervención no supere la media hora (con un máximo de una hora).

Las cuadrillas de guardia deberían contar con el siguiente equipamiento mínimo:

- Equipos de comunicación de voz.
- Esquema unifilar geográfico de la red.
- Pértigas para el testeo de tensión y de descarga.
- Pértigas de operación de equipos de red aérea.
- Puestas a tierras móviles completas (por los menos dos por equipo de guardia).
- Testeadores del nivel de tensión.

- Elementos de medición de corriente y tensión.
- Fusibles de todos los calibres y tablas de aplicación.
- Otros elementos para el acceso a instalaciones.

A.4 Intervención de las cuadrillas de guardia

Ante la interrupción en un alimentador, se pueden presentar los siguientes casos:

- Alimentadores que no cuentan con localizador de falla. En este caso se envía la cuadrilla al punto de primera intervención de acuerdo con lo definido en la sección 5.2.2.
- Alimentadores que cuentan con localizador de falla. En este caso la cuadrilla va directo a la zona afectada previamente identificada a través del localizador.

A.5 Condiciones que afectan la operación

Las condiciones de operación se encuentran afectadas por los siguientes aspectos:

- Nivel de carga de los circuitos de MT elevada, que requiere la necesidad de más de una maniobra para el restablecimiento del servicio.
- Cierres de red desde otros alimentadores que se encuentran en el primer tramo de troncal, por lo cual se tornan ineficientes.
- Sistema de neutro aislado en la red de MT, el cual no permite la detección y despeje de fallas monofásicas con el empleo de fusibles (se requiere indicador de ICC con indicación de falla monofásica).

Para redes con neutro aislado, la detección de la falla presenta una mayor dificultad. En caso de falla monofásica, solo abre los interruptores trifásicos (no actúan los fusibles), por lo que se necesita recorrer mayor longitud de la línea midiendo su aislación hasta localizar la falla. En caso de falla trifásica, actúan los fusibles de protección de los ramales.

Por lo tanto, se recomienda la aplicación de los siguientes criterios para mejorar esta situación:

- Adoptar criterios de estructuración de la red MT tales como los desarrollados en la sección 5.1.
- Evaluar la conveniencia de extender la utilización del sistema de conexión del neutro a tierra en MT mediante bobina Zig-Zag, en los casos en que esté aislado.

Adicionalmente, se puede contar con automatismos o sistemas de gestión (explicados en otros apartados) que faciliten la reposición del servicio.

B. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE PRIMERA INTERVENCIÓN Y PUNTOS DE SEGUNDA INTERVENCIÓN

Los puntos de primera y segunda intervención (PPI y PSI) son elegidos en cada alimentador de MT con el objeto de agilizar la operación de restablecimiento del servicio ante interrupciones forzadas (no programadas). La definición de los PPI y PSI resulta de fundamental importancia en los casos en que no se cuente con indicadores de corriente de cortocircuito que direccionen las acciones de los equipos de guardia a los puntos que permitan la mayor reposición del servicio.

El criterio por aplicar para definir los PPI es posibilitar a los operadores realizar la rápida reposición del servicio en la primera actuación del cliente de MT más relevante del alimentador o del 50% de los clientes de baja tensión (BT) del mismo.

Para la definición de los puntos de segunda intervención, se utiliza el criterio de posibilitar la reposición a un segundo cliente de MT o un 25% restante de los clientes de BT.

El criterio de PPI y PSI puede complementarse con el uso de indicadores de corriente de cortocircuito ubicados en la red de MT, posibilitando la identificación con mayor precisión del tramo donde se produjo la falla. Existe la posibilidad de que los ICC se apliquen con señalización local y/o de comunicación remota.

En las **ilustraciones 5-14 y 5-15**, se indica la ubicación de los PPI y PSI para el caso de un circuito esquemático de MT subterráneo, y uno de tipo aéreo.

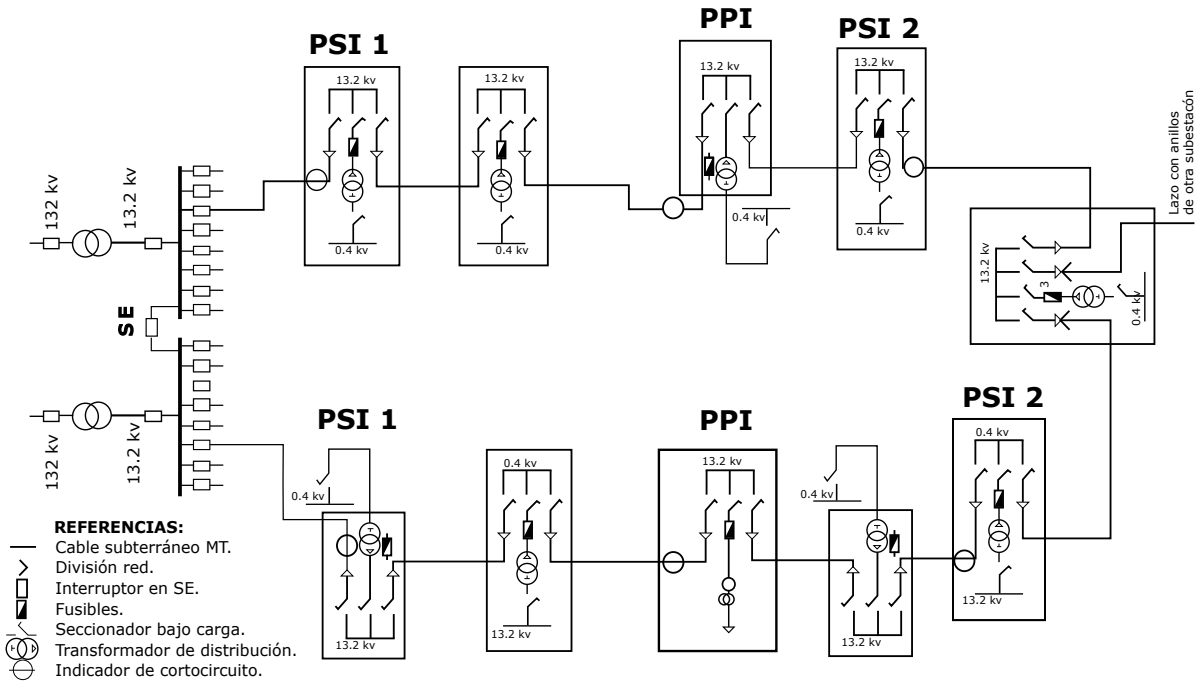
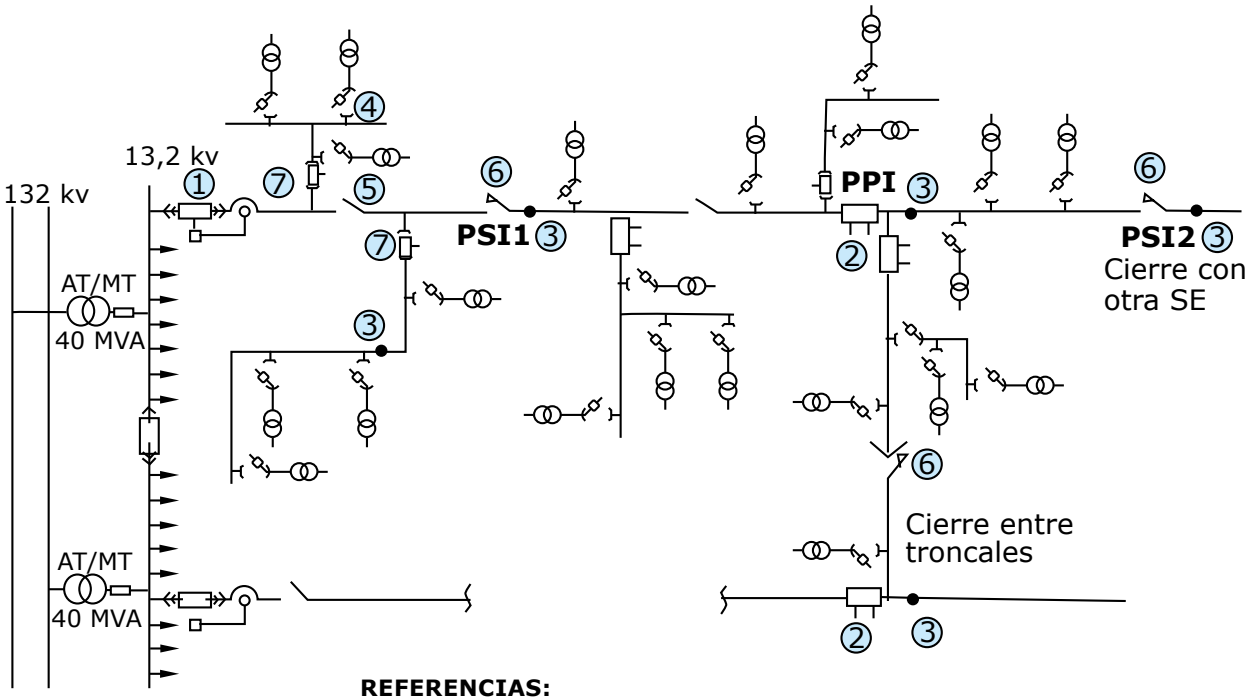


Ilustración 5-14: Diagrama de red subterránea de MT con ubicación de PPI, PSI e ICC



REFERENCIAS:

1. Interruptor de salida de S.E. con recierre.
2. Seccionalizador tripolar.
3. Indicador de cortocircuito.
4. Autodesconectador fusible.
5. Seccionador.
6. Seccionador bajo carga.
7. Seccionalizadores unipolares.v

Ilustración 5-15: Diagrama de red aérea de MT con ubicación de PPI, PSI e ICC, reconectadores y seccionalizadores

C. SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN

Los sistemas de telesupervisión permiten una más rápida actuación para el restablecimiento del suministro, mediante la utilización de la información obtenida de los equipamientos remotos.

El uso de telesupervisión está vinculado a la disponibilidad de un monitoreo de la actuación de equipos (apertura de circuitos) y el paso de la corriente de cortocircuito, permitiendo la reducción de los tiempos de operación.

Es posible supervisar la actuación del equipamiento de media tensión instalado en la red mediante el empleo de telefonía celular (GSM, GPRS), sin llegar a configurar sistemas de gestión inteligente.

Los equipos a telesupervisar generalmente son:

- Reconectadores/interruptores.
- Seccionalizadores automáticos.
- Seccionadores bajo carga.
- Indicadores de paso de la corriente de corto circuito.

También se puede obtener la teleindicación de la condición de carga de los transformadores y los circuitos, avisos de sobretemperatura, inundación, incendio, posibilitando la intervención temprana con la consiguiente reducción de tiempos de interrupción.

La ubicación de los equipamientos telesupervisados coincide en general con la ubicación de los puntos seleccionados de intervención prioritaria indicados en la **ilustracion 5-16.**

El costo del equipamiento de telesupervisión, (unidad remota y telecomunicación), debe justificar el ahorro de tiempo en la reposición del servicio.

$$C_{R+TC} \leq P_{Cir} \cdot SAIFI_{MTCir} \cdot AT_{rep} \cdot K_{in}$$

Donde:

C_{R+TC} = Costo de unidades remotas y de telecomunicación por circuito.

P_{Cir} = Potencia Media del circuito.

$SAIFI_{MTCir}$ = Frecuencia media de interrupción del circuito (Int/año).

AT_{rep} = Ahorro de tiempo en reposición del servicio por disponer de telesupervisión.

K_{in} = Coeficiente de capitalización a tasa 12% y n= vida útil equipos (5 a 10 años).

A modo de ejemplo se presenta en la siguiente ilustración un esquema típico de configuración del sistema de telesupervisión de MT/BT.

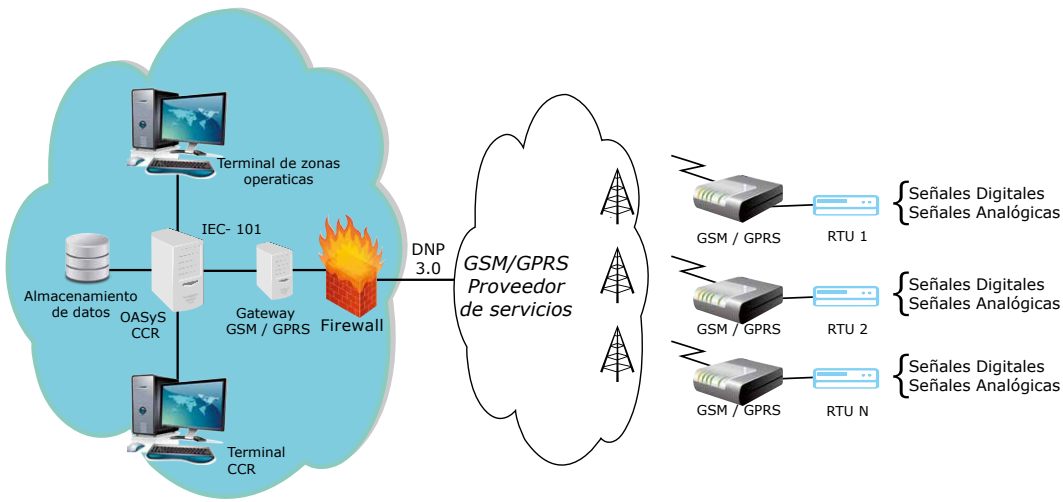


Ilustración 5-16: Esquema típico de un sistema de telesupervisión

5.2.2 Plan operativo ante emergencias

Es práctica recomendable que las empresas dispongan de un plan de contingencias para gestionar eficientemente las contingencias que se puedan presentar.

El citado plan debería contemplar:

- Magnitud de la interrupción en clientes y horas de restablecimiento previstos que demanden poner en funcionamiento el plan de contingencia.
- Estructura de mando operativa durante la vigencia del estado de emergencia.
- Organización de los recursos propios de contratistas y otros externos.
- Procedimientos de operación sobre las redes de AT, MT y BT, con las prioridades correspondientes.
- Lista actualizada de clientes y usuarios electrodependientes y/o prioritarios.

También se debería prever la existencia de indicadores que permitan medir la evolución de la normalización de la situación mientras dure la contingencia.

Fuente: Osinergmin

5.2.3 Monitoreo

A efectos de monitorear la variación del $SAIDI_{MT}$ no programado, se debería investigar cuál es la causa que está produciendo la aparición de valores inapropiados de $SAIDI_{MT}$ a nivel global y por alimentador MT, evaluando mediante los siguientes indicadores:

- Nivel de carga de los alimentadores MT y disponibilidad de reserva en áreas urbanas.
- Disponibilidad en tiempo y forma de equipos de guardia en el punto de primera intervención.
- Actuación de indicadores de corto circuito. Porcentaje de indicaciones erróneas.
- Tiempo requerido para efectuar las maniobras de aislamiento de la falla y reposición del servicio.
- Tiempo requerido para la reparación de falla en red aérea MT.

En todos los casos en los que se detecte situaciones anormales en los tiempos de reparación del servicio, debería realizarse las evaluaciones de las causales y adoptar las medidas necesarias.

5.3 APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE MEDIA TENSIÓN (MT)

En esta sección, se efectúa el análisis relacionado con la evaluación de los sistemas de protecciones por sobrecorriente y sobretensiones que resultarían de aplicación para el caso de las empresas del Perú.

En primer término, se ha considerado conveniente poner énfasis en un análisis global del sistema de puesta a tierra de MT, dado que el mismo resulta definitorio para la selección del tipo de protección más adecuado.

Se ha considerado conveniente efectuar una descripción general de los criterios a tener en cuenta al momento de la selección del sistema de puesta a tierra, y "a posteriori", los criterios a considerar para la definición de las protecciones correspondientes. Además se hacen referencia a los criterios a considerar al momento de la definición de la automatización de la red.

A continuación, se presenta los criterios a aplicar recomendados para la selección del tipo de protecciones:

- Conexión del neutro MT.
- Protección contra sobrecorrientes.
- Protecciones contra sobretensiones.

5.3.1 Conexión del neutro MT

Se presenta a continuación el análisis relacionado con los siguientes aspectos que resultan relevantes al momento de la definición de los sistemas de protección en redes con las características del Perú:

A. Criterios generales en la selección del sistema de puesta a tierra del neutro MT.

B. Evaluación técnica-económica de la puesta a tierra del neutro de MT a través de la bobina Zig-Zag.

A. CRITERIOS GENERALES EN LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO MT

Las características del sistema de puesta a tierra del neutro empleado en una red MT tendrán influencia práctica en el diseño, explotación, seguridad, economía y demás aspectos de la red relacionados con estas:

- Diseño:
  - Materiales (aislamiento, equipamiento)
  - Coordinación de aislamiento.
- Explotación:
  - Facilidad de detección de fallas a tierra.
  - Continuidad del servicio ante fallas a tierra (fiabilidad).
  - Grado de mantenimiento periódico requerido.
- Seguridad:
  - de personas.
  - de equipos instalados.
- Aspectos Económicos:
  - Costos de inversión (materiales, sistema de protección).
  - Costos de explotación.

La elección del régimen de neutro más adecuado para una red de distribución será el resultado de un compromiso con la obtención de los requerimientos particulares que se pretenda imponer respecto al conjunto de dichos aspectos, dado que el comportamiento de los factores anteriores para un sistema de neutro dado no suele ser plenamente satisfactorio en todos ellos al mismo tiempo, siendo incluso de tipo contrapuesto, como en el caso de la limitación de corriente de falla y las sobretensiones a tierra, en los que el régimen de neutro que favorece a uno, empeora al otro.

No obstante, se considera que, para los sistemas de red aérea tanto urbana como rural, el sistema de conexión del neutro a tierra es el más conveniente pues:

- Facilita la detección de fallas y por lo tanto incrementa la seguridad.
- Permite el empleo de fusibles para protección de transformadores y ramales.
- Permite el desarrollo de sistemas con neutro corrido y/o retorno por tierra.
- Reduce la incidencia de sobretensiones.

Se menciona a continuación una serie de consideraciones a tener en cuenta al momento de la definición de la conexión de neutro.

i. Diseño de la red ante corrientes de cortocircuito

Una mayor intensidad de falla a tierra lleva aparejada un diseño de instalaciones más robustas (barras, interruptores, seccionadores, cables) con mayor capacidad para soportar corrientes de cortocircuito ya sea por requerimientos dinámicos como térmicos. A medida que aumente la intensidad de la falla, aumentará la complejidad/costo de la puesta a tierra de protección en subestaciones y apoyos de líneas (mayor disipación de corriente a tierra ante falla y, por tanto, mayores potenciales peligrosos inducidos en el terreno si no se adopta una red de tierras suficiente).

ii. Detección de defectos a tierra

Limitar en demasía la corriente de falla a tierra a través de la puesta a tierra del neutro dificulta la detección, localización, selectividad y despeje por parte del sistema de protección y, por tanto, requiere del uso de una tecnología de protección más compleja para su implementación en la red.

Fuente: Electro Ucayali

iii. Compatibilidad electromagnética. Comunicaciones

Potencialmente, el sistema con neutro a tierra produciría interferencias en líneas de telecomunicación cercanas a líneas de distribución ante falla a tierra por inducción de corriente homopolar, aunque esta complicación aparece solo para redes aéreas de alta tensión por los altos niveles de corriente de cortocircuito. Además, con los cambios tecnológicos en las telecomunicaciones, este problema ha perdido incidencia.

iv. Seguridad

Limitar o incluso eliminar las intensidades de falla a tierra puede ser interesante en instalaciones eléctricas en zonas con acceso frecuente de personas o en caso de ambientes peligrosos por riesgo de incendio o explosión (minas), aumentando la seguridad de las instalaciones y minimizando el riesgo de incendio y explosión.

Fuente: es.123rf.com

Cualquiera sea el sistema que se aplique, si la instalación es accesible para el público (tal como es el caso de las redes aéreas), los contactos a tierra deben ser detectables, cualquiera sea su valor.

v. Diseño de la red ante sobretensiones. Coordinación de aislamiento

Un régimen de neutro que suponga una conexión eléctrica efectiva a tierra permitirá limitar las sobretensiones (tanto a frecuencia base como en la amplitud y amortiguamiento de posibles fenómenos oscilantes o transitorios) ante falla a tierra, lo que repercutirá en menores requerimientos en el diseño del equipamiento de protección contra estas y sobre los materiales que componen el aislamiento de las partes activas a masa sin tener que recurrir a otros con mayor capacidad de soportar solicitaciones dieléctricas temporales y, por tanto, de mayor costo.

vi. Fiabilidad.

Es conveniente evaluar, de acuerdo con las condiciones de configuración de las redes, cuál es el nivel de calidad del suministro obtenible con cada sistema de conexión de neutro y de acuerdo con los sistemas de protecciones aplicables.

Fuente: es.123rf.com

vii. Sistemas de neutro corrido

Para el desarrollo de sistemas con neutro corrido y sistemas con retorno por tierra se requiere que el neutro de la red de MT se encuentre rígidamente conectado a tierra.

Estos sistemas constituyen la mejor opción de desarrollo de los sistemas de MT en áreas rurales.

En la **tabla 5-8** se presenta el resumen de los diferentes sistemas de puesta a tierra (PAT).

	$\frac{X_o}{X_1}$	$\frac{R_o}{X_1}$	$\frac{I''_{k1}}{I''_{k3}}$ (%)	Tensión fase-tierra máx. transitoria (*)	Ventajas	Conflictos	Sistema de protección
Neutro aislado	$-\infty \div -40$	–	<8	≤5	• Limita corriente de falla a tierra • Continuidad del servicio en redes subterráneas	• Riesgo de caída de conductor sin detección • Sobretensiones graves (reencendido arco) • Protección compleja (selectividad difícil)	• Máxima tensión homopolar (59N/64) • Direccional de tierra (67N)
Neutro rígido a tierra	$0 \div 3$ (efectiva) $0 \div 1$ (muy efectiva)	$0 \div 1$ $0 \div 0,1$	>60 >90	≤2 ≤1,5	• Sobretensiones mínimas • Facilita detección y selectividad ante fallas a tierra • Mejora de calidad de suministro del alimentador • Posibilidad de empleo de elementos de detección simples • Posibilidad de desarrollo de redes con neutro corrido y/o retorno por tierra	• Intensidad de falla monofásica máxima • Aparamenta y red de tierra robusta frente a corrientes de corto en SET	• Máxima intensidad de línea homopolar neutra (51N)

Tabla 5-8: Características, ventajas e inconvenientes de los diferentes sistemas de PAT

De acuerdo con lo indicado, se considera que no existe un sistema de puesta a tierra del neutro que se pueda considerar ideal, ya sea aislado o rígido a tierra, sino que en función de los diferentes criterios relacionados con la importancia de la continuidad del suministro (nº de interrupciones), criterios económicos, requisitos reglamentarios, experiencia, requisitos de seguridad, etc., se elige para cada red de distribución MT el método de puesta a tierra más apropiado.

De acuerdo con experiencias en otros países, y para el tipo de redes en el Perú, se considera recomendable el sistema de neutro conectado rígidamente a tierra.

B. EJEMPLO DE EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DE MT, A TRAVÉS DE LA BOBINA ZIG-ZAG

Teniendo en cuenta las premisas señaladas anteriormente, los mayores tiempos de reposición del servicio y accidentes detectados en sistemas con neutro MT aislado, se consideró conveniente realizar una evaluación técnica-económica acerca de la conveniencia de la puesta a tierra del neutro MT a través de una bobina Zig-Zag en lugar de continuar con el sistema de neutro aislado actualmente utilizado en redes del Perú en áreas metropolitanas.

Para tal fin se procedió a evaluar desde lo técnico y economico la situación de dos subestaciones AT/MT, considerando los beneficios desde el punto de vista de la mejora calidad del suministro y los costos correspondientes asociados a la bobina Zig-Zag.

La posibilidad de aterrar el neutro en las SE AT/MT a través de una bobina Zig-Zag, (en aquellas instalaciones en que esté aislado) permite la simplificación de las protecciones utilizadas ante fallas monofásicas a tierra y una mejor selectividad.

Además, se verifica una disminución en el valor de energía no suministrada atribuible a la mejora en la calidad de suministro, que compensa ampliamente el costo de instalación de la bobina.

Se recomienda que la incorporación de bobina Zig-Zag se priorice en zonas de red área donde se dificulte la detección de fallas a tierra con neutro aislado a causa de la baja capacidad en las líneas.

Se presenta a continuación una descripción de:

i. Las ventajas esperables.

ii. Las características de la bobina Zig- Zag.

iii. La cuantificación de las mejoras obtenibles.

iv. La evaluación económica.

i. Ventajas esperables

La conexión del neutro de la red de MT, a través de una conexión Zig-Zag, tiene las siguientes ventajas:

- Permite la actuación de protecciones simples, como fusibles, para detectar y despejar corrientes de cortocircuito monofásicas en forma coordinada, salvando la potencia del troncal. Esta detección permite reducir considerablemente los tiempos de reposición del servicio, ya que la zona con falta de suministro queda circunscrita.
- Reduce el valor de la tensión contra tierra y los reencendidos de las corrientes capacitivas que producen importantes sobretensiones de maniobra, debido a que el neutro está conectado a tierra y tiene corrientes más estables. Esta reducción puede ser particularmente conveniente para las redes subterráneas conectadas.

Sin embargo, se debe tener precaución de que las fallas monofásicas sean detectables por los fusibles de red y fusibles de protección de transformadores de SED.

A efectos de la evaluación, se ha realizado un cálculo de la corriente de falla monofásica para red subterránea y red aérea, verificándose que los valores resultantes son compatibles con el uso de fusibles.

Se consideró:

- Potencia de cortocircuito: 2500 MVA en 60 kV.
- Transformador 60/10 kV: 25 MVA.
- Impedancia ZZ: j 15 ohm.

Efectuando el cálculo para las distintas longitudes de red aérea o subterránea, las corrientes mínimas de falla a tierra y calibre máximo de fusible a utilizar varían, tal como se muestra en las **tablas 5-9 y 5-10.**

	RED AÉREA	RED SUBTERRÁNEA
Longitud de red [km]	30	20
Resistencia tierra [ohm]	25	0
ICC Monofásica [A]	114	218
Fusible máximo [A]	50	100

Tabla 5-9: Corrientes de falla monofásica resultante al utilizar bobina Zig-Zag

Distancia [km]	ICC monofásica [A]	Calibre fusible [A]
10	159	80
20	133	65
30	114	50
40	99	50

Tabla 5-10: ICC de falla y protecciones según la distancia de la red

Como resultado del análisis y los valores obtenidos de corrientes ante fallas monofásicas, se verifica que son compatibles con el uso de fusibles.

Fuente: Electro Ucayali

ii. Características de la bobina Zig-Zag

Para el dimensionamiento de la bobina Zig-Zag, se debe contemplar la limitación de la misma por cada secundario de transformador de la SET. Tomando en cuenta las prácticas habituales, el valor de la impedancia de la bobina debe estar en un entorno de j5Ω a j25Ω. En principio, para mantener las corrientes de falla limitadas, recomendamos adoptar un valor medio de 15Ω, tal como es habitual en los sistemas latinoamericanos.

iii. Cuantificación de las mejoras obtenibles

A efectos de la cuantificación de las mejoras obtenibles, se ha computado aquellas referidas a la calidad de suministro, sin tener en cuenta el menor costo del equipamiento de protecciones requerido, el cual incrementaría el beneficio. Para ello, se han seleccionado 6 circuitos de red mixta de una subestación típica.

Sobre los mismos, se ha evaluado la calidad de suministro obtenible mediante los indicadores $SAIFI_{MT}$ y $SAIDI_{MT}$, con la red con neutro aislado, y considerando la propuesta de conexión de neutro mediante Zig-Zag.

La Energía anual se ha estimado a partir de la potencia en kW afectada por un factor de carga del 60%.

Los resultados obtenidos del modelado se presentan en la **tabla 5-11.**

IDalim	Estado actual – Neutro aislado (Tensión en 10 kV)			Estado simulado – Neutro a tierra (Tensión en 10 kV)			Energía anual [MWh/Año]	Diferencia de $SAIDI_{MT}$ [h/año]	Costo diferencial [USD/año]
	$SAIFI_{MT}$	$SAIDI_{MT}$	$CAIDI_{MT}$	$SAIFI_{MT}$	$SAIDI_{MT}$	$CAIDI_{MT}$			
1	4,78	12,91	2,70	2,76	5,52	2,00	9 548	7,39	2 820
2	14,50	40,53	2,80	5,88	11,77	2,00	14 094	28,76	16 198
3	6,01	16,34	2,72	3,42	6,84	2,00	25 096	9,50	9 524
4	21,15	59,79	2,83	8,27	16,55	2,00	15 640	43,24	27 018
5	15,81	44,50	2,81	6,74	13,47	2,00	4 910	31,02	6 086
6	21,63	61,92	2,86	8,59	17,18	2,00	22 187	44,74	39 662
Totales							91 474		101 308

IDalim	Variación		
	$SAIFI_{MT}$	$SAIDI_{MT}$	$CAIDI_{MT}$
1	-42%	-57%	-26%
2	-59%	-71%	-28%
3	-43%	-58%	-26%
4	-61%	-72%	-29%
5	-57%	-70%	-29%
6	-60%	-72%	-30%

Tabla 5-11: Resultados de $SAIFI_{MT}$/$SAIDI_{MT}$ de la implementación de bobina Zig-Zag

Como se observa, la reducción obtenible de horas de interrupción resulta en valores superiores al 50%.

iv. Evaluación económica

Para realizar una evaluación económica simplificada, se ha efectuado una comparación de los costos de instalación de la bobina Zig-Zag con los costos asociados a la Energía No Suministrada (ENS) reducible. No se ha considerado beneficios adicionales que no sean menores, pero estos pueden tener un cálculo muy complejo. Por ejemplo: la menor solicitación de los cables antiguos y la reducción de costos de cuadrilla en la búsqueda de fallas.

Los costos de la bobina Zig-Zag han sido estimados en 20 USD/kVA. Incluyendo la instalación y considerando la utilización de una bobina de 1500 kVA, se obtiene un costo aproximado de 30.000 USD.

El valor presente del beneficio por reducción de ENS resulta en 928,400 USD, considerando el costo ENS igual a 0,35 USD/kWh, una tasa del 12% y un periodo de 30 años.

El cálculo muestra la conveniencia del uso de la bobina Zig-Zag frente al sistema de neutro aislado, ameritando la realización de una evaluación que contemple un mayor alcance y un grado de detalle mayor.

5.3.2 Protección contra sobrecorrientes

En este punto se presenta los criterios a seguir para la definición de las protecciones contra sobrecorriente en los siguientes tipos de redes:

- Red subterránea de MT.
- Red aérea de MT.
- Redes mixtas de MT.

A. RED SUBTERRÁNEA DE MT

El esquema típico de una red subterránea se indica en la **ilustración 5-17.**

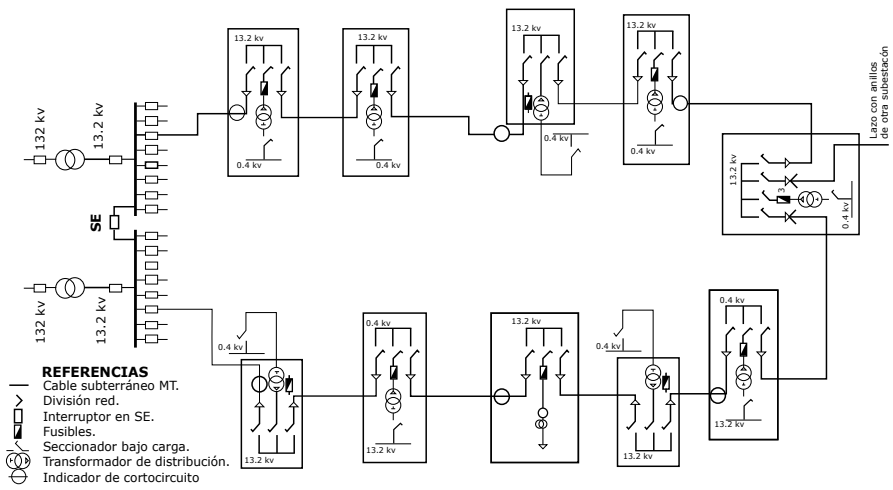


Ilustración 5-17: Esquema de red subterránea de MT

La protección de una red subterránea se debe realizar por sobrecorriente, con característica de disparo de tiempo dependiente, junto con fusibles e interruptores con protección ubicados en la red, para la protección de transformadores y clientes.

Es conveniente que la protección de cabecera sea de tiempo dependiente para lograr una mejor coordinación con los fusibles de protección de transformadores MT/BT y los interruptores con relevador para protección de clientes.

No se requiere la protección contra sobrecarga de los alimentadores.

Se indica a continuación las características básicas necesarias a considerar para el equipamiento a utilizar:

A.1 PROTECCIÓN CABECERA

Debe consistir en una protección de sobrecorriente con las siguientes características principales:

- 2 niveles de ajuste de fase independientes y temporizados.
- 1 nivel de ajuste de neutro independiente y temporizado.

A.2 PROTECCIONES EN LA RED

En el caso de subestaciones típicas de MT alimentadas por transformadores AT/MT, es posible contemplar en el alimentador fusibles de característica APR (limitadores) de hasta 100 A en serie, con interruptores de cabecera del alimentador (para protección de transformador o cliente). También es posible fraccionar el alimentador, instalando un interruptor con protección electrónica (autoalimentada), siempre y cuando aguas abajo de este no exista un cliente de MT que requiera ser protegido con este tipo de sistema.

A.3 CRITERIO DE AJUSTE

Para el ajuste de la protección en la SET, se debe considerar el límite térmico del blindaje del CASMT.

El criterio de ajuste de estas protecciones considera dos zonas: la de operación temporizada o de bajo valor de falla y la de operación de alto valor de falla u operación instantánea.

El criterio utilizado para el ajuste de la zona de operación temporizada es el de coordinar con los fusibles y protecciones instaladas en la red.

En el gráfico de la **ilustración 5-18** se muestra un ejemplo para una red de 13,2 kV.

Diagrama de coordinación de protecciones subterráneas

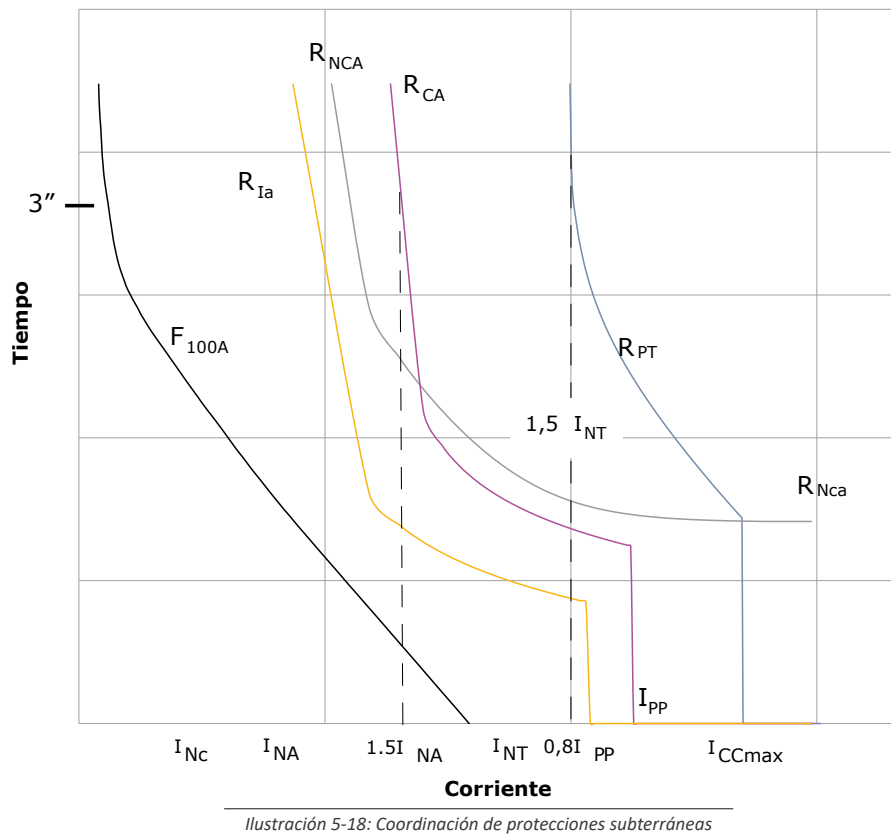


Ilustración 5-18: Coordinación de protecciones subterráneas

Donde:

I_{NT}: Corriente nominal del transformador.

$I_{CC\ max}$: Corriente máxima de corto circuito.

R_{PT}: Relé del secundario del transformador.

I_{NA}: Corriente nominal del alimentador.

I_{PP}: Corriente de protección de la pantalla del cable.

F_{100A}: Máximo calibre utilizable.

R_{CA}: Relé de cabecera del alimentador.

R_{Ia}: Relé intermedio del alimentador.

R_{Nca}: Relé de neutro en cabecera.

Respecto a la operación instantánea, los criterios de ajuste varían según los casos:

- En el alimentador solo deben existir fusibles de MT tipo APR.

  Estos fusibles son del tipo limitador, por lo cual, a partir de un cierto valor de corriente, el cual depende del calibre del fusible, actúan en un tiempo menor a 10 mseg, no permitiendo que la corriente de cortocircuito alcance el valor pico. Esta circunstancia permite una mejor protección de los transformadores MT/BT en casos de falla franca y una mejor coordinación con la protección de cabecera.

- En el alimentador pueden existir interruptores con protección.

  Estas protecciones se pueden instalar para el seccionamiento del alimentador o para la protección de cliente. Deben coordinar con el relevador de cabecera del alimentador. La coordinación debe darse tanto para la curva de ajuste temporizado en tiempo y corriente y para el ajuste de la actuación instantánea en corriente.

- En el alimentador no deben existir fusibles tipo expulsión (cutouts).

  No es conveniente su empleo por el bajo poder de corte y, como en estos casos el fusible no limita la corriente de falla, la coordinación se realiza observando los tiempos dados por las curvas de operación (se dificulta la coordinación).

B. RED AÉREA DE MT

Se considera conveniente el uso de recierre, coordinando con el uso de seccionalizadores automáticos y fusibles de acuerdo con los siguientes lineamientos:

- Aplicación de recierre en todos los circuitos urbanos y rurales de 13,2 kV y 23 kV de red aérea.
- Utilización de recierre en equipos de cabecera (interruptor de adecuada tecnología o recloser) y adición de recierre en inicio de sistemas rurales o circuitos de gran longitud (para detectar corrientes de cortocircuito menores).
- Utilización de seccionalizadores para troncal y ramal importante.
- Eventualmente, uso de seccionalizadores tipo fusible para ramales de escasa magnitud o fusibles, cuidando que la coordinación sea adecuada.
- Utilizar fusibles para la protección de ramales rurales.
- Utilizar fusibles para protección de transformadores (donde no corresponda aplicar recierre).

La aplicación de recierre y una adecuada coordinación de las protecciones otorga importantes ventajas tales como:

- Reducción de las interrupciones computables para el cálculo de los indicadores de calidad de suministro en más del 50% (pudiendo llegar hasta el 70%).
- Mejora de la calidad de suministro y reducción ENS en una proporción similar.
- Reducción de costos de explotación y empleo de cuadrillas.
- Reducción de tiempos de actuación de protecciones y, por ende, solicitación térmica sobre las instalaciones.

Del análisis del esquema de protecciones utilizadas en el Perú se detectó:

- Poca utilización de recierre en redes urbanas.
- Utilización parcial de recierre en zonas rurales.
- No utilización de seccionalizadores en su función específica.
- Empleo de reclosers como interruptores.
- Empleo de gran cantidad de fusibles de red en serie con recloser.

Se recomienda como criterio general que toda la red aérea de MT disponga de recierres, a efectos de minimizar las interrupciones permanentes de servicio ante fallas transitorias sin avería de componentes.

En los casos de tasas de avería de las líneas aéreas de MT que superen las 50 fallas/100km.año, con un alto % de las averías despejadas por fusibles de red, donde no se detecte elemento averiado en las mismas (fallas no permanentes), resulta altamente recomendable la utilización de recierres, permitiendo llegar a valores del orden de las 30 fallas/100km.año, valor que se considera objetivo para redes trifásicas de las características de las del Perú.

i. Análisis sobre el uso de recierres en el Perú

De acuerdo con las consultas realizadas, se nos indicó que los recierres son utilizados en forma limitada en el Perú. Los motivos de la escasa utilización del recierre en zona urbana son:

- Seguridad Pública

  Se teme que frente a la existencia de una falla que implique contacto humano, la utilización del recierre resulte perjudicial. Esta aseveración es de carácter relativo debido a que:

  - El contacto va a existir con o sin recierre.
  - La exposición al contacto (duración de la falla hasta que actúe la protección) es menor con el recierre (rápida apertura).
  - No se ha observado en redes urbanas donde se use recierre que se incrementen los accidentes.

- Incremento de solicitación térmica.

  El recierre no incrementa la solicitación térmica debido a la actuación de la curva rápida en un alto porcentaje (70%) y reducción de tiempos de actuación de curva lenta (por disminución de recloser e interruptores y fusibles en serie).

  Para analizar con más detalle el efecto térmico de la corriente de cortocircuito se consideró el efecto de I^2t de fallas trifásicas y monofásicas para circuitos, de 13,2kV y de 23kV, considerando la aplicación de protecciones con y sin recierre.

  Para evaluar el efecto térmico de la aplicación del recierre, se elaboró los gráficos presentados en las **ilustraciones 5-19, 5-20, 5-21 y 5-22** para un circuito de 13,2 kV, pudiéndose indicar que la producción de efecto térmico prevista será:

  Porcentaje de fallas trifásicas: 20%.

  - Rango de corriente trifásica: 1000 a 7000 A.
  - Efecto térmico sin recierre: 40% curva FC y 60% curva FR.
  - Efecto térmico con recierre: 20% curva FC, 30% curva FR y 70% curva RRF.

  Porcentaje de fallas monofásicas: 80%.

  - Rango de corriente monofásica: 200 a 1600 A.
  - Efecto térmico sin recierre: 40% curva TC y 60% curva TR.
  - Efecto térmico con recierre: 20% curva TC, 30% curva TR y 70% curva RRT.

  Referencias de las ilustraciones de 13,2 kV y 23 kV siguientes:

  FC: Fase cabecera.

  TC: Tierra cabecera.

  FR: Fase red.

  TR: Tierra red.

  RRF: Rápido recierre fase.

  RRT: Rápido recierre tierra.

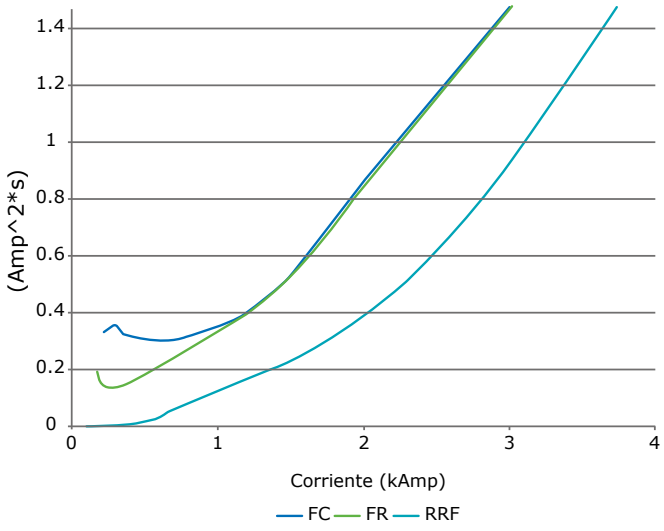


Ilustración 5-19: I^2t para ICC Fase de 13,2 kV

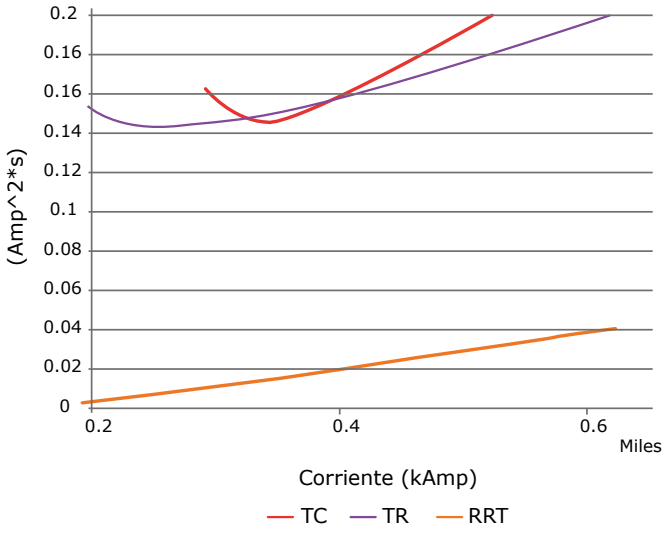


Ilustración 5-20: I^2t para ICC Tierra de 13,2 kV

Para el circuito de 23 kV, la distribuion de corriente será como sigue.

Porcentaje de fallas trifásicas: 20%.

- Rango de corriente trifásica: 1000 a 12000 A.
- Efecto térmico sin recierre: 20% curva FC y 80% curva FR.
- Efecto térmico con recierre: 50% curva FR y 70% curva RRF.

Porcentaje de fallas monofásicas: 80%.

- Rango de corriente monofásica: 200 a 2400 A.
- Efecto térmico sin recierre: 20% curva TC y 80% curva TR.
- Efecto térmico con recierre: 50% curva TR y 70% curva RRT.

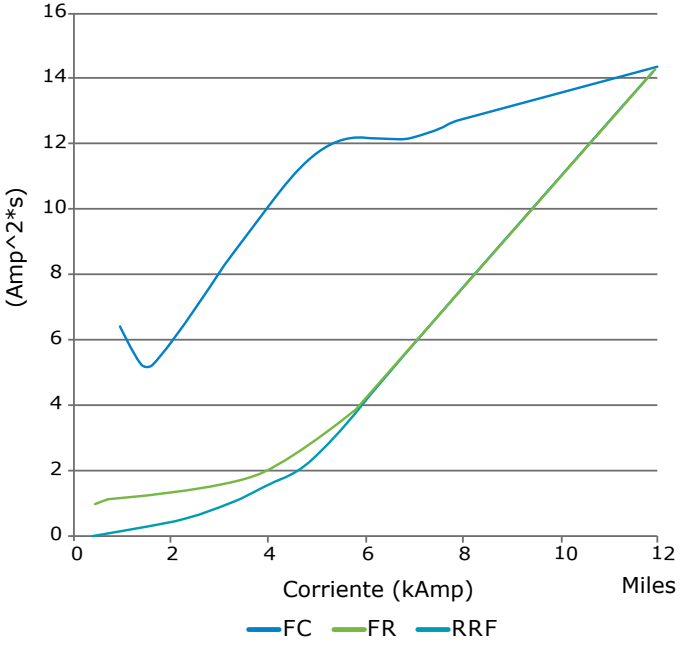


Ilustración 5-21: I^2t para ICC Fase de 23 kV

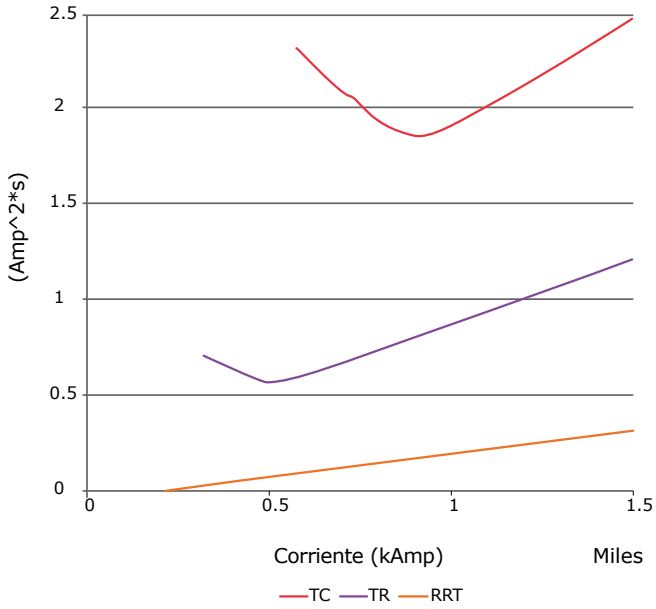


Ilustración 5-22: I^2t para ICC Tierra de 23 kV

Se puede concluir que la cantidad de operaciones con recierre es solo del orden de un 20% mayor que sin recierre y que se produce sobre curvas más rápidas con un menor efecto térmico (I^2t) sobre las instalaciones.

- Intolerancia de huecos de tensión y microcortes por la industria.

  En primer lugar, los huecos de tensión se mantienen y propagan a todos los circuitos con la misma fuente cada vez que se produce un cortocircuito, dependiendo de la magnitud del hueco del valor de la I_{CC}.

  El impacto de los huecos de tensión y microcortes es evitable para los clientes utilizando fuentes de corriente continua para los circuitos de control (esto es práctica habitual y avalada por las regulaciones en la mayoría de los países).

  La eliminación del recierre produce muchos cortes de servicio en forma innecesaria, con un perjuicio mayor para los clientes que los huecos de tensión y microcortes.

  El impacto del recierre debe evaluarse considerando:

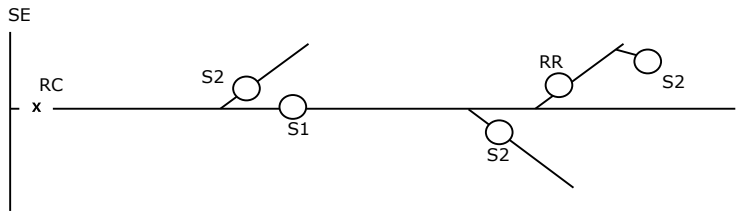
  - Ciclo de recierre empleado 1R 3L o 2R 2L.
  - Intervalos de recierre típico CO-0.5''-CO-1''-CO-2''-CO.
  - Incremento de los intervalos de recierre solo requerido por tecnologías de equipo de corte con capacidades restringidas (hoy obsoletas: aceite GVA o PVA).
  - Incremento de intervalos de corte de 30'' o más ocasiona tiempo de microcortes innecesario.
  - El ciclo completo incluido dentro de un tiempo total menor a 1' cumple con la tolerancia para cómputo de interrupción 3'.
  - Las regulaciones admiten que cortes menores a 3' no se computen.
  - Las regulaciones sostienen que los huecos de tensión y microcortes deben ser resueltos por las instalaciones del cliente.

ii. Aplicación de Recierres

Se presenta a continuación los esquemas de aplicación de recierres para diversos tipos de circuitos.

- Circuito urbano rural

En la **ilustracion 5-23** se representa el esquema de aplicación y en la **ilustración 5-24** las curvas de la protección para la cordinación de recierre.



RC: Recloser cabecera
RR: Recloser red
S1: Seccionalizador troncal
S2: Seccionalizador ramal

Ilustración 5-23: Esquema de aplicación, coordinación de red urbana y rural

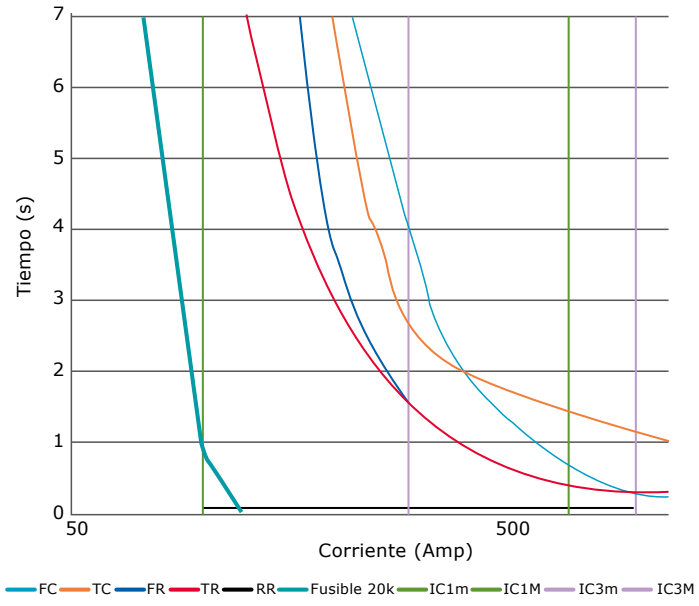


Ilustración 5-24: Utilización de recierre en red urbana y rural

Se indica a continuación los principios de coordinación recomendados:

- Recloser-Recloser.

  Por ciclos:

  - Recloser de cabecera 1R-3L.
  - Recloser inicio rural 2R-2L.

- Recloser-seccionalizador.

  Corriente de arranque secc < Corriente de arranque tierra recloser.

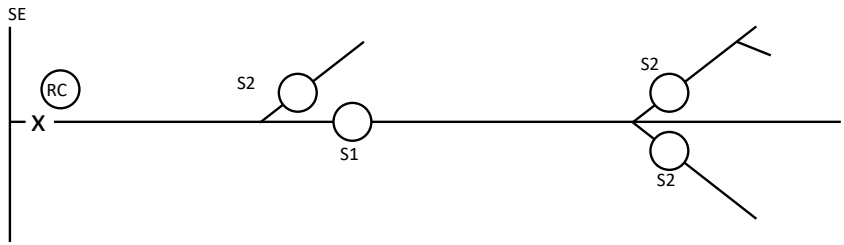
  Conteo seccionalizador:

  - 2 ciclos - S1 troncal.
  - 3 ciclos - S2 ramal.

- Recloser-Fusible del Transformador. Evitar corte de fusible del transformador con curva lenta de recloser (fase y/o tierra). Fusible máximo de 20k.

- Circuito urbano

En la **ilustración 5-25** se presenta el esquema de aplicación y en la ilustración 5-26, las curvas de la protección para la cordinación de recierre.



RC: Interruptor o recloser de cabecera.

S1: Seccionalizador sobre troncal.

S2: Seccionalizador sobre ramal.

Ilustración 5-25: Propuesta, coordinación de red urbana

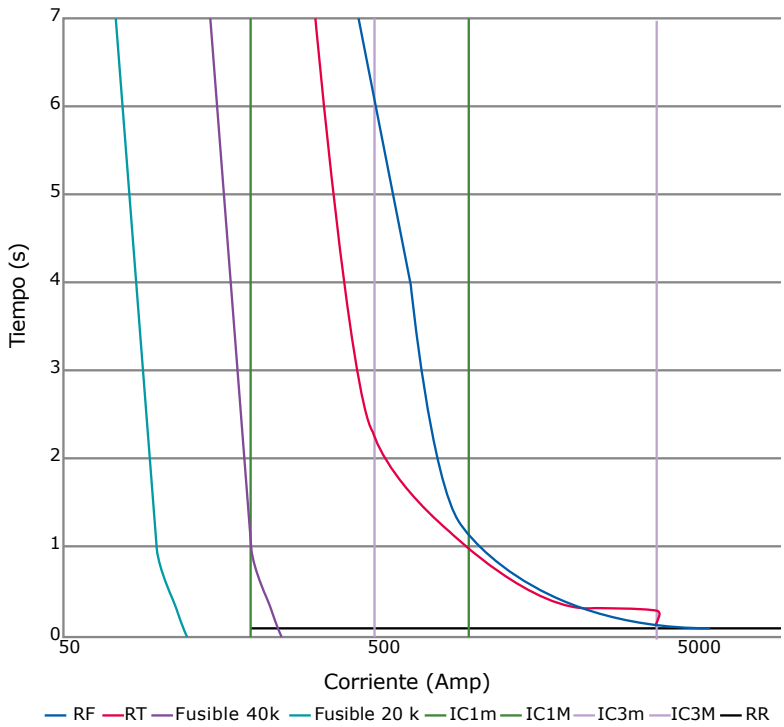


Ilustración 5-26: Propuesta circuito urbano de 23 kV

Fuente: es.123rf.com

Se indica a continuación los principios de coordinación recomendados:

- Seteo de recloser o intervalos con recierre de cabecera.

  IFASE > Icc3m > Icarga.

  Itierra > Icc1m > % desequilibrio.

  Curva: la más baja que coordine con fusibles de transformador.

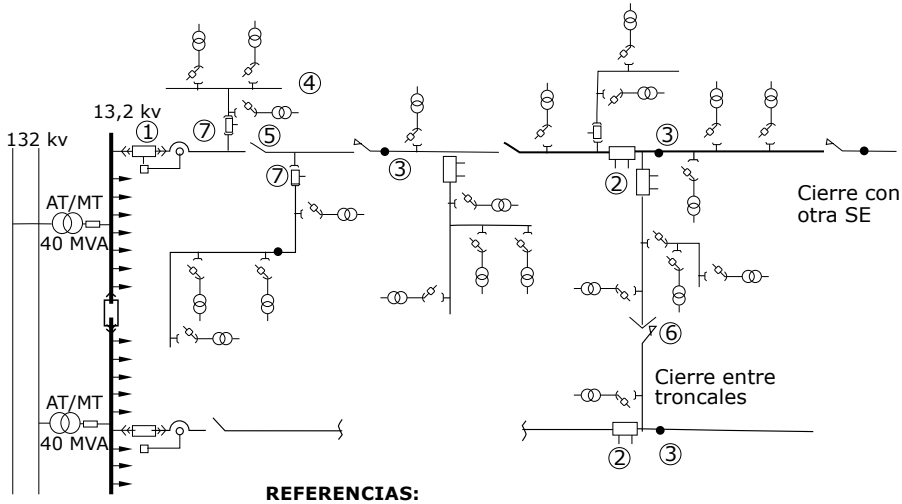
  Instantáneo en fase > Icc1M > 10kA (según compromiso de instalaciones).

  Coordinación.

  - Recloser - seccionalizador - mismos principios anteriores.
  - Recloser - fusible transformador - mismos principios anteriores.

- Ubicación de equipamiento en esquemas de red.

Las **ilustraciones 5-27 y 5-28** presentan los esquemas para la red aérea.



REFERENCIAS:

① Interruptor de salida de S.E. con recierre.
② Seccionalizador tripolar.
③ Detector de cortocircuito.
④ Autodesconectador fusible.
⑤ Seccionador de cuchillas.
⑥ Seccionador bajo carga
⑦ Juego de seccionalizadores unipolares.

Ilustración 5-27: Esquema de circuito urbano aéreo de 13,2 kV

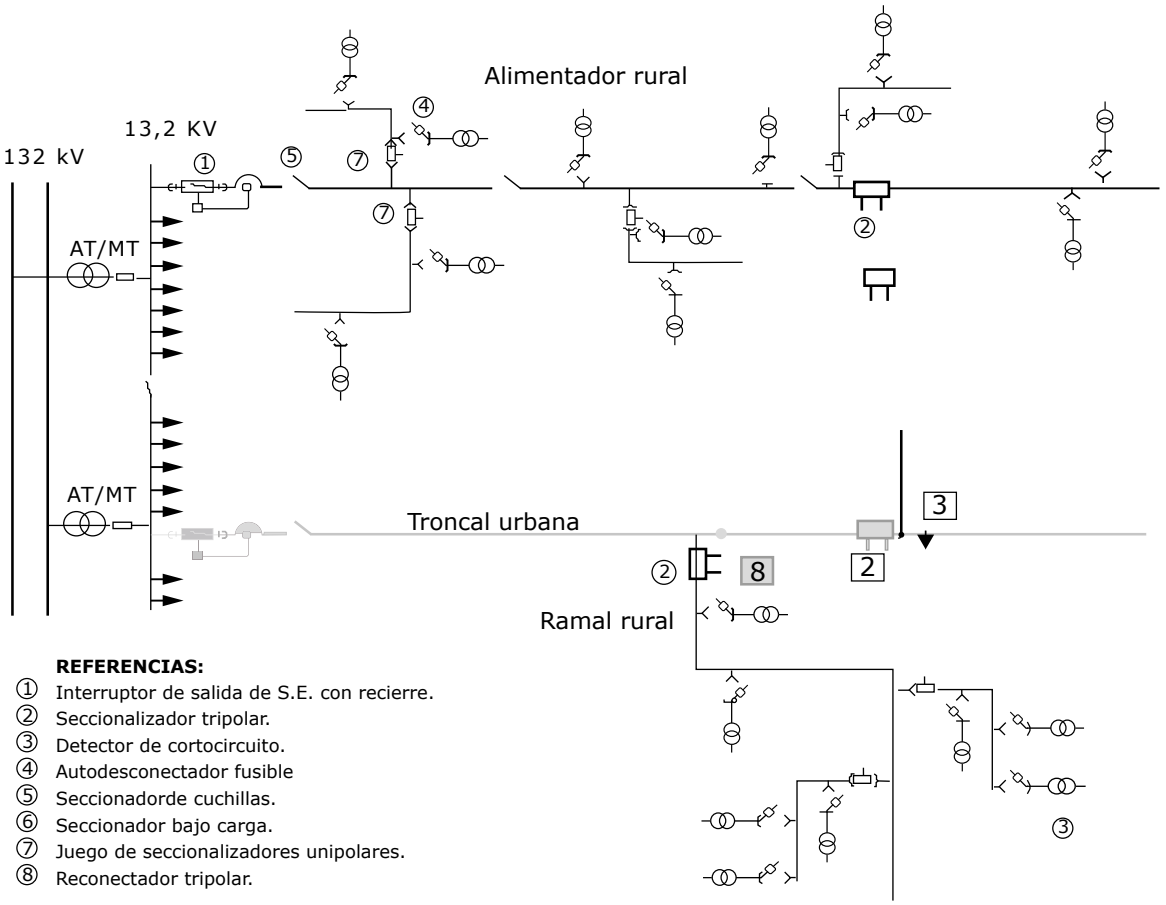


Ilustración 5-28: Esquema de circuito urbano-rural aéreo de 13,2 kV

iii. Resumen de criterios generales de ubicación y coordinación de equipos de protección de red aérea

Se presenta a continuación los criterios generales de ubicación y coordinación de equipos de protección de red aérea.

- Recloser-recloser

- Ubicación de reclosers.

  Para la ubicación de los reclosers se debe tener en cuenta los siguientes factores:

  - En la cabecera del alimentador, debe instalarse un recloser con capacidad de recierre.
  - La cantidad de reclosers debe ser determinada por:
    - Conveniencia de eliminar “microcortes” en zonas urbanas o clientes “críticos”.
    - Posibilidad de detección de la falla monofásica con baja corriente.
    - Conveniencia de instalar fusibles de menor calibre aguas abajo del recloser.
    - No es recomendable la utilización de más de 2 reclosers en serie.

- Conveniencia económica de la utilización del recloser.

Ajuste de los Reclosers.

Para la configuración de los reclosers, se debe considerar los siguientes aspectos:

- Secuencia a utilizar (cantidad de curvas rápidas y curvas lentas).
- Ajustes de intervalos de recierre cortos.
  - IFASE > Icc 3min > Icarga.
  - Itierra > Icc 1min > % desequilibrio máx.
  - Curva: la más baja que coordine con fusibles de transformador y evite recierre instantáneo en fase > Icc1Max.

- Coordinación.

  Por ciclos:

  - Recloser de cabecera 1R-3L.
  - Recloser inicio rural 2R-2L.

  Al realizar una operación rápida adicional se garantiza su salida en 1er lugar.

  Además, la corriente de arranque del 2do. recloser debe ser menor y las curvas lentas deben coordinar por tiempo.

  - Seccionalizador.

- Ubicación de Seccionalizadores.

  Para la ubicación de los seccionalizadores, se debe tener en cuenta:

  - Conveniencia de salvar el troncal por fallas (en ramales extensos o con gran cantidad de fallas) con corriente de cortocircuito mayor a 2000 A donde solo es posible coordinar con seccionalizadores.
  - Conveniencia económica.

- Ajustes de seccionalizadores.

  Para la configuración de los seccionalizadores, se debe considerar los siguientes aspectos:

  - Las operaciones de los seccionalizadores deben ser una cantidad ≤ al número de operaciones totales del recloser aguas arriba y actuar siempre después de una curva lenta para permitir actuar a los fusibles.
  - No ubicar más de dos seccionalizadores en serie entre recloser de cabecera y recloser de red.
  - No ubicar seccionalizadores en serie aguas abajo de recloser de red.
  - En caso de tener dos seccionalizadores en serie, el segundo debe estar ajustado en una operación menos que el seccionalizador aguas arriba.
  - Ipick up seccionalizador ≤ Ipick up recloser (que lo opera).
  - En caso de utilizar seccionalizadores unipolares, se debe verificar que como mínimo exista una corriente de carga mayor a la exigida por la especificación del equipo.

- Coordinación.

  Corriente de arranque secc < Corriente de arranque tierra recloser.

  Conteo seccionalizador:

  - 2 ciclos –S1 troncal.
  - 3 ciclos –S2 ramal.

  Actuación secc después de una curva lenta del recloser para permitir la actuación de los fusibles.

- Fusibles.

  Ubicación de fusibles.

  Para la ubicación de fusibles se debe tener en cuenta que:

  - No es conveniente colocar fusibles en el troncal porque hay mayores riesgos de coordinación con las curvas rápidas de recloser por las fallas 3F.
  - No utilizar fusibles cuando Icc > 2000 A.
  - Es conveniente utilizarlos en ramales monofásicos y bifásicos.
  - La longitud mínima del ramal a proteger con fusible se estima en 3 km (sujeto a condiciones del ramal a proteger).
  - Se recomienda no usar más de dos fusibles en serie para asegurar un rango amplio de coordinación en corriente.

- En caso de utilizar fusibles en serie, se debe tener en cuenta que tienen una corriente máxima de coordinación entre fusibles.

- Selección de fusibles.
  - Selección del rango de fusibles adecuados.
    - Mínimo calibre: para no interferir con la curva rápida de recloser y evitar que el fusible actúe antes, de modo que el recierre sea efectivo. Considerar también la magnitud de la corriente de cortocircuito trifásica.
    - Máximo calibre: para coordinar con las curvas lentas del recloser.
  - El fusible para el transformador debe cumplir con los siguientes requisitos:
    - Proteger al transformador de fallas internas sin producir recierre.
    - Proteger al transformador de fallas externas o corrientes de sobrecargas severas.
    - No actuar (fundir) ante:
      - » Sobrecargas menores.
      - » Corrientes inrush .
      - » Descargas atmosféricas.
    - Reducir el daño interno del transformador.

Se debe considerar los siguientes aspectos para la selección de fusibles:

- Para los ramales, se recomienda la utilización de fusibles con curva tipo T.
- No se recomienda la utilización de fusibles repetidores cuando se utiliza equipos de recierre como interruptores o reclosers.

- Recloser -fusible de red.

  En la **ilustración 5-29** tenemos que:

- La curva de fusión de fusible (F) debe interceptar la curva rápida del recloser (RR) en el máximo valor posible (Imc) que asegure que el recloser va a actuar antes que el fusible para todas las corrientes de circuito monofásica y gran parte de las corrientes trifásicas.
- La curva del fusible no debe interceptar las curvas lentas del reconectador (LN y LF) para no tener descoordinación en fallas permanentes.

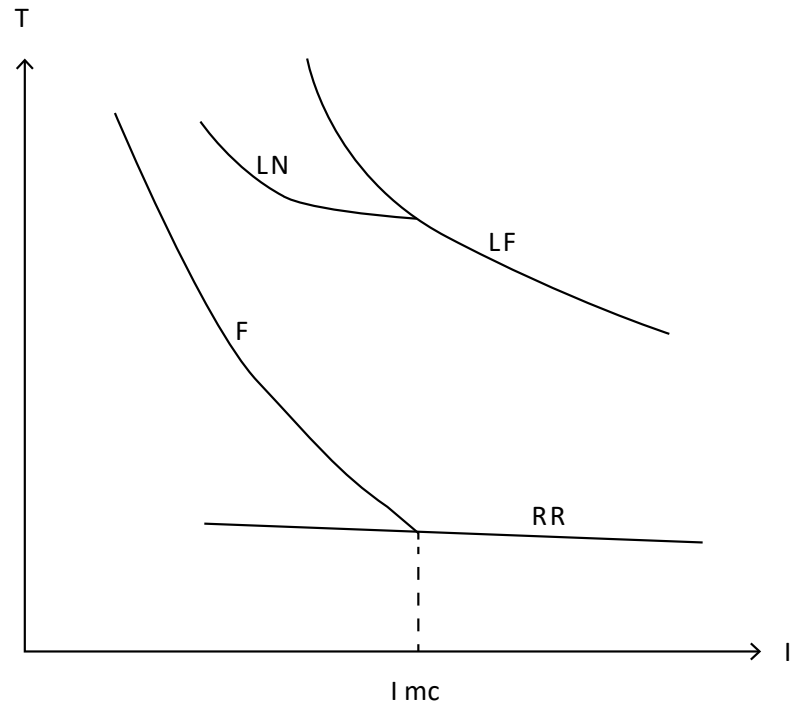


Ilustración 5-29: Coordinación del fusible de red y el reconectador

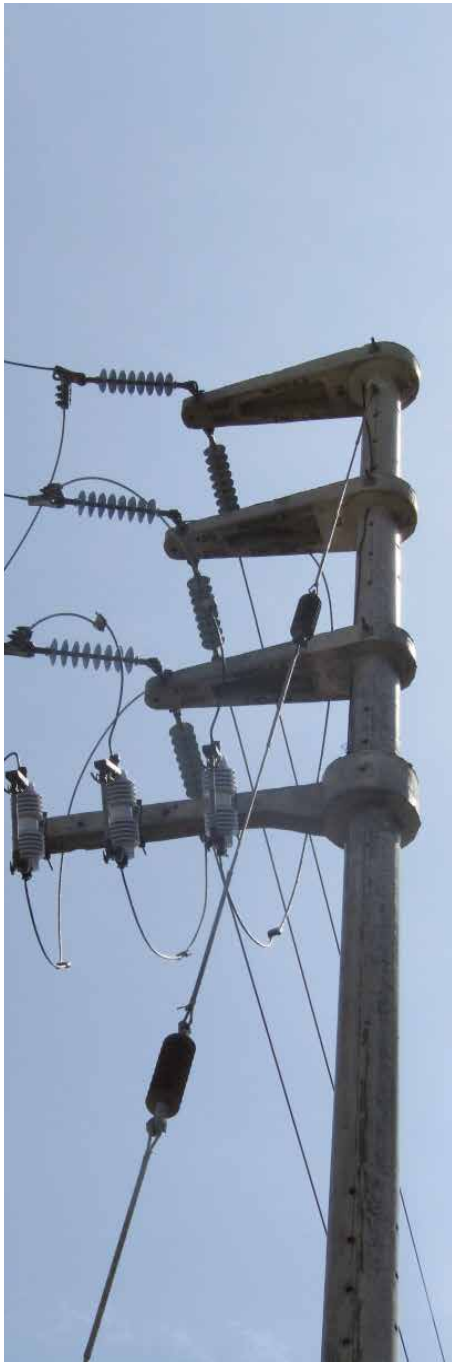
Fuente: SEAL

- Fusible de transformador – recloser.

  En la **ilustración 5-30** tenemos que:

  - La curva de los fusibles de protección de transformadores MT/BT no debe cortar la curva rápida (RR) de los recloser para evitar la producción de recierre sobre el transformador.
  - Esto se logra seleccionando los fusibles adecuados para la protección y ajustando la corriente de disparo para la curva rápida del reconectador en valores adecuados.
  - El uso de fusibles tipo k (rápidos) facilita la coordinación.

Fuente: SEAL



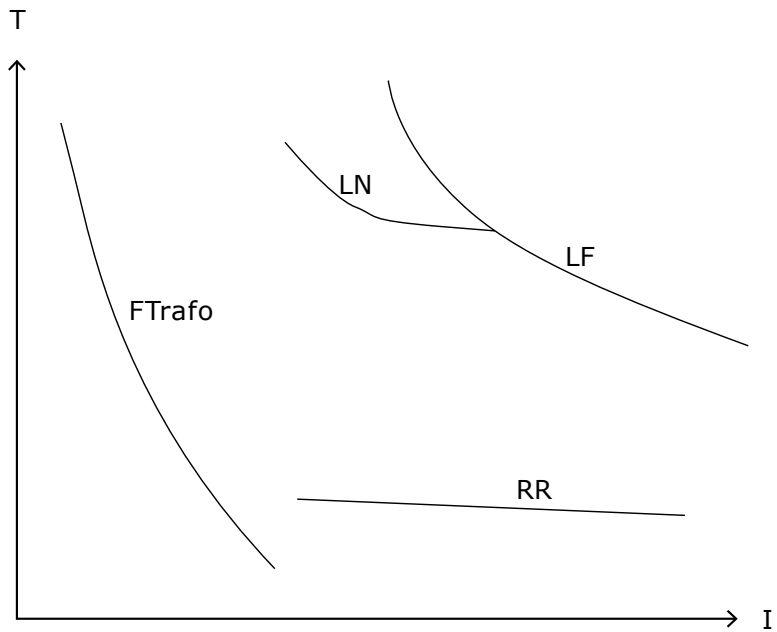


Ilustración 5-30: Coordinación del fusible del transformador y reconectador

- Recloser-fusible transformado.

  Se debe evitar el corte de fusible del transformador con curva lenta de recloser (fase y/o tierra).

  Ante falla franca, el fusible debe actuar antes de la curva rápida del recloser para evitar recerrar sobre la falla interna del transformador.

- Seteo de recloser de cabecera.

  IFASE > Icc3min > Icarga.

  Itierra > Icc1min > % desequilibrio máx.

  Curva: la más baja que coordine con fusibles de transformador y evite recierre.

  Instantáneo en fase > Icc1máx.

- Coordinación.

  Recloser - seccionalizador – mismos principios anteriores.

  Recloser - fusible transformador – mismos principios anteriores.

- Fusible – fusible.

Ya sea que se trate de fusibles de transformador con fusibles de red o fusibles de red entre sí, se debe verificar que la coordinación garantizada en las tablas de coordinación de fusibles se produzca para una corriente máxima superior a la corriente de cortocircuito posible en el tramo de red protegido por el fusible de menor calibre, tal como se presenta en la **tabla 5-12.**

Clasificación del fusible de protección [Amperes]	Clasificación de protección [Amperes]												
	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Protección del fusible ante corrientes máximas de fallas [Amperes]												
6T	350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T		375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T			530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T				680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T					730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T						990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T							1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T								1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T									1700	3800	6100	9700	15200
50T										1750	4400	9700	15200
65T											2200	9700	15200
80T												7200	15200
100T												4000	13800
140T													7500

Tabla 5-12: Características de los fusibles. Fuente: Mc Graw Edison

C. REDES MIXTAS DE MT

Este tipo de red se refiere a los casos donde se tiene un cable subterráneo que alimenta a varios centros y que luego pasa a ser LAMT, continuando con la distribución.

En la **ilustración 5-31** se presenta un esquema típico de red mixta de MT.

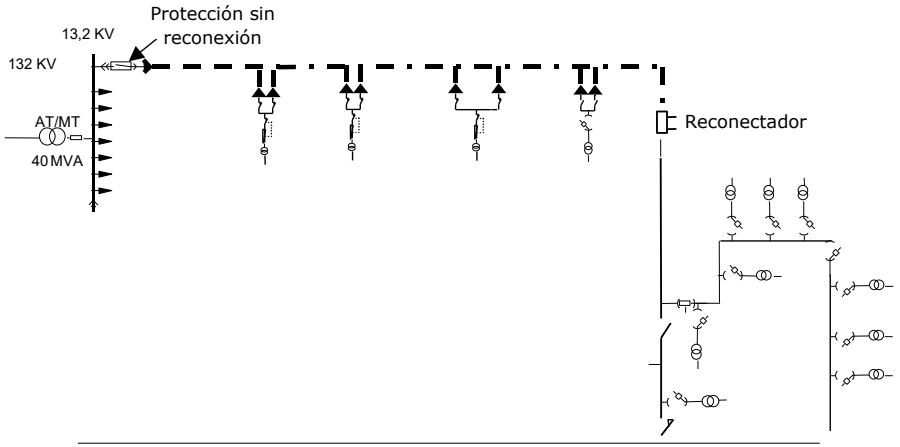


Ilustración 5-31: Red mixta de MT

El criterio de protección surge de una combinación de los casos descritos anteriormente. En la SET se contará con una protección de sobrecorriente con las características indicadas para el caso de red subterránea, instalando en el inicio de la red aérea un reconectador o un interruptor con protección electrónica autoalimentada, los cuales serán calibrados con los criterios enunciados para red aérea de MT.

En los casos en que no se justifique dicha inversión, se podrá proteger el tramo aéreo con fusibles tipo expulsión, siempre que cumplan con las consideraciones enumeradas para "ramal derivado de troncal".

D. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS NECESARIAS DEL EQUIPAMIENTO A UTILIZAR

Se describe a continuación las características básicas que debería presentar el equipamiento de protección a utilizar.

- Protección de sobrecorriente con recierre.

  Debe consistir en una protección de sobrecorriente con lógica de reconexión y contar con las siguientes características principales que permitan cumplir con los criterios de protección y selectividad.

  - Niveles de ajuste de fase independientes y temporizados.
  - Niveles de ajuste de neutro independientes y temporizados.

    Esto es necesario para poder lograr distintos comportamientos de la protección según la magnitud y tipo de falla detectados.
  - Contactos de salida programables.

    Se utilizan para enviar las señalizaciones necesarias al sistema de telecontrol, como son:

    - Estado de la función de reconexión (habilitada o inhibida).
    - Detección de conductor roto.
    - Protección excitada (en caso hayan sido superados los niveles de corriente ajustados).
    - Protección operada nivel temporizado, la cual indica que la protección ha disparado detectando una corriente de falla de nivel bajo.
    - Protección operada nivel instantáneo, que indica que la protección ha disparado detectando una corriente de falla de nivel alto.
    - Falla protección, la que indica que la protección está no operativa.
  - Función "carga fría".

    Esta función es necesaria en protecciones con esquema de reconexión, dado que al energizar una carga, aparecen corrientes transitorias de larga duración (entre los 7 y 12 seg) que pueden provocar la operación del algoritmo de disparo rápido abriendo el alimentador sin que exista una falla real en él.

- Función “conductor roto”.

  Es una función que se utiliza con el fin de localizar una interrupción parcial o total en una de las fases del alimentador.

- Función “T. reset”.

  Es una función que permite detectar fallas del tipo intermitentes, haciendo que el temporizador de la protección no se resetee inmediatamente después de la desaparición de la corriente de falla, sino luego de un tiempo preestablecido.

- Registrador de eventos.
- Registrador oscilográfico.
- Posibilidad de comunicación remota.
- 3 ciclos de recierre.
- Posibilidad de interrupción del ciclo de recierre en forma externa y por actuación de niveles de protección tanto de fase como de neutro.
- Señalización de funciones y alarmas tanto en el frente como por contactos de salida.
- Función “tierra sensitiva”. Esta función permite detectar fallas a tierra de bajo valor pudiendo cambiar la lógica del ciclado para estos casos.

• Reconectador.

Las funciones básicas necesarias son las siguientes:

- Niveles de sobrecorriente con ajuste independiente tanto para fase como para neutro.
- Función de "tierra sensitiva".

  Permite detectar fallas a tierra con bajo valor de corriente.

- Función de "carga fría".
- Selección de ajuste independiente para cada ciclo.

  Esta función permite hacer operar el reconectador con distintas características de disparo según el ciclo que esté realizando.

- Función “T. reset”.
- Cierre y apertura sin tensión primaria.

  El equipo debe poder cerrarse en forma mecánica independientemente de la existencia de tensión en el alimentador, permitiendo de esta manera energizar desde divisiones de red existentes aguas abajo del reconectador.

- Función “one shots”.

  Es una función necesaria en todo reconectador, la cual es activada en casos en que se realice tareas con tensión sobre el alimentador. Esta función hace que el reconectador dispare con una característica preestablecida ante una falla y no cierre nuevamente.

- Posibilidad de telecontrolar.
- Señalización de posición de interruptor.

• Seccionalizadores tripolares (detección por corriente).

Las funciones básicas necesarias son las siguientes:

- Ajuste del número de ciclos a la apertura.

  El equipo debe permitir seleccionar la cantidad de veces que detecta corriente de falla antes de liberar el mecanismo de apertura.

- Bloqueo de apertura por detección de corrientes de inserción.

  Es necesario que el mecanismo utilizado para detectar la presencia de corriente de falla pueda discernir entre corrientes de falla y corrientes de inserción producto de reconexiones realizadas por averías en otro punto del alimentador. En caso contrario, pueden ocurrir aperturas innecesarias.

- Corrientes de arranque de fase y neutro regulables.

  Es necesario que se pueda ajustar el valor de la corriente a partir del cual se considere corriente de falla, tanto para el caso de instalarlo en líneas troncales como en ramales derivados.

- Bloqueo de apertura por presencia de tensión en la red.

  La presencia de esta función permite que el seccionalizador pueda discriminar entre la desaparición de una corriente de falla producto de la operación de un fusible aguas abajo, o producto de la apertura del equipo de reconexión.

- Corriente mínima de cuenta.

En caso de no poseer la función "Bloqueo de apertura por presencia de tensión en la red", la función "Corriente mínima de cuenta" puede establecer la diferencia entre la corriente de cortocircuito y la de carga por la presencia o no de corriente de carga luego de la desaparición de la corriente de falla, evitando la apertura innecesaria del equipo.

- Tiempo de borrado de memoria de cuenta.

  Debe permitir la regulación del tiempo transcurrido desde la última corriente de falla detectada y el borrado de la memoria de conteo de ciclos.

- Posibilidad de apertura y cierre manual.
- Señalización de posición de los contactos de potencia.

• Seccionalizadores unipolares.

Las funciones básicas necesarias son las siguientes:

- Detección por corriente.
- La forma de detectar la presencia de una falla será porque ésta sobrepase un nivel de corriente preestablecido.
- Bloqueo de cuentas por detección de corrientes de inserción.
- Corriente mínima de cuenta.
- Tiempo de reset.

Dado que se trata de equipos más económicos que los anteriores, a diferencia de los seccionalizadores tripolares (detección por corriente), solo deben contar con un tiempo fijo pero repetitivo.

- Intercambiable con fusibles de expulsión.

• Seccionalizadores tripolares (detección por tensión).

Las funciones básicas necesarias son las siguientes:

- Posibilidad de apertura y cierre sin presencia de tensión primaria.
- Indicación de posición de los contactos de potencia.
- Regulación de tensión mínima de operación.

  Esta regulación permitirá hacer que el equipo solo opere ante interrupciones producidas por el equipo de reconexión asociado y no por caídas de tensión producto de otros fenómenos de la red.

- Regulación de los tiempos de apertura, cierre y reset.

  Los rangos de las regulaciones deben permitir la coordinación con el equipo de reconexión asociado.

• Márgenes que respetar para lograr selectividad.

Ante una falla producida en una red de media tensión, dado que la tecnología de detección utilizada es en todos los casos amperométrica, esta permite que todas las protecciones asociadas la detecten. La selectividad entre las protecciones se logra asegurando que ante una falla actúe solo la protección más próxima a esta y no el resto.

A modo de ejemplo, en la **ilustración 5-32** se presenta el análisis de un caso de dos interruptores con protección.

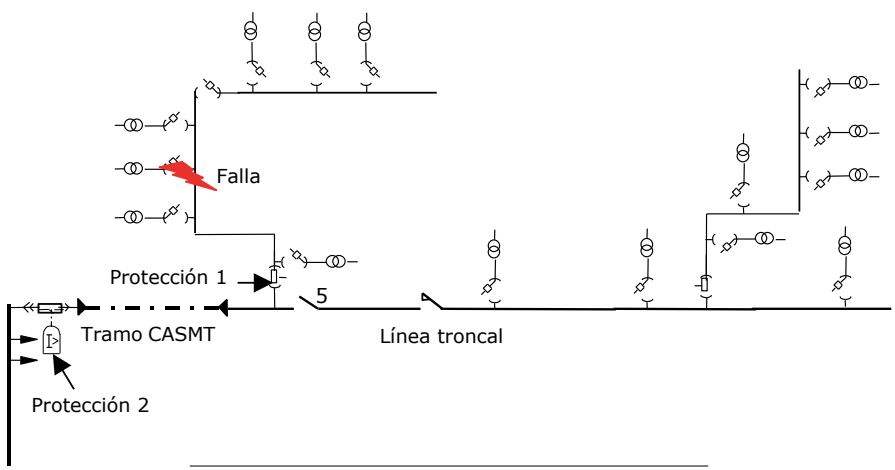


Ilustración 5-32: Ejemplo de coordinación de protecciones

En este caso, las protecciones 1 y 2 del gráfico son interruptores con protección. Para lograr coordinación, se debe considerar la siguiente cadena de tiempos indicada en la **ilustración 5-33**, que nace cuando ocurre una falla.

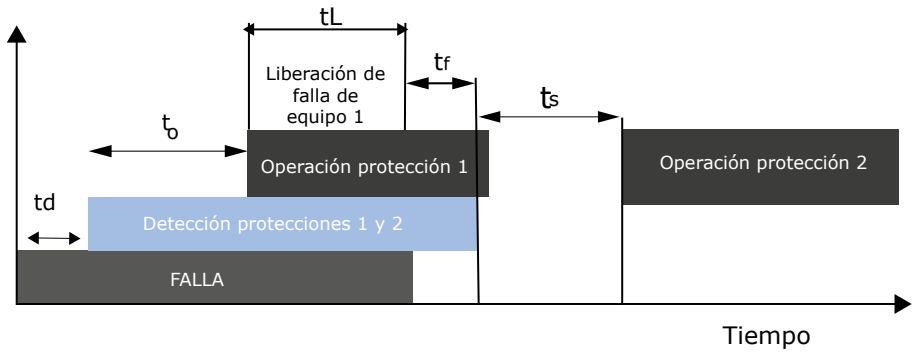


Ilustración 5-33 Cadena de tiempos en la coordinación de protecciones

Tiempo de detección (t_d): Es el tiempo que demora un elemento de protección en detectar la falla. El valor con que se considera este tiempo depende del tipo de elemento.

- Protecciones microprocesadas entre 5 y 10 mSeg.
- Protecciones electrónicas entre 50 y 70 mSeg.
- Protecciones electromecánicas entre 50 mSeg y 100 mSeg.

Tiempo de operación (t_o): Es el tiempo que demora el elemento de protección en operar una vez detectada la falla. El valor con que se considera este tiempo depende del tipo de elemento.

- Protecciones microprocesadas, el tiempo ajustado para el disparo es de ± X % de tolerancia el cual depende del tipo de característica de disparo ajustada y varía de 0,5% a 7,5% con un mínimo de 30 mSeg.
- Protecciones electromecánicas, el tiempo ajustado para el disparo es de ± 5% con un mínimo de 100 mSeg.

Tiempo de liberación (t_l): Es el tiempo que demora el interruptor en abrir y extinguir el arco. Este tiempo se considera de 100 mSeg en interruptores de vacío o SF6 y de 150 mSeg en interruptores tipo PVA.

Tiempo de frenado (t_f): Es el tiempo que necesita la protección para detener su acción luego de liberada la falla. Si bien este tiempo depende del tipo de elemento, se puede considerar que 40 mSeg es un tiempo suficiente.

Tiempo de seguridad (t_s): Es un tiempo que se agrega en la cadena para asegurar la selectividad, el cual se adopta en 100 mSeg.

E. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

A continuación, se presenta tres ejemplos de aplicación para las redes del Perú:

- Ejemplo I. Red urbana con neutro aislado.
- Ejemplo II. Red urbana con neutro a tierra 10 kV.
- Ejemplo III. Red rural con neutro a tierra 10 kV.

i. Red urbana con neutro aislado

Con la finalidad de evidenciar una adecuada coordinación de las protecciones utilizadas, se ha desarrollado un ejemplo de la selectividad de las protecciones para los alimentadores de una SET AT/MT, en la cual el neutro se encuentra con el neutro aislado.

- Datos básicos.

- Transformador.
  - Tensión: 60/10 kV 25 MVA.
  - Reactancia de CC: 10%.
  - Corriente nominal del transformador (InT): 1.445 A.
  - Pcc60kV: 2.500 MVA.
  - ICC3F en bornes del transformador 10kV: 13.120 A.
- Alimentador troncal.
  - Sección: 3x120 mm^2 al aéreo.
  - Longitud: 5 km.

- Corriente nominal del troncal: 300 A.

- Ramales.
  - Sección: 3x50 mm^2 al aéreo.
  - Longitud: < 2.5 km.
  - Transformadores hasta 500 kVA.
  - Corriente de cortocircuito en extremo de línea: 2000 A.
  - Corriente monofásica capacitiva: 40 A.

A continuación, los aspectos que implica la instalación de la red urbana.

i.i Ubicación de equipos de protección

Los equipos de protección se deberían ubicar de acuerdo con la **ilustración 5-34**.

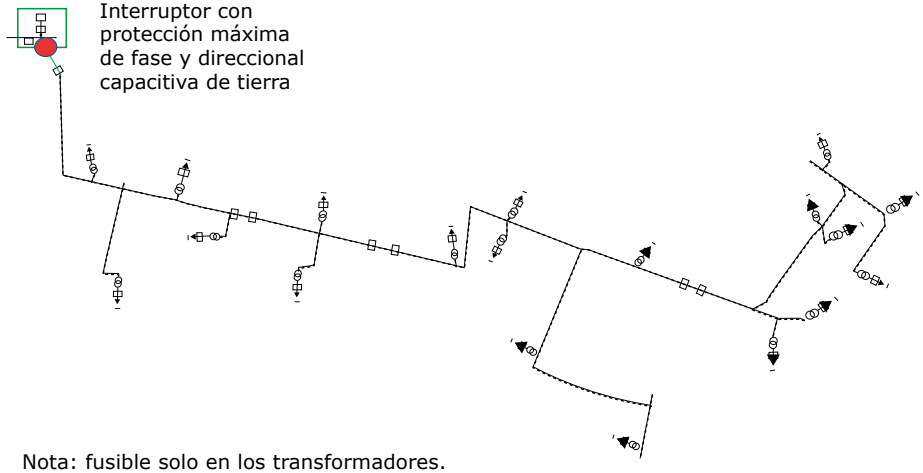


Ilustración 5-34: Ubicación de quipos de protección en Red Urbana con neutro aislado

No se considera oportuno poner protecciones intermedias dado su costo, resultando conveniente la implementación de neutro a tierra mediante Zig-Zag.

i.ii Coordinación de protecciones

La gráfica de las curvas de protección se presenta en la **ilustración 5-35.**

La protección de cabecera del alimentador se debería ajustar de acuerdo con los siguientes criterios:

- 51 P: Curva ANSI, extremadamente inversa, Pick up: 450 A, 1,5 Inominal de la línea.
- 51 N: Curva ANSI o IEC, muy inversa, Pick up: 20 A, 0,5 veces por la corriente capacitiva (Ic) para detectar falla a tierra. La protección de tierra debe ser de tipo direccional de forma tal que se pueda detectar el circuito en falla por la direccionalidad de la corriente de retorno desde la falla, a través de las líneas conectadas al mismo transformador.
- Transformadores protegidos con fusibles tipo K, adecuados a su potencia.
- No se debe poner fusibles en los ramales porque no se lograría coordinación con la protección de cabecera.

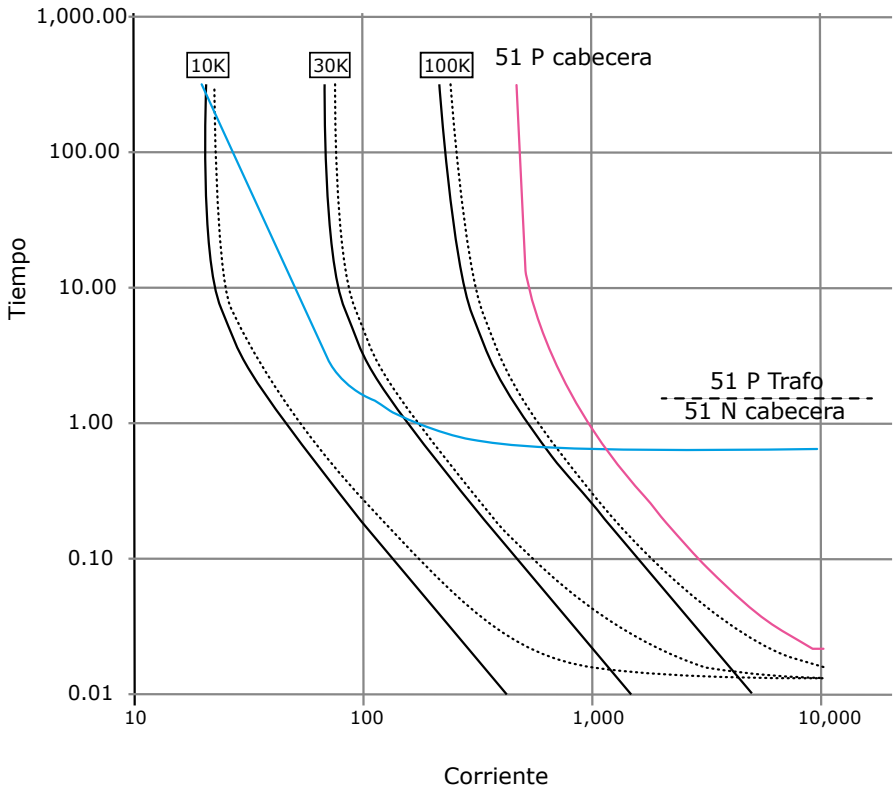


Ilustración 5-35: Diagrama de coordinación, curva de selectividad de las protecciones

La aplicación de los criterios enunciados evidencia una buena coordinación para fallas trifásicas entre los fusibles del transformador y la función 51 P.

La coordinación entre los fusibles y la protección de cabecera ante la falla monofásica interna del transformador no es posible ya que los fusibles no son capaces de actuar con corrientes de bajo valor (debido al neutro MT aislado), produciéndose en general la actuación del interruptor de cabecera. Dicha coordinación solo es posible para transformadores de potencia baja, hasta 100 kVA, no utilizados mayormente en instalaciones urbanas.

Se recomienda el uso de protecciones dependientes en las cabeceras porque mejora la coordinación con los fusibles y mejora el requerimiento térmico.

ii. Red urbana con neutro a tierra 10 kV

- **Datos básicos:**

- Transformador de alimentación.
  - Tensión: 60/10 kV 25 MVA.
  - Reactancia de CC: 10%.
  - Corriente nominal del transformador (InT): 2165 A.
  - Pcc60kV: 2500 MVA.
  - ICC3F en bornes del transformador 10kV: 13.120 A.
- Datos de la red:
  - Línea troncal.
    - Sección: 3x240 mm^2 Al.
    - Longitud: 2,6 km.
    - IN del circuito: 216 A.

- Ramales.
  - Sección: 3x25 mm^2 Al.
  - Longitud: <0,5 km.
  - Corriente de cortocircuito monofásica en final de circuito (Z_{Pat}=10 Ω): 500 A.

A continuación, los componentes de la red.

ii.i Ubicación de equipos de protección.

Los equipos de protección se deberían ubicar de acuerdo con la **ilustración 5-36.**

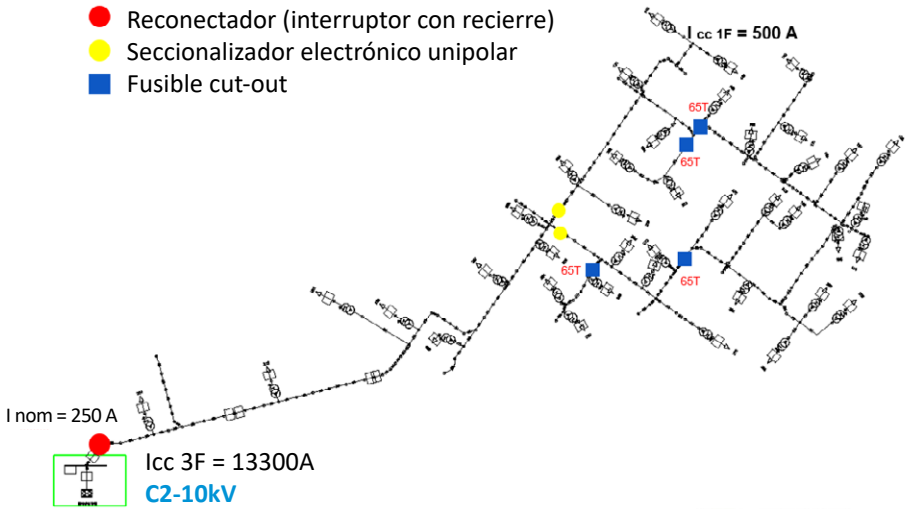


Ilustración 5-36: Ubicación de equipos de proteción en red urbana con neutro a tierra

En cabecera se debe considerar el uso de un interruptor con recierre o reconectador.

A las salidas de los ramales principales, la ubicación de seccionalizadores es vital. Dada la escasa longitud de los circuitos, se puede tratar de señalizadores unipolares. El juego de tres seccionalizadores unipolares tiene un costo menor a la tercera parte de un seccionalizador tripolar y si bien las prestaciones son menores (capacidad y posibilidades de ajuste), las condiciones de estos ramales con baja carga (menos de 100A y sin seccionalizadores en serie) hacen conveniente su adopción.

En los ramales más periféricos, se considera apropiado utilizar fusibles cut-out de 65T, tal como se indica en el diagrama.

En lo que se refiere a la protección de los transformadores, se sugiere fusibles K con calibre adecuado a la potencia del transformador, los mismos que no están indicados en el diagrama.

ii.ii Coordinación de protecciones

A continuación, se detalla los criterios de ajuste recomendados.

- Fusibles.
  - Fusibles para transformador tipo K de acuerdo con su potencia (10K para 100 KVA 3F).
  - Fusibles de ramal tipo T, con el mayor calibre posible para dejar actuar la curva rápida del reconectador. Se recomienda 65T.
- Interruptor o reconectador de cabecera.
  - Disparo de fase 1,5 I_N del circuito: 324 A.
  - Disparo de tierra 0,8 I_N: 170 A. Debe ser menor que la I_{CC} en extremo del circuito.
  - Disparo instantáneo: 10 kA.
  - Temporización, curva rápida instantánea, la cual debe actuar antes que cualquier protección, menos el fusible del transformador.
  - Curvas lentas, de fase muy inversa y de tierra inversa, normalizadas según IEC o ANSI.
  - Secuencia de operación: 2 rápidas y 2 lentas.
- Seccionalizadores unipolares.
  - INN de acuerdo con la corriente del ramal (100 A es suficiente).
  - Detección de falla menor que detección de falla de tierra del reconectador de cabecera (en este ejemplo 150 A).
  - Conteo para operación: 3 operaciones. El seccionalizador debe actuar luego de una

operación según curva lenta del reconectador para permitir la actuación de los fusibles de transformador ante falla permanente.

- Interruptor lado secundario del transformador.
  - Disparo de fase 1,5 I_N del transformador: 3250 A.
  - Disparo instantáneo: 12 kA, porque debe estar coordinado con el interruptor de cabecera.
  - Curvas lentas, de fase muy inversa, normalizadas según IEC o ANSI.

Los criterios detallados anteriormente se presentan la **ilustración 5-37.**

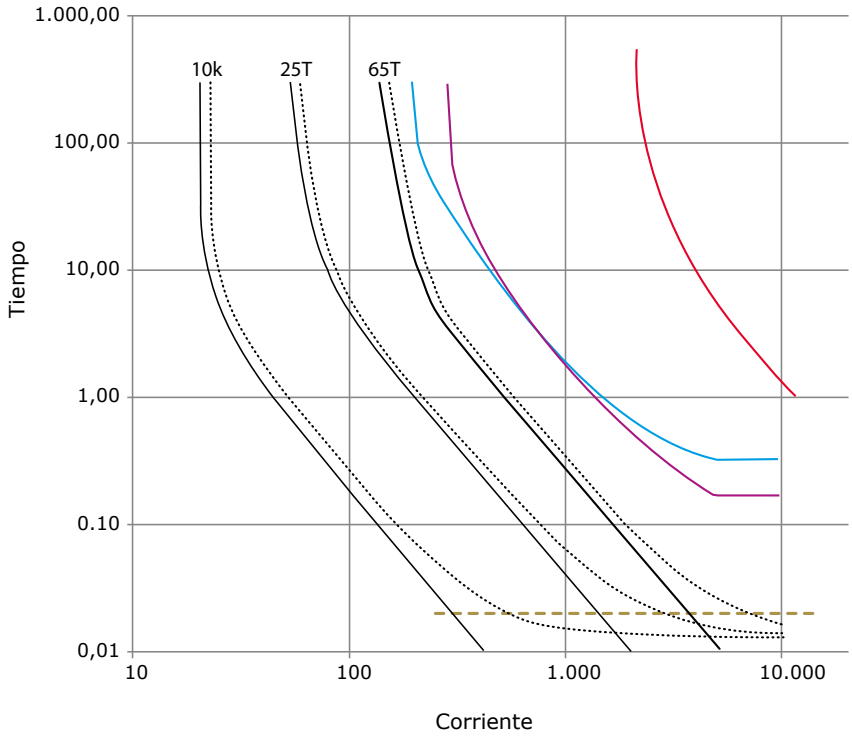


Ilustración 5-37: Diagrama de curva de protecciones y coordinación

iii. Red rural con neutro a tierra 10 kV

- **Datos básicos:**

- Transformador de alimentación.
  - Tensión: 60/10 kV 10 MVA.
  - Reactancia de CC: 10%.
  - Corriente nominal del transformador (InT): 580 A.
  - Pcc60kV: 2500 MVA.
  - ICC3F en bornes del transformador 10kV: 5.550 A.
- Datos de la red:
  - Línea troncal.
    - Sección: 3x120+1x35 mm^2 Al.
    - Longitud: 20 km.
  - Ramales.
    - Sección: 3x25+1x25 y 3x35+1x25 mm^2 Al.
    - Longitud: <4 km.
    - Corriente de cortocircuito monofásica en final de circuito (ZPat=10 Ω) = 160 A.

Ahora presentamos los factores a tomar en cuenta.

iii.i Ubicación de equipos de protección

Los equipos de protección se deberían ubicar de acuerdo con la **ilustración 5-38.**

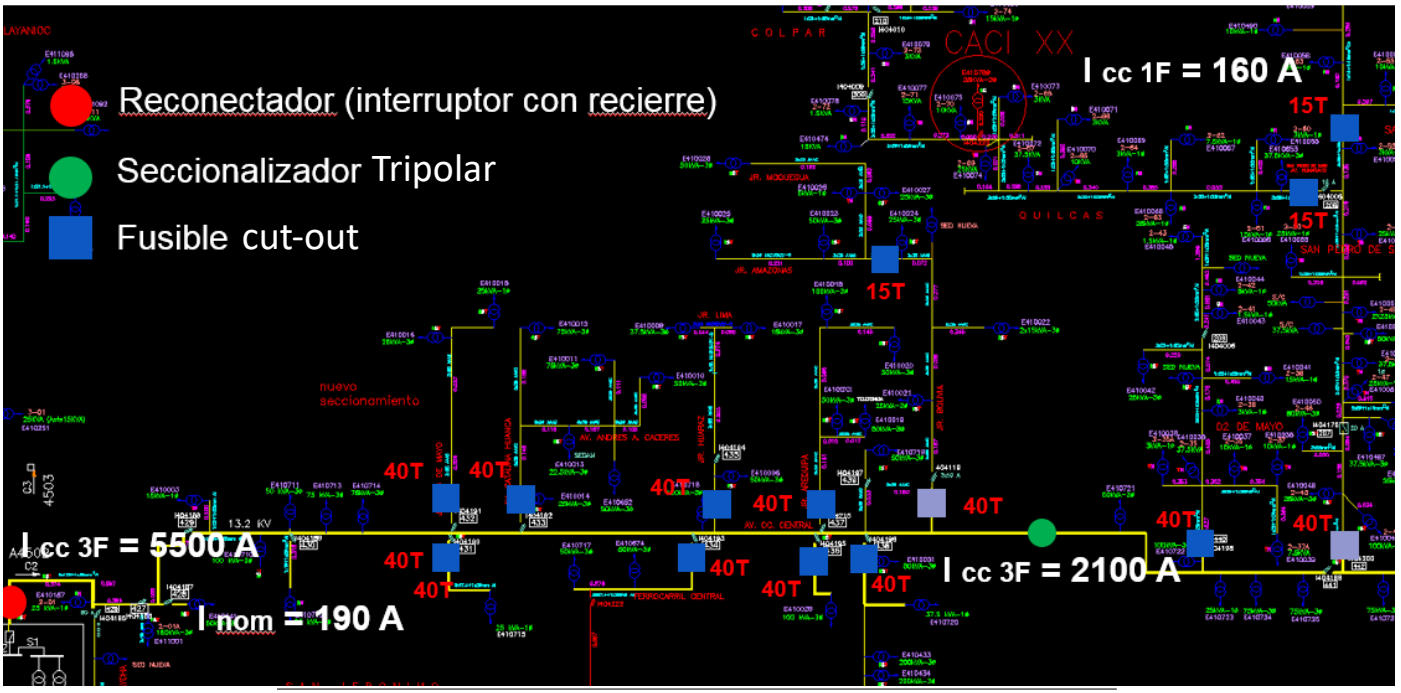


Ilustración 5-38: Esquema de ubicación de equipos de protección en red rural con neutro a tierra

En cabecera se prevé un interruptor con recierre o reconectador.

En el ramal troncal se recomienda la instalación de un seccionalizador tripolar a la mitad de desarrollo del circuito, con la finalidad de que en caso de falla permanente solo resulte afectada la mitad del circuito.

En los ramales se recomienda el uso de fusibles cut-out de 40T, tal como se indica en el diagrama. En los ramales más extensos, se considera necesaria la instalación de 2 fusibles en serie. En estos casos, se debe tener en cuenta la coordinación entre fusibles; el más alejado debe ser de un calibre menor, 15T; los que coordinan, hasta 2100 A de corriente de corto circuito.

En los transformadores, se sugiere fusibles K con calibre adecuado a la potencia del transformador, los mismos que no están indicados en el diagrama.

iii.ii Coordinación de protecciones

A continuación, se detalla los criterios de ajuste.

- Fusibles.
  - Fusibles para transformador tipo K de acuerdo con su potencia (10K para 100 KVA 3F).
  - Fusibles de ramal tipo T, con el mayor calibre posible para dejar actuar la curva rápida del reconectador (se recomienda 40T).
- Interruptor o reconectador de cabecera.
  - Disparo de fase 1,5 I_N del circuito: 280 A.
  - Disparo de tierra 0,8 I_N: 150 A. Debe ser menor que la ICC en extremo del circuito.
  - Disparo instantáneo: 5 kA.
  - Temporización, curva rápida instantánea, la cual debe actuar antes que cualquier protección, menos el fusible del transformador.
  - Curvas lentas, de fase muy inversa y de tierra inversa, normalizadas según IEC o ANSI.

- Secuencia de operación: 2 rápidas y 2 lentas.

- Seccionalizador tripolar.
  - Corriente nominal (INN) de acuerdo con la corriente del ramal (100 A es suficiente).
  - Detección de falla menor que detección de falla de tierra del reconectador de cabecera (en este ejemplo 120 A).
  - Conteo para operación: 3 operaciones. El seccionalizador debe actuar luego de una operación según curva lenta del reconectador para permitir la actuación de los fusibles de transformador ante falla permanente.
- Interruptor lado secundario del transformador.
  - Disparo de fase 1,5 IN del transformador: 865 A.
  - Disparo instantáneo: 6 kA, porque debe estar coordinado con el interruptor de cabecera.
  - Curvas lentas, de fase muy inversa, normalizadas según IEC o ANSI.

Los criterios detallados anteriormente se presentan en la **ilustración 5-39.**

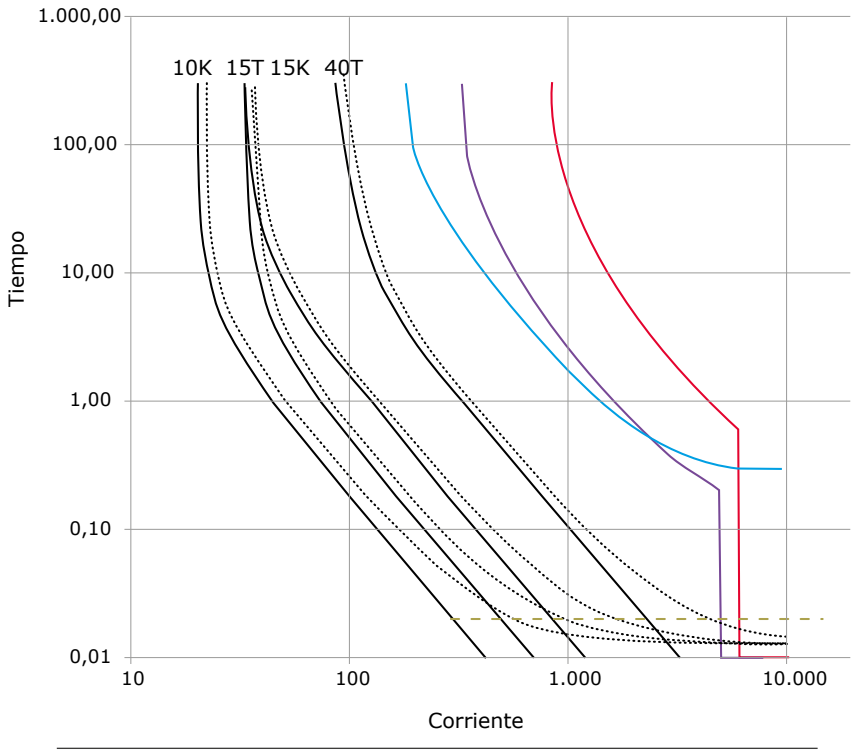


Ilustración 5-39: Diagrama de curva de protecciones y coordinación

5.3.3 Protección contra sobretensiones

Las características y naturaleza de las sobretensiones son bastante complejas, por lo que se ha considerado conveniente efectuar una descripción de las mismas a efectos de poner en contexto las recomendaciones y criterios para su definición.

En primer término, se procede a describir las características y naturaleza de las sobretensiones. Las solicitaciones dieléctricas pueden agruparse en dos categorías:

- Solicitaciones dieléctricas normales, debidas a la tensión eléctrica nominal de servicio prevista.
- Solicitaciones dieléctricas excepcionales, denominadas sobretensiones. Son aquellas que exceden en magnitud a la máxima tensión del servicio. Solo aparecen ocasionalmente y en forma transitoria.

Las causas de las sobretensiones pueden distinguirse según su naturaleza en:

- Internas: debidas a cambios del estado de funcionamiento del sistema eléctrico (fallas, variaciones bruscas de carga, maniobras de conexión y desconexión de circuitos y aparatos, etc.).
- Externas: provocadas por descargas de origen atmosférico (rayos); contacto entre redes de distintas tensiones, etc.

Como el comportamiento del aislamiento frente a una sobretensión depende tanto de la magnitud máxima que esta alcanza como de la duración o forma de su variación en el tiempo, resulta necesario clasificar las sobretensiones en función a la forma de onda de la tensión de acuerdo con lo que sigue:

- Sobretensiones de origen interno.

- Sobretensiones de maniobra. Duran algunos microsegundos (μs). Son unidireccionales o con oscilaciones fuertemente amortiguadas y presentan variaciones notables de tensión en el tiempo del orden de décimas de μs.

- Sobretensiones temporarias de frecuencia industrial. Duran varios segundos (excepcionalmente hasta algunos minutos), siendo esencialmente oscilatorias, con amortiguación insignificante o bastante reducida y con frecuencias del orden de decenas o algunos centenares de Hz .

- Sobretensiones de origen externo.

- Sobretensiones por descarga atmosférica, cuya duración total no excede de algunas decenas o centenares de μs. Son esencialmente unidireccionales (sin cambio de polaridad), pero presentan amplias variaciones bruscas de tensión producidas en tiempos del orden de unos pocos μs o aun de décimas de μs.

- Sobretensiones por contacto entre redes de distintas tensiones. Estas son de $60Hz$ y se deben a contactos entre conductores o defectos entre fases de transformadores.

A. SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO

Durante el proceso transitorio provocado por cambios bruscos de la configuración de la red eléctrica que está en estado estacionario, pueden aparecer en algunos puntos tensiones instantáneas mayores que el valor de cresta de la tensión máxima del equipamiento prevista.

Estas sobretensiones en general no producen inconvenientes en las instalaciones de distribución debido a que sus amplitudes no sobrepasan, en general, el nivel de aislación de las redes de MT. Son las siguientes:

i. Sobretensiones de maniobra

Los parámetros que determinan o influyen sobre el proceso que da lugar a la aparición de sobretensiones de maniobra son numerosos, pero pueden distinguirse dos clases:

- Los que caracterizan al circuito y sus componentes antes y después de la maniobra (cambio de configuración).
- Los que identifican al tipo, forma y momento de ejecución de la "maniobra" (es decir, características del interruptor, cortocircuito, falla, etc., que ocasionaron el cambio de configuración).

Las sobretensiones de maniobra más importantes en las redes de distribución suelen ser originadas por:

- Aparición o supresión brusca de fallas.
- Interrupción de grandes corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.

ii. Sobretensiones temporarias

En redes trifásicas de distribución en MT, las sobretensiones temporarias de mayor importancia son ocasionadas por:

- Fallas monofásicas a tierra (con dependencia de la forma de puesta a tierra del neutro). Se incrementan considerablemente en redes con neutro MT aislado.
- Resonancia y ferroresonancia (por efecto de características de magnetización no-lineales).

En el caso de ferroresonancia, la tensión producida puede ser transitoria o sostenida. Su duración está directamente relacionada con la causa que la produjo y existirá hasta que se remueva la causa ya sea por control automático o por intervención de personal, lo cual demorará de varios segundos a varias horas.

B. SOBRETENSIONES DE ORIGEN EXTERNO

Estas sobretensiones son independientes de la tensión de servicio de la red. Las mismas pueden afectar en gran medida a las instalaciones aéreas.

Son las siguientes:

i. Sobretensiones resultantes de contactos entre redes de tensión diferente

Estas sobretensiones se deben a contactos entre conductores o defectos entre fases de transformadores. Para prevenir las mismas, debe respetarse las normas de construcción de líneas y montaje de transformadores.

ii. Sobretensiones de origen atmosférico

Las sobretensiones de origen atmosférico son producidas por la actividad eléctrica natural de la atmósfera. Su frecuencia de aparición, forma y magnitud dependen de:

- Las características propias de la actividad atmosférica y de las descargas a tierra en la ubicación geográfica de la instalación que se analiza. En las regiones de selva y sierra, la aparición de sobretensiones atmosféricas es considerable.
- Las particularidades constructivas de la instalación (altura y geometría de las líneas aéreas, presencia de hilos de guardia, etc.).

Se suele distinguir los siguientes tipos de sobretensiones según el modo en que son generadas por una descarga atmosférica:

- Sobretensiones resultantes de descargas de rayos directos.
- Sobretensiones producidas por contorneo “inverso” de la aislación.
- Sobretensiones inducidas en los conductores de una línea aérea cuando se producen descargas atmosféricas a tierra en las proximidades de la misma.
- Sobretensiones producidas por el fenómeno de reflexión y refracción de ondas.

a) Sobretensiones resultantes de descargas de rayos directos

Las sobretensiones producidas por rayos directos son en general las más peligrosas ya que pueden alcanzar valores muy elevados. Los rayos se originan cuando la intensidad del campo eléctrico entre las nubes y tierra sobrepasa valores de $500\,kV/_m$.

Estadísticas de medición indican que las corrientes de descarga de los rayos varían, pudiendo considerarse como valor probable para el 10% de los casos el de $50\,kA$, según se observa en la **ilustración 5-40.**

En caso en que un rayo alcance a un conductor de una línea aérea, se producirán sobretensiones instantáneas muy elevadas que se propagarán sobre el conductor en forma de ondas móviles.

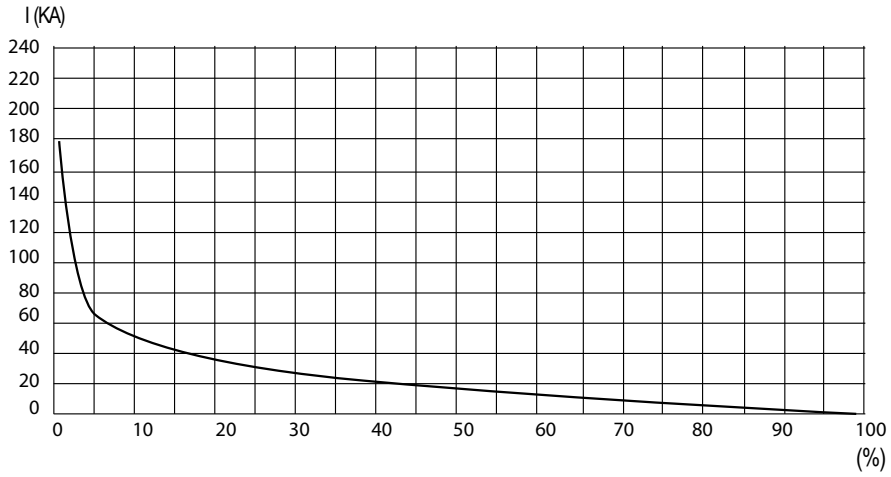


Ilustración 5-40: Corriente de rayos (kA) en función de mediciones efectuadas (%)

Dichas sobretensiones sufren un amortiguamiento en su recorrido, debido principalmente a pérdidas de energía por efecto corona, de contorneo o capacitivo.

Con la utilización de descargadores como dispositivos de protección contra las sobretensiones, los valores de tensión que aparecerán sobre los conductores de línea durante la descarga dependerán de la tensión residual del descargador, de las caídas de tensión en los conductores de conexión a tierra y al conductor de línea, y de la resistencia de puesta a tierra (RPT o RPAT).

Los valores máximos y permanentes de la RPT para las líneas de $13,2$ y $23kV$ se indican más adelante y deben ser respetados para que no se produzcan averías en los aparatos o equipos conectados a la línea aérea considerada.

Los conceptos anteriores son igualmente válidos cuando un rayo incide sobre uno de los soportes de la línea o sobre un hilo de guardia.

Las sobretensiones debidas a los rayos son de forma similar a la representada en la **ilustración 5-41** que corresponde a la forma de onda de impulso normalizada utilizada con determinados valores de sus parámetros de tiempo, T_1 y T_2 y valor de tensión de cresta, para efectuar los ensayos de impulso de tensión y corriente de los distintos elementos, aparatos y equipos asociados a las líneas.

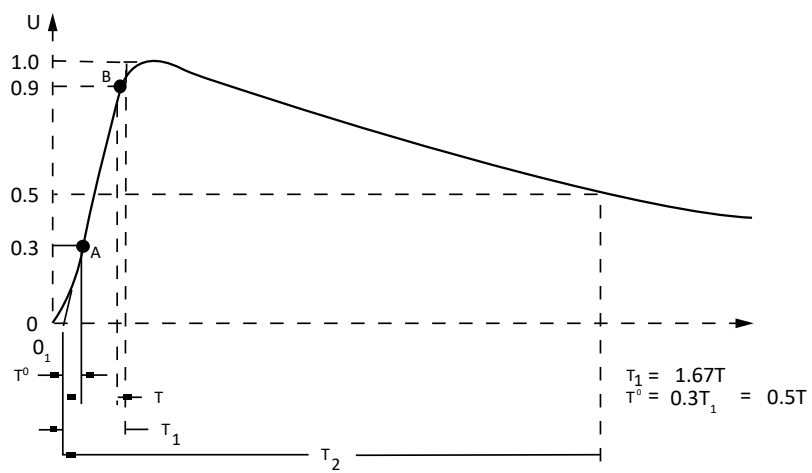


Ilustración 5-41: Forma de una onda normalizada de impulso atmosférico de tensión o corriente

b)Sobretensiones producidas por contorneo "inverso" de la aislación

Estas sobretensiones resultan de descargas atmosféricas sobre los hilos de guardia o las estructuras de una línea aérea.

c)Sobretensiones inducidas

Pueden ser:

- Resultantes de descargas de rayos indirectos.

  Estas sobretensiones se producen por inducción electromagnética debido a rayos que caen en las vecindades de las instalaciones aéreas o por descargas entre las nubes que se hallan sobre ellas. Alcanzan valores menores que aquellas que resultan de rayos directos y, por lo tanto, son menos peligrosas que las mencionadas en el inciso anterior.

- Resultantes de cargas electrostáticas.

  Dichas sobretensiones se producen debido a la existencia de nubes cargadas que originan un campo eléctrico entre nube y tierra. Si existe una línea aérea entre la nube y la tierra, se concentrarán sobre la misma en la zona vecina a la nube cargas iguales y de signo contrario a la que tiene la nube.

  El potencial adoptado por la línea como consecuencia del efecto electrostático dependerá del potencial de la nube y de las capacidades entre nube y tierra, y entre la línea y la tierra.

  El valor de esta sobretensión suele ser moderado y no sobrepasa normalmente los $95kV$, que corresponde al nivel básico de aislación para las redes de $13,2kV$ de distribución.

  En cambio, si el campo eléctrico sobrepasa el valor critico de ruptura del aire en el espacio nube - tierra, la nube se descarga rápidamente a tierra o a otra nube próxima. Se produce así una variación rápida del campo eléctrico anterior y las cargas adoptadas por la línea vinculadas con anterioridad a la nube quedan libres, propagándose en forma de ondas móviles de sobretensiones en ambos sentidos de la línea.

d)Sobretensiones producidas por el fenómeno de reflexión y refracción de ondas

Cuando un rayo directo incide sobre la línea, se producirán sobretensiones instantáneas muy elevadas que se propagan sobre el conductor tal como acaba de explicarse.

Estas ondas móviles pueden provocar deterioros en los elementos o aparatos vinculados a las redes y producir salidas de servicio de las mismas por efecto de contorneo de los aisladores.

Estas anormalidades se producen unas veces debido a que la propia amplitud de la onda móvil de tensión es mayor que el nivel de aislación de las instalaciones, como es el caso general de sobretensiones resultantes de rayos directos, y otras veces porque el valor de la onda de tensión se incrementa por reflexión o refracción en todos aquellos puntos donde existe un cambio de la impedancia característica del circuito, de acuerdo con las siguientes expresiones:

- Tensión reflejada

$$V_2 = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \times V_1$$

- Tensión refractada (que continúa)

$$V_3 = \frac{2 \times Z_2}{Z_2 + Z_1} \times V_1$$

Siendo: V_1, la onda de tensión que alcanza el punto donde se produce el cambio de impedancia y Z_1 y Z_2, las impedancias características de la línea.

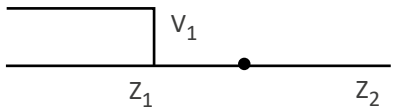


Ilustración 5-42: Onda móvil y transición entre líneas de distintas Z

- $I_2 = I_1 \times \frac{Z_1 \times Z_2}{Z_1 + Z_2}$

  Correspondiente a la onda reflejada.

- $I_3 = I_1 \times \frac{2 \times Z_1}{Z_1 + Z_2}$

  Correspondiente a la onda que prosigue.

  Valores promedio de impedancia característica Z_C :

- Línea aérea: 400Ω .
- Cable: 50Ω .

En la **ilustración 5-43** se indica la característica de una onda móvil al alcanzar un punto de transición entre dos líneas de diferente impedancia. En dicho gráfico, se observa que el paso de una línea de determinada impedancia

característica a otra de mayor impedancia característica provoca un incremento de la onda de sobretensiones y una disminución de la onda de corriente.

Este es el caso extremo de una onda que, recorriendo un cable, alcanza el punto de transmisión a una línea aérea cuya impedancia característica es mayor.

Por el contrario, si se trata de una onda móvil que pasa de una línea aérea a un cable (es decir pasa de mayor ***Z*** característica a menor ***Z*** característica), en el punto de transmisión se produce una reducción de tensión.

Normalmente y en menor medida, este efecto se produce en la transición entre líneas aéreas conectadas de distintas tecnologías (desnudas, protegidas o compactas) y disposición de los conductores (horizontal, vertical o triangular).

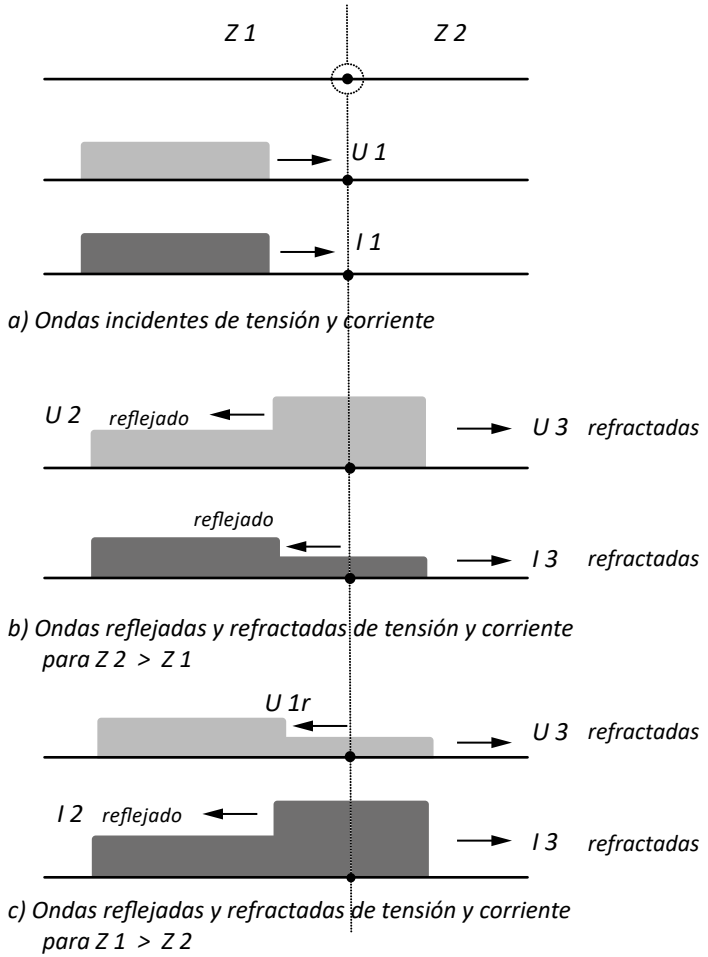


Ilustración 5-43: Características de una onda errante al alcanzar el punto de transición entre dos líneas de diferente impedancia característica Z

Un caso especial es el de una sobretensión que alcanza un extremo de línea abierta $(Z_C = \infty)$ en el cual, aplicando el mismo criterio, se producirá una duplicación del valor de la onda de tensión incidente: $U_2 = 2 \times U_1$, siendo U_1 la tensión incidente. Por este motivo es que la norma establece la instalación de descargadores en las extremidades de líneas y en las divisiones de red normales, o próximos a ellas.

C. EFECTOS DE LAS SOBRETENSIONES

Las sobretensiones aumentan las solicitaciones dieléctricas a las cuales son expuestas las aislaciones. Esto trae como consecuencia un envejecimiento prematuro de las mismas y eventualmente su destrucción.

Los dieléctricos soportan dos tipos de solicitación, la correspondiente a la tensión de servicio y la resultante de sobretensiones.

i. Solicitaciones producidas por la tensión de servicio

Son permanentes y producen la fatiga de los elementos aislantes.

Debido a esto, los ensayos normalizados a tensiones de frecuencia industrial prescritos para la recepción de materiales y aparatos imponen solicitaciones superiores a las que existirán cuando dichos materiales o aparatos estén en servicio, con lo cual se prevé los efectos de la degradación de la aislación.

ii. Solicitaciones producidas por sobretensiones

Las sobretensiones momentáneas dan lugar a solicitaciones de los aislantes que son función de la forma de onda, valor de la cresta y duración de la misma.

Estas solicitaciones o esfuerzos pueden dividirse en transversales y longitudinales, según se ejerza los mismos entre conductores de distintas fases o bien entre zonas de un mismo conductor.

Estas sobretensiones momentáneas que se propagan sobre los conductores en forma de onda móvil lo hacen con una velocidad dada por la expresión:

$$V = \frac{1}{\sqrt{L \times C}}$$

La cual adopta aproximadamente valores de $300.000\ Km/s$ en el caso de líneas aéreas y de $150.00\ Km/s$ en cables subterráneos y es independiente de la onda de tensión incidente y de la corriente. Solo está determinada por los parámetros, capacidad e inductancia de la línea.

A su vez, la tensión V y la corriente I de la onda están relacionadas con la impedancia característica de la línea.

$$V = Z \times I$$

Siendo $Z = \sqrt{\frac{L}{C}}$ la impedancia característica de la línea suponiendo que se trata de un conductor homogéneo, es decir, que posee los parámetros L y C distribuidos uniformemente.

Los efectos que puede provocar una sobretensión que se propaga sobre una línea de M.T. son los siguientes:

- Contorneo de los aisladores de la línea y la descarga a través de la armadura de los postes de hormigón armado, que sirven de apoyo o retención.

  Este efecto frecuentemente es seguido por un arco de frecuencia de $50Hz$ que puede provocar la operación del interruptor de la subestación AT/MT y la salida de servicio de la línea.

- Deterioro de los arrollamientos de los transformadores MT/BT y particularmente de los transformadores de medición.

- Deterioro de reconectadores, seccionadores y equipos de operación en general.

- Deterioro de las cajas terminales o terminales de cables, más raramente del propio cable en las proximidades de las uniones de cable a línea.

D. COORDINACIÓN DE LA AISLACIÓN

Las normas para instalaciones y equipamientos definen los niveles de aislación y de protección, estableciendo las definiciones y conceptos básicos que se indican a continuación.

i. Nivel de aislación

El nivel de aislación de un material o aparato es la combinación de los valores de tensión de ensayo a frecuencia industrial y de impulso que caracteriza la aislación de ese material con respecto a su aptitud para soportar las solicitaciones del dieléctrico.

Por otra parte, el nivel básico de aislación (BIL) es el nivel de aislación a impulso entre fases y/o contra tierra de los componentes del sistema.

ii. Nivel de protección

Las sobretensiones de origen atmosférico son absolutamente independientes de la tensión de servicio de la instalación, pudiendo alcanzar valores muy elevados y superiores al valor de la tensión con onda de impulso con la cual fueron ensayados los aparatos conectados a la red.

Con el fin de proteger las instalaciones y principalmente los aparatos más importantes o de mayor costo conectados a las mismas, se debe crear puntos de aislación débil, instalando para tal efecto los descargadores de sobretensiones o eventualmente explosores.

Estos aparatos limitan las sobretensiones a un nivel inferior al de tensión de ensayo con onda de impulso. Se define como nivel de protección de un descargador a las ondas de impulso al mayor valor de cresta de la tensión de impulso que puede aparecer entre los terminales del mismo.

iii. Coordinación de la aislación

La coordinación de la aislación comprende el conjunto de disposiciones tomadas con el objeto de evitar daños en los materiales y aparatos debido a las sobretensiones y para controlar dónde ocurren las descargas de arco, en puntos en los cuales no puedan causar daño. Estos objetivos se logran estableciendo la adecuada correlación entre las condiciones que debe resistir la aislación de los aparatos, la aislación de las líneas, las sobretensiones a que pueden estar sometidas en servicio y las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones.

Las normas para instalaciones y equipamientos definen los niveles de aislación y de protección. En la coordinación de la aislación, se establece los siguientes niveles:

1er. nivel, establecido por los equipos de protección contra sobretensiones.

2do. nivel, constituido por:

- El nivel de aislación primaria (BIL), conformado por aisladores de línea aérea y distancias en aire y/o.
- Las anteriores más otras partes aislantes de la instalación (aislaciones secundarias) como son crucetas o partes estructurales de madera o material sintético. Estas conforman un nivel de rigidez dieléctrica superior ante la descarga disruptiva entre fases o a tierra llamado nivel de aislación total (NAT), dependiente de la disposición constructiva y del material de las aislaciones primarias (BIL) y de la estructura.

3er nivel, correspondiente a los aislantes en el interior de transformadores y aparatos, distancias entre contactos abiertos y entre polos de los aparatos de interrupción.

En la **tabla 5-13** se puede apreciar el margen de seguridad fijado entre el nivel de protección del descargador y la tensión de ensayo con onda de impulso de distintos aparatos.

Tensiones del sistema MT		**Nivel de tensión resistida por el equipamiento (a tierra y entre polos)**		**Nivel de protección del descargador**
Tensión nominal $U_n\left[kV_{ef}\right]$	Tensión máxima $U_{máx}$ $\left[kV_{ef}\right]$	Con onda de impulso atmosférico $\left[kV_{cr}\right]$	Con onda a la frecuencia nominal de la red 60 Hz $\left[kV_{ef}\right]$	Tensión residual con onda de corriente $8/20\ \mu seg\left[k_{vcr}\right]$
13,2	14,5	95	45	40 (*)
23	25,3	150	60	80 (*)

Tabla 5-13:: Niveles de protección de los aparatos

(*) Dependiendo del modelo y marca, para una misma tensión nominal puede resultar menor.

E.CONDICIONES DE USO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

La necesidad de instalar dispositivos de protección contra las sobretensiones y las características de los mismos está vinculada al riesgo de existencia de sobretensiones en el área considerada y, por otra parte, a las condiciones de utilización de los dispositivos empleados. Para obtener una eficiente protección mediante los descargadores es necesario:

- Mantener en forma permanente la resistencia de puesta a tierra (RPAT) dentro de los valores que se indica.
- Verificar que los descargadores mantengan sus características fundamentales de operación; en particular, el valor de la tensión residual.

La función de protección de un descargador de sobretensión consiste en limitar la sobretensión que puede aparecer en los bornes del aparato a proteger.

Deberá emplearse donde la sobretensión pueda ser conducida eficazmente a tierra y se evite así las descargas disruptivas que causen daño a los materiales y aparatos asociados a las instalaciones, impidiendo las interrupciones de servicio.

Para que exista una efectiva protección, debe tomarse en cuenta los siguiente aspectos:

- Nivel de protección del descargador.
- Distancia existente entre el descargador y el aparato a proteger.

i. Nivel de protección del descargador.

En el caso de un descargador localizado en las cercanías de un aparato a proteger, se adoptará:

$$N_{PD} \leq 0,8 \times U_{EI}$$

Donde:

$N_{PD}[kV]$: Nivel de protección del descargador a las ondas de impulso.

$U_{EI}[kV]$: Tensión de ensayo con onda de impulso del aparato a proteger.

Las magnitudes adoptadas corresponden a las indicadas en la tabla 5-13.

ii. Distancia existente entre el descargador y el aparato a proteger

La distancia entre el descargador y el equipo a proteger, así como el modo y la longitud de las conexiones, influyen en la eficacia de la protección.

- Como regla general, se tendrá en cuenta que la mejor protección contra sobretensiones se obtiene localizando el descargador tan cerca como sea posible del equipo que se desea proteger.
- Se pondrá siempre a tierra el descargador usando un conductor lo más corto y recto posible, y se evitará efectuar empalmes intermedios en el mismo. La cuba del transformador estará siempre conectada al mismo punto de puesta a tierra (PAT) que el descargador, según como se muestra en la **ilustración 5-44.**

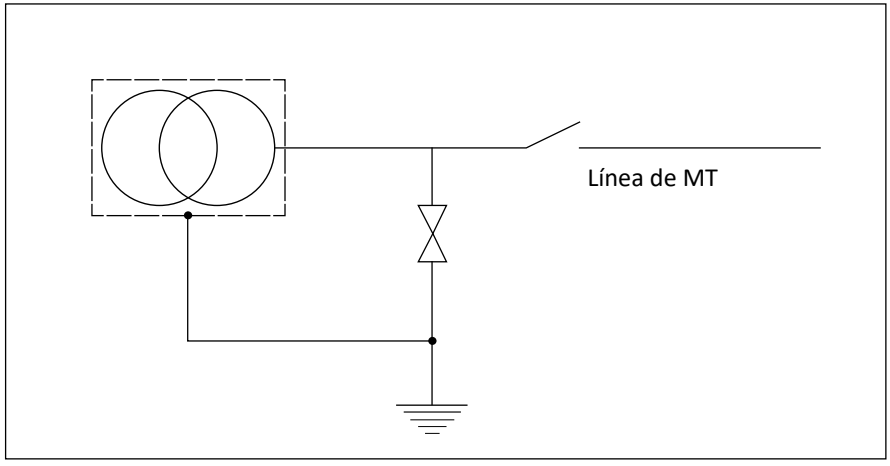


Ilustración 5-44: Diagrama de instalación del descargador y conexión de la cuba del transformador

F. EFECTOS DE LOS DISPOSITIVOS DE RECIERRE AUTOMÁTICO

En las redes de MT con neutro rígidamente conectado a tierra, las sobretensiones de origen interno son, en general, demasiado débiles para originar anormalidades y prácticamente las sobretensiones de origen externo son las únicas que deben ser tenidas en cuenta.

Estadísticas realizadas sobre redes aéreas de MT con neutro conectado rígidamente a tierra demuestran que los efectos momentáneos y fugitivos producidos por sobretensiones atmosféricas constituyen entre el 70 y 90% de todos los defectos registrados. Los cortocircuitos de los aisladores de sostén o retención de las líneas aéreas pueden encuadrarse en alguno de los siguientes tipos de defectos:

a. Momentáneos y fugitivos, los cuales tienen una duración menor a un segundo y no producen la salida de servicio de la red.

b. Sostenidos, cuando son seguidos por arcos de $50Hz$. Estos tienen una duración de varios segundos y producen la salida de servicio de la red.

Debido a que a menudo los contorneos de aisladores producidos por sobretensión son seguidos por arcos de potencia que terminan en un cortocircuito a tierra, en la línea donde se utilizan dispositivos de recierre, este tipo de averías se evitan dado que al desenergizar el circuito, el arco se extingue sin provocar la salida por actuación de las protecciones de corriente.

Los dispositivos de recierre utilizados son:

- Interruptor con recierre instalado en las salidas a línea aérea de MT de la Subestación AT/MT. El primer recierre es rápido, en el orden de los $0,3s$, que es el tiempo necesario para permitir la extinción del arco eléctrico y desionización del aire.
- Reconectadores instalados en los arranques de línea aérea de MT, con tiempo de recierre rápido para despejar las fallas fugitivas en la primera operación.

Esta ventaja de los dispositivos de recierre para despejar defectos momentáneos causados por las sobretensiones (contorneos) debe considerarse como una funcionalidad adicional de dichos equipos, primordialmente empleados para la protección contra sobrecorrientes y para permitir el seccionamiento automático de tramos de líneas fallados.

G. UBICACIÓN DE LOS DESCARGADORES

Si bien el primer nivel de aislación a proteger por los descargadores de acuerdo con el criterio de coordinación de aislación establecido es el que corresponde a los aisladores de línea (aislación primaria), se considera suficiente la instalación de descargadores en todos los equipos que por su naturaleza e importancia necesiten una protección individual contra las sobretensiones (por ejemplo, equipos de aislación no reconstitutiva, como los transformadores, o por criticidad, como equipos de maniobra y protección), en proximidad de todos aquellos puntos de la red donde existe un cambio de impedancia característica (en general por cambio de tecnología), en el lugar de transición de línea aérea a cable subterráneo, en cercanía de los terminales de línea o sus puntos de división de red normal.

La instalación de los descargadores requiere una adecuada PAT con el fin de brindar una eficaz protección de la instalación y el equipamiento involucrado. Para tal efecto, se especifica para cada tipo de instalación y equipo a proteger el esquema de conexión del descargador y el valor máximo de la RPAT.

i. Centro de transformación MT/BT bajo línea aérea, tipo plataforma biposte

Se trata de plataformas biposte que alojan transformadores de potencias mayores a 100 kVA.

Se aplica en general el criterio de puestas a tierra interconectadas (unificadas), es decir, que la tierra de protección de MT se conecta a la tierra de servicio (de neutro) de BT, según el esquema de la **ilustración 5-45.**

El valor de RPAT único debe ser lo más bajo posible y tener como valor límite:

$$RPAT \leq 3\Omega$$

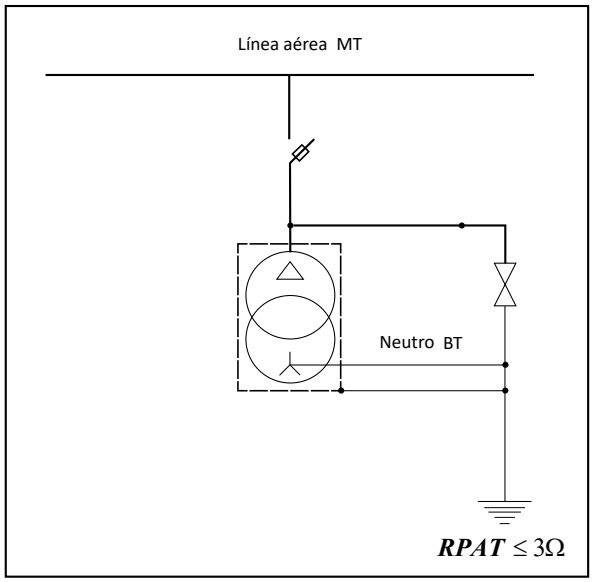


Ilustración 5-45: Descargador en centro de transformación aéreo, tipo plataforma

ii. Centros de transformación MT/BT bajo línea aérea, tipo monoposte.

Se trata en general del montaje monoposte de transformadores de potencias de hasta 100 kVA. En particular, se presentan las siguientes consideraciones.

En este caso, por razones de menor costo, se podrá adoptar una disposición de tierras separadas. De ser así, el valor de la resistencia de puesta a tierra será lo más bajo posible, debiendo tener como límite el valor de $RPAT \leq 10\Omega$, según se indica en en la **ilustración 5-46.**

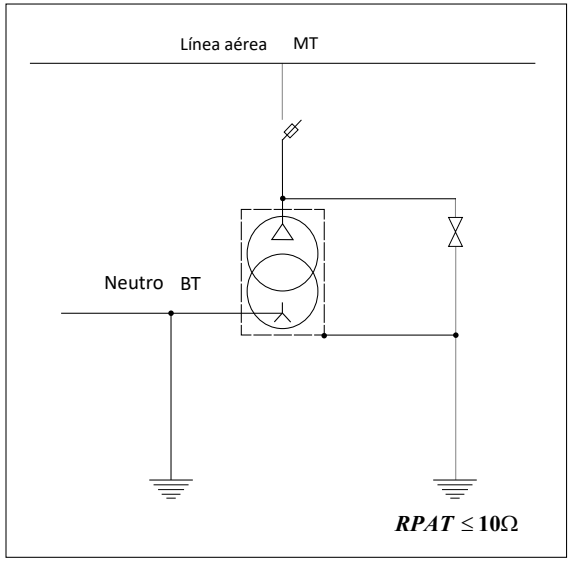


Ilustración 5-46: Descargador en centro de transformación aéreo monoposte con tierras separadas

iii. Acceso de cable subterráneo a línea aérea

Los accesos de cables subterráneos de MT desde línea se protegerán contra las sobretensiones. En este caso, la resistencia será: $RPAT \leq 10\Omega$ cuando en el acceso del cable no exista centro de transformación, según se indica en la **ilustración 5-47.**

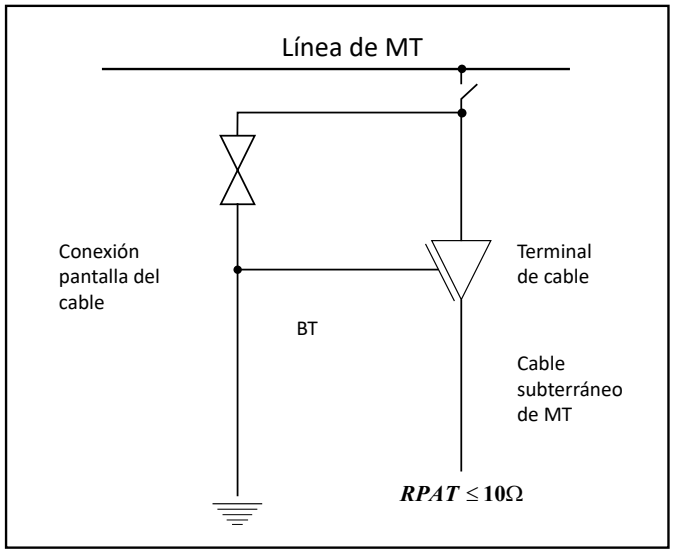


Ilustración 5-47: Descargador en acceso a cable subterráneo desde línea aérea MT

iv. Equipos de interrupción con aislación en aceite o SF6

Los equipos tales como reconectadores, seccionalizadores, interruptores y seccionadores bajo carga serán protegidos con descargadores. La conexión y el valor de la puesta a tierra se indican en la **ilustración 5-48.**

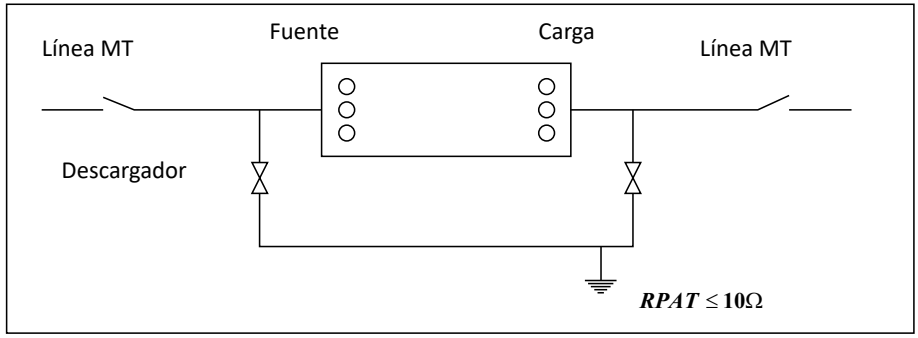


Ilustración 5-48: Reconectadores, seccionalizadores e interruptores protegidos con descargadores

v. Puntos terminales de línea

En los puntos terminales de línea o de división de red, las ondas móviles ocasionadas por sobretensiones de cualquier origen se reflejan con un valor doble del correspondiente a la onda incidente, lo cual puede ocasionar fenómenos de contorneo. El esquema se presena en la **ilustración 5-49.**

Estos puntos de reflexión deberán disminuirse en lo posible y se recomienda la instalación de descargadores de sobretensión ubicados en los mismos, especialmente en caso de existir los siguientes factores concurrentes:

- Tramos de líneas de MT largos y sin descargadores intermedios.
- Líneas situadas en áreas rurales.
- Cuando dichas líneas no estén protegidas mediante dispositivos de recierre.

- La RPAT de los descargadores de sobretensión será, en tales casos, de: $RPAT \leq 10\Omega$.

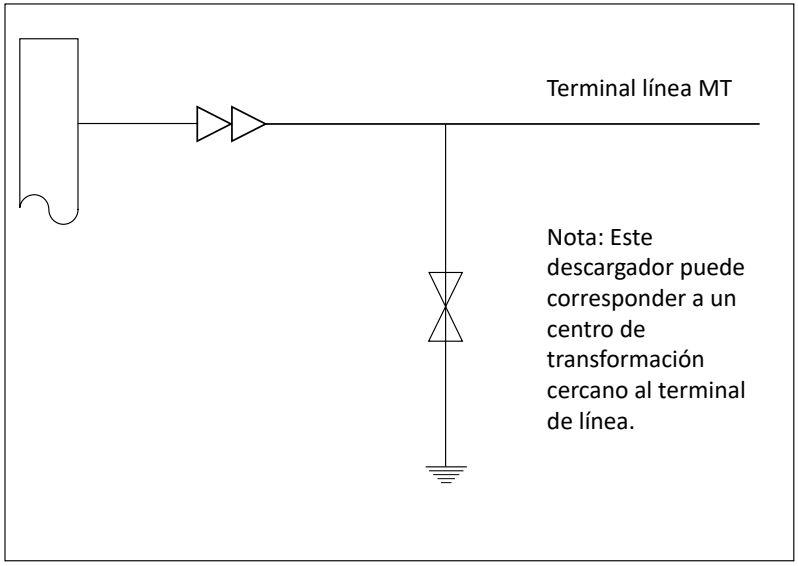


Ilustración 5-49: Descargador en terminal de línea

5.3.4 Evaluación económica de la aplicación de equipamiento de protección de la red

A consitnuación se presenta los criterios de evaluación económica del uso de protecciones de la red.

La evaluación técnico-económica de la conveniencia de instalar equipamiento de protección (simple o automático) debe partir del cumplimiento de:

$$Ceq \leq C_{ENS} \times K_{in}$$

Donde:

- Ceq: Costo de equipamiento.
- C_{ENS}: Costo de la energía anual no suministrada.
- K_{in}: Factor de capitalización a la tasa de interés.
- i=12 % y n vida útil (15 años en general para equipos de automatización y protección).

A su vez:

$$C_{ENS} = C_{UENS} \times ENS$$

Donde:

- C_{UENS}: Costo unitario de energía no suministrada (0,35 USD/ kWh).
- ENS: Valor estimado de la energía no suministrada, evitada por el equipamiento a evaluar.

La energía no suministrada se estima aplicando la siguiente fórmula:

$$ENS: Pmaxsalv \times Fc \times NI \times Trp$$

Donde:

- Pmaxsalv: Potencia máxima salvada por la protección y/o el automatismo.
- FC: Factor de carga, ya que debe considerarse la potencia media y la

ocurrencia en cualquier horario.

- NI: Cantidad de interrupciones presuntas (evitadas por el equipamiento a evaluar).
- Trp: Tiempo medio de reposición del servicio sin el equipo de protección/ automatización.

La cantidad estimada de interrupciones no programadas es calculada como:

$$NI = \Sigma\ XAi \times LRpi$$

Donde:

- XAi: Tasa de avería presunta.
- LRpi: Longitud de red protegida en el dispositivo de automatización/ protección.

Adoptando valores de acuerdo con la tecnología (cables o redes aéreas) para los términos XAi, Trp, Kin, C_{UENS}, FC, y agrupándolos en un factor $K_{(i)}$, se obtiene la siguiente expresión simplificada:

$$Ceq \leq Pmaxsalv \times LRp \times K_{(i)}$$

Donde K_i (como ejemplo):

- Para el caso de cable subterráneo.

  $K_{(i)} = Kc = T_{aa} \times T_{rep} \times Cu_{ENS} \times Ku^n$

  Donde:

  Kc = 1,58 USD/kW.km

  Con XAi = 0,2 FALLAS/km-año; Trp = 3,5 h; Kin =12,18;

  Cuens = 0,35 USD /kWh y FC=0,5

- Para línea aérea.

  $K_{(i)} = Ka = T_{aa} \times T_{rep} \times Cu_{ENS} \times Ku^n$

  Ka = 3,95 USD/kW.km

  Con XAi = 0,5 FALLAS/km-año y Trp = 3,5 h

- Para la red autoportante.

  $K_{(i)} = Kap = T_{aa} \times T_{rep} \times Cu_{ENS} \times Ku^n$

  Ka = 0,79 USD/kW.km

  Con XAi = 0,1 FALLAS/km-año y Trp 3,5 h

Puede generalizarse el criterio aplicando la siguiente expresión:

$$Ceq \leq Pmaxsalv \times \Sigma\ LRpi \times K_{(i)}$$

Siendo $K_{(i)}$ el valor asumido para cada tipo de tecnología de red.

Se recomienda aplicar esta ecuación para definir la conveniencia de uso de equipamiento en todos los casos y considerar, además, que la presunción de ahorro es hipotética, pues no todas las ENS (energías no suministradas) son penalizables.

5.3.5 Monitoreo

Resulta una práctica recomendable supervisar el funcionamiento y efectividad de los sistemas protectivos de sobrecorriente y sobretensión.

a. Protecciones de sobrecorriente

- Se debe monitorear la reducción de la tasa de fallas sin averías constatadas a partir de la implementación del recierre.
- Una vez revisados los sistemas de protección por sobrecorriente, se debe monitorear a nivel global y por alimentador MT:
  - Reducción del $SAIFI_{MT}$.
  - Reducción del indicador de funcionamiento selectivo de las protecciones.
- También debe revisarse en cuanto a los equipamientos de protección:
  - Que los relevadores de protección y los mecanismos de los interruptores y reconectadores se mantengan en correctas condiciones de funcionamiento.
  - Que los calibres de los fusibles correspondan con los valores definidos en la selectividad.
- Cuando se observen descoordinaciones de las protecciones, se debe investigar las causas de la incorrecta coordinación y corregirla.

b. Protecciones contra sobretensiones

Se debe monitorear:

- La reducción de la cantidad de fallas por descargas atmosféricas.
- La correcta ubicación de los pararrayos de protección.
- Los valores adecuados de puesta a tierra.
- El adecuado estado del funcionamiento de los pararrayos.

Todo funcionamiento anómalo, o la reducción de la tasa de avería, debe ser investigado.

5.4 METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN REDES AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN (MT)

En este punto se presenta recomendaciones para aplicar criterios constructivos que permitirían reducir la tasa de falla y por tanto la cantidad de interrupciones del suministro, a saber:

- Alternativas constructivas para la mejora del desempeño frente a sobretensiones y descargas atmosféricas de las líneas de MT.
- Uso de cables autoportantes y conductores protegidos como alternativa al uso de conductores desnudos en líneas aéreas de MT.

5.4.1 Alternativas constructivas para mejora del desempeño frente a sobretensiones y descargas atmosféricas de las líneas aéreas de media tensión

Sobre la base del análisis de causales de interrupciones, puede inferirse que las líneas aéreas de distribución MT de 10, 13,2 y 23 kV en las regiones de sierra y selva pueden poseer niveles de aislamiento que, por solución de compromiso técnico - económico, naturalmente no son suficientes para soportar las sobretensiones de origen atmosférico debidas a descargas directas, o las sobretensiones indirectas debidas a descargas en proximidad de la línea.

Las fallas provocadas por descargas atmosféricas directas y/o indirectas pueden resultar en fallas en los aisladores o eventualmente en corte de conductor.

Las interrupciones por descargas atmosféricas directas solo podrían evitarse con el uso de cable de guardia, el cual tal como se indica en la sección 5.4.2 no resulta económicamente conveniente, frente a otras alternativas de mitigación. Para el caso de descargas indirectas, el incremento de los niveles de aislamiento mediante el uso de postes y crucetas de madera, como también un mayor nivel de aislamiento en los aisladores, resulta la solución más apropiada.

Los aisladores de material sintético poseen mejores características dieléctricas y comportamiento, a efectos de reducir las fallas en el propio aislador. Una mejora en el tipo de aisladores, acompañada con el empleo de postación de madera (u otro elemento aislante como PRFV) redunda en una reducción de las interrupciones asociadas a averías de aisladores y también a otras asociadas a averías en otros elementos o sin elemento averiado asociado, producidas por descargas indirectas.

El diseño tradicional de las líneas de distribución frecuentemente utilizado en las redes del Perú presenta en particular las siguientes características que definen la tensión crítica de impulso:

- Aisladores para 13,2 y 23 kV: aislador sostén de pin espiga ANSI 56-1, y ANSI 56-1, aisladores de retención cadena ANSI 52-1.
- Postes y crucetas de hormigón.

Dado que en las construcciones normalizadas se aplican postes y crucetas de H°A° y la tensión crítica de impulso de las líneas es directamente impuesta por los aisladores, no mediando otros elementos que puedan elevar su valor.

Por lo tanto, es recomendable la utilización de postes y crucetas de madera y el uso de aisladores poliméricos, equipamientos de protección y maniobra y transformadores MT/BT con un alto nivel de aislamiento. Los niveles de BIL recomendados para los equipos de maniobra y protección y transformadores MT/BT son:

- Equipamiento de 10 y/o 13,2 kV 95 kV.
- Equipamiento de 23 kV 125 kV.

El nivel de BIL de los aisladores de suspensión y de retención de líneas tiene una alta incidencia en el nivel de fallas por descargas indirectas. Cuanto más alto resulte el BIL, menor será la cantidad de fallas en el sistema sin implicar mayores costos. Por ello, se recomienda que los niveles de BIL de los aisladores sean:

- Aisladores para 10 y/o 13,2 kV en el rango de 125 a 150 kV.
- Aisladores para 23 kV en el rango de 170 a 200 kV.

Se indica a continuación un análisis referido al nivel de aislamiento en la selección de aisladores de porcelana o de material sintético para las líneas de 13,2 y 23 kV y el tipo de postación y crucetas a emplear (hormigón o madera).

A. ANÁLISIS DE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS DIRECTAS E INDIRECTAS

A continuación, se presenta un ejemplo de estimación de la tasa correspondiente a interrupciones por descargas atmosféricas directas e indirectas, aplicando la norma IEEE 1410.

- **Obtención del CFO (tensión crítica de descarga de impulso) para la situación actual**

  El CFO se define como el nivel de tensión que tiene estadísticamente el 50% de probabilidad de producir la descarga disruptiva. Su valor se obtiene considerando la configuración y construcción de la línea mediante la metodología indicada más adelante.

  El CFO de una estructura resulta del agregado de los CFO individuales de los distintos componentes involucrados en cada camino de descarga posible. No obstante, no se adicionan directamente, sino aplicando un coeficiente de reducción de su valor individual.

  En los diseños con aisladores tipo pin y postes de hormigón, el único elemento interpuesto entre los conductores activos y tierra es el aislador, por lo que el CFO corresponde directamente con el de dicho aislador.

  Se adopta un valor de CFO igual al 80% de la tensión de contorneo crítica del aislador, considerando un ambiente húmedo.

  Los valores resultantes se indican en la **tabla 5-14** para aisladores típicos de 23 kV.

Nivel de tensión	Sostén	Amarre	Terminal	Entre fases	Adoptado
23 kV	120	120	128	300	120

Tabla 5-14: CFO para distintas estructuras de las líneas de MT (23 kV)

Asumiendo que no se contemplan otras medidas complementarias, se adopta como valor de CFO aplicable a los cálculos de frecuencia de interrupciones los mínimos observados para los montajes de las distintas estructuras de cada línea, donde no haya dispuesto un juego de descargadores.

Los valores han sido determinados utilizando los datos de la **tabla 5-15.**

DATOS	
Aislador de línea ANSI 56-1	150 kV
Cadena 2 aisladores ANSI 52-1	160 kV
Cruceta (2° componente)	0 kV/m
Aire	600 kV/m
Distancia f-f en estructura	1,18 m
Distancia soporte aislador-tierra	0,15 m
Distancia f-f considerando acercamiento por viento	0,5 m

Tabla 5-15: Datos para la determinación del CFO en líneas de 23 kV

- **Relaciones entre el nivel ceráunico y la cantidad de descargas.**

  La cantidad de descargas a tierra por km^2 y año (Ng) puede determinarse a partir del nivel ceráunico (Td: cantidad de días de tormenta eléctrica por año) obtenido de mapas isoceráunicos, según la expresión siguiente:

  $Ng=0{,}04.\ Td^{1,25}$ [rayos/km^2/año] (1)

  Adoptando como representativo un nivel ceráunico de 90 días de tormenta/año.

  Aplicando la expresión (1) resulta:

  Td = 90 días de tormenta/año

  Ng = 11,1 descargas /km^2 año

- **Frecuencia e intensidad de descargas directas sobre la línea.**

  El número de rayos que impactan sobre una línea depende de su altura y ancho. Si no existen elementos circundantes, la cantidad de descargas por cada 100 km de línea y año "N" resulta, según la expresión de Erikson:

$$N = \frac{N_g \cdot (28.h^{0,6} + b)}{10} \quad (2)$$

  Donde:

  b: ancho de estructura.

  h: altura de estructura.

La probabilidad de que la corriente de descarga supere un valor determinado se puede determinar mediante la expresión simplificada de Anderson siguiente:

$$P(I_o > i_o) = \frac{1}{1 + \left(\frac{i_o}{31}\right)^{2,6}} \quad (3)$$

Aplicando la expresión, la distribución de probabilidad de corrientes de descarga, la sobretensión resultante (considerando la división de las corrientes y una impedancia de onda de 200 Ohm), y la cantidad de descargas por km^2 al año correspondiente por encima de un valor dado de corriente se presenta en la **tabla 5-16.**

Io [kA]	Sobretensión [kV]	P (I>Io) [%]	Fracción Ng [Dsc/km^2 año]
10	1 000	95	10,5
20	2 000	76	8,4
31	3 100	50	5,5
50	5 000	22	2,5
72	7 200	10	1,1

Tabla 5-16: Cantidad de descargas por km^2 año

Para un rayo de 10 kA con una probabilidad del 95% de ser superado, la sobretensión resultante supera ampliamente la tensión crítica del impulso esperable para una línea de MT, por lo que prácticamente toda descarga directa resulta en una interrupción.

La cantidad de impactos directos sobre una línea, considerando que no hay apantallamiento, se presenta en la **tabla 5-17.**

Tensión nominal [kV]	Altura cond H [m]	Ancho estructura b [m]	Tasa descargas N [Dsc/100 km – año]
23 kV	8	2,4	111

Tabla 5-17: Resultados de impactos sobre línea sin apantallamiento

La presencia y altura de estructuras o vegetación próximas influye sobre esta cifra, provocando un blindaje cuya magnitud depende de la altura y distancia a la línea, resultando:

$$Ns=N.(1-Sf) \quad (4)$$

Donde Sf es el grado de apantallamiento que puede determinarse según **ilustración 5-50** de [B1][1], determinada para una línea de 10 m de altura.

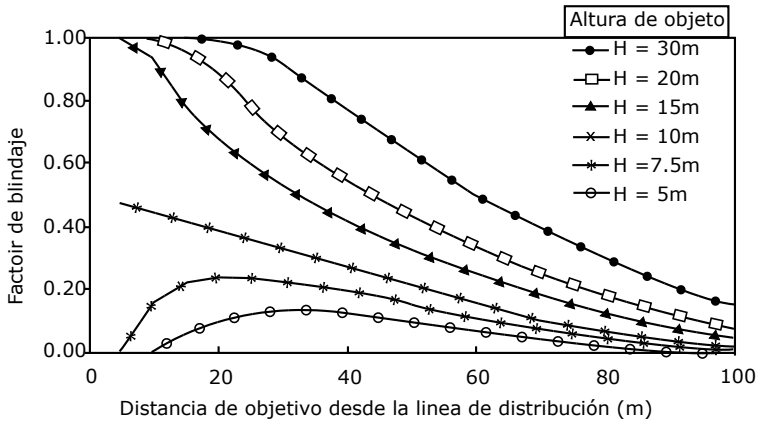


Ilustración 5-50: Factores de protección debido a objetos cercanos de diferentes alturas para una línea de distribución de 10 m de altura

La sobretensión desarrollada por un rayo que incide de forma directa sobre la línea resulta del valor de la corriente, de naturaleza estadística, y de su impedancia de onda.

Se asume como caso típico los árboles de 10 m de altura a 10 m a un lado de la línea, así como las construcciones de 5 m ocupando una franja entre 4 y 12 m al otro lado de la línea.

Los factores resultan:

Factor lado árboles	Sa	0,43
Factor lado construcción	Sc	0,09
Factor apant. total	Sf	0,52

1 IEEE 1410-2004 "Guide for improving the lighting performance of electric power overhead distribution lines"

Aplicando la expresión (2):

Tensión nominal [kV]	Tasa descargas N [Dsc/100 km – año]
23 kV	53

- **Tensiones inducidas por descargas cercanas.**

  En general, las líneas de distribución de MT urbanas, por su ubicación y apantallamiento, y las rurales en zonas arboladas, están más sometidas a sobretensiones inducidas que a sobretensiones por descargas directas, y si bien son de menor magnitud que estas últimas, pueden provocar una alta tasa de fallas anuales en relación con su nivel de tensión crítica al impulso.

  La corriente de descarga genera tensiones inducidas en la línea cuya magnitud resulta proporcional a la corriente de descarga, y a la relación de altura y distancia al punto de descarga, según el modelo de Rusck:

$$Vmax = 38,8.\frac{I_o.h}{y} \quad (5)$$

  Donde:

  I_O: corriente máxima del rayo (kA).

  H: altura media de los conductores.

  y: distancia perpendicular desde la traza de la línea hasta el punto de descarga.

La cantidad de contorneos por descargas inducidas considerando una base de 1 rayo por km^2 y año puede extraerse de las curvas de la **ilustración 5-51** de [B1][2], en función de la tensión crítica de ruptura (CFO).

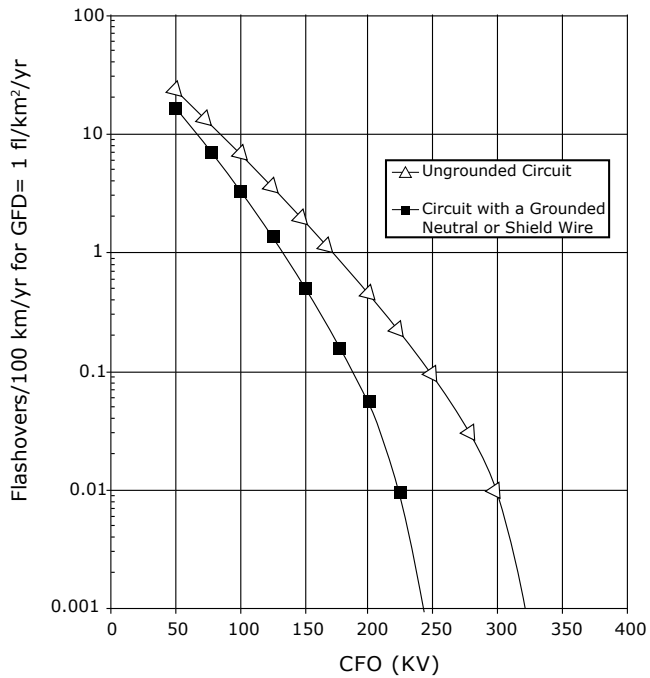


Ilustración 5-51: Número de flashovers de voltaje inducido versus nivel de aislamiento de la línea de distribución

2 IEEE 1410-2004 "Guide for improving the lighting performance of electric power overhead distribution lines"

En el caso de las líneas con neutro MT a tierra, corresponde aplicar la curva inferior.

Las descargas directas en la proximidad de la línea provocarán descargas por tensiones inducidas. La cantidad de descargas inducidas para un nivel de CFO de 120 kV es igual al nivel de descargas directas probable duplicando el valor final según se observa en la **tabla 5-18.**

- **Tasas de interrupción por descargas atmosféricas esperables para diseños actuales. Comparación con estadísticas.**

Las tasas totales de interrupción estimadas debido a descargas atmosféricas para el escenario actual resultan de la suma de tasas debidas a descargas directas e inducidas, tal como se presenta en la **tabla 5-18.**

Nivel de tensión [kV]	Tasa de fallas/100km-año		
	Descargas directas	c/ Desc inducidas	Total
– 23	53	55	108

Tabla 5-18: Resultados de tasas de falla por descargas directas e inducidas

Por lo tanto, con un bajo nivel de aislamiento, la tasa de fallas total duplica la correspondiente a descargas directas.

B. CRITERIOS A CONSIDERAR EN EL DISEÑO DE LÍNEAS AÉREAS DE MT PARA MEJORAR SU DESEMPEÑO ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Para mejorar el comportamiento ante descargas atmosféricas, se evalúa las siguientes modificaciones posibles:

- Aisladores con mayor tensión crítica de contorneo y mejor comportamiento a la intemperie (por ejemplo, aisladores sintéticos con envolvente de siliconas).
- Empleo de postes y crucetas de madera u otros elementos aislantes.

i. Mejoras en aisladores.

En lugar de los aisladores de espiga, de columna y campana de suspensión de porcelana, se recomienda emplear aisladores de columna y de suspensión/ retención de tipo sintéticos, con núcleo resistente dieléctrico y envolvente con aletas de goma de siliconas.

Respecto de la tecnología empleada, si se realiza una adecuada selección, se destacan las siguientes ventajas relativas a su confiablidad:

- Mayor tensión crítica de impulso para igual tensión de trabajo.
- Alta hidrofobicidad, dificultando el asentamiento de la contaminación en la superficie y facilitando, juntamente con su forma, el autolimpiado.
- Disponibilidad de materiales de alta resistencia al encaminamiento.
- Línea de fuga apta para niveles de contaminación elevados.
- Mayor estabilidad ante cambios de temperatura
- Mejor comportamiento al vandalismo.
- Mucho menor peso respecto de los aisladores de porcelana, facilitando su manipulación e instalación.

En particular, es factible y conveniente adoptar aisladores de un mayor nivel de tensión, a efectos de elevar el CFO y reducir las descargas por sobretensiones inducidas. Se recomienda que los aisladores a emplear dispongan de una tensión critica a impulso no menor de 200 kV.

ii. Mejoras en estructuras

En los diseños comúnmente utilizados en el Perú los únicos elementos aislantes que se interponen entre los conductores y tierra son los aisladores, dado que estos se vinculan a las estructuras de H°A°.

Los elementos no conductores tales como los postes o crucetas de madera (o elementos aislantes de PRFV), aunque no cumplen función de aislamiento frente a la tensión normal y sobretensiones temporales, aportan un incremento adicional de la tensión crítica de impulso entre conductores de fase y tierra, y entre conductores de distintas fases.

El agregado de elementos adicionales aislantes en el camino desde fase o parte conductora a la puesta a tierra, o desde una fase a otra aporta, un incremento al CFO correspondiente a una fracción del CFO propio de ese elemento. Para calcular su influencia en el incremento de la capacidad aislante, se debe considerar su posición relativa. Tomando como 1er. componente los aisladores según su posición, su contribución al CFO resulta segun indicado en la **tabla 5-19.**

2º componente (cruceta):	0,5 x CFO propio
3º componente (poste):	0,3 x CFO propio

Tabla 5-19: CFO aportado por cada componente

En caso de crucetas, se establece el aporte al CFO cuando representan el segundo elemento en el camino a tierra u otra fase, por lo que no se requiere la aplicación del factor antedicho. Los valores de kV/m se presentan en la **tabla 5-20.**

Segundo componente	kV/m
Cruceta madera – 1er. componente aislador de perno	250
Cruceta madera – 1er. componente aislador de retención horizontal	295
Cruceta PRFV, cualquier aislador	250

Tabla 5-20: Resultados del CFO para distintos elementos

iii. Estimación del CFO modificado.

Considerando las mejoras expuestas en el punto anterior, los CFO de cada estructura resultan según el cuadro siguiente con los datos de la **tabla 5-21.**

Nivel de tensión	Sostén	Amarre	Entre fases	Adoptado
23 kV	360	360	360	360

DATOS	
Aislador retención sintético 25 kV	200 kV
Aislador soporte equipo	200 kV
Cruceta (2° componente)	250 kV/m
Aire	600 kV/m
Distancia f-f en estructura	1,18 m
Distancia soporte aislador-tierra	0,3 m

Tabla 5-21: Datos para la determinación del CFO en líneas de 23 kV

iv. Tasa de Interrupciones esperadas con modificaciones sobre las estructuras.

A partir de las mejoras en el CFO de las estructuras, las tasas de interrupciones por descargas directas e indirectas resultarían:

Nivel de tensión [kV]	Tasa de interrupción		
	Directas [Desc/100 km año]	Indirectas [Desc/100km año]	Total [Desc/100km año]
23	53	0,001	53

Tabla 5-22: Tasa de interrupciones resultante de acuerdo con el tipo de impacto, aplicando mejoras en el CFO de las instalaciones

Los resultados de la **tabla 5-22** evidencian que las mejoras constructivas reducen la tasa de falla por descargas indirectas, y que la tasa de impactos directos se mantiene, por lo que las tasas de falla resultarán sensiblemente menores.

Por lo tanto, se recomienda la utilización de postes y crucetas de madera posibilitando una reducción en la tasa de falla a menos de la mitad por la eliminación de las descargas inducidas en su totalidad.

C. EVALUACIÓN DE CABLE DE GUARDIA.

Si bien el uso de cable de guardia proveería un grado de apantallamiento de las descargas directas, el costo del mismo resultaría elevado, y no se justifica debido a que las interrupciones de ese origen, computables en los indicadores de calidad de servicio, podrían evitarse en un alto porcentaje aplicando recierre.

El cable de guardia proveería un grado de apantallamiento de las descargas directas, que dependerá de:

- La posición y distancia del cable respecto de las fases. En el caso de las líneas de MT, la distancia del cable de guardia a los conductores de fase es relativamente reducida, razón por lo cual la efectividad como protección frente a descargas directas es relativamente baja.
- Altura del conductor de fase respecto del terreno. La curva definida por los puntos desde los cuales el rayo puede incidir indistintamente sobre el suelo o sobre el conductor es una parábola.

El área comprendida entre la mediana y la parábola representa la zona desde la cual los rayos impactarán sobre el conductor de fase.

De forma práctica, para disponer de un nivel de apantallamiento adecuado, se indica un ángulo de 45° para líneas de dimensiones típicas de distribución. Esto implica, para los diseños actuales de líneas horizontales, un incremento de altura de al menos 1.30 m para las líneas de 13,2 y 23 kV.

Por otra parte, para reducir la probabilidad de que los rayos que inciden sobre el cable de guardia provoquen una descarga inversa, es necesario disponer de un CFO elevado entre el cable de bajada de tierra y los conductores de fase. En este caso, tratándose de estructuras de H°A° y herrajes puestos a tierra, el CFO es directamente el calculado anteriormente para la estructura.

Según curvas de [B1][3], se puede esperar, por este recurso, con puestas a tierra de 25 Ohm y considerando el CFO de la estructura más débil, una reducción de 40 % de las descargas directas.

No obstante, el sobrecosto resultaría elevado, y no se justifica pues es evitable el cómputo de la interrupción mediante la aplicación de recierre en los casos en que no se produjo avería.

Para evaluar las tasas de falla esperables por aplicación de las medidas expuestas,

es necesario considerar su aplicación conjunta con otras medidas protectivas necesarias que surjan de un análisis de las tasas de falla presentadas, tal como la implementación de recierres y mejoras en la coordinación de protecciones.

Al respecto, se ha considerado en primera instancia el efecto de estas, y luego el efecto reductor por las medidas de mejora de aislación y protección frente a descargas, resultando la tasa promedio esperable indicada en la **tabla 5-23.**

Concepto	Tasa de falla por descargas [Int/100km–año]	Tasa con recierre [Int/100km–año]
Aisladores de bajo aislamiento, postación y estructura de hormigón	111	55,5
Mayor nivel de aislación y soportes de madera	55,1	27,5

.

Tabla 5-23: Resultados de implementación

Puede observarse que si se considera la implementación de medidas de mejora del nivel de aislación y empleo de recierre, la tasa de falla se puede reducir al 25%.

3 IEEE 1410-2004 "Guide for improving the lighting performance of electric power overhead distribution lines"

5.4.2 Uso de cables autoportantes y conductores protegidos (con o sin percha) como alternativa de conductor desnudo en línea aérea

En este punto, se presenta un análisis que demuestra que el uso de cables autoportantes y conductores protegidos resulta la alternativa tecnológica más conveniente, técnica y económicamente, para la ejecución de líneas aéreas exteriores de MT.

El análisis se realiza considerando los aspectos de inversión inicial, explotación, calidad de suministro, aspectos medio ambientales y de seguridad. En particular, se ha tenido en consideración la existencia de fallas accidentales por contactos en zonas urbanas tales como ramas, vandalismo y donde nuevas construcciones no respetan las normas constructivas, vulnerando las distancias a cumplir.

Como resultado del análisis, se evidencia que la alternativa de conductor protegido sería la de menor costo. Por tal motivo, se considera que podría ser considerada por las empresas del Perú como una posible solución a la problemática de las fallas por contactos accidentales, dado que mejora la calidad de suministro y disminuye el riesgo de accidente.

Las alternativas tecnológicas evaluadas para líneas urbanas de 10, 13,2 y 23 kV (con neutro MT a tierra o aislado) se describen a continuación:

- Línea aérea vertical con conductor desnudo.
- Línea aérea vertical con conductor protegido.
- Línea con cable aislado preensamblado.

En la presente evaluación, se ha considerado los aspectos siguientes:

- Comportamiento frente a contactos accidentales.
- Comportamiento ante contactos a tierra.
- Prácticas de mantenimiento correctivo (reparación) y preventivo.
- Evaluación técnico-económica.

Las principales causas de interrupciones en las líneas aéreas desnudas son:

- Corte de conductor por defectos previos (deshilaches, etc.).
- Corte de puentes y/o problema de conexiones.
- Contacto con ramas.
- Contacto entre conductores.
- Intrusión de aves y objetos extraños.
- Caída de estructuras.

De las causas expuestas, las líneas protegidas presentan una reducción en los conceptos siguientes:

- Corte de conductor por defectos previos. Se reduce por el menor riesgo de afectación del conductor en el punto de fijación al aislador.
- Contacto con ramas. Se reducen sensiblemente.
- Contacto entre conductores. Se reduce sensiblemente.
- Intrusión de aves y objetos extraños. Se reduce sensiblemente.

En el caso de líneas preensambladas con cable autoportante, prácticamente se anulan las interrupciones por corte de conductor, puentes, y por contactos con ramas u objetos extraños. No obstante, aparecen las fallas en accesorios de empalme y terminal, y permanecen las ocasionadas por caídas de estructuras.

Las tasas de falla típicas por tipo de línea son:

- Línea desnuda: 50 fallas/100km – año.
- Línea protegida: 15 fallas/100km-año.
- Línea preensamblada autoportante: 5 fallas /100km -año.

A. COMPORTAMIENTO FRENTE A CONTACTOS ACCIDENTALES.

Las modalidades con que se pueden producir los cortes de conductor en un punto del vano según su distancia a las estructuras sostén respecto de su contacto con tierra son las siguientes:

- Corte y contacto de extremo de conductor lado fuente.
- Corte y contacto de extremo de conductor lado carga.
- Corte sin contacto con tierra (en cuellos).

En las dos primeras situaciones, es necesaria la detección.

Para este análisis, se puede presentar el caso de sistemas de neutro puesto a tierra y sistemas con neutro aislado.

- En sistemas de neutro puesto a tierra:
  - El primer caso es detectado a través

de la corriente homopolar.

- En el segundo caso, la corriente homopolar puede ser débil, dependiendo de la carga aguas abajo del punto. Puede complementarse con la detección de corrientes de secuencia negativa. No obstante, es necesario identificar su máximo valor esperado en condiciones de operación normal para su ajuste.
- La tercera situación no produciría riesgo inminente y solo podría ser detectada por el recurso mencionado en el párrafo anterior.

• En sistemas de neutro aislado de tierra:

- En el primer caso, se requiere de una protección de sobrecorriente homopolar direccional.
- En el segundo caso, la influencia de la carga es menor en relación con la impedancia capacitiva, resultando en una situación similar al primer caso. No obstante, puede complementarse con la detección de secuencia negativa.
- Para el caso de cable autoportante, la falla se circunscribe al propio cable.

El contacto de conductor a tierra depende en principio de las características de terreno, influyendo en el valor de la corriente homopolar resultante y su detección. En caso de que el conductor sea protegido, si bien la cubierta aislante podría dificultar adicionalmente el establecimiento de la corriente y su detección, ante un corte de conductor, la mencionada cubierta pierde integridad. Al no tener continuidad física la capa aislante, aun si el contacto no fuese franco, se producirán contorneos, dada la diferencia de potencial entre el conductor y el suelo; finalmente, se produce el contacto con el mismo.

Por otra parte, se destaca que con conductores protegidos, el riesgo de falla es menor que con conductores desnudos.

En la experiencia de empresas que utilizan actualmente líneas protegidas, como Edenor en Argentina y también varias empresas en Gran Bretaña, por citar algunas, no se ha observado diferencias en la sensibilidad de detección de fallas respecto de conductores desnudos, confirmando lo expuesto.

En particular, según la experiencia de Gran Bretaña, la detección de contacto del lado fuente es ampliamente satisfactoria, y la del contacto del lado carga, si bien es menos efectiva, ha presentado el mismo comportamiento estadístico. Asimismo, se ha evidenciado que la zona de afectación del conductor en contacto con el suelo, por obra de la potencia puesta en juego, resulta dañada por arco, de modo que queda expuesto el conductor desnudo. Asimismo, durante el desarrollo de este fenómeno, las evidencias visuales y audibles consisten en una advertencia evidente, a la vez que la parte del conductor sin daños de la cobertura mantiene su protección frente a contactos eventuales.

B. COMPORTAMIENTO ANTE CONTACTOS A TIERRA

Para el caso del uso de conductor protegido, el potencial de la superficie del conductor en condiciones normales de operación resulta de algunos centenares de Volts.

No obstante, cuando un elemento a potencial de tierra entra en contacto con una zona de la superficie externa, esta se pone a este potencial, y se establecen corrientes de fuga y de desplazamiento (capacitivas).

Estando la cubierta aislante en buenas condiciones, y el espesor apropiado a la tensión del sistema, la corriente de fuga, conforme a experiencias de laboratorio, resultan por debajo de 30 mA.

Esta característica no puede considerarse como condición de seguridad, dado que si las cualidades de la protección aislante se deterioraran, la falla no sería detectada. No obstante, por la reducción de riesgo que implica, distintas normativas de instalaciones aéreas (como el NESC) permiten una reducción de distancias respecto de edificios en relación con las establecidas para líneas desnudas.

C. PRÁCTICAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y REPARACIÓN

Se presenta a continuación los aspectos a tener en cuenta a la hora de evaluar el mantenimiento según el tipo de instalación.

• Mantenimiento correctivo

El costo anual por mantenimiento correctivo dependerá de la tasa de falla y del costo de reparación típico de la tecnología empleada.

Para las líneas aéreas desnudas y protegidas, la diferencia entre las tasas de averías determina que el costo anual de mantenimiento

correctivo resulte menor para la línea protegida que para la línea desnuda, en relación directa con la tasa de falla.

Para el caso de la línea aérea con cables aislados autoportantes preensamblados, si bien la tasa de averías es menor, los costos de reparación son bastante mayores, redundando en un mayor costo de mantenimiento correctivo. Debe considerarse que la reparación de una falla en un cable autoportante requiere la realización de nuevos terminales o empalmes, lo que lleva a un mayor tiempo de corte, si no se dispone de reserva operativa

- Mantenimiento preventivo

  Las líneas protegidas tensadas requieren de menor frecuencia de poda que las líneas desnudas, dado que permiten el contacto eventual con ramas sin salir de servicio.

En el caso de las líneas con cable aislado autoportante preensamblado, se presenta un comportamiento aun mejor ante la acción de arboleda. No obstante, es necesario efectuar un mantenimiento por riesgo de acción mecánica sobre fiador y estructuras, dado que un eventual daño implicaría mayores costos.

Respecto de las líneas preensambladas con cable autoportante, requieren un menor nivel de mantenimiento. No obstante, las posibilidades de intervención por adecuaciones, expansión o ejecución de derivaciones son más dificultosas.

Las relaciones entre costos de mantenimiento preventivo de cada alternativa se pueden observar en la **tabla 5-24** que resume la evaluación económica.

D. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

La evaluación técnico-económica se ha efectuado considerando los conceptos de:

- Costo inicial de obra (materiales, mano de obra y gastos de contratista).
- Costo de mantenimiento preventivo y correctivo anual.
- Costo de energía no suministrada.

Para la evaluación del costo de energía no suministrada por unidad de longitud, se consideró que la línea pertenece al troncal alimentador, y que esta tiene dispuesta una protección intermedia que reduce la incidencia de la falla.

	Costo instalación	**Tasa falla**	**Costo mantenimiento**		**Costo ENS**	**Costo mantenimiento + ENS**	**Costo total capitalizado**	
Descripción de alternativa	[USD/km]	[fallas/100 km-año]	correctivo [USD/km-año]	preventivo [USD/km-año]	[USD/km-año]	[USD/km]	[USD/km]	%
Desnuda	31 900	50	153	353	1 837,5	18 882	50 782	100
Protegida tensada	38 280	15	46	280	551,25	7 068	45 348	89
Pre-ensamblada	81 877	5	323	96	183,75	4 856	86 733	171

Tabla 5-24: Resultado del análisis económico del uso de conductores protegidos

El análisis se circunscribe a la vida útil de las instalaciones, tasa de interés y otros datos generales, los cuales se detallan en la tabla **5-25**, donde se detalla los costos unitarios utilizados para el cálculo.

Datos generales		
Potencia por alimentador	4000	kW
Factor incidencia de falla en troncal	0,75	
Tiempo de reposición	3,5	h
Costo de energía no suministrada	0,35	USD/kWh
Tasa de interés	12%	
Vida útil	30	años
Factor actualización	8,06	

Tabla 5-25: Hipótesis para el análisis económico del uso de conductores protegidos

La línea con conductor protegido se constituye en la alternativa más conveniente en áreas donde existe riesgo de contacto con árboles, vandalismo y/o contactos accidentales.

5.4.3 Monitoreo

Con la finalidad de monitorear la eficacia de estas recomendaciones, debería seguirse la evolución de las tasas de avería y verificar que la misma se reduzca dentro de las expectativas, en los casos en que:

- Se adopte el empleo de postaciones y crucetas de madera o material aislante.
- Se utilice aisladores de mayor nivel de BIL.
- Se use la línea protegida MT en zonas arboladas o con vandalismo.

5.5 RESTAURACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN MEDIA TENSIÓN (TIEMPOS MEDIOS DE NIVEL INTERNACIONAL)

sobre la base de las entrevistas realizadas a las empresas que integran el Benchmarking descrito en el capítulo 4, se puede determinar los tiempos de restauración del servicio considerados habituales y, en consecuencia, identificar y describir las mejores prácticas para optimizar la restauración del servicio eléctrico disminuyendo el tiempo medio de interrupción.

5.5.1 Tiempos y metodologías para la restauración del Servicio

A continuación, se analiza los tiempos medios de reposición del servicio de varias empresas distribuidoras ($CAIDI_{MT}$). Se realiza la comparación con las empresas peruanas por zonas de distribución y, a partir de estos resultados, se presenta las recomendaciones para disminuir estos tiempos medios.

A. ANÁLISIS DE TIEMPOS MEDIOS DE REPOSICIÓN

El indicador $CAIDI_{MT}$ está definido como:

$$CAIDI = \frac{\sum R_i x N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{Tiempo\ total\ de\ interrupciòn\ de\ los\ clientes\ interrumpidos}{Total\ de\ clientes\ interrumpidos}$$

Donde:

R_i es el tiempo de restauración de cada interrupción

N_i es el número de clientes afectados por cada interrupción (i)

Este indicador presenta la ventaja de permitir evaluar la duración media de las interrupciones.

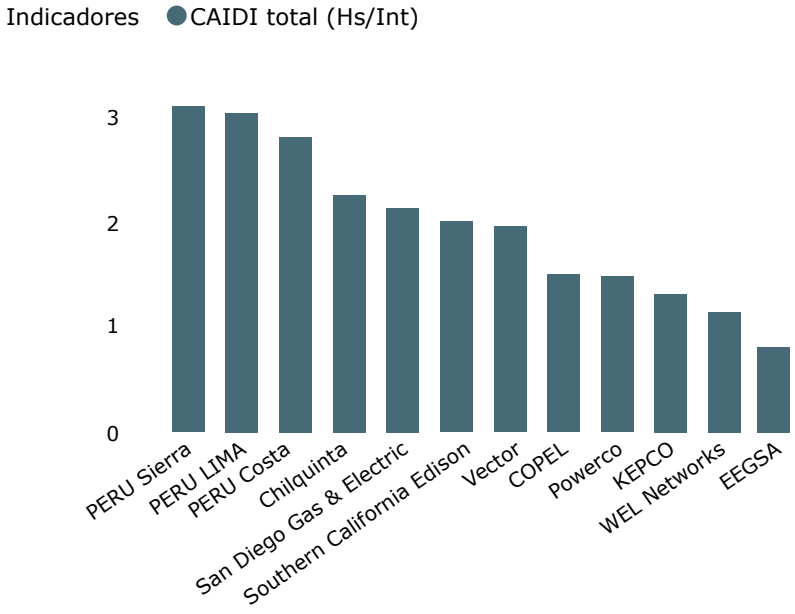


Ilustración 5-52: Tiempos medios de reposición de servicio

Analizando el $CAIDI_{MT}$ total de la **ilustración 5-52**, programado y no programado, además de la tasa de falla se pueden separar a las empresas en 5 grupos:

- Muy Bajo, Kepco de Corea del Sur.
- Bajo, donde se encuentran San Diego Gas & Electric y Southern California Edison.
- Medio, donde están Powerco, Vector, WEL Networks con indicadores de calidad medios.

- Medio Alto, Chilquinta.
- Alto donde están COPEL, EEGSA y las empresas peruanas.

B. PROPUESTAS DE MEJORAS PARA DISMINUIR LOS ÍNDICES DE REPOSICIÓN

A partir del análisis anterior, se puede concluir que las empresas peruanas presentan posibilidades de mejoras de los índices de $CAIDI_{MT}$; encontrándose en algunos casos en niveles mejores a los promedios de la región. Existe un potencial de mejora que se puede obtener si se implementa los siguientes elementos:

- Indicadores de cortocircuito: permiten seguir la traza de la corriente de cortocircuito desde el origen hasta el punto de detección; facilitan la tarea de localización de falla evitando realizar mediciones para encontrarla.
- Automatismos de protecciones: la actuación automática de los equipos de protección de la red, tales como reconectadores, interruptores y otros elementos de protección, permiten, además de evitar salidas innecesarias de tramos de circuitos y clientes, una rápida detección de la zona afectada.
- Telesupervisión: esta mejora, mediante la conexión telefónica celular (GSM/GPRS) de los elementos de protección automáticos y los indicadores de cortocircuito, permite llevar al centro de control la información sobre los elementos actuantes y/o que detectaron la corriente de corto circuito. Esto permite un ahorro significativo en los tiempos de actuación de las cuadrillas de operación.
- Telecontrol: disponiendo de la adecuada configuración de las reservas de red y con los equipos de maniobra y los equipos de comunicación adecuados, permite reestablecer el suministro eléctrico en los tramos de circuito que no fueron afectados por la falla en menos de 3 minutos; de este modo, se evita el cómputo del corte e interrupciones innecesarias del servicio.
- Smart Grid: la incorporación paulatina del sistema de medidor inteligente apoyado por elementos de comunicación adecuados permitirá adicionar la gestión de los cortes también sobre la red de baja tensión (BT).

5.5.2 Monitoreo

Resulta recomendable que las empresas realicen el monitoreo de los tiempos medios de restablecimiento del suministro a nivel global y por alimentador MT.

Se debe comprobar que la aplicación de medios de ayuda en la detección de fallas es efectiva y, por lo tanto, verificar la reducción de los tiempos de reposición del suministro.

Cuando se observen desvíos en los tiempos de reposición del suministro, debería investigarse las causas del desvío y aplicar los medios correctivos necesarios.

5.6 DESEMPEÑO Y MEJORES PRÁCTICAS DE GESTIÓN EMPRESARIAL

En el presente punto, se presenta las recomendaciones acerca de los criterios y sistemas de gestión para la ejecución del mantenimiento, lo que posibilitará a las empresas identificar oportunidades que redunden en una mejora de la calidad de suministro.

Al respecto, se señala las siguientes acciones vinculadas con las mejores prácticas relacionadas con la gestión del mantenimiento de la red de MT.

- Realizar el análisis de causales de interrupciones repetitivas y de gran magnitud, aplicando con rigurosidad la metodología Análisis causa raíz (ACR), a efectos de direccionar las acciones de mantenimiento preventivo para evitar que causales de interrupciones de gran impacto o reiterativas se repitan a futuro.
- Implementar un sistema de gestión del mantenimiento, a efectos de posibilitar el registro del nivel de desempeño de cada tipo de activos, las intervenciones por mantenimiento preventivo y correctivo que se realicen sobre cada uno de ellos y los costos involucrados.
- Incorporar indicadores de gestión de mantenimiento a fin de comprender el impacto de las acciones de mantenimiento en la mejora de desempeño.

- Implementar un sistema de gestión de cuadrillas único para disminuir los tiempos de respuesta ante interrupciones.

5.6.1 Análisis causa raíz (ACR)

En lo que se refiere al análisis de causas que dan origen a las interrupciones, se recomienda avanzar en el análisis de causales aplicando con rigurosidad la metodología Análisis causa raíz (ACR). Esta metodología busca la eliminación del riesgo en la repetición de resultados indeseables y puede aplicarse tanto para eventos de gran magnitud como para aquellos de pequeña magnitud, pero repetitivos.

Es una metodología disciplinada que permite identificar las causas físicas, humanas y latentes de cualquier tipo de falla o incidente que ocurra una o varias veces, permitiendo adoptar las acciones correctivas tendientes a la mejora de la seguridad y la confiabilidad del suministro.

En la **ilustración 5-53**, se incluye un esquema de los pasos requeridos para el análisis.

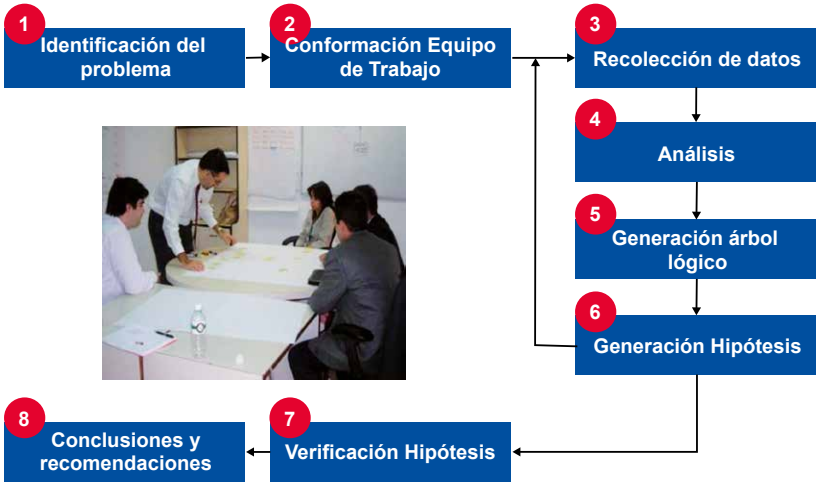


Ilustración 5-53: Pasos para el análisis

Un ejemplo de aplicación para un caso sencillo de fallas transitorias (en una distribuidora centroamericana) se indica en la **ilustración 5-54** a efectos de evidenciar el proceso.

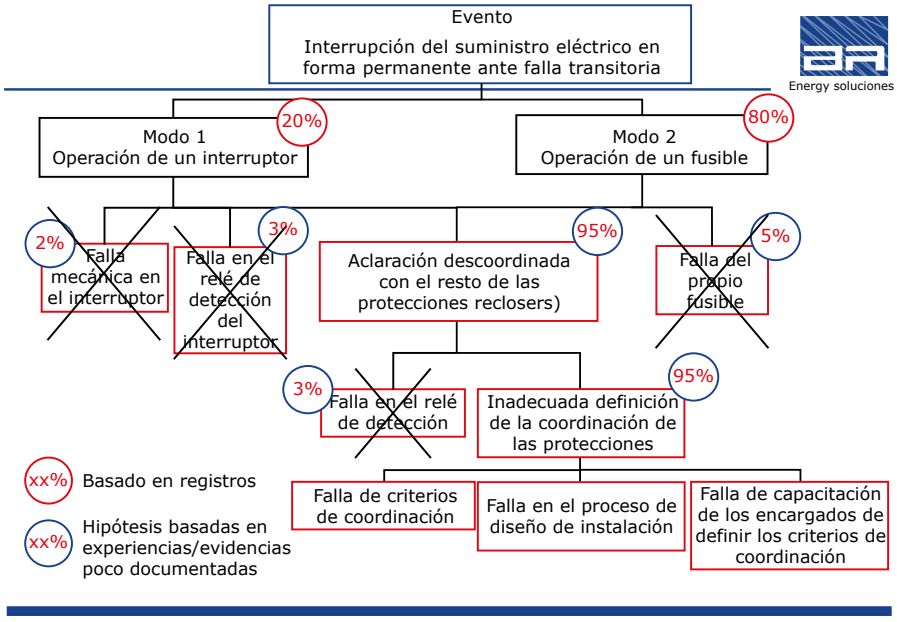


Ilustración 5-54: Ejemplo de aplicación

5.6.2 Implementar un sistema de gestión del mantenimiento

Se considera necesaria la implementación de un sistema de gestión de mantenimiento que permita efectuar no solo la programación de las actividades, sino también el registro histórico de las tareas realizadas y los costos asociados.

Existen sistemas comerciales para esta tarea, los que generalmente dialogan con sistemas de gestión como el SAP u otro ERP que esté instalado.

En las **ilustracion 5-55 y 5-56** se presentan dos ejemplos de integración de sistemas.

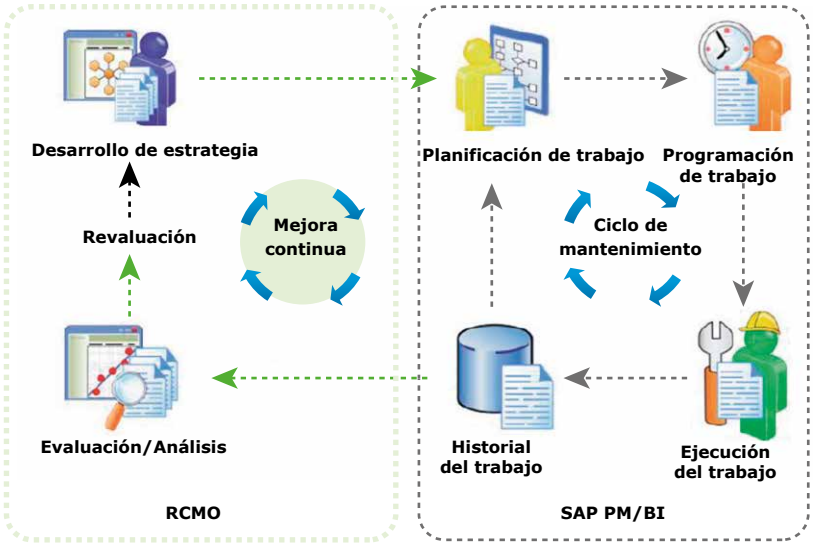


Ilustración 5-55: Ejemplo de implementación de sistema de gestión de mantenimiento

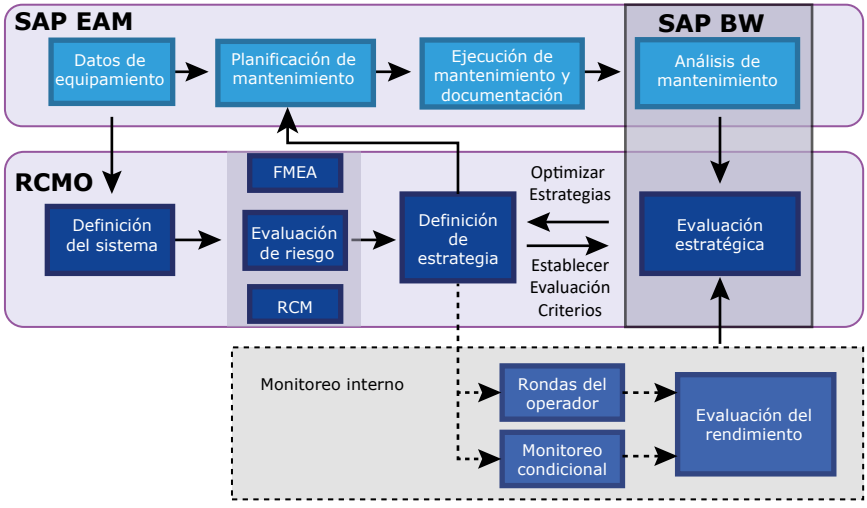


Ilustración 5-56: Otro ejemplo de gestión de mantenimiento

La utilización de estos sistemas permite recabar datos para la gestión adecuada de los activos, conforme a los principios de la ISO 55000, a efectos de poder producir indicadores apropiados que posibiliten identificar la eficacia y eficiencia de las acciones de mantenimiento realizadas. De esta forma, se logrará comprender y optimizar la relación entre los gastos y los niveles de desempeño de los activos.

5.6.3 Incorporar indicadores de gestión de mantenimiento

Se considera apropiado contar con indicadores que permitan evaluar la eficacia y eficiencia de las acciones de mantenimiento preventivo realizadas, con el fin de posibilitar la adecuada asignación del presupuesto a las acciones que mayor impacto tengan sobre el desempeño de las instalaciones. Se propone clasificar los activos en familias de acuerdo con su función, tecnología, antigüedad y otras características que presuman la existencia de niveles de desempeño distintos o requieran de tareas de mantenimiento diversas.

Para cada una de estas familias, resulta recomendable definir diversos indicadores relacionados con su mantenimiento y desempeño, tales como los indicados a continuación:

- Indicadores de eficiencia.
  - USD/km red subterránea MT.
  - USD/km de red aérea MT Urbana.
  - USD/km de red aérea MT Rural.
  - USD/SED tipo cámara.
  - USD/SED tipo plataforma.
  - Otros que pudieran identificarse.
- Frecuencia de acciones realizadas para cada actividad, tales como:
  - Cantidad de lavados de aisladores/año- km alimentador aéreo.
  - km poda/año-km alimentador aéreo.
  - Cantidad de aspirados en caliente/año-SED tipo cámara.
  - Cantidad de termografías/año- tipo instalación (conexiones redes aéreas; SE compactas; Tablero BT).
  - km inspección visual/ año-km alimentador.
  - Otras que pudieran identificarse.
- Nivel de desempeño (por familia de activos).
  - Tasa de falla de líneas aéreas urbanas/año-km.
  - Tasa de falla de líneas aéreas rurales/año-km.
  - Tasa de falla de cables subterráneos/año - km.
  - Tasa de falla de transformadores/año -tipo.
  - Tasa de falla de equipamiento/año -tipo.
  - Otras que pudieran identificarse.

5.6.4 Implementar un sistema de gestión de cuadrillas único

Se considera recomendable la introducción de un sistema de gestión de cuadrillas a través de equipos de comunicación móviles. El sistema es también aplicable a la gestión de las cuadrillas de los contratistas, posibilitando la gestión de órdenes de trabajo online, enviando información al terreno, recibiendo reportes de lo realizado, posibilitando además una mayor eficiencia en la utilización de los recursos. **Ver ilustración 5-57.**

El uso de este tipo de sistema de gestión de cuadrillas permite disminuir los tiempos de reposición ante interrupciones debido a que facilita la tarea de gestión de las cuadrillas y el intercambio de información, optimizando los tiempos de traslado, ubicación de la falla y pedido de repuestos en los casos en que resulte necesario.

Los sistemas de gestión de cuadrillas generalmente permiten trabajar con conexión intermitente a redes de datos por telefonía móvil, por lo que son aplicables en áreas con baja cobertura, pudiendo también ser complementados con sistemas de radio.

Estas aplicaciones permiten también una interface con los sistemas ERP/ Financiero/ Facturación/ EAM (Enterprise Asset Management).

Ilustración 5-57: Sistema de gestión de cuadrillas

5.6.5 Monitoreo

En este punto se hace mención al monitoreo que deberían implementar las empresas con el fin de verificar la puesta en práctica de las diversas recomendaciones expuestas.

Los aspectos a monitorear son:

- Controles de calidad media de suministro.
- Implementación de mejores prácticas para el mejoramiento de la calidad de suministro.
  - Estructura de red.
  - Operación.
  - Protecciones.
  - Tecnologías.
  - Sistemas de gestión.
  - Mantenimiento.
  - Automatización.
  - Sistemas de información.

A. CONTROLES DE CALIDAD MEDIA DE SUMINISTRO

Los controles se deberían realizar siguiendo el procedimiento 074/2004 actualmente vigente.

i. Carga de datos de acuerdo con el procedimiento 074/2004

Se debe realizar de acuerdo con las prácticas actuales, considerando la incorporación del reporte del elemento averiado y requiriendo el cálculo de la tasa de avería para:

- Cables de media tensión.
- Líneas de media tensión urbana y rural.
- SED cámara y plataforma.

ii. Resultados de calidad

Los resultados de calidad deberían evaluarse a través de los siguientes indicadores:

- $SAIFI_{MT}$ y $SAIDI_{MT}$ Total.
- $SAIFI_{MT}$, $SAIDI_{MT}$ y $CAIDI_{MT}$ programado por tipo.
  - Expansión.
  - Mantenimiento.
- $SAIFI_{MT}$, $SAIDI_{MT}$ y $CAIDI_{MT}$ no programado clasificado por:
  - Naturaleza.
  - Responsabilidad.
  - Componente saliente.
  - Elemento de protección actuante.
  - Causales de falla (según código).
  - Elemento averiado (crear código).

La evaluación y cálculo de indicadores debería realizarse con la siguiente agregación:

- Sistemas eléctricos.
- Sectores típicos.
- Empresa.

B. IMPLEMENTACIÓN DE MEJORES PRÁCTICAS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO

A continuación se presenta los indicadores por empresa que deberían utilizarse a efectos de monitorear la evolución de las entidades respecto a las recomendaciones expuestas en el presente documento.

i. Estructuración de red

- Carga máxima (% del valor nominal) por alimentador, urbano y rural.
- Longitud de red por alimentador, urbano, rural.
- Cantidad de transformadores por subestación transformadora (SET).
- Carga máxima de transformadores por potencia instalada de SET.
- Cantidad de transformadores de doble tensión secundaria.
- Cantidad de alimentadores telecontrolados.
- Cantidad de transformadores móviles por empresa.

ii. Operación

- Cantidad de guardias operativas por turno.
- Radio de acción para cada centro operativo.
- Definición de puntos prioritarios.
- Tiempo hasta la primera intervención.
- Cantidad de equipos telesupervisados por alimentador.
- Cantidad de indicadores de Icc por alimentador.

iii. Protecciones

- Conexión del neutro en media tensión.
- Cantidad de sistemas con neutro aislado por tensión.
- Cantidad de sistemas con neutro a tierra por tensión.
- Sobrecorriente.
- Cantidad de alimentadores con recierre operando en red aérea.
- Cantidad de interruptores y reclosers por alimentador.
- Cantidad de seccionalizadores trifásicos por alimentador.
- Coeficiente de efectividad de las protecciones: $\frac{SAIFI\ c/p}{SAIFI\ s/p}$.
- Sobretensión.
- Cantidad de descargadores por km de red.
- Cantidad de descargadores por SED.
- Cantidad de descargadores por equipos de MT.

iv. Tecnología

- Kilómetros de red con poste y cruceta de madera en comparación con los kilómetros totales en selva y sierra.
- Kilómetros de red con aisladores sintéticos en comparación con los kilómetros totales en todas las regiones.
- Kilómetros de red protegida por kilómetros totales de red en zonas urbanas.

v. Sistemas de gestión del mantenimiento

- Análisis de las causas raíz.
- Conformación del equipo de trabajo.
- Cantidad de fallas analizadas sobre el total de fallas.
- Disponibilidad de sistema de gestión de mantenimiento.
- Comprobación de la existencia de indicadores de gestión.
- Implementación efectiva del sistema de gestión de cuadrillas.

vi. Mantenimiento

- Alimentadores críticos.
- Aplicación de procedimiento.
- Porcentaje de alimentadores en estado crítico.
- Actividades de mantenimiento según tipo de instalación.
- En alimentadores críticos.
- En alimentadores con tasa de fallas alta.

vii. Automatización

- Telesupervisión.
- Cantidad de equipos supervisados según la cantidad de alimentadores.
- Cantidad de Icc supervisados según la cantidad de alimentadores.
- Cantidad de equipos telecontrolados o automáticos por número de alimentadores.
- Cantidad de alimentadores aéreos con recierre operando por el total de alimentadores.
- Aplicación de medidores inteligentes.
- Cantidad de medidores inteligentes por el total de los medidores.
- Uso de medidores inteligentes para el registro de interrupciones por cliente y una rápida reposición del servicio.

viii. Sistemas de información

Existencia de sistemas de información disponibles versus sistemas deseables de acuerdo a las mejores prácticas.

ix. Aplicación de trabajos con media tensión (TCT)

- Cantidad de equipos TCT de MT operados por el total de km de red aérea en media tensión.
- Cantidad de trabajos realizados por el total de km de red aérea de media tensión.

5.7 AUTOMATIZACIÓN EN DISTRIBUCIÓN Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN NECESARIOS EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

En esta sección se analiza los beneficios para la calidad de suministro en caso de aplicar la automatización del sistema de distribución, presentando los criterios y la factibilidad de dicha mejora.

Por otra parte, se analiza los sistemas de información necesarios para responder a la exigencia actual de integrar la gestión técnica a la gestión económico-financiera de la empresa.

5.7.1 Automatización en distribución

Uno de los aspectos importantes que tiene gran incidencia en la calidad de suministro es la aplicación de la automatización del equipamiento de protección y maniobra en las redes de MT.

Un adecuado nivel de automatización permite:

- Reponer el servicio en tiempos breves en los casos de interrupciones que no se ocasionaron por averías de materiales (interrupciones transitorias o fugitivas).
- Reponer el servicio en tiempos menores a 3 minutos en buena parte de los clientes mediante la aplicación de telecomando o automatismos.
- Reducir los tiempos de detección de la falla.
- Minimizar los clientes afectados.

La definición de la aplicación de los sistemas de automatización requiere de un análisis técnico-económico con la finalidad de establecer la conveniencia acerca de la eficiencia en función de la ubicación de los mismos. A efectos de evaluar en forma global la automatización del equipamiento de maniobra y protección, se ha desarrollado los siguientes aspectos:

- Ubicación de los equipos para telemando o automatización de la red de MT.
- Utilización de recierre en redes aéreas.
- Aplicabilidad de los medidores inteligentes (SMART GRID).

A. UBICACIÓN DE EQUIPOS PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA RED

En la **ilustración 5-58** se ejemplifica la ubicación de equipamientos operables por telemando o en forma automática.

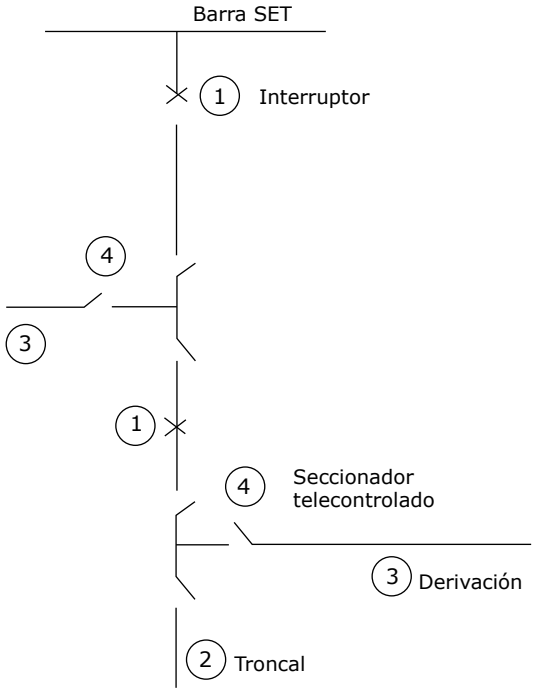


Ilustración 5-58: Ubicación de equipos por telemando

La conveniencia de la utilización debe determinarse, de acuerdo con su ubicación, aplicando la siguiente ecuación, en donde resulta justificado su uso si el costo del equipo es menor al resultante de la valorización de la energía no suministrada evitada.

$$C_{eqT} = P_s x L_r x Ta x T_{rep} x Cu_{ENS} x KI^n$$

Donde:

- CeqT = Costo del equipo telemandado con todo su equipamiento accesorio
- Ps = Potencia salvada. Potencia media salvada del troncal por el equipo telemandado (seccionador o interruptor).
- Lr = Longitud de porción de circuito seccionable.
- Ta = tasa de avería MT (Ej: 0,2 fallas/ km-año para cables y 0,5 fallas/ km año para línea aérea).
- T_{rep} = Tiempo de reposición del servicio ahorrado.
- Cu_{ENS} = Costo unitario de energía no suministrada = 0,35 USD/kWh.
- KI^n = Coeficiente de capitalización del costo anual. Tasa = 12% y n = 15 (vida útil del equipamiento).

En la **tabla 5-26** se presenta un ejemplo de cálculo considerando para la evaluación económica una potencia de troncal media de 2,5 MW distribuida uniformemente (medio troncal de 1,25MW). Se ha contemplado el caso de tramos subterráneos de 1 y 2 km de longitud y tramos aéreos con una longitud de 2,5 y 5 km. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Caso	Long. [km]	Pot. salvada [MW]	Tasa de avería [F/km año]	Tiempo de repos. [h]	Costo justificado [USD]
Ramal subterráneo	1	1,25	0,2	3,5	2.086
		2,50			4.172
	2	1,25			4.172
		2,50			8.343
Ramal aéreo	2,5	1,25	0,5		13.036
		2,50			26.073
	5	1,25			26.073
		2,50			52.146

Tabla 5-26: Evaluación económica según tipo de instalación

La conveniencia de utilizar un equipo de apertura telecontrolado se justifica si el costo del equipo más su instalación resulta inferior al costo justificado calculado anteriormente.

Se puede simplificar la fórmula para posibilitar un cálculo rápido agrupando los términos que se asumen como dato, como una constante K distinta para el caso de cables y de líneas aéreas.

Para el cable: $Cj_{cable} = P_s \times L_{rc} \times K_c$

Kc= T_{ac} x T_{rep} x Cu_{ENS} x KI^n

Kc = 1,58 USD/kW km

Para líneas aéreas: $Cj_{aéreo} = P_s \times L_{ra} \times Ka$

Ka= T_{aa} x T_{rep} x Cu_{ENS} x KI^n

Ka = 3,95 USD/kW km

Cj_{cable} y $Cj_{aéreo}$ son los costos ahorrados por kW de potencia salvada y longitud de tramo seccionable que justificarían el uso de los equipos para ramal de cable y de línea respectivamente.

Complementariamente al análisis técnico-económico presentado en el punto anterior, se indica a continuación algunos criterios por considerar al momento de definir la ubicación del equipamiento.

El análisis se realiza sobre los siguientes esquemas simplificados en la **ilustración 5-59**, representativos de la red de media tensión, subterránea y/o aérea:

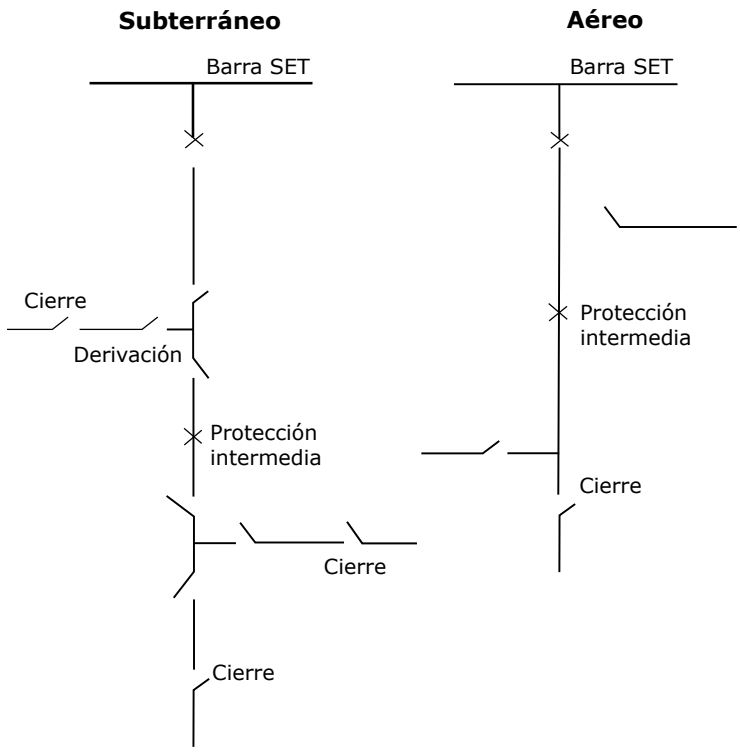


Ilustración 5-59: Esquemas simplificados de la red de MT

Para que la aplicación de automatismos o telemandos en la red (protección intermedia y derivaciones) resulte efectiva y eficiente en la restitución del servicio, se puede utilizar las siguientes configuraciones alternativas:

a. Solo sobre el troncal (requiere reducir la carga del troncal a un nivel del 66% In para poder reponer la totalidad de la carga con una sola operación).

b. Sobre dos puntos estratégicos, sobre el troncal y un ramal principal. Las reservas deben ser evaluadas según el punto seleccionado.

c. Sobre el troncal y ramales (para que la restitución del servicio sea total, es necesario tener reserva disponible para todos los ramales).

Para la opción b), el esquema simplificado de red de la **ilustración 5-60** se vería de la siguiente manera:

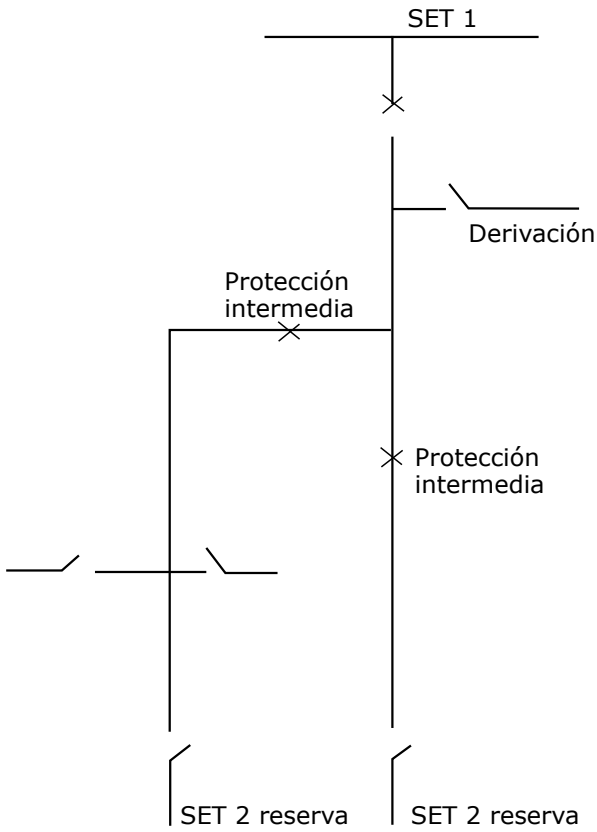


Ilustración 5-60: Alternativa de red

Se indica a continuación la eficacia que se obtiene en función del esquema aplicado:

- En el caso a), el corte se reduciría al 50% de la demanda.
- En el caso b), el corte se reduciría al 33% de la demanda.
- En el caso c), el co rte quedaría circunscrito al tramo en falla de troncal o ramal en porcentaje variable, dependiendo del caso.

Se evidencia que la efectividad adicional del automatismo decrece con la cantidad de equipos incorporados.

Sobre la base de lo mencionado, se recomienda en general aplicar sobre el troncal caso a), pero cuidando de un punto de vinculación principal. Esto está relacionado con el criterio de limitar el nivel de carga de las SET para mantener la condición de N-1 y para los alimentadores a un 66% de su capacidad nominal.

B. CRITERIOS PARA LA UTILIZACIÓN DE RECIERRE EN REDES AÉREAS

La utilización de recierres es una práctica internacional habitual en redes aéreas de MT para eliminar las fallas de índole transitoria y fugitiva, evitando así cortes permanentes del servicio que son innecesarios.

El análisis de las causales de avería demuestra en general la existencia de numerosas interrupciones en las que no se encuentran elementos dañados. Por lo tanto, pueden ser consideradas como transitorias y se evita el corte de suministro mediante el uso de recierres.

Las causales fundamentales para la ocurrencia de fallas transitorias, como son las descargas atmosféricas, tempestades de vientos y lluvia y contacto con ramas, tienen alto impacto en las redes de sierra y selva.

Se considera, a partir de lo expuesto en el punto 5.3.2.B (Red aérea de MT), que el uso de recierre debe constituir una práctica habitual en todos los circuitos de la red aérea de MT.

No es necesario realizar una evaluación económica para el uso de recierre, ya que es posible implementarlo en los interruptores de salida de cada una de las SET AT/MT, con un mínimo costo adicional.

Además, la aplicación de recierre permite la aplicación de seccionalizamiento automático en la red sin la necesidad de la telecomunicación.

C. *APLICABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE (SMART GRID)*

Las redes inteligentes (REI), también conocidas como Smart Grid, integran la "medición inteligente" con tecnologías de conexión de información bidireccionales y sistemas de gestión para crear "redes inteligentes".

La aplicación conjunta de sistemas de medición inteligente a nivel de los usuarios, sistemas de comunicación y sistemas de gestión, permite configurar un sistema de gestión de la red de generación, transmisión y distribución en forma inteligente.

Las tecnologías de comunicación PLC (Power Line Communications) y otras posibles integran tecnologías de "Automated Meter Management" (AMM) con tecnologías BPL (Broadband over Power Lines) para crear las REI o Smart Grids.

La implementación de los sistemas de REI está creciendo en todos los países del mundo debido a la necesidad de:

- Reducir los consumos de energía y la potencia en horarios pico.
- Reducir pérdidas técnicas y comerciales.
- Aumentar la eficiencia operativa.
- Disponer de medición y accionamiento a distancia.
- Fomentar y facilitar la generación distribuida.
- Proporcionar más y mejores servicios a los consumidores.
- Evitar interrupciones o minimizar su impacto.

El esquema de la **ilustración 5-61** muestra en forma simplificada:

- La estructura de la red eléctrica.
- La estructura de los sistemas de comunicación.
- Los usuarios del sistema en los diferentes niveles.

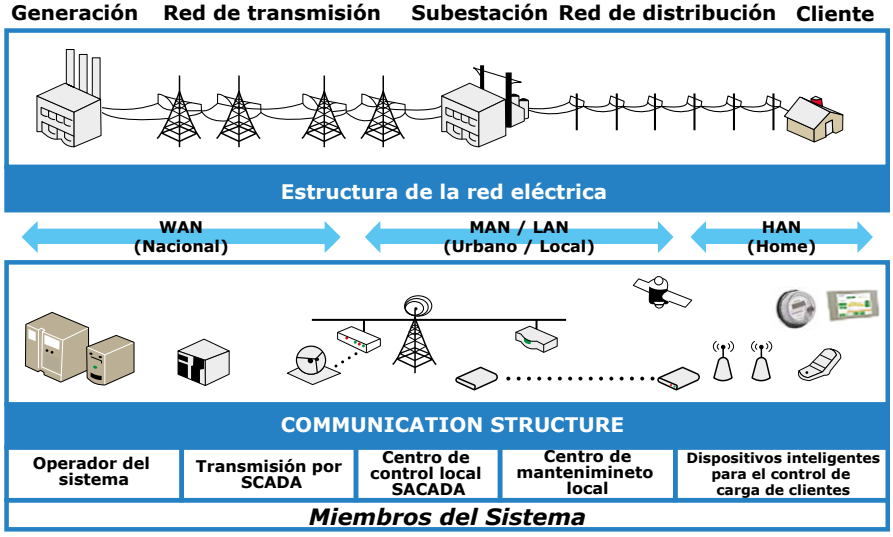


Ilustración 5-61: Funcionamiento del sistema Smart Grid

Sin entrar en los aspectos más relevantes relacionados con la aplicación de redes inteligentes que permite gestionar de manera más eficiente y limpia la generación de energía y el mejor aprovechamiento de los recursos de generación disponibles, se focaliza el análisis en las aplicaciones relacionadas con la distribución de energía.

En la **ilustración 5-62**, se indica el empleo de medidores inteligentes y de comunicaciones bidireccionales según el esquema (forman parte del Smart Grid).

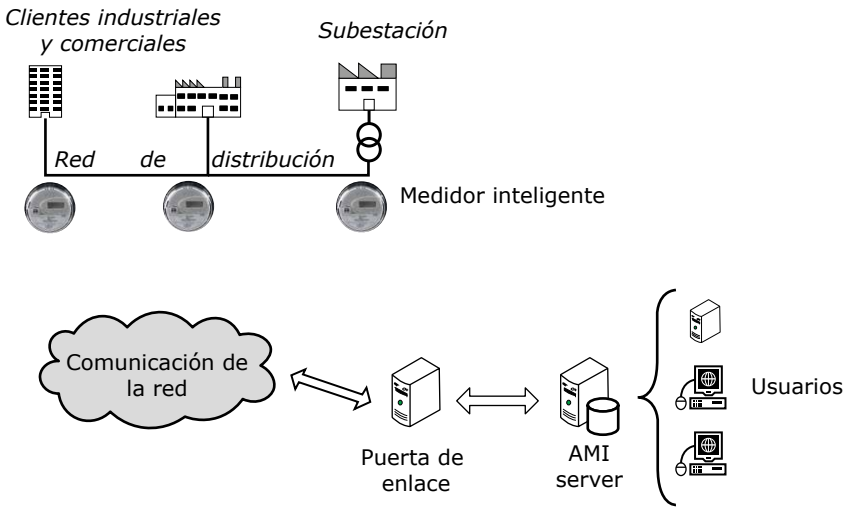


Ilustración 5-62: Ejemplo de medidores inteligentes

La aplicación de este esquema sobre los sistemas de distribución permite, además:

- Monitorear y gestionar el consumo de los clientes.
- Realizar en forma remota la supervisión de los flujos de carga y control de pérdidas de energía.
- Registrar las interrupciones de energía de los clientes y permitir una eficiente gestión del restablecimiento del servicio.

Esta última opción es muy importante para lograr que:

- Los registros de interrupciones de los clientes sean reales.
- Que no sean necesarios otros tipos de avisos para actuar sobre la ocurrencia de una interrupción del suministro.

5.7.2 Sistemas de información necesarios

Como resultado de las experiencias obtenidas a través de diversos trabajos realizados con empresas distribuidoras en varias jurisdicciones, puede mencionarse que las exigencias actuales impuestas por los accionistas y los reguladores requiere de un sistema de gestión técnica no solo limitado a la operación, sino íntegramente vinculado al resto de los sistemas de la empresa y operando en forma corporativa.

La integración de la gestión técnica a la gestión económico-financiero de la empresa es una exigencia cada vez mayor, la cual solo es posible de lograr mediante herramientas informáticas apropiadas que permitan la adecuada toma de decisiones cuyo impacto debe ser monitoreado posteriormente en forma sistemática a efectos de verificar su efectividad y posibilitar la implementación de las medidas correctivas correspondientes.

Según la experiencia recopilada, gran parte de la información utilizada para la toma de decisiones en grandes empresas presenta deficiencias. El problema incluye también las dificultades para lograr y mantener una alta calidad de información y posteriormente utilizarla en forma corporativa para la adecuada toma de decisiones.

Gran cantidad de empresas de redes han incorporado en los últimos años nuevos sistemas informáticos a efectos de salvar los inconvenientes planteados y mejorar su nivel de desempeño, en particular en lo que se refiere a su gestión técnica.

No siempre los sistemas actúan en forma integrada ni proveen la información adecuada para la toma de decisiones, resultando uno de los mayores inconvenientes la existencia de sistemas aislados redundantes que atentan contra la consistencia de la información. Los motivos expuestos han generado la inquietud y el desafío de lograr maximizar la utilización de los diversos sistemas a través de su integración en un sistema corporativo para la gestión global de la empresa.

Un sistema corporativo debe proporcionar la información y herramientas para una adecuada toma de decisiones y posibilitar su seguimiento a efectos de adoptar posibles medidas correctivas en los casos en que resultara necesario.

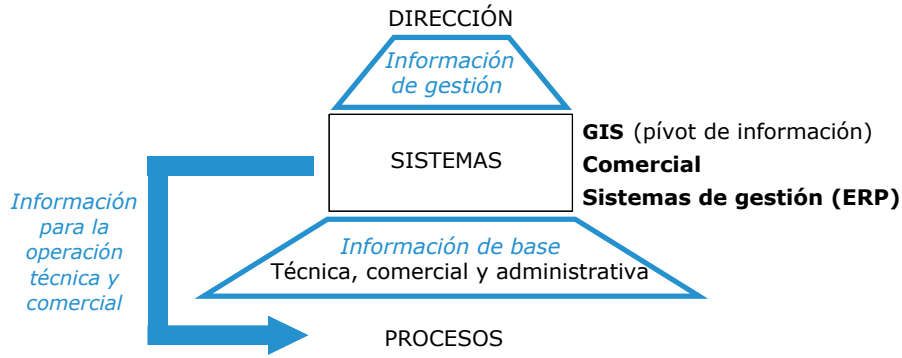


Ilustración 5-63: Flujo de información de un sistema de gestión

Un sistema corporativo como el de la **ilustración 5-63** debe permitir:

- Contar con información confiable y consistente disponible en toda la empresa.
- Facilidad de acceso acorde con el nivel de acceso.
- Seguridad en la operación e información.
- Facilidad y rapidez en la generación de reportes y obtención de información.

Lograr y mantener una alta calidad de información es un desafío dado que las redes de distribución son entidades complejas debido a la cantidad y variedad de elementos que la componen, su conectividad, dispersión geográfica, y dinamismo.

La existencia de diversos sistemas aislados genera una redundancia de modelos de red que da lugar a inconsistencias de información. Las propias inconsistencias que genera el registro de los cambios en diversos modelos de información

incompletos son difíciles de resolver y de mantener. Simplemente, el dinamismo de las redes no permite asegurar buena información sobre modelos múltiples y fragmentados. La frecuencia de actualización varía según el área que la provea, variando desde minutos, como es el caso de la información capturada por sistemas SCADA, hasta meses, como es el caso de la información sobre la lectura de medidores. Durante esta latencia, se presentan dificultades con relación a las decisiones referidas con esta información, aun cuando la información correcta existe en algún lugar de la empresa.

La existencia de un sistema corporativo integrado con disponibilidad de información consistente y consolidada permite salvar los inconvenientes mencionados, posibilitando:

- Contar con información cierta para la toma de decisiones.
- Reducir los tiempos de procesamiento de la información.
- Auditar la información.
- Facilitar el conocimiento del estado histórico de la red.
- Disponer de una base histórica de información.

El nuevo concepto de un modelo integrado prevé incluir diversos tipos de módulos de procesamiento que posibilitan una mejora en la gestión técnica de la empresa (**ver ilustración 5-64**). Estos módulos que interactúan en forma integrada sobre una base de información corporativa común para toda la empresa permiten disponer de información consistente para la gestión a través de tableros adecuados de control.

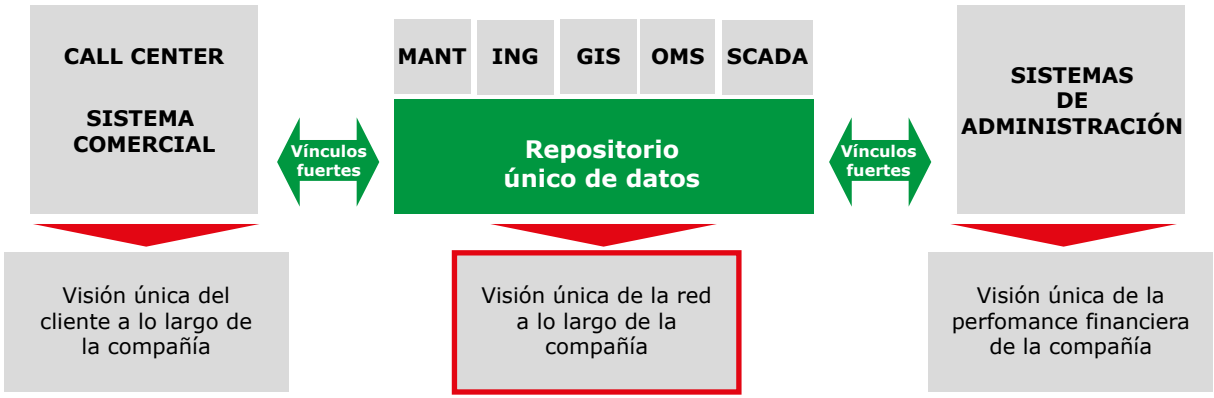


Ilustración 5-64: Módulos de gestión técnica de la empresa

Se recomienda utilizar un modelo unificado de negocio centrado en la red de distribución como el de la **ilustración 5-65** que permite lo siguiente:

- Asegura consistencia y precisión en la información.
- Asegura el simple acceso de usuarios autorizados a información originada en múltiples fuentes.
- Combina tiempo, ubicación y conectividad en el contexto del negocio.
- Brinda calidad de información sustentada en el tiempo y una visión inteligente sobre la operación del negocio.

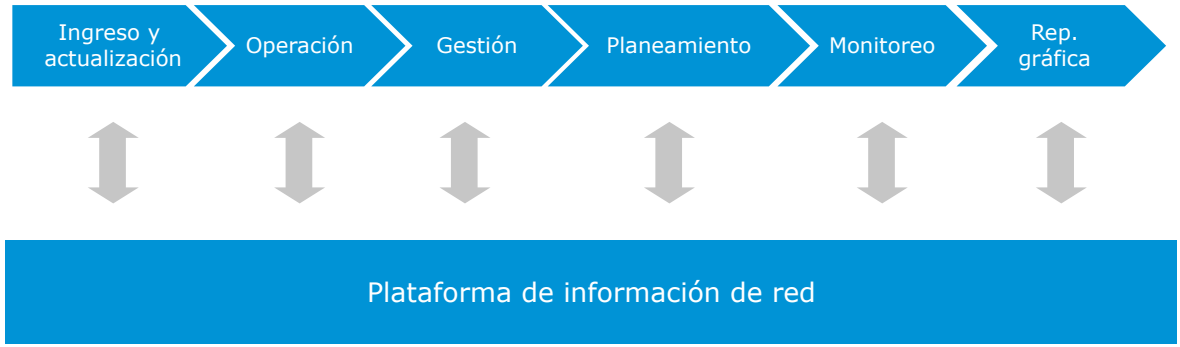


Ilustración 5-65: Flujo de recolección de información en el modelo de negocio unificado

Se pueden mencionar los siguientes módulos típicos como parte integrante del sistema de gestión:

- Plataforma de información de red.
- Ingreso y actualización de información.
- Operación.
- Gestión.
  - Priorización del presupuesto.
  - Mantenimiento.
- Planeamiento.
  - Confiabilidad predictiva.
  - Caracterización de la carga.
- Monitoreo.
  - Pérdidas.
  - Nivel de tensión.
  - Interrupciones.
  - Atención comercial.
  - Calidad de la medición.
- Representación gráfica de indicadores.

A. PLATAFORMA DE INFORMACIÓN DE RED

Siendo la red de distribución el activo central de este negocio, para lograr una gestión óptima del mismo, es vital contar con un sistema de información sobre la base de un modelo de red de alta calidad. Un sistema de información para este propósito necesariamente debe permitir gestionar tres aspectos: la conectividad de la red, la distribución espacial (geográfica) y la evolución de la red en el tiempo.

Mientras que las soluciones de sistemas tradicionales tienen su fortaleza en la administración de la información geográfica, no están preparados para la administración de los otros dos aspectos. Los nuevos sistemas corporativos deben contar con una plataforma que resuelva esta falencia, permitiendo no solo la administración de la información geográfica, sino que simultáneamente la gestión de los aspectos de conectividad y temporalidad de las redes.

Resulta recomendable que los sistemas permitan el manejo de la dimensión temporal de la información sobre la red. En este contexto, una empresa que quiera asegurarse que todos los cambios en la red sean capturados, y disponga de un sistema tradicional, solamente puede aspirar a contar con la versión correcta de su red al momento del último cambio registrado, perdiendo todo rastro de la historia de estos cambios. Contar con la historia de cambios en la red es cada vez más necesario, no solo por temas relacionados con la auditoría del mismo, sino para generar correctamente cierta información de gestión, como el cálculo de indicadores de interrupciones, calidad de servicio, utilización de los activos y otros que analizan una variable dada a lo largo del tiempo. Contar con la historia de los cambios es un problema particularmente importante en la industria de distribución de energía eléctrica considerando que las redes cuentan con elementos maniobrables que están diseñados para cambiar de estado según las necesidades de la operación. Si bien es bueno saber cuál es

el estado actual de la configuración de la red, tiene mucho más valor saber cuánto tiempo esa configuración se mantuvo, en particular cuando se encuentra fuera del estado de diseño (estado que optimiza la utilización de la red).

Un segundo aspecto donde la dimensión temporal es necesaria para asegurar la calidad de la información tiene que ver con la integración de la información del modelo de red con información generada en otras áreas del negocio. Es a partir del conocimiento de la asociación del cliente con la red y del conocimiento de los recursos utilizados en cada segmento de la red que se puede gestiónar la productividad de las instalaciones. Sin embargo, la información sobre los clientes y recursos utilizados se genera según la frecuencia requerida por las áreas que administran los sistemas de información a tal efecto (facturación, CRM, ERP, etc.). Resulta entonces que, mientras que el sistema de facturación genera información sobre consumos de los clientes según el ciclo de facturación, en forma mensual o bimestral, el sistema de contabilidad genera información de costos en forma mensual, y el área de mantenimiento puede que lo haga en forma semanal.

En este escenario, es posible encontrar inconsistencias de información debido al pobre manejo de la dimensión temporal. Por ejemplo, se puede llegar a encontrar costos que aplican a elementos no existentes en la red, ya sea porque fueron dados de baja o no fueron dados de alta en el modelo de red, o se puede asignar equivocadamente el consumo de un cliente a una sección de la red, cuando posiblemente ese cliente fue alimentado por distintas secciones según se haya operado la red en el período de facturación.

Contar con una plataforma unificada que refleje todos los aspectos necesarios para la gestión del negocio eléctrico es un requisito necesario en el nuevo paradigma de sistemas corporativos de gestión técnica.

B. INGRESO Y ACTUALIZACIÓN DE INFORMACIÓN

Ya sea por el crecimiento natural del mercado, o por las operaciones que se realizan sobre la red, el dinamismo de las redes de distribución presenta un importante desafío para garantizar la calidad de la información necesaria para la gestión. Si bien contar con una plataforma unificada es un requisito para asegurar un alto grado de calidad de información, también es necesario asegurar que las aplicaciones utilizadas para la captura e ingreso de datos cuentan con las herramientas necesarias para validar los cambios.

Los nuevos sistemas corporativos de gestión técnica deben contar con un esquema configurable de reglas de validación, que asegure que toda nueva información que ingresa a la plataforma sea correcta y consistente. Es importante que las reglas sean configurables para reflejar las necesidades de estandarización, de gestión o regulatorias de la empresa. Siendo el GIS, para el estado de diseño, y el OMS, para el estado de operación, los sistemas que generan la mayor parte de los cambios en la plataforma, estos son los primeros que deberán contar con el esquema de reglas de validación mencionado.

C. OPERACIÓN

Entre los módulos centrales de un sistema corporativo de gestión técnica se encuentra el módulo de operaciones. Este módulo se encarga de prestar el apoyo necesario a las tareas de operación del negocio, partiendo siempre de la información actualizada y de calidad que reside en la plataforma. Los sistemas de gestión de despacho (OMS) son en general los que abordan esta problemática. Partiendo, nuevamente del modelo de la red, las aplicaciones OMS se enfocan particularmente en los elementos operables y sus estados reales (abierto o cerrado, por ejemplo).

Entre las ventajas que brinda un sistema corporativo al área de operaciones, se destacan la calidad de información utilizada como entrada y el efecto de la latencia. Como se indicó anteriormente, contar con un modelo unificado y un esquema de validación de los cambios al modelo aseguran que los módulos de operaciones trabajen siempre con la última versión de la red, asegurando que todas las funcionalidades típicas de la operación, como por ejemplo la predicción del elemento más probable de actuación frente a un conjunto de reclamos, se realicen sobre la base de información cierta. Esto asegura una mayor eficiencia en la gestión de las operaciones.

Por otro lado, está el efecto de la latencia de actualización, que corresponde al tiempo que pasa entre el momento en que un evento afecta a la red y el momento en el cual este evento es registrado en los sistemas de información correspondientes. La latencia existe

debido a que, como resultado de la organización y los procesos internos de cada empresa, la información tarda en llegar desde el área donde se detecta hasta el lugar donde esta debe ser registrada en los sistemas. Contar con una plataforma unificada asegura que la información que utiliza el módulo de operaciones sea la más reciente, aun cuando esta haya sido ingresada desde otra aplicación.

Por ejemplo, sin un sistema corporativo integrado, un área como la de despacho, que necesita saber qué clientes están conectados en la red en un instante dado para calcular si están afectados o no por un corte de servicios, podría estar operando con información incorrecta, aun cuando alguien en la empresa ya se ha enterado de los últimos cambios.

D. GESTIÓN

Actualmente se espera que los sistemas corporativos resulten efectivos para la gestión, no limitados exclusivamente a los aspectos técnicos. Resulta necesario disponer de herramientas apropiadas que brinden información para la adecuada toma de decisiones. En particular, para la asignación de los siempre acotados presupuestos. Debe tenerse presente también el valor para el accionista que agrega la mejora en el nivel de desempeño de la empresa, manteniendo los mismos valores de presupuesto. Por tal motivo, resulta importante que a través del uso de los sistemas se obtenga la adecuada información para:

- Priorización del presupuesto.
- Optimización del mantenimiento versus calidad de servicio.
- Gestión de pérdidas.

i. Priorización del presupuesto

La priorización del presupuesto para la gestión técnica tiene una alta incidencia en el nivel de desempeño de la empresa, por lo que resulta necesario conocer la incidencia en la calidad suministrada de cada modificación prevista en la red, de forma tal que se maximice la utilización de los fondos disponibles. Por lo tanto, debe disponerse de una herramienta que permita la priorización de inversiones en función de los beneficios que la misma traerá en el nivel general de desempeño de la empresa. Para tal efecto, resulta necesario contar con una herramienta que permita simular la calidad esperable de obtener ante distintas configuraciones de la red, valorizando los beneficios económicos en cada caso particular de forma tal de posibilitar la adopción de la solución más beneficiosa.

ii. Optimización del mantenimiento versus calidad de servicio

Al igual que para el caso de las inversiones, la optimización del mantenimiento permite direccionar el presupuesto a aquellas acciones que mayor impacto tienen en el nivel de desempeño de la empresa. Es necesario, por lo tanto, comprender la relación entre las diversas acciones de mantenimiento y su impacto en las tasas de falla de los diversos elementos, de forma tal que se pueda establecer una relación entre acciones de mantenimiento, y su costo asociado, y los niveles de desempeño generales de la red. A través de una herramienta de optimización es posible lograr:

- Minimizar el presupuesto para alcanzar un determinado nivel de desempeño.
- Determinar el nivel de desempeño posible para un determinado presupuesto.
- Máximo nivel de desempeño a alcanzar por las redes ante la inexistencia de restricciones presupuestarias.

E. PLANEAMIENTO

Los sistemas tradicionales cuentan con herramientas de planeamiento que generalmente actúan en forma aislada del resto de los sistemas de la empresa y comparten poca información con los mismos. Las exigencias actuales requieren que el planeamiento forme parte integral de la gestión de las empresas, dada su estrecha relación con el presupuesto y nivel de desempeño de las redes.

Por tal motivo, es que se requiere contar con herramientas que posibiliten evaluar las mejores opciones para el desarrollo futuro de las redes. Existen dos aspectos que se consideran fundamentales para la adecuada gestión del planeamiento a efectos de una continua optimización de las instalaciones, que son el conocer el futuro nivel de desempeño de las instalaciones y la distribución de la

demanda a través de las mismas. Para tal fin, se requiere de herramientas que posibiliten integrar al proceso de planeamiento los siguientes aspectos:

- Confiabilidad predictiva.
- Caracterización de la carga.

i. Confiabilidad predictiva

Disponer de un modelo que permita estimar el nivel de desempeño esperado resulta una herramienta fundamental para orientar el planeamiento de las redes hacia el mejoramiento continuo, otorgando la posibilidad de evaluar en forma rápida y efectiva el impacto de diversas soluciones. Esta tarea generalmente es realizada a través de complejos estudios mediante la utilización de diversos modelos, que limitan su utilización en forma corriente dada su complejidad y requerimiento de elevados recursos. Los modernos sistemas permiten consolidar el análisis en una única herramienta totalmente integrada al sistema de gestión técnico corporativo, facilitando su utilización.

ii. Caracterización de la carga

El conocimiento de la distribución de la demanda a través de las instalaciones ha sido un anhelo de las empresas distribuidoras que solo podía cumplirse a través de un complejo proceso que muchas veces entregaba resultados que quedaban obsoletos en forma inmediata ante la inexistencia de un proceso sistemático de actualización. La posibilidad de vinculación cliente-red que brindan los actuales sistemas y la disponibilidad de los perfiles de carga de cada uno de ellos, y mediciones SCADA en determinados puntos de la red, posibilitan definir el perfil de carga de las diversas instalaciones en forma dinámica, siguiendo los cambios continuos que se producen.

F. MONITOREO

Disponer de la adecuada información en forma sistemática y corporativa para la posterior toma de decisiones se ha tornado una necesidad prioritaria de los sistemas de gestión técnica. En particular, los siguientes aspectos tienen alto impacto en el negocio debido a su incidencia en los ingresos o egresos de las empresas:

- Pérdidas.
- Nivel de tensión.
- Interrupciones.
- Atención comercial.
- Calidad de la medición .

Por tal motivo, resulta necesario contar con tableros de control con indicadores de desempeño, que evidencien la situación de los diversos parámetros en forma periódica y posibiliten el seguimiento de su evolución.

G. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE INDICADORES

La integración total de la información en un sistema corporativo permite representar geográficamente diversos indicadores de gestión técnica de forma tal de posibilitar la identificación en forma sencilla de posibles zonas con inconvenientes. Dentro de los principales indicadores, se puede mencionar aquellos correspondientes a:

- Nivel de desempeño de las redes.
- Pérdidas.
- Atención comercial.
- Margen de distribución.

Estos indicadores pueden representarse en forma sencilla aprovechando las interfaces gráficas del propio sistema de gestión, el que, además, por ser corporativo, posibilita el acceso a cualquier nivel autorizado de la empresa a través de sencillas interfaces de diálogo.

En función a los parámetros requeridos, resulta posible efectuar un análisis geográfico del estado de situación que permite una rápida identificación de las zonas conflictivas y facilita la toma de decisiones.

5.8 TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO SIN INTERRUPCIÓN DE ENERGÍA (MTPI)

Con el fin de minimizar los tiempos de interrupción para ejecutar trabajos programados vinculados con la expansión de la red o el mantenimiento preventivo, se debe recurrir al empleo de técnicas de trabajo con tensión en redes aéreas de media tensión.

Las técnicas de trabajos con tensión aplicables sobre las redes de media tensión son las denominadas:

- A distancia mediante empleo de pértigas aislantes.
- A mano enguantada mediante el empleo de plataformas aislantes y equipamientos de protección y aislamiento personal.
- De lavado de instalaciones empleando hidrolavadores o aspiradoras.

La aplicación de las citadas prácticas permite realizar los siguientes trabajos de mantenimiento:

- Poda.
- Retiro de objetos extraños.
- Perfilado y cambio de aisladores.
- Cambio de morsetería y reparación de conductores.
- Cambio de crucetas y otros elementos estructurales.
- Cambio de equipos de maniobra y protección y mantenimiento de los mismos.
- Lavado de aislamiento.

Además, se puede realizar la conexión de nuevas instalaciones (ya construidas y ensayadas) a las líneas existentes sin necesidad de interrumpir el servicio.

La aplicación de las citadas prácticas implica una mejora en la calidad del suministro, evitando cortes programados.

El costo del equipamiento necesario se ve en general compensado por la mejora obtenida en la calidad del suministro.

La realización de los trabajos no implica necesariamente mayores costos de mano de obra, pues se evita todas las actividades relacionadas con la puesta fuera de servicio y consignación de las instalaciones para trabajar sin tensión.

La experiencia demuestra que la aplicación de técnicas de TCT para realizar los trabajos reduce la ocurrencia de accidentes debido a que el personal que las realiza tiene un alto grado de capacitación y entrenamiento para la ejecución de las tareas y existe un estricto cumplimiento de los procedimientos ante cada intervención.

Se debe dimensionar la cantidad de cuadrillas de TCT requeridas a partir de la longitud de redes de MT, la cantidad de trabajos realizables, y el tiempo medio requerido para cada trabajo.

El equipamiento básico requerido es en general el siguiente:

- Hidroelevador aislado.
- Equipo de hidrolavado.
- Juego de pértigas para trabajo a distancia.
- Juego de elementos para protección para trabajos en contacto.
- Elementos de prueba, limpieza y mantenimiento de equipos.

La aplicación de técnicas de trabajos con tensión debe producir un fuerte impacto sobre la frecuencia de corte programado, $SAIFI_{MT}$ (y como consecuencia sobre el $SAIDI_{MT}$) correspondiente a las interrupciones programadas por mantenimiento y expansión.

En cuanto al monitoreo, deberá darse seguimiento a la variación del $SAIFI_{MT}$ programado a nivel global y a nivel alimentador para:

- Interrupción del suministro por mantenimiento programado.
- Interrupciones del suministro por conexión de nuevas instalaciones (expansión).

Cuando no se observe disminución en los valores de $SAIFI_{MT}$, a nivel global o por alimentador, deberá investigarse la causa y la posibilidad de aplicar mantenimiento en mayor medida.

06
CONCLUSIONES

Fuente: es.123rf.com

Fuente: Osinergmin

CONCLUSIONES

Como resultado de las tareas de diagnóstico del desempeño de las redes de las empresas distribuidoras del Perú y del análisis de la información resultante del benchmarking internacional realizado, se puede concluir que los niveles de desempeño de las empresas del Perú podrían mejorar si se aplicaran una serie de mejores prácticas detectadas tanto en la encuesta realizada como en la propia experiencia en otros países.

La información recabada a través de las tareas de benchmarking internacional, las posteriores consultas a las empresas integrantes del panel y la propia experiencia en otros países, han sido la base para el desarrollo de una serie de recomendaciones que redundarán en una mejora en la calidad del suministro en las empresas del Perú.

Las siguientes recomendaciones resultan de aplicación tanto para el diseño como para la gestión de redes y se han agrupado en:

- Técnicas para reducir la frecuencia de las interrupciones, mediante el diseño estructural y el mantenimiento preventivo.
- Técnicas para reducir la duración de las interrupciones.
- Aplicación de técnicas de sistemas de protección en redes de media tensión (MT).
- Metodología de construcción para mejorar la confiabilidad en redes aéreas de media tensión (MT).
- Mejores prácticas para la restauración del servicio.
- Sistemas de gestión empresarial e información.
- Automatización en distribución eléctrica.
- Técnicas de mantenimiento sin interrupción de energía (TCT MT).

En el capítulo 5 (propuestas de mejora de la calidad del suministro eléctrico del Perú) se ha desarrollado una serie de recomendaciones tendientes a la mejora de la calidad del suministro eléctrico, presentando en los puntos siguientes un resumen las principales y de las mejores prácticas a aplicar por cada concepto.

6.1 TÉCNICAS PARA REDUCIR LA FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES

En esta sección se resume las técnicas recomendadas para reducir la frecuencia de las interrupciones con relación al diseño de redes y al mantenimiento preventivo.

6.1.1 Diseño de redes

Se indica a continuación los criterios recomendables a seguir para el diseño de las redes, los cuales se considera adecuados para el logro del objetivo de mejorar el servicio eléctrico.

- Los alimentadores deberían diseñarse considerando como máxima demanda un 66% de la capacidad nominal a efectos de poder contar con reserva en caso de falla y/o por necesidad de mantenimiento.
- El desarrollo de los circuitos debería ser simple para facilitar las actividades de reposición del servicio.
- La aplicación de telemando se debería restringir a ciertas áreas de demanda en las que se justifique técnica y económicamente, y su diseño resulte adecuado para poder operar la restitución del suministro.
- Se recomienda prestar especial atención en no adoptar criterios de configuración y carga de los circuitos que no sean convenientes.

Adicionalmente, se debe procurar que las SET AT/MT cumplan con la condición de abastecimiento de la demanda en condición N-1.

6.1.2 Mantenimiento preventivo

Se indica a continuación los criterios recomendables a seguir para el mantenimiento preventivo, los cuales se consideran adecuados para el logro del objetivo de mejorar el servicio eléctrico.

- Se recomienda el empleo de criterios y procedimientos para la identificación de alimentadores y/o instalaciones críticas.
- Los criterios de mantenimiento preventivo deberían ser respetados a efectos de mantener las instalaciones en estado adecuado.
- Se debería realizar prácticas de mantenimiento preventivo a corde con las necesidades de cada área específica.

6.2 TÉCNICAS PARA REDUCIR LA DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

En esta sección, se indica las técnicas recomendadas para reducir la duración de las interrupciones con relación a las actividades de explotación y a otros aspectos relevantes.

6.2.1 Actividades de explotación

Se indica a continuación los criterios recomendables a seguir en las actividades de explotación, adecuados para el logro del objetivo de mejorar el servicio eléctrico.

- Se debería contar con guardias operativas durante las 24 h del día todo el año, localizadas de forma que puedan intervenir rápidamente.
- Se debería contar con procedimientos operativos en los que se haya determinado puntos de operación prioritario para ayudar al restablecimiento del suministro.
- Se debería disponer de indicadores de paso de la corriente de cortocircuito adecuadamente instalados.
- Las empresas deberían evaluar e implementar, en la medida que sea conveniente, sistemas de telesupervisión de la actuación de equipamiento de red e indicadores de Icc.

6.2.2 Otros aspectos

Se indica a continuación los criterios recomendables a seguir en relación con otros aspectos que se consideran adecuados para el logro del objetivo.

- Se debería contar con la disponibilidad de un plan operativo de contingencia para administrar de mejor manera la organización frente a eventos extraordinarios.
- Se recomienda el empleo de generación aislada, renovable o convencional, para disponer de reserva en sistemas rurales.

6.3 APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE PROTECCIÓN

En esta sección se indica las recomendaciones relativas a la aplicación de técnicas de protección.

- Se recomienda utilizar el sistema de neutro en media tensión conectado a tierra. De no ser así, se debería considerar la conexión a tierra del neutro de media tensión utilizando una bobina Zig-Zag.
- Los sistemas de red aérea deberían contar con la utilización de recierre para evitar interrupciones innecesarias.
- Las empresas deberían prestar especial atención a la adecuada utilización, funcionamiento y coordinación de los sistemas de protección contra sobrecorriente.
- Los sistemas de media tensión de las redes en sierra y selva deberían contar con protecciones contra sobretensiones y puesta a tierra en todos los puntos necesarios.

6.4 METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD

En esta sección se indica las recomendaciones relativas a la metodología de construcción para mejorar la confiabilidad en redes aéreas de media tensión (MT).

- En las áreas con fuerte incidencia de tormentas eléctricas, como ocurre en las regiones de sierra y selva, los elementos estructurales de las líneas de media tensión deberían ser de elementos aislantes tales como la madera (o los sintéticos). Los aisladores deberían ser de clase de aislamiento superior.
- Se recomienda la utilización de conductores protegidos a efectos de evitar interrupciones debidas a contactos con ramas y vandalismo, o acción del viento.

6.5 RESTAURACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Se destaca que las empresas del Perú se encuentran en niveles de reposición de servicio, similares a otras de Latinoamérica, coherentes con la tecnología empleada actualmente. Sin perjuicio de ello, se resume las siguientes recomendaciones:

- Se debería adoptar, en el corto plazo, el uso de nuevas tecnologías tales como indicadores de corto circuito, mayor cantidad de automatismos, telesupervisión, telecontrol.
- En una perspectiva de mediano plazo, se debería incorporar las tecnologías de Smart Grid.

6.6 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO Y MEJORES PRÁCTICAS DE GESTIÓN EMPRESARIAL

Se indica a continuación las recomendaciones relativas a la gestión del mantenimiento y los sistemas de información y gestión.

6.6.1 Gestión del mantenimiento

A continuación, se resume las recomendaciones efectuadas en relación con la gestión del mantenimiento:

- La evaluación de las causales de falla mediante la aplicación del método de análisis de causa-raíz debería ser una práctica habitual en las empresas.
- Se debería contar con un sistema de gestión del mantenimiento que permita el planeamiento y registro de las acciones y sus costos.
- Se debería llevar índices que permitan analizar y monitorear el funcionamiento de los sistemas.
- Se recomienda la utilización de sistemas de gestión de cuadrillas con el objeto de optimizar el empleo de los recursos.

6.6.2 Sistemas de información y gestión

Con respecto a los sistemas de información y gestión, se recomienda, en resumen, lo siguiente:

- Las empresas deberían disponer de sistemas adecuados de información y gestión.
- Todos los sistemas deberían operar sobre una base de datos general.

6.7 AUTOMATIZACIÓN EN DISTRIBUCIÓN

A continuación, se resume las recomendaciones efectuadas en relación con la automatización en distribución eléctrica.

- Se debería evaluar el uso de telesupervisión de equipos de MT e indicadores de Icc.
- Se debería considerar el empleo de equipamiento telecomandado en áreas donde sea conveniente.
- Se debería aplicar recierres en todas las redes aéreas para evitar cortes innecesarios.
- Se recomienda aplicar el empleo de medidores inteligentes en la medida en que se vayan instalando.

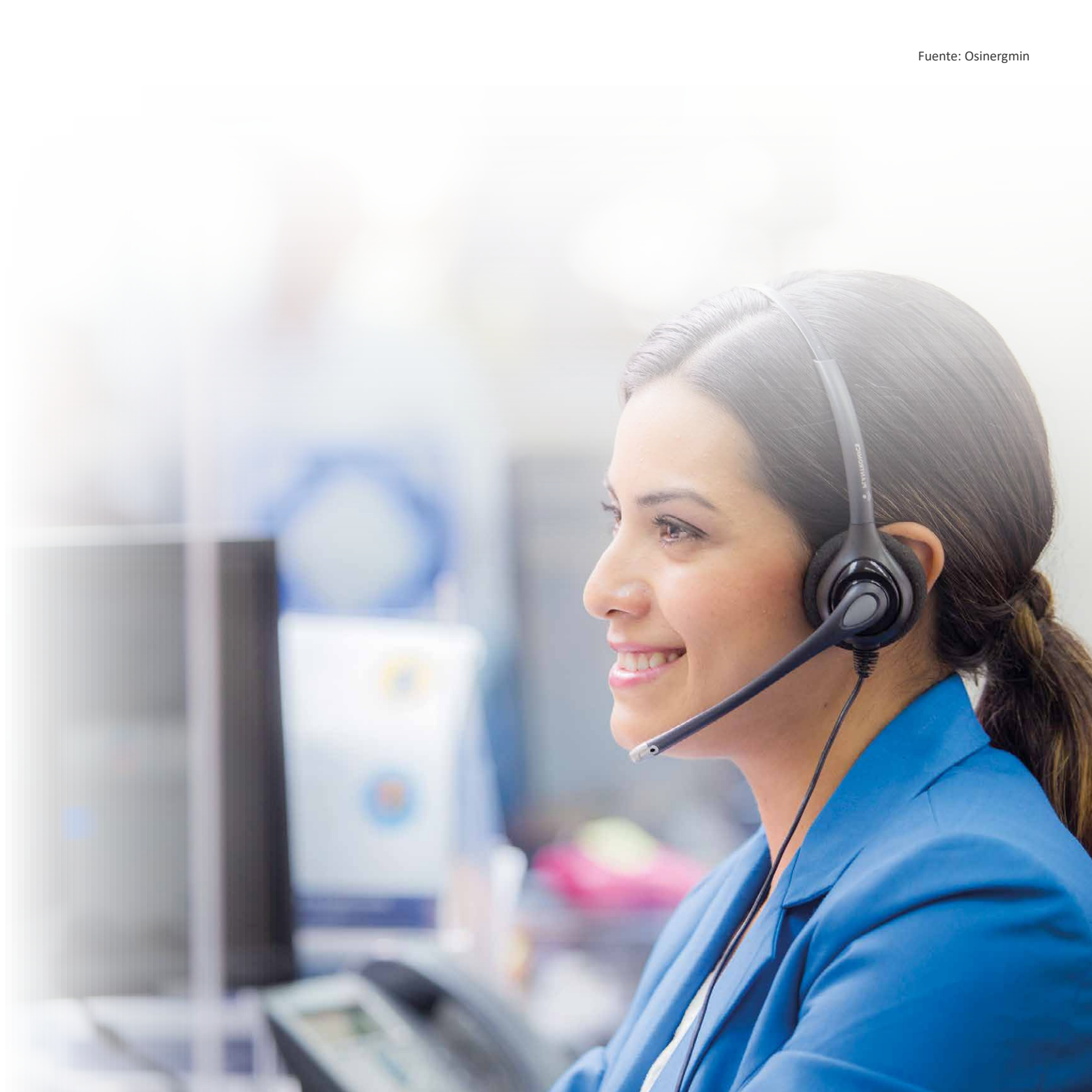
6.8 TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO SIN INTERRUPCIÓN DE ENERGÍA

En relación con las técnicas de mantenimiento sin interrupción de energía, todas las empresas deberían disponer de equipos aptos para que trabajen con tensión en una medida adecuada a las dimensiones de sus sistemas.

Esto incluye la disponibilidad de equipamiento adecuado y la capacitación de los equipos.

07
DESARROLLO FUTURO

Fuente: Osinergmin



Fuente: Osinergmin

DESARROLLO FUTURO

En este capítulo, se desarrolla las actividades recomendadas en relación con el desarrollo futuro para avanzar en la mejora de la calidad de suministro.

Sobre la base de las recomendaciones contenidas en el presente documento, las empresas podrán seleccionar aquéllas que consideren apropiadas para ser instrumentadas mediante la definición de un plan de acción para su implementación.

En general, se recomienda:

- Realizar la planificación de la red y los planes de inversión de acuerdo con las prácticas recomendadas.
- Aplicar las prácticas recomendadas en cuanto a los diseños y construcción de redes, protecciones, telesupervisión y mantenimiento.
- Avanzar en la implementación de automatismos en la red, definiendo un plan de acción hasta llegar a disponer de sistemas de redes inteligentes (Smart Grid).
- Avanzar en la certificación ISO 55000 por parte de las empresas eléctricas.
- Instrumentar los indicadores de monitoreo recomendados para verificar los avances en la mejora de calidad.
- Avanzar en las prácticas recomendadas en relación a la aplicación de innovación tecnológica y generación distribuida.

7.1 REALIZAR LA PLANIFICACIÓN DE LA RED Y PLANES DE INVERSIÓN DE ACUERDO CON LAS PRÁCTICAS RECOMENDADAS

Todas las actividades de inversión deberían estar encuadradas dentro de un proceso de planificación que considere:

- Planificación de largo plazo para elegir la mejor opción técnico-económica de las redes.
- Planificación de mediano plazo para definir obras específicas de AT y soluciones previstas en MT y BT.
- El plan de inversiones anual para definir las obras especificas a realizar en el transcurso del año.

Resulta recomendable que las empresas realicen la planificación base para las inversiones trianuales o quinquenales, con revisión anual, de acuerdo con el proceso indicado en la **ilustración 7-1.**

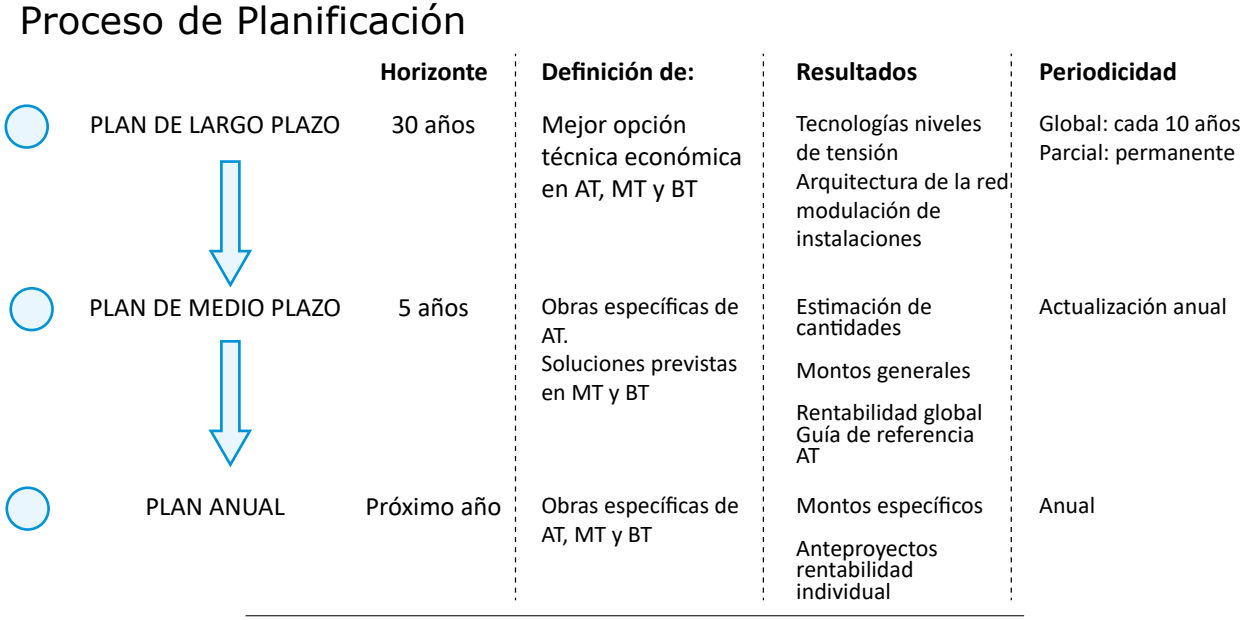


Ilustración 7-1: Proceso de planificación

Fuente: Osinergmin

7.2 APLICACIÓN DE LAS PRÁCTICAS RECOMENDADAS EN CUANTO A LOS DISEÑOS Y CONSTRUCCIÓN DE REDES, PROTECCIONES, TELESUPERVISIÓN Y MANTENIMIENTO

Se considera que estas prácticas pueden ser instrumentadas por las empresas en el corto plazo. En el caso de las empresas en el ámbito del FONAFE, las cuales deben presentar sus planes de inversión, podrían desarrollar los mismos considerando las prácticas recomendadas de forma tal de que el comienzo de su aplicación podría ser inmediato para las instalaciones nuevas.

Para el caso de la adecuación de las instalaciones existentes, se podría instrumentar un plan gradual de 10 años para la adecuación de las redes existentes a los criterios de diseño apropiados.

7.3 AVANZAR EN LA IMPLEMENTACIÓN DE AUTOMATISMOS EN LA RED, DEFINIENDO UN PLAN DE IMPLEMENTACIÓN HASTA LLEGAR A DISPONER DE SISTEMAS DE REDES INTELIGENTES (SMART GRID)

La implementación de las redes inteligentes (REI-Smart Grid) es un camino que plantea muchos desafíos para el regulador y para las empresas, y debería ser pensada y diseñada adecuadamente desde su concepción. Es una tarea de mediano a largo plazo.

Sobre la base de lo mencionado, se considera que el regulador podría avanzar en los siguientes aspectos prioritarios a efectos de focalizar los esfuerzos en los temas críticos que posibilitarán la ordenada implementación de las REI:

- Definir el alcance que tendrá el sistema de REI.

  Se considera recomendable definir el alcance que tendrán las REI con un criterio económico, sobre la base de los beneficios que se puede obtener con las soluciones que

las REI permitirían, a efectos de su posible priorización. La definición estratégica del alcance de las REI, juntamente con la identificación, de las oportunidades/beneficios y su priorización, permitiría construir una cartera de proyectos a ser evaluados y la posterior toma de decisiones acerca del alcance más conveniente.

- Perfeccionar la normativa a efectos de posibilitar su materialización.

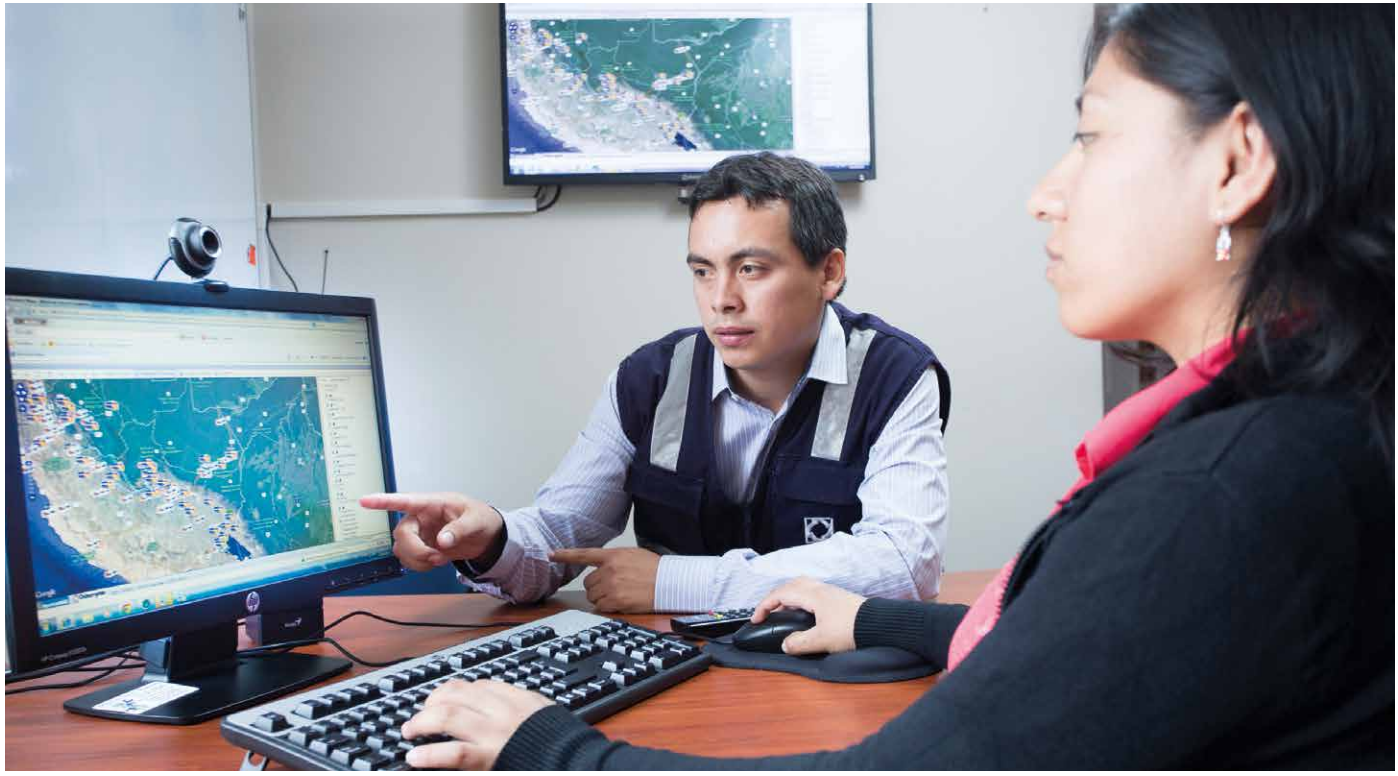
  Definido el alcance, se procede a perfeccionar la normativa vigente a efectos de posibilitar la materialización del sistema de REI identificado, teniendo en cuenta que se debería desarrollar normas relacionadas con:

- Normas tecnológicas y estandarización de las REI.
- Reconocimiento en la tarifa sobre la base de la nueva normativa vigente para el reconocimiento de innovaciones tecnológicas.
- Normativa que regule la conexión a las redes de generación distribuida.
- Normativa sobre esquemas de remuneración para las instalaciones de distribución disponibles como reserva para hacer frente a la intermitencia de las fuentes de energía renovable no convencional.
- Normativa que regule el uso y resguardo de datos.

- Desarrollar un plan de acción.

  Una vez definido el alcance, y habiéndose evaluado los beneficios de las REI, se estará en condiciones de elaborar un plan de acción para la implementación de las mismas. El plan de acción debería contemplar los diversos pasos para alcanzar los objetivos buscados, partiendo del estado actual.

Fuente: Osinergmin



7.4 AVANZAR EN LA CERTIFICACIÓN ISO 55000 POR PARTE DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

Se considera que un mecanismo que permite avanzar hacia una gestión proactiva del control es la adhesión de las empresas a las Normas ISO, en particular a la Serie 55000 de gestión de activos. Si las empresas se adhieren a la Norma ISO podrán tomar decisiones en forma anticipada respecto a la gestión de sus activos físicos y el ente regulador podrá ejercer un control proactivo verificando que la empresa esté certificada.

Este tema se trató en la ponencia "Nuevo desafío de la regulación y supervisión: La gestión de activos", dictada en el III Congreso Internacional - Supervisión del Servicio Eléctrico, organizada por el CIER/OSINERGMIN-Cusco, año 2019.

Esta recomendación está alineada con la filosofía regulatoria de no interferir en la política de inversiones y gestión de la empresa, pero sí contempla controlar que la empresa disponga de los procesos y recursos adecuados para brindar una adecuada calidad del suministro.

La implementación de esta norma resulta complementaria a los actuales controles, a efectos de verificar que la prestación del servicio se realice en forma ajustada a los términos del contrato de concesión mediante controles ex post.

Este tipo de norma permite asegurar que las empresas dispongan de los medios apropiados para gestiónar en forma adecuada sus activos y que no se vean deteriorados a lo largo del período de concesión.

El nuevo desafío para los reguladores en la actualidad consiste en establecer un marco de referencia que no interfiera con la propia gestión de las empresas, pero que garantice que su adopción y cumplimiento permita la gestión adecuada de los activos durante su vida útil, sin que estos pierdan su valor al final de la concesión.

La aplicación de una norma de gestión de activos aparece como una solución adecuada, ya que dicha norma provee una evidencia clara de la sustentabilidad de los activos y resulta un mecanismo muy valioso para asegurar que los principios de gestión durante todo el ciclo de vida del activo, gestión de riesgos, costos y beneficios, enfoque al cliente, sustentabilidad y medio ambiente, sean realmente implementados en el trabajo diario de inversión, operación y mantenimiento.

La implementación de una norma de gestión de activos otorga ventajas que redundan en: a) que las empresas desarrollen metodologías y herramientas que permitan la maximización del uso de los activos a lo largo de su vida; y b) que el organismo regulador siga manteniendo un esquema de control indirecto, pero apuntando a verificar la existencia de las herramientas adecuadas que permitan lograr la mejora de los resultados desde la creación del activo y no solo actuar en los casos "a posteriori" en que se verifiquen los incumplimientos.

Las actividades que en la actualidad pueden ser controladas mediante la modalidad de certificación de las normas ISO son las siguientes:

- Desarrollo y cumplimiento de planes de contingencia.
- Cumplimiento de adecuada seguridad pública.
- Gestión adecuada de los activos físicos

En consecuencia se puede lograr una adecuada gestión preventiva mediante el requerimiento de certificaciones de los procesos indicados, asegurando que las empresas estén cumpliendo con los requisitos establecidos en los procedimientos promulgados.

A partir de la certificación inicial, podría otorgarse un plazo para su instrumentación, y promover la verificación de la certificación en forma periódica.

7.5 INSTRUMENTAR LOS INDICADORES DE MONITOREO RECOMENDADOS PARA VERIFICAR LOS AVANCES EN LAS MEJORAS DE CALIDAD

Se considera que los indicadores de monitoreo podrían instrumentarse una vez definido el plan de implementación de las recomendaciones y establecidos los criterios para su instrumentación juntamente con las empresas.

El sistema de monitoreo que deberían aplicar las empresas permitirá el control adecuado de la implementación de las mejores prácticas y su estado de avance, además de los resultados obtenidos.

7.6 AVANZAR EN LAS PRÁCTICAS RECOMENDADAS EN OTROS ASPECTOS

Se considera conveniente avanzar en las prácticas recomendadas respecto a la innovación tecnológica y a la generación distribuida.

7.6.1 La innovación tecnológica en la regulación

La nueva normativa vigente establece el reconocimiento de innovaciones tecnológicas a través de la aplicación de un factor en la tarifa mediante planes piloto, con el objetivo de mejorar la calidad y eficiencia de los sistemas eléctricos en el Perú.

Se recomienda aprovechar esta oportunidad, para probar la eficacia y eficiencia de las innovaciones tecnológicas posibles con el objetivo de aplicar una política extensiva del reconocimiento tarifario de las mismas, a fin de que las empresas puedan asignar recursos para ello y, en consecuencia, mejorar la eficiencia y calidad de servicio de los sistemas eléctricos.

7.6.2 Influencia de la generación distribuida en la calidad de servicio

Los beneficios de la generación distribuida en la calidad de servicio dependen del tipo de red en análisis.

En una red mallada, la generación distribuida por sí misma no trae beneficios evidentes en la calidad de servicio por lo que debe evaluarse en cada caso en particular.

Sin embargo, en los sistemas radiales extensos, la generación distribuida en los extremos de las zonas alimentadas en punta permite la mejora en la calidad del suministro ante interrupciones en la línea de conexión de MT. En consecuencia, en estos casos es recomendable la generación distribuida para su aplicación, ya sea en forma operativa o a modo de back up, cuando la conexión se interrumpe.

Fuente: es.123rf.com

08
ANEXOS

Fuente: es.123rf.com
Resumen
8%
8%
5%
4%
10%
5%
21%
32%
Resumen
8%
8%
5%
4%
7%
21%
32%
Trimestre 1
Trimestre 2
Trimestre 3
Trimestre 4
Producto1
Producto 2
Producto 3
P.2
P.3
P.4
P.5
P.6
P.7
P.8

ANEXO A: RESPUESTAS DE LAS EMPRESAS DE EE.UU. A CONSULTAS REALIZADAS SOBRE PRÁCTICAS HABITUALES

A efectos de complementar la información remitida por las empresas de Estados Unidos (EE.UU.) en el cuestionario remitido, se amplió la consulta a las empresas Southern California Edison Company (SCEC) y San Diego Gas and Electric (SDGE) en los siguientes temas:

- Protecciones. Uso de reclosers en líneas aéreas.

  Ante la consulta acerca del uso de reclosers, la respuesta de las empresas fue:

- SCEC: Utilizan recierres mayormente al final de la línea, en particular si esta se encuentra muy lejos del interruptor.
- SDGE: Utilizan recierres en líneas aéreas de distribución y, en el caso de las líneas de transmisión, su uso se encuentra limitado.

- Tecnología en las estructuras de las líneas de MT.

- SCEC: Utilizan postes de madera y materiales compuestos para crucetas y soportes que sujetan el cable.
- SDGE: La mayoría de los soportes, crucetas y postes son de madera y materiales compuestos como fibra de vidrio.

- Operación de la red. Uso de indicadores de cortocircuito y teleseñalización.

- SCEC: Todos los elementos de protección cuentan con sistemas de detección. Disponen también de indicadores de falla.
- SDGE: Tienen indicadores de falla en la mayoría de los circuitos que cuentan con SCADA y, en caso de elementos de interrupción más modernos, cuentan con indicadores de falla entre fases y a tierra.

- Detección de la falla. Uso de SCADA, llamadas de clientes y medidores inteligentes.

- SCEC: Además del uso de indicadores de cortocircuito y teleseñalización, utilizan las llamadas de los clientes y la información de los medidores inteligentes para ubicar las fallas. Están trabajando para mejorar el sistema de localización de fallas a través del sistema de medidores inteligentes en forma más automática, pero recién se está implementando el programa.
- SDGE: Actualmente tienen desarrollada una infraestructura de medidores inteligentes (AMI) en un 95% que alertan de las interrupciones. Están en proceso de instalación de un sistema de detección de fallas a través del uso de la red de celulares propia.

- Operación de la red. Uso de telecontrol.

- SCE: Tienen interruptores controlados a distancia y trabajan en algunos esquemas de conmutación automatizados más avanzados para detectar y aislar mejor las áreas problemáticas. Comenzamos con listas de circuitos de bajo desempeño para priorizar las áreas de automatización.
- SDGE: Tienen telecontrolado alrededor del 80% de los alimentadores a nivel de SET. Aproximadamente el 50% los alimentadores disponen de operación remota en la línea. También han implementado la tecnología de restauración automática del servicio en los últimos años (ubicación de falla, aislamiento y restauración del servicio). Se dispone de un servidor central que, sobre la base de la información de telesupervisión, ordena aislar la falla y la restauración automática a los clientes. La instalación de estas tecnologías se realiza principalmente en donde existe el mayor impacto para la mayoría de los clientes. Para los clientes más importantes disponen de automatización, pero principalmente les brindan confiabilidad a través de fuentes redundantes.

ANEXO B: PROPUESTAS PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL AREA DE SUBTRANSMISIÓN

Se presenta a continuación recomendaciones sobre posibles técnicas de diseño estructural cuya aplicación permitiría reducir la frecuencia y duración de las interrupciones en la red de MT.

Las técnicas por aplicar para el diseño estructural tendientes a reducir la frecuencia y duración de las interrupciones en la red de MT no se limitan a la propia red de MT, sino que deben extenderse también a la red de subtransmisión por su estrecha relación e influencia en la calidad del suministro.

Por tal motivo, presentamos las principales recomendaciones aplicables a la transformación AT/MT de la red de subtransmisión y a la red de media tensión.

Estas recomendaciones se basan en la experiencia internacional y resultan aplicables para el caso de las redes en el Perú, previa evaluación técnico-económica de las mismas, tal como se describe en los puntos siguientes.

Se considera que la aplicación de las siguientes recomendaciones redundará en una mejora de la calidad de suministro brindado por las empresas del Perú, cuyos resultados se analizaron en el Capítulo 3 (Diagnóstico del país).

- Transformación AT/MT de la red de subtransmisión.

  Para el caso de la red de subtransmisión, se recomienda la aplicación de criterios de reserva en la transformación AT/MT al momento de definir el diseño estructural de las redes, los que actualmente no son considerados en el Perú.

- Red de media tensión.

  Se proponen los siguientes criterios a considerar para el desarrollo de las redes de distribución:

- Criterios para la estructuración de la red de MT de 10kV, 13,2kV y 23kV.
- Criterios para la reconfiguración de alimentadores para aplicación de telecontrol.
- Prácticas no recomendables de configuración de circuitos y disponibilidad de reserva.

B.1 TRANSFORMACIÓN AT/MT DE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN

Para el caso de la red de subtransmisión, se recomienda la aplicación de los siguientes lineamientos al momento de definir el diseño estructural de las redes:

- Puesta a tierra del neutro a través de bobina Zig-Zag en los sistemas que se mantengan aislados, priorizando las zonas de desarrollo de red aérea para mejorar el funcionamiento y selectividad de las protecciones.
- Aplicación de criterios de N-1 en transformadores en subestaciones AT/MT juntamente con una reducción de la cargabilidad de los transformadores y alimentadores MT, a efectos de posibilitar la disponibilidad de mayor respaldo ante fallas de transformadores y líneas.
- Uso de transformadores independientes AT/10kV y AT/20kV en lugar de transformadores de tres arrollamientos AT/20/10 kV, con la finalidad de reducir los usuarios afectados ante fallas en los trasformadores.

A efectos de la definición de la transformación de AT/MT, resulta conveniente realizar una evaluación técnico-económica en lo que se refiere a:

- Criterios para determinación del requerimiento de reserva de transformación.
- Configuración de la transformación a redes de MT con dos niveles de tensión.
- Aplicación de criterios de N-1 en transformadores en subestaciones AT/MT en zonas de alta densidad de demanda.

B.1.1 Criterios para la determinación del requerimiento de reserva de transformación

La determinación del nivel de reserva de transformación se debe evaluar desde el punto de vista técnico-económico siguiendo los siguientes pasos:

- Determinación de requerimientos técnicos de reserva.
- Definición de criterios de justificación económica.
- Planteo de las modalidades de disposición de reserva.
- Determinación de la disposición de reserva.

Los análisis se deben realizar sobre la base de información de las características de las redes y consumo, considerando los siguientes datos básicos:

- Potencia instalada de transformación y unidades componentes.
- Máxima demanda registrada y monótona de carga.
- Reserva disponible del lado secundario.

El requerimiento técnico de potencia de reserva se determina de acuerdo con la siguiente expresión:

$$D_{Rr} = D_{Max} - P_T \cos\varphi (N-1) K_s - R_{DLS}$$

Donde:

D_{Rr} = Potencia de reserva requerida (MW).

D_{MAX} = Demanda máxima (MW).

P_T = Potencia de transformación nominal de cada unidad transformadora de la SET (MVA).

N = Cantidad de transformadores.

K_S = Coeficiente de capacidad de sobrecarga de los transformadores.

R_{DLS} = Reserva disponible en líneas secundarias (MW).

Cos φ = Coseno fi, se adopta igual a 0,95.

Una vez que se ha identificado el requerimiento de potencia de reserva, debe evaluarse la probabilidad de incurrir en falta de reserva. Esto depende de la tasa de falla de las unidades transformadoras y de la cantidad de horas que la demanda máxima excede la capacidad firme de la transformación AT/MT.

La incidencia de falla estará determinada por la tasa de falla probable de los transformadores X_T.

X_T = Tasa de falla probable de los transformadores.

Las horas del año en que se pueda producir esta situación serán las horas en que la Dmax supere la potencia firme.

$$D_{MAX} > D_{firme}$$

Siendo la demanda firme determinada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$D_{firme} = P_T \cos\varphi (N-1) K_s - R_{DLS}$$

Donde los términos ya han sido explicados anteriormente.

A. CRITERIO DE JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA.

La justificación económica de la reserva se obtendrá cuando el costo social por el corte sea superior a la inversión necesaria para evitar la ocurrencia del mismo.

El corte se puede evitar mediante la instalación de potencia de transformación fija, o también se puede reducir con la disponibilidad de transformación móvil en lugares estratégicos.

En el caso de disponibilidad de reserva fija, se puede evitar por completo el corte de energía, pero la disponibilidad de esta reserva servirá solo para esa instalación.

En el caso del uso de reserva móvil, el corte tendrá una duración requerida para el transporte de la unidad móvil y su conexión, pero la justificación económica de la disponibilidad se verá incrementada por reducir los cortes de varias instalaciones transformadoras.

i. Valorización del corte

El corte debe ser evaluado según su magnitud y duración. Además de la potencia cortada y la duración del corte, debe considerarse cuál es el valor unitario aplicable de la energía no suministrada y si la misma se incrementa con la duración del corte.

La norma NTCSE prevé una valorización de la energía no suministrada básica de 0,35 USD/kWh (originalmente de 1 USD/kWh) y con un valor creciente con la duración del corte, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CU_{ENS_{Ti}} = CU_{ENS_{To}} \frac{T_i}{T_b}$$

Siendo:

$CU_{ENS\ To}$ = Costo básico de la energía no suministrada.

$CU_{ENS\ Ti}$ = Costo de la energía no suministrada por un corte de duración Ti.

Ti = Tiempo de duración del corte.

Tb = Tiempo de corte tolerado en la norma 4 h.

Aplicando la fórmula de la NTCSE, tendríamos por un corte de 24 h (1 día) y de 48 h (2 días) que el valor del costo unitario de ENS alcanzaría lo indicado en la **tabla 8-1.**

	Corte 24 h	Corte 48 h
Base 0,35 USD/kWh	2,1 USD/kWh	4,2 USD/kWh

Tabla 8-1: Valor del CENS según duración del corte

La existencia de un corte supone una gran cantidad de inconvenientes, tales como:

- Impedimento de producción.
- Incomodidad e inseguridad social.
- Pérdidas en los comercios.
- Dificultades de tránsito.

El costo de la energía no suministrada depende de cada sociedad y su determinación se basa en la estimación que produce la falta de suministro eléctrico, por lo que se recomienda su revisión con cierta frecuencia.

ii. Consideraciones básicas para la determinación de la potencia firme

Resulta importante analizar la situación en la que se encuentra la instalación para determinar la potencia/demanda firme.

Tal como indicamos anteriormente, la potencia firme se define como:

$$D_{firme} = P_T \text{Cos}\varphi \left(N-1\right) K_S - R_{DLS}$$

En el caso en que la instalación solo disponga de un transformador y que la red secundaria sea aislada, no hay posibilidad de disponer de reserva, por lo que no existe potencia firme (esta es igual a 0). En caso de falla el corte es total.

Por lo tanto, el análisis se puede dividir en los casos en que:

- No exista potencia firme.
- Exista potencia firme.

1. No existe potencia firme

En este caso, se dispone de un solo transformador de potencia y redes secundarias aisladas. En caso de producirse una falla, el corte es total hasta la disposición de reserva.

El valor probabilístico del perjuicio del corte puede calcularse como:

$$C_F = X_F . P_{MED} . T_C . Cu_{ENS_o} \frac{T_C}{4\,hs} Kin$$

Donde:

C_F = Costo del corte o la falla.

X_F = Tasa de falla anual.

P_{MED} = Potencia media del corte.

T_C = Duración del corte.

CU_{ENSo} = Costo básico de la energía no suministrada.

K_{in} = Coeficiente de capitalización a la tasa i y la cantidad de años n.

Si dividimos por la potencia media, se obtiene el valor del costo de potencia interrumpida, posibilitando determinar como conveniente la reserva en el caso en que el costo de la transformación de reserva resulte inferior.

$$C_{F/P_{MED}} = X_F . T_C . Cu_{ENSo} \frac{T_C}{4\,hs} Kin$$

A modo de ejemplo, se efectúa un cálculo considerando los siguientes valores:

C_F = Costo de la falla.

X_F = Tasa de falla 0,5 a 1%.

T_C = 48 h y 168 h.

CU_{ENS} = 0,35 USD/kWh.

K_{in} = 10.

El valor del costo de la potencia interrumpida resulta lo indicado en la **tabla 8-2.**

	Tasa de falla X_F 0,5%		**Tasa de falla X_F 1%**	
Tc	48 h	168 h	48 h	168 h
$C_{FALLAS/P_{MED}}$	10 USD/kW año	35 USD/kW año	20 USD/kW año	70 USD/kW año

Tabla 8-2: Costo de la potencia interrumpida sin la existencia de potencia firme

Siendo el costo de compra del transformador, obra civil y obra electromecánica para su conexionado del orden de 20 a 25 USD/kW, resultaría justificable la disponibilidad de reserva en los casos en que el costo de la potencia interrumpida resulte inferior.

2. Existe potencia firme.

Teniendo en cuenta que la potencia firme se define como la capacidad de alimentación de la SET en condiciones de N-1 y además considerando la capacidad de sobrecarga de los transformadores, según la norma de aplicación, podemos analizar el siguiente caso. Sabiendo que el valor probabilístico del perjuicio del corte puede calcularse como:

$$C_F = X_F.D_{MSR}.X_h.T_c.\frac{X_h.T_c}{4\,hs}.K_{in}.Cu_{ENS_o}$$

A modo de ejemplo, se efectúa un cálculo considerando los siguientes valores:

C_F = Costo de la falla.

X_F = Tasa de falla 0,5 a 1%.

D_{MSR} = Demanda máxima sin reserva (20% - 40% en más de la potencia firme).

X_h = Probabilidad de horas de corte 1/6 (por demanda en exceso a la potencia firme).

T_c = Duración de falla 48 a 168 h.

K_{in} = 10.

Aplicando los valores, resulta para C_{FALLAS}/P_{MED}:

	D_{MSR} 20%		D_{MSR} 40%	
Tasa de falla Xf	0,5	1	0,5	1
Duración de la falla (h)	48	168	48	168
Costo de la falla (USD/kWh)	0,056	0,392	0,112	0,784

Tabla 8-3: Costo de la potencia interrumpida con potencia firme disponible

Para este caso, los valores resultantes del ejemplo (**ver la tabla 8-3**) no justificarían la disposición de reserva fija. En general, no se justificaría cuando se dispone de dos o más transformadores y la falta de reserva es parcial.

B. MODALIDADES DE DISPOSICIÓN DE LA RESERVA.

La reserva se puede disponer en dos formas:

- Fija instalada.
- Móvil.

La reserva fija se adecuará a las condiciones de la instalación y de acuerdo con la aplicación de los criterios técnico-económicos mencionados anteriormente.

En cuanto a la reserva móvil, esta tiene como ventaja la posibilidad del aprovechamiento entre varias instalaciones dentro de una región y como contrapartida, el hecho de que su capacidad está limitada a las posibilidades de transporte por las vías de comunicación.

Se considera conveniente proceder al dimensionamiento de la misma en función de la localización de las instalaciones sin reserva que necesitan de ella.

Así mismo, será posible realizar una comparación técnico-económica entre la conveniencia de disponer de reserva fija o móvil.

C. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA DISPONIBILIDAD DE RESERVA FIJA O MÓVIL.

La decisión de utilización de reserva fija o móvil debe analizarse en función de la conveniencia económica de una u otra solución.

La conveniencia económica de disponibilidad de reserva fija se calcula con la expresión:

$$C_{CC_F} = D_{MC}.T_{Ce}.Cu_{ENS_o}.\frac{T_{ce}}{4\,hs}.X_F.K_{in}$$

Donde:

C_{CCF} = Costo del corte evitado por instalación fija.

D_{MC} = Demanda media del corte evitado.

T_{Ce} = Tiempo del corte evitado (entre 48 y 168 h).

CU_{ENSo} = Costo básico de ENS.

X_F = Tasa de falla del campo del transformador.

K_{in} = Coeficiente de capitalización.

Por el caso de tratarse de reserva móvil, debe considerarse que un transformador móvil cubre una cantidad N de estaciones transformadoras, pero que para disponer de ello hace falta un mínimo de tiempo de traslado (TL), por lo cual la conveniencia económica en este caso resulta:

$$C_{Ce_N} = D_{MC}.(T_{Ce} - TL).Cu_{ENS_o}.\frac{(T_{ce} - TL)}{4\,hs}N.X_F.K_{in}$$

Donde:

C_{CeN} = Costo de corte evitado móvil.

TL = Tiempo de traslado (96 h).

N = Numero de SE auxiliadas por el equipo móvil.

Teniendo en cuenta que el TL asume el tiempo medio de traslado desde deposito o desmontaje de SE, traslado hacia SE con falla e instalación.

A partir de estas ecuaciones desarrolladas, se calcula la rentabilidad de ambas soluciones optándose por la más rentable.

Si hacemos los cálculos de ahorro por kW de demanda cortada con los supuestos de:

Cu_{ENS} = 0,35 USD/kWh, X_F = 1%, N = 10, T_{Ce} =120 h y TL = 96 h.

Resulta:

$$C_{CC_F}\left(\frac{USD}{kW}\right) = 126\,{}^{USD}\!/_{kW}$$

$$C_{Ce_N}\left(\frac{USD}{kW}\right) = 50,4\,{}^{USD}\!/_{kW}$$

Como puede observarse, el costo del corte evitado en el caso de reserva fija es superior al de reserva móvil dado que no existe la necesidad de traslado e instalación entre SE, por lo que el tiempo de corte evitado es mayor con la reserva fija.

En estos casos, resultaría recomendable la aplicación de reserva fija por resultar mayor el costo evitado, aunque en ambos casos se verifica que el costo del corte evitado es mayor al valor de la compra del transformador, obra civil y obra electromecánica, estimado en 25 USD/kW.

D. RANGOS DE DISPONIBILIDAD DE RESERVA FIJA O MÓVIL.

La disponibilidad de potencia de reserva fija es posible en todos los rangos de potencia.

En cambio, la disponibilidad de potencia móvil queda restringida a las posibilidades de transporte, en forma ágil y sin necesidad de desarme ni rearmado de unidades.

Es así como la potencia unitaria móvil montada sobre carretón en las tensiones de 220 kV a 132 o 60 kV o 132 o 60 kV/ a MT se restringe a un máximo de 20 MVA, determinable de acuerdo con los requisitos técnicos de potencia de reserva.

El otro factor por considerar es que la potencia de reserva disponible debe ser transportable e instalada y puesta en operación en un plazo máximo que se estima en 96 h, lo cual determina un rango del área a cubrir por la misma. Por lo tanto, el dicho rango debe calcularse considerando las dificultades del camino para cada caso particular, descontando los tiempos de instalación y puesta en operación.

B.1.2 Configuración de la transformación a redes de MT con dos niveles de tensión

Se presenta a continuación los criterios recomendados para seleccionar la mejor opción en cuanto a capacidad y configuración de los transformadores a instalar para atender el futuro incremento de demanda en las estaciones transformadoras AT/MT que requieran transformación a dos niveles de tensión (10 o 13,2 kV y 23 kV.)

Puede mencionarse que desde el punto de vista operativo, existen ventajas en utilizar dos transformadores independientes por nivel de tensión para atender el futuro incremento de demanda en las estaciones transformadoras AT/MT que requieran transformación a 10 o 13,2kV y 23 kV, en lugar de un transformador de tres arrollamientos.

Con la finalidad de demostrar la citada conveniencia, se presenta a continuación una evaluación técnico – económica de tres posibles alternativas:

a. Transformadores de 3 arrollamientos, considerando 2 sub variantes:

- Transformador 60/23/10 kV (25/15/10 MVA).
- Transformador 60/23/10 kV (25/25/25 MVA).

b. Transformadores en cascada: 60/23 (25 MVA) kV y 23/10 (10 MVA) kV (en paralelo).

c. Transformadores separados: 60/23 (15 MVA) kV y 23/10 (10 MVA) kV.

Desde el punto de vista económico, las alternativas resultan comparables considerando los costos de instalación, pérdidas y energía no suministrada, pero desde el punto de vista operativo, existen numerosas ventajas a favor del uso de transformadores en cascada o separados.

La opción de transformador de 3 arrollamientos resulta de menor costo considerando la instalación y pérdidas, pero otorgan peor calidad de suministro (cuantificable con el costo de ENS), peor calidad de producto y elevación significativa de las corrientes de cortocircuito. Estos aspectos hacen recomendable el empleo de transformadores de 2 arrollamientos.

Se presenta a continuación el análisis de las alternativas evaluadas.

A. DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS

Tomando en cuenta la configuración requerida en las subestaciones a analizar y las capacidades existentes en los transformadores disponibles en dichas subestaciones, se consideró para el análisis tres alternativas, factibles técnica y económicamente.

- Alternativa A y A1: transformador de 3 arrollamientos 60/10/23 kV.
- Alternativa B: 2 etapas de transformación en cascada.
- Alternativa C: Atención de los niveles de MT directamente de MAT.

a. Alternativa A y A1: transformador de 3 arrollamientos 60/10/23 kV.h

Se ha considerado dos variantes para esta alternativa; la primera (Alternativa A), considerando potencias diferentes en cada arrollamiento, y otra (Alternativa A1) para la que se consideró la misma potencia en los tres arrollamientos.

Para esta **alternativa A** se ha considerado regulación bajo carga en el lado de 60 kV del transformador, una potencia del lado de 60 kV de 25 MVA y potencias en MT de 15 MVA en el lado de 23 kV y de 10 MVA en el lado 10 kV.

La **ilustración 8-1** que se presenta a continuación representa la **alternativa A**.

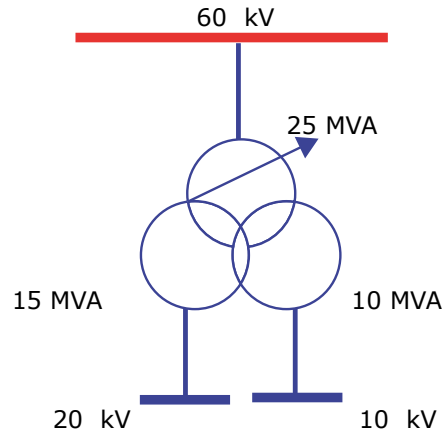


Ilustración 8-1: Alternativa A, transformador de 3 arrollamientos con distinta capacidad en sus arrollamientos

Para el caso de la **alternativa A1**, se considera la misma configuración que en la alternativa anterior, pero con una capacidad de 25 MVA en ambos arrollamientos secundarios.

En la **ilustración 8-2** se representa la alternativa propuesta.

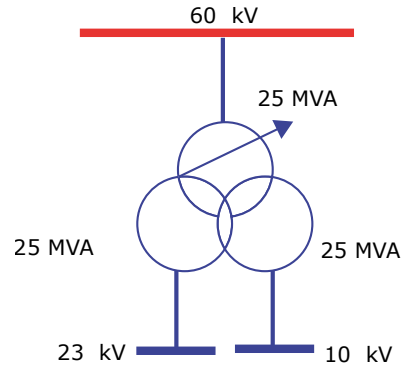


Ilustración 8-2: Alternativa A1, transformador de 3 arrollamientos con igual capacidad en sus arrollamientos

b. Alternativa B: 2 etapas de transformación en cascada

Esta alternativa considera una doble transformación en cascada. Un transformador en 60/23 kV, de 25 MVA de capacidad, y un transformador de 23/10 kV; 10 MVA de capacidad. Todos los transformadores cuentan con regulación bajo carga en el lado primario, tal como se indica en la **ilustración 8-3.**

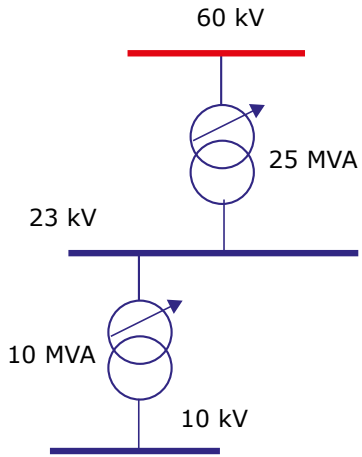


Ilustración 8-3: Alternativa B, transformación en cascada

c. Alternativa C: Atención de los niveles de MT directamente de MAT

En esta alternativa, se considera un transformador de 60/23 kV, 15 MVA, y un transformador de 60/10 kV, 10 MVA; ambos transformadores tienen regulación bajo carga en el lado primario, tal como muestra la siguiente **ilustración 8-4.**

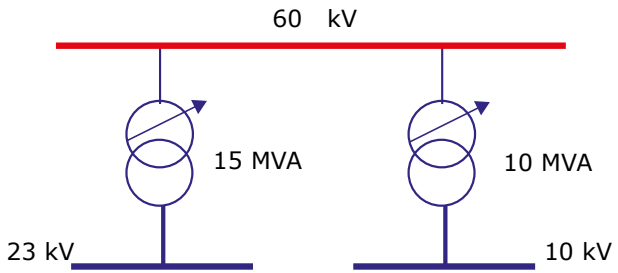


Ilustración 8-4: Alternativa C con diferentes niveles de tensión en el secundario

B. CRITERIOS CONSIDERADOS EN LA EVALUACIÓN

A efectos de la realización de la evaluación técnica–económica de las alternativas anteriormente descritas, se consideró los siguientes aspectos:

- Costos de los equipos y su instalación.
- Costos de pérdidas capitalizadas.
- Regulación de tensión.
- Impacto en la calidad de suministro.
- Potencia de corto circuito.
- Flexibilidad de utilización.

Estos aspectos se evaluaron cuantitativa y cualitativamente, según se indica a continuación:

a. Costos de los equipos y su instalación

Desde la perspectiva de los costos de instalación, tomando en cuenta costos estándar vigentes de los equipos de transformación e instalación, las alternativas A y A1 serían ligeramente las de menores costos y además la alternativa A1 presenta amplia flexibilidad de potencia disponible. No obstante, las potencias disponibles en MT no son en los cuatro casos iguales, existiendo mayor disponibilidad en 23kV en las alternativas A1 y B.

La **tabla 8-4** muestra el detalle de los costos de equipos e instalación para las tres alternativas.

Alternativa	Descripción del transformador		Costo del transformador instalado (USD)	Costo de campos 60 kV instalados (USD)	Costo de campos MT instalados (USD)	Costo total alternativa (USD)
	(kV)	(MVA)				
A	60/20/10	25/15/10	594 352	171 261	115 728	881 341
A1	60/20/10	25/25/25	717 284	171 261	115 728	1 004 274
B	60/20	25	497 397	171 261	69 216	1 151 229
	20/10	10	297 626	171 261	115.728	
C	60/20	25	379 766	171 261	69 216	1 153 923
	60/10	10	315 906	171 261	46 512	

Tabla 8-4: Evaluación de las alternativas de transformación AT/MT

b. Costos de pérdidas capitalizadas

Para el cálculo de las pérdidas capitalizadas, se aplicó la siguiente ecuación cuyos resultados se indican más adelante en la **tabla 8-5.**

$C_{Pk} = (P_{fe} \times 8760 + P_{Cu} \times t_{eqP}) \times C_e \times K_{in}$

Dónde:

t_{eqP} : Tiempo anual equivalente de pérdidas: 4.000 horas.

C_e : Costo monómico de la electricidad: 40 USD/MWh.

K_{in} : Factor de capitalización, utilizando tasa de 12% y período de vida útil del transformador.

P_{fe} : Pérdidas en el hierro del transformador.

P_{cu} : Pérdidas en el cobre del transformador.

Alternativa	Descripción del transformador		Ppot (kW)			Costo capitalizado por equipo (USD)	Costo total alternativa (USD)
	(kV)	(MVA)	Pcu	Pfe	Total		
A	60/20/10	25	93	15	108	161 516	161 516
A1	60/20/10	25	75	15	90	138 142	138 142
B	60/20	25	89	13	102	151 469	212 399
	20/10	10	36	5	41	60 930	
C	60/20	15	54	13	66	105 164	166 094
	60/15	10	36	5	41	60 930	

Tabla 8-5: Costo de las pérdidas en la evaluación de alternativas de transformación AT/MT

c. Regulación de tensión

En las alternativas A y A1 la existencia de un transformador de tres arrollamientos no permite una adecuada regulación de tensión en los dos secundarios de MT (23 y 10 kV). En este sentido, si se privilegia el ajuste de la tensión en uno de los secundarios, en el otro aparecerá la tensión algo mayor o menor a la requerida, según el nivel de carga relativa. Esto puede llevar a una diferencia de tensión respecto de la requerida del 5% o más, con lo cual, en algunos casos operativos, resultaría difícil cumplir con los rangos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) vigente en el país.

Por otro lado, tanto la alternativa B como la C permiten una adecuada regulación de tensión en las barras MT; dado que se está considerando subestaciones AT/MT con regulación bajo carga, la caída de tensión máxima admitida en redes de distribución MT admite un rango de hasta 5% en redes urbanas y 8% en redes rurales. Por último, se cuenta con tomas de regulación en los transformadores MT/BT que permitirían cumplir con holgura lo requerido en la NTCSE.

d. Impacto en la calidad de suministro

En las alternativas A y A1 la salida del transformador de tres arrollamientos afectaría ambos sistemas de MT (23 y 10 kV) por lo que el impacto de una falla del transformador en la confiabilidad del servicio sería grande en estas alternativas, resultando menor el impacto en la alternativa A1 debido a la mayor disponibilidad de potencia en 10kV.

En la alternativa B, la salida de 60 kV podría no afectar el nivel de 10 kV (ya que se podría utilizar las reservas eventualmente disponibles en 20 kV). Asimismo, la salida del transformador de 23/10 kV no impactaría en el nivel de 20 kV.

Por otro lado, en la alternativa C, el impacto de la salida del transformador también sería reducido en cada nivel de tensión MT.

Se ha realizado una evaluación económica de las implicancias por la energía no suministrada debido a la falla en transformadores, en las 3 alternativas consideradas.

Para los transformadores de 3 arrollamientos, se ha considerado, por sus dimensiones y conexionados, mayores tiempos de restablecimiento de servicio.

También se ha considerado para las 4 alternativas que los transformadores están duplicados, que su nivel de carga es del 85%, que la capacidad de sobrecarga es del 20% y que, sin utilizar las barras de SET, se puede recuperar un 10% de la carga a través de la red MT.

La evaluación realizada se muestra la **tabla 8-6.**

Alternativa	Pot. Perd [MW]	Tasa [%]	N° Equipos	Duración [h]	E	Kcu	CU ENS [USD/kWh]	Costo ENS [USD]
A	7,5	3	2	48	4,8	8,06	0,35	292 481
A1	1,875	3	2	48	4,8	8,06	0,35	73 120
B	1,875	2	4	24	2,4	8,06	0,35	24 373
C	3,75	2	4	24	2,4	8,06	0,35	48 747

Tabla 8-6: Resultados de la evaluación del CENS en la alternativas de transformación AT/MT

e. Potencia de corto circuito

Las potencias de corto circuito límites recomendables para los niveles de 20 y 10 kV son las correspondientes a 550 MVA en 23 kV (16 kACC) y 275 MVA en 10 kV y 365 MVA en 13,2 kV (16 kACC).

Considerando esta limitación, la máxima potencia de cortocircuito aparece sobre 10 kV en la alternativa A1, siendo en este caso la potencia de cortocircuito para una reactancia del 10% de 250 MVA, la cual corresponderá a 14,43 kA.

Se observa que no habría inconvenientes con estos niveles de corriente de cortocircuito.

f. Flexibilidad de utilización

Respecto de la disponibilidad de potencia en cada nivel de tensión MT (23 o 10 kV) se observa lo siguiente:

- En la alternativa A, la flexibilidad es nula, pues está limitada a la selección de las potencias de los bobinados secundarios de las máquinas.
- La alternativa A1 ofrece flexibilidad de uso debido a la disponibilidad de 25 MVA de potencia en cada secundario.
- La alternativa B muestra la posibilidad de disponer de toda la potencia en 20 kV y también en la tensión de 10 kV mediante la utilización de un número mayor de transformadores 20/10 kV o incrementar la capacidad necesaria en función del crecimiento de la demanda.
- En la alternativa C, la selección de la potencia de los transformadores puede adaptarse a los requerimientos de la demanda en cada nivel de tensión.
- Además, debe tenerse en cuenta que en estas áreas se debe buscar que el desarrollo mayor sea en la tensión de 23 kV y el desarrollo de 10 kV quede congelado.

C. CONCLUSIÓN

Si bien las opciones de transformador de 3 arrollamientos (alternativa A y A1) resultan las de menor costo considerando la instalación y pérdidas, estas alternativas brindan una peor calidad de suministro (cuantificable con el costo de ENS) y peor calidad de producto.

Teniendo en cuenta que las diferencias en el costo total resultan poco significativas, resulta recomendable el empleo de transformadores de 2 arrollamientos. La elección entre las dos opciones de transformadores de dos arrollamientos dependerá de la repartición de potencias a servir en ambas tensiones:

- Si ambas son de igual magnitud, se recomienda utilizar la alternativa C.
- Si predomina la demanda en 20 kV sobre la de 10 kV, se recomienda utilizar la alternativa B.

El resumen de todas las alternativas analizadas se encuentran en la **tabla 8-7.**

Alternativa transformadores	Costo total equipamiento (USD)	Costo total perd. capitaliz. (USD)	Costo ENS (USD)	Costo total (USD)
A) 60/20/10 kV (25/15/10 MVA)	881 341	161 516	292 481	335 338
A.1) 60/20/10 kV (25/25/25 MVA)	1 004 274	138 142	73 120	1 215 536
B) En cascada 60/20kV (25 MVA) y 20/10kV (10 MVA)	1 151 229	212 399	24 373	1 388 002
C) 60/20 kV (15 MVA) y 60/10 kV (10 MVA)	1 153 923	166 094	48 747	1368 763

Tabla 8-7: Resumen del costo total de las alternativas de transformación AT/MT

B.1.3 Caso de aplicación de criterios de N-1 en transformadores en subestaciones AT/MT en zonas de alta densidad de demanda

A efectos de mejorar la calidad de suministro, se considera conveniente contar con un mayor grado de reserva en la red de MT incorporando criterios de N-1 en las SET AT/MT en zonas de alta densidad de demanda, las cuales hasta el momento no han sido consideradas para la transformación AT/MT. En forma consistente, se recomienda también limitar la carga máxima de los alimentadores de MT considerada para la planificación a un valor máximo del 66% de su carga nominal. Este límite permitiría utilizar sólo dos vínculos para respaldar la red de MT (en buena proporción subterránea) en el caso de salida de servicio de un alimentador.

El uso de estos criterios permitirá una mejora en la calidad del suministro, evitando posibles interrupciones prolongadas en el caso de falla de un transformador. Si bien la tasa de falla de un transformador es baja, el impacto que se produciría en el suministro eléctrico ante la falla del mismo es muy alto como para no ser tenido en cuenta como criterio de planificación.

A efectos de demostrar la conveniencia de utilizar el criterio de N-1, se efectuó una comparación técnico-económica de utilizar el criterio de N-1 frente a utilizar los transformadores en su máxima capacidad sin contemplar este criterio. Para efectuar las comparaciones, se determinó el costo total por unidad de demanda abastecida expresado en USD/MVA

A continuación, se presenta los módulos evaluados y las demandas abastecidas por los transformadores en cada caso.

La potencia firme (demanda abastecida) es igual a:

$$Demanda_{Abastecida} = (N-1) \times PNT_{Trafo} \times K_{sobrecarga\ admiosible} + ReservaMT$$

En el caso de la operación en condición N-1, se ha considerado que la capacidad de sobrecarga de los transformadores que permanecen en servicio es del 25%, dado el corto periodo de presencia de la demanda máxima anual.

Se presenta en la **tabla 8**-8 la demanda posible de abastecer, cumpliendo con el criterio de N-1 y el de utilización a su máxima capacidad, considerando dos módulos de transformación típicos actualmente utilizados en las áreas de alta densidad de demanda.

Transformación 60/10 kV							
Módulos cumpliendo N-1				Módulos a capacidad máxima			
Módulo	Capacidad SET [MVA]	Capacidad firme [MVA]	Demanda abastecida [MVA]	Módulo	Capacidad SET [MVA]	Capacidad firme [MVA]	Demanda abastecida [MVA]
3 x 25	75	63	63	3 x 25	75	63	75
3 x 40	120	100	100	3 x 40	120	100	120

Tabla 8-8: Demanda abastecida con criterio N-1 versus capacidad máxima

Los resultados obtenidos confirman la conveniencia de avanzar en la utilización de criterios de N-1 debido a que las menores pérdidas y costo de la ENS compensan los mayores costos de inversión y mantenimiento, tal como puede observarse en la **tabla 8-9.**

El resultado del análisis evidencia que la valorización de la ENS resulta inferior para el caso de N-1, y combinado con el ahorro de pérdidas, los costos totales del uso del criterio de N-1 resultan semejantes, lo que reafirma aún más la conveniencia de cumplir con el N-1.

Transformación 60/10 kV					
Costos totales presentes cumpliendo N-1					
Módulo	Inversión [USD/MVA]	OyM [USD/MVA]	ENS [USD/MVA]	Pérdidas [USD/MVA]	Total [USD/MVA]
3 x 25	26 671	4 079	3 484	20 255	54 459
3 x 40	20 963	3 206	2 574	21 744	48 487
Costos totales presentes con capacidad máxima					
Módulo	Inversión [USD/MVA]	OyM [USD/MVA]	ENS [USD/MVA]	Pérdidas [USD/MVA]	Total [USD/MVA]
3 x 25	22 226	3 399	5 600	23 984	55 209
3 x 40	17 469	2 671	4 690	25 911	50 741

Tabla 8-9: Costos totales N-1 versus capacidad máxima

ANEXO C: RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE LAS EMPRESAS DEL PERÚ PARA LOS AÑOS 2015 Y 2016

A continuación, se presenta los resultados obtenidos del análisis de la calidad de suministro de las empresas del Perú para los años 2015 y 2016, discriminando por zona (costa, selva y sierra) y por área urbana o rural, según los siguientes indicadores:

- Frecuencia de interrupciones por cliente ($SAIFI_{MT}$) expresada en Int/cliente.año.
- Tiempo medio de recuperación ($CAIDI_{MT}$) expresado en h/interrupción.
- Duración total de la interrupción por cliente ($SAIDI_{MT}$) expresada en h/cliente.año.
- Tasa de falla (Int/100 km de red MT).
- Interrupciones programadas.

C.1 $SAIFI_{MT}$

El $SAIFI_{MT}$ medio del total de las empresas analizadas fue de 8,1 en 2015 y 8,0 en 2016. Sin embargo, las distintas empresas presentan un rango de indicador que abarca desde 3,2 en 2015 y 2,7 en 2016 (Luz del Sur) hasta 19,7 en 2015 y 16,0 en 2016 (Electro Sur Este).

Se muestra en las **ilustraciones 8-5 y 8-6** el $SAIFI_{MT}$ discriminado por cada empresa y zona, para los años 2015 y 2016.

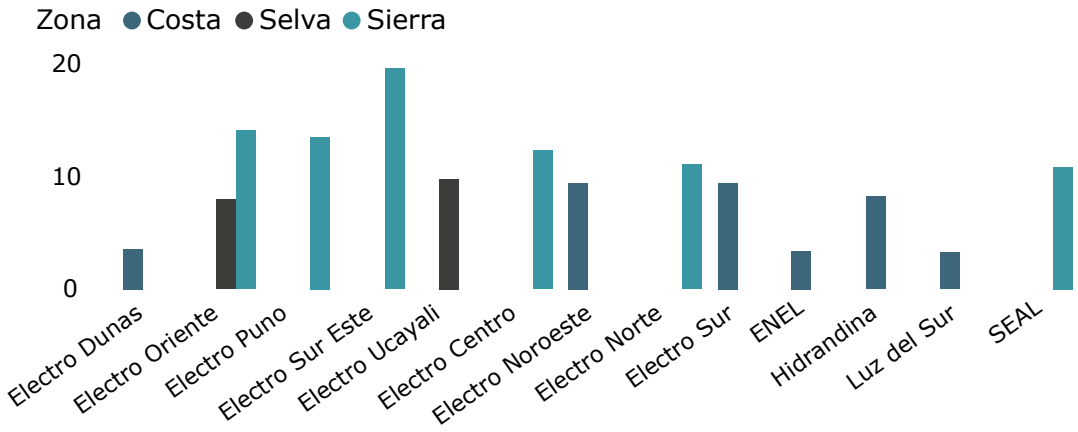


Ilustración 8-5: $SAIFI_{MT}$ por empresa y zona – 2015

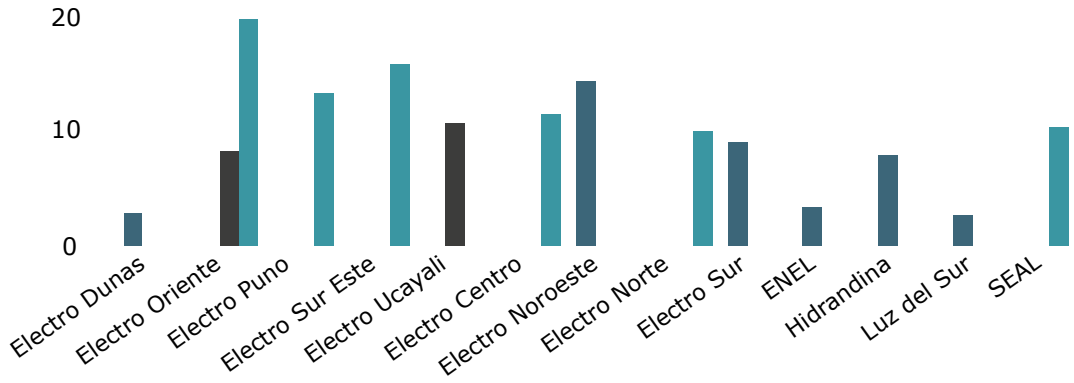


Ilustración 8-6: $SAIFI_{MT}$ por empresa y zona - 2016

A continuación se muestra las conclusiones del análisis del indicador general por zona, sector típico de distribución, causas predominantes y magnitud de interrupciones.

C.1.1 $SAIFI_{MT}$ por zona

Se ha analizado el indicador discriminando por tipo de zona: costa, selva y sierra. **Ver ilustración 8-7.**

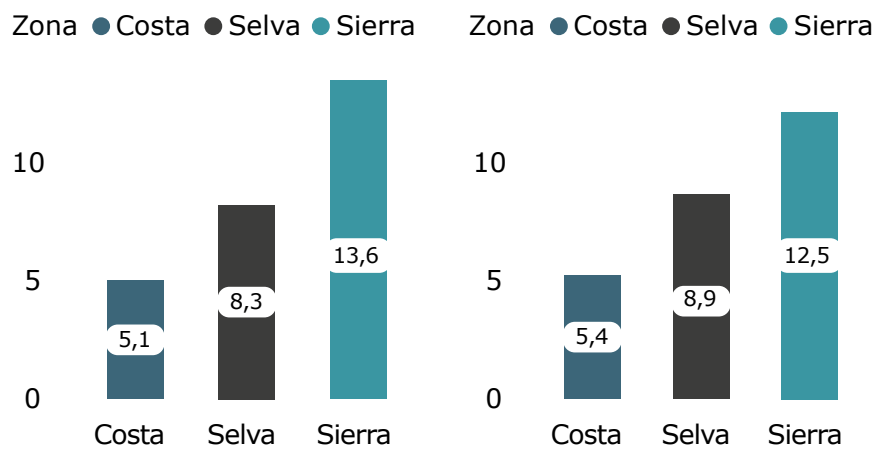


Ilustración 8-7: $SAIFI_{MT}$ por zona en 2015 y 2016

Se evidencia la consistencia de los valores para los años analizados. El $SAIFI_{MT}$ de las empresas pertenecientes a la costa posee una media de 5,3 Int/cliente.año, con todas las empresas con un valor de SAIFIMT menor a 10 Int/cliente.año, con excepción de Electronoroeste en 2016.

El $SAIFI_{MT}$ de las empresas pertenecientes a la selva, que únicamente son Electro Ucayali y una parte de Electro Oriente, posee una media de 8,6. Las variaciones entre los indicadores de las empresas son pequeñas en relación con las otras zonas, siendo su máxima diferencia de 1,4 Int/cliente.año para la empresa Electro Ucayali en el año 2015.

El $SAIFI_{MT}$ de las empresas pertenecientes a la sierra presenta un valor medio del orden de 13 Int/cliente.año. En esta zona, se presenta una mayor dispersión entre las empresas, con desviaciones máximas de la media de 6,1 Int/cliente.año en el año 2015 y 9,9 en el año 2016.

C.1.2 $SAIFI_{MT}$ por Sector Típico de Distribución

Se muestra a continuación el análisis del $SAIFI_{MT}$ comparando los distintos sectores típicos de distribución (STD) con sus niveles de tolerancia establecidos en la normativa, considerando los sistemas eléctricos que los integran.

El $SAIFI_{MT}$ de cada STD no ha variado considerablemente entre los años 2015 y 2016, salvo por el STD6 en donde el indicador ha presentado una disminución de 19,2 a 16,5 Int/cliente.

Discriminando al indicador por zona, los cambios más pronunciados entre el 2015 y 2016 han sido la zona de costa del STD4, que ha empeorado de 14,5 a 20,7 Int/cliente, la zona de selva del STD5 que ha empeorado de 4,1 a 8,2 Int/cliente y la zona sierra del STD6 que ha mejorado de 20,7 a 17,8, tal como se presenta en las **ilustraciones 8-8 y 8-9.**

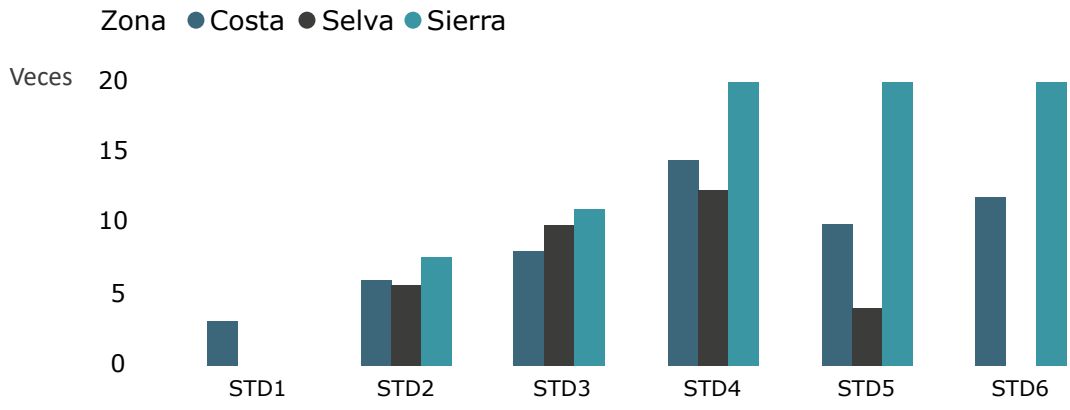


Ilustración 8-8: $SAIFI_{MT}$ por STD - 2015

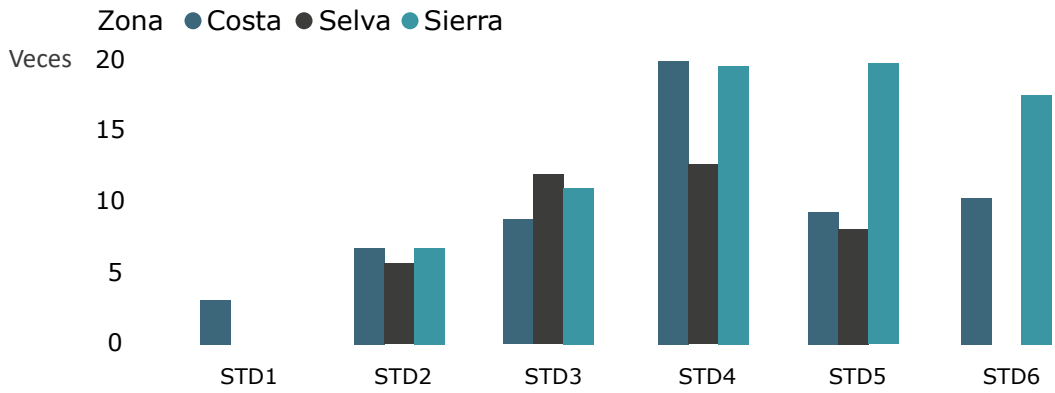


Ilustración 8-9: $SAIFI_{MT}$ por STD - 2016

El siguiente análisis del $SAIFI_{MT}$ comprende los sistemas eléctricos pertenecientes al STD en estudio.

A. STD1

La tolerancia del $SAIFI_{MT}$ para este STD es de 3 Int/cliente.año.

Los dos sistemas eléctricos que componen el STD1 han presentado niveles de $SAIFI_{MT,}$ aproximadamente un 5% mayor a su límite para el año 2016. En el 2016, Luz del Sur ha reducido su indicador de 3,16 a 2,6 Int/cliente, ubicándose por debajo del límite admisible en un 13%. ENEL mantuvo prácticamente los mismos valores que el 2015. **Ver ilustración 8-10.**

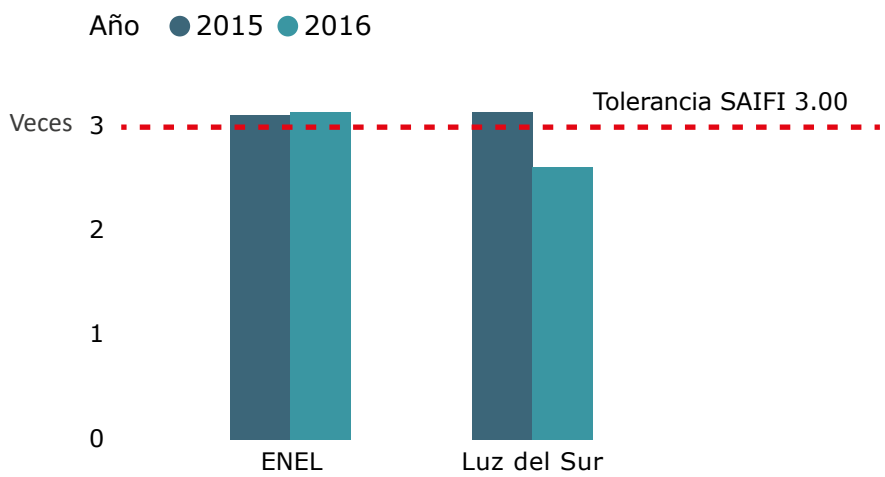


Ilustración 8-10: $SAIFI_{MT}$ del STD1 por empresa y año

Al poseer ambas empresas solo un sistema eléctrico en este STD (Norte para el caso de ENEL y Lima; Sur para el caso de Luz del Sur) sería redundante con la ilustración anterior realizar un gráfico por año del $SAIFI_{MT}$ de cada sistema eléctrico.

B. STD2

La tolerancia del $SAIFI_{MT}$ para este STD es de 5 Int/cliente.año.

Se muestra en la **ilustración 8-11** el nivel del $SAIFI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Las empresas han presentado valores de $SAIFI_{MT}$ superiores a la tolerancia admisible de 5 Int/cliente.año, salvo Electrodunas, que presentó valores del orden de la mitad, así como Luz del Sur y Electro Oriente, con valores muy cercanos. El resto de las empresas presentó valores menores a 10 Int/cliente.año, salvo Electrosur en el 2016, que estuvo levemente por encima.

Únicamente Tacna, el sistema eléctrico de Electrosur perteneciente al STD2, ha presentado un indicador mayor al doble de su tolerancia.

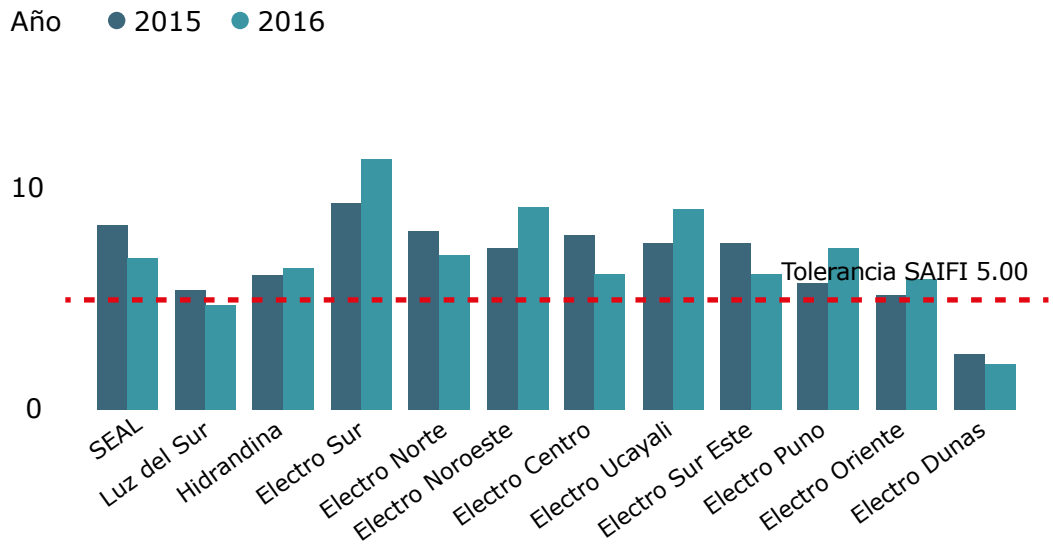


Ilustración 8-11: $SAIFI_{MT}$ del STD2 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-12, 8-13, 8-14, 8-15, 8-16 y 8-17** se muestra el $SAIFI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD2 para los años 2015 y 2016, por tipo de zona.

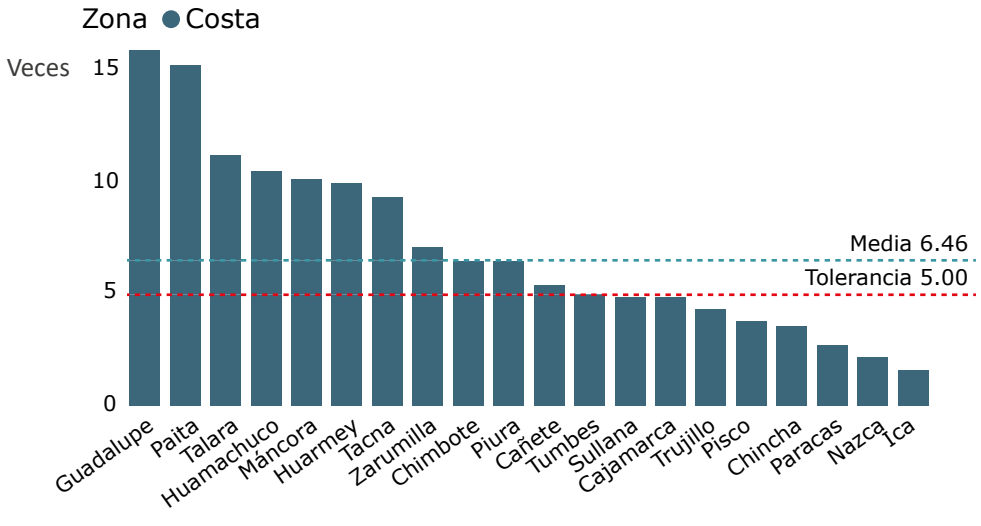


Ilustración 8-12: $SAIFI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

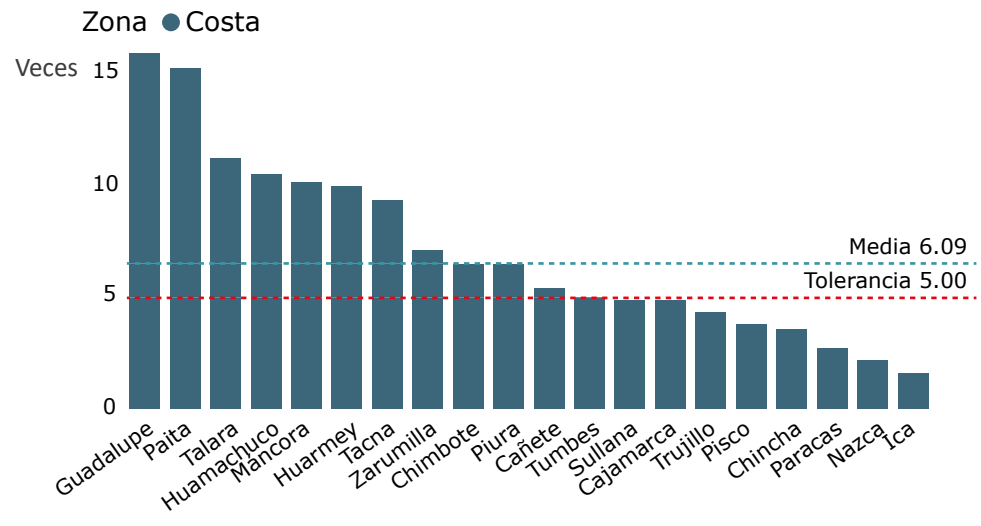


Ilustración 8-13: $SAIFI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

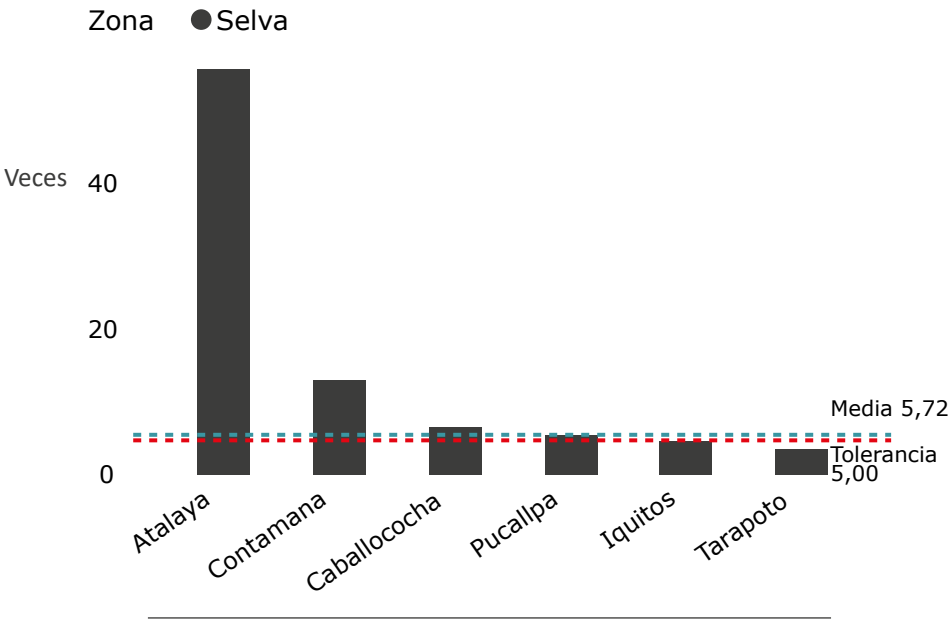


Ilustración 8-14: $SAIFI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona selva – 2015

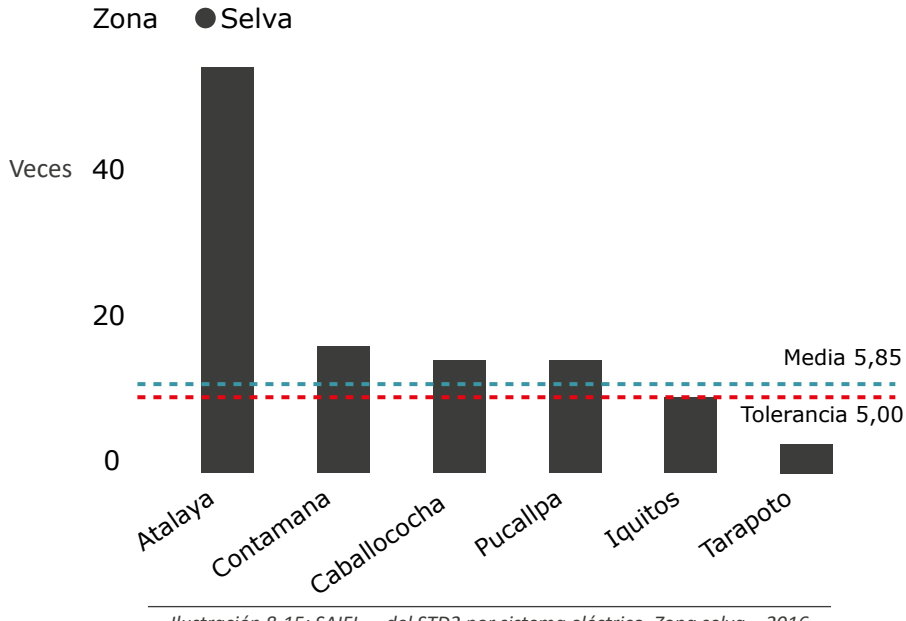


Ilustración 8-15: $SAIFI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona selva – 2016

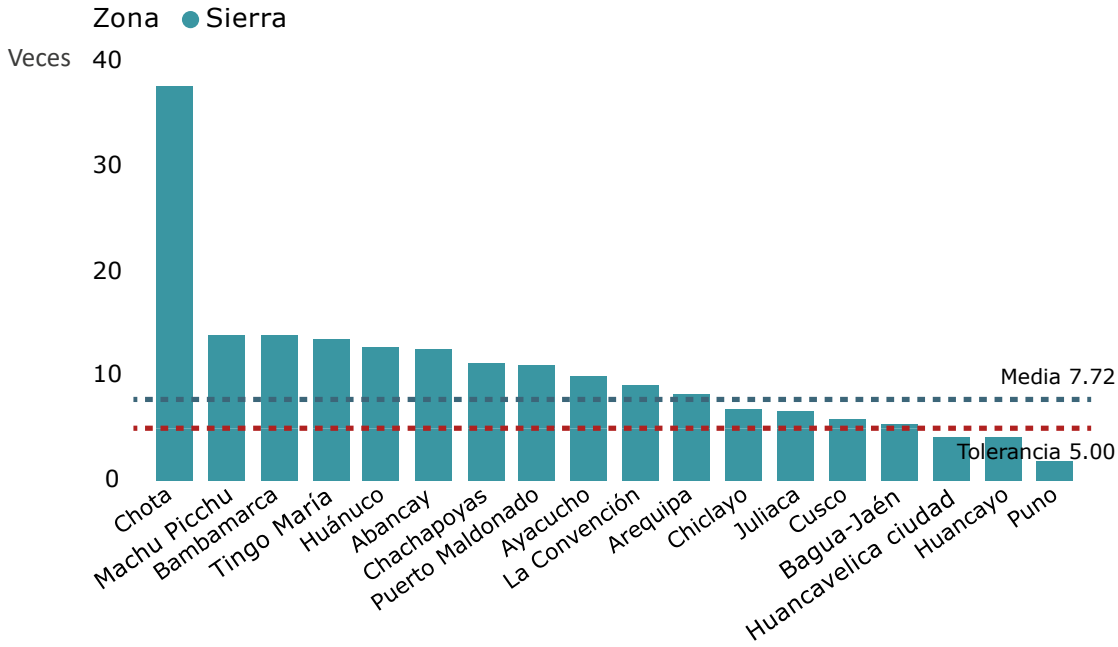


Ilustración 8-16: $SAIFI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

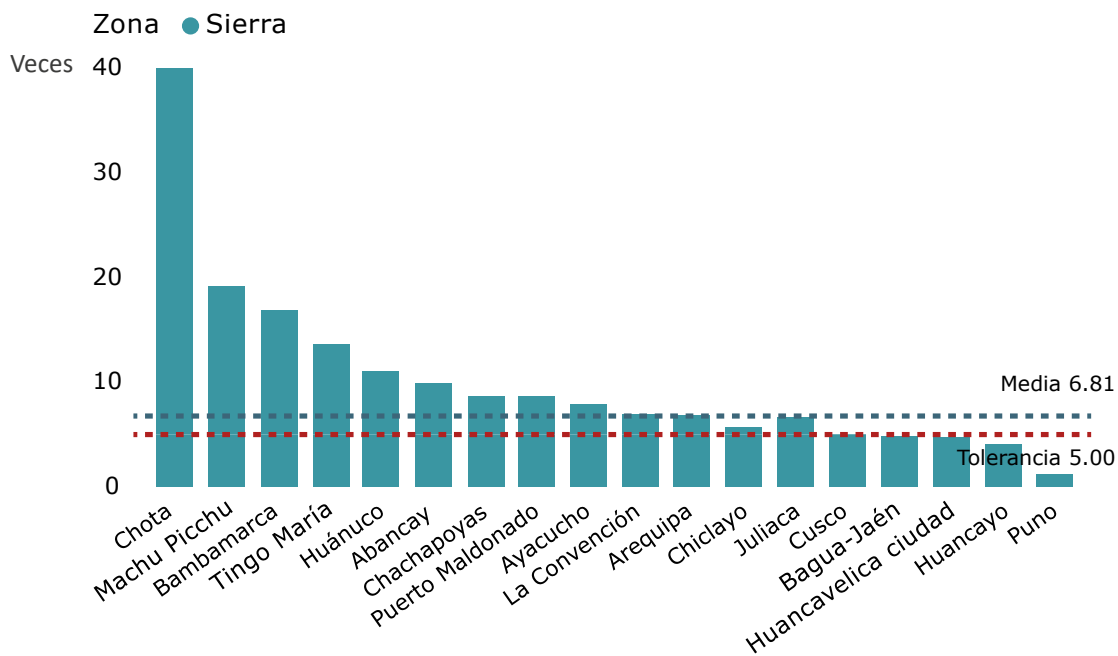


Ilustración 8-17: $SAIFI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

C. STD3

La tolerancia del $SAIFI_{MT}$ para este STD es de 7 int/cliente.año.

Se muestra en la **ilustración 8-18** el nivel del $SAIFI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Para el caso del STD3, se observa que Electro Dunas y ENEL presentan valores de $SAIFI_{MT}$ por debajo de su tolerancia en ambos años analizados y que Electrosur y Electrocentro han presentado valores en el orden del límite en el mismo periodo.

Las empresas Electro Puno y Electro Ucayali presentaron para los años 2015 y 2016 valores del orden o superiores a 25 Int/cliente.año, mayor a 3 veces la tolerancia del STD.

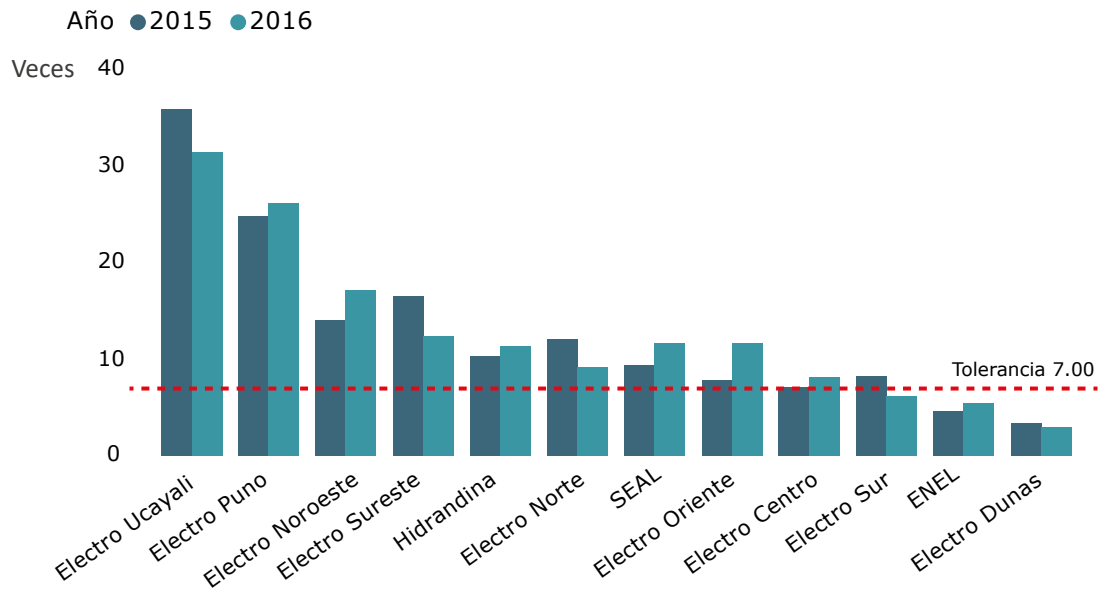


Ilustración 8-18: $SAIFI_{MT}$ del STD3 por empresa y por año

En las **ilustraciones 8-19, 8-20, 8-21, 8-22, 8-23 y 8-24** se muestra el $SAIFI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD3 para los años 2015 y 2016 por tipo de zona.

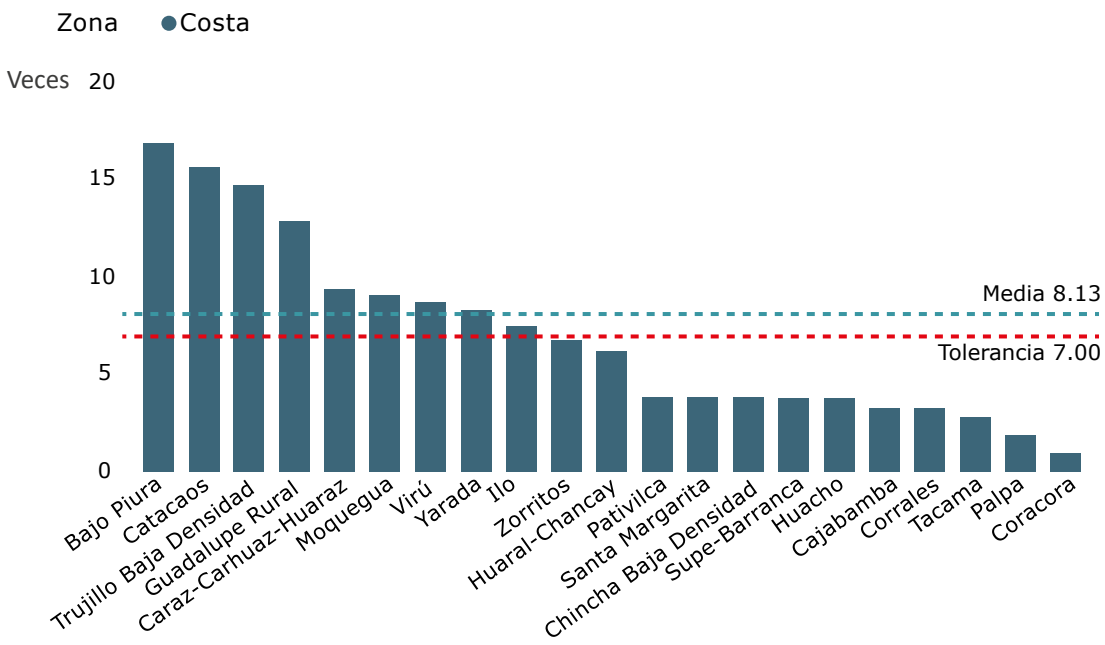


Ilustración 8-19: $SAIFI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

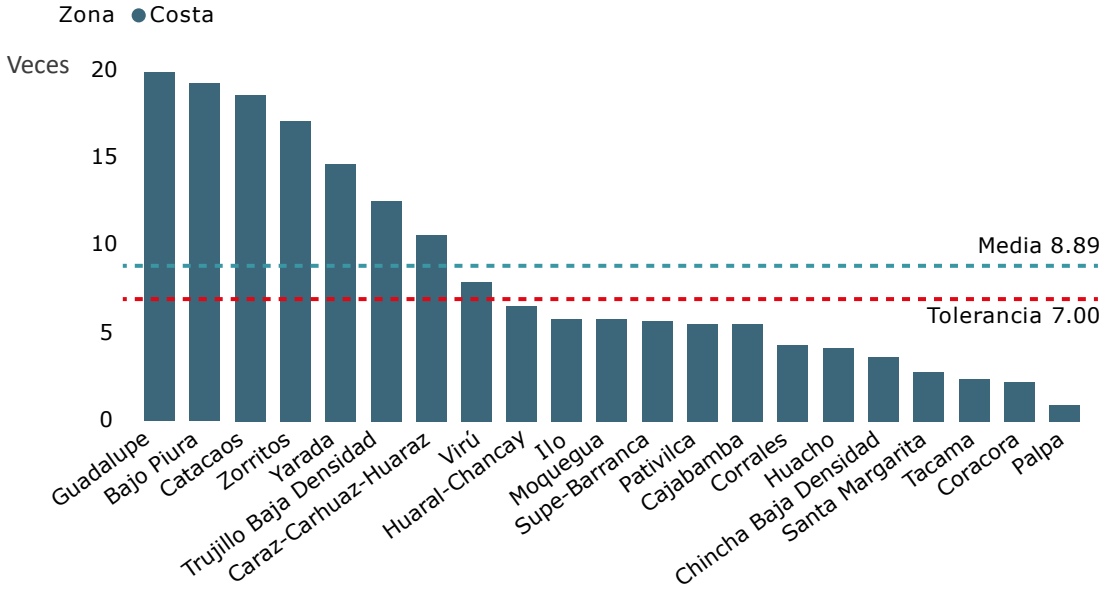


Ilustración 8-20: $SAIFI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

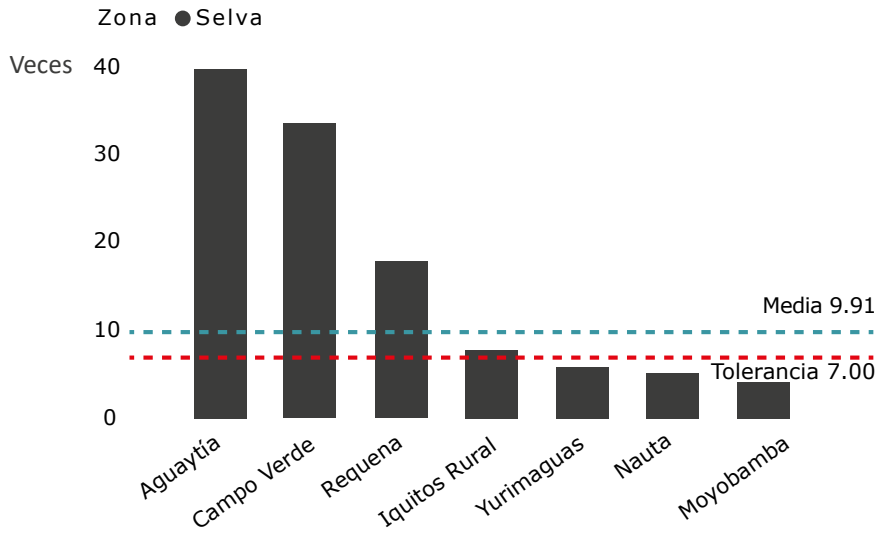


Ilustración8-21: $SAIFI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona selva – 2015

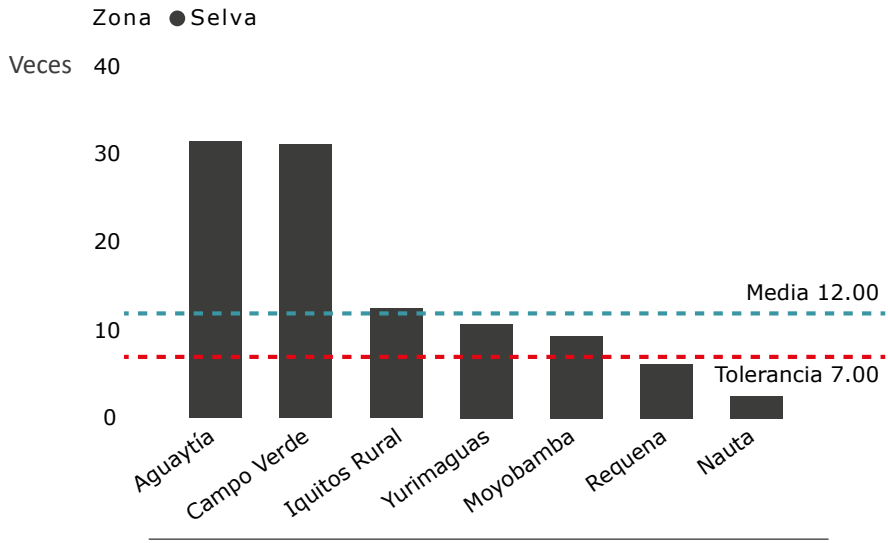


Ilustración 8-22: $SAIFI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona selva – 2016

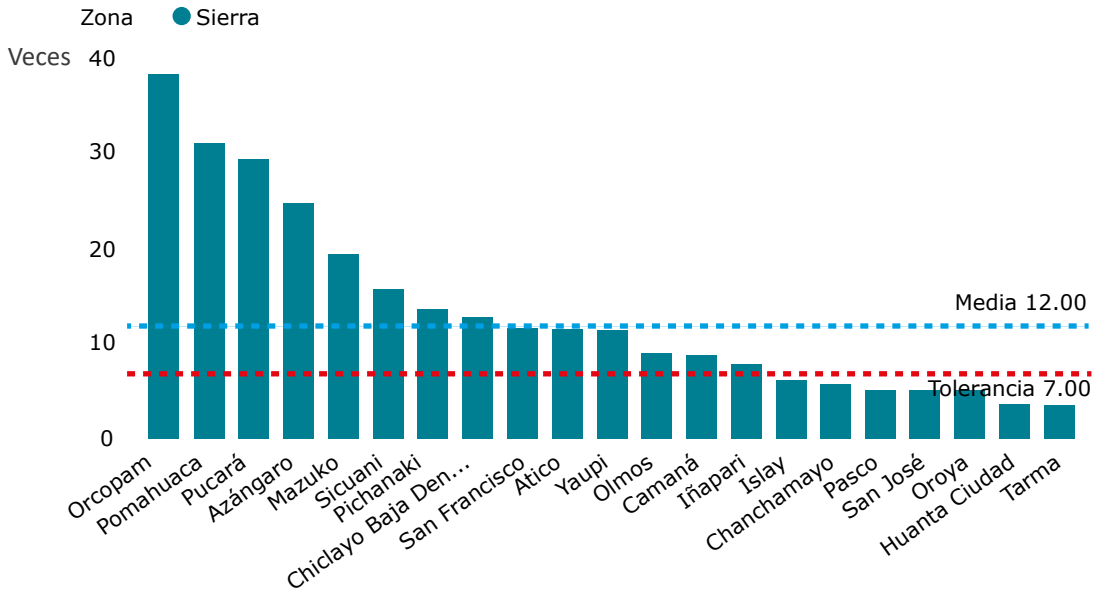


Ilustración 8-23: $SAIFI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

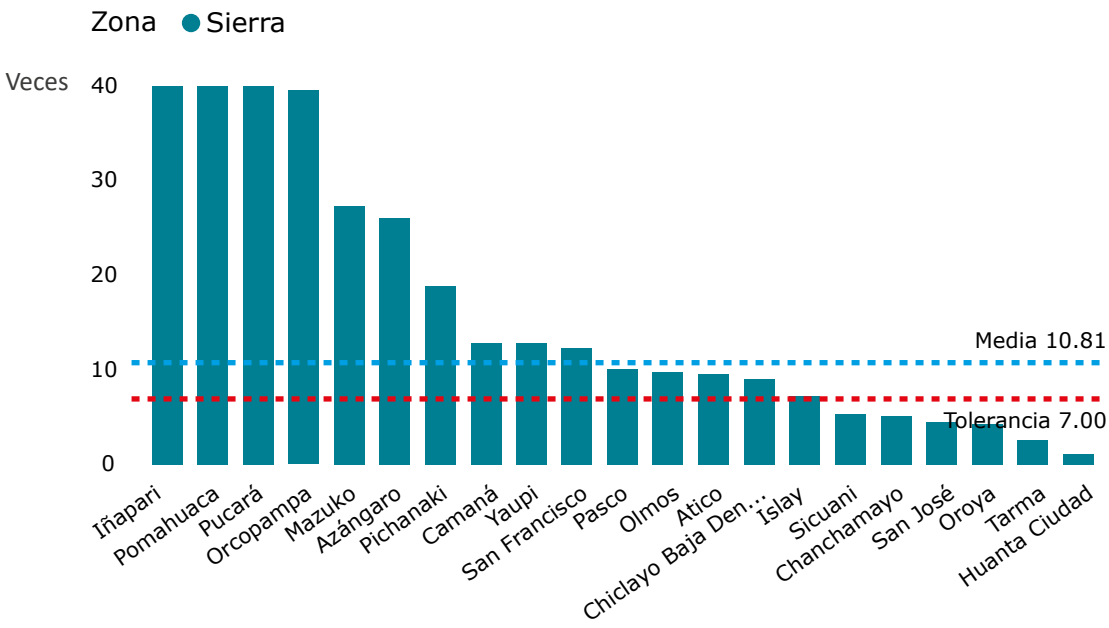


Ilustración 8-24: $SAIFI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

D. STD4

La tolerancia del $SAIFI_{MT}$ para este STD es de 12 Int/cliente. año.

Se muestra en la **ilustración 8-25** el nivel del $SAIFI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Únicamente las empresas Electro Dunas, Electro Puno y ENEL han presentado valores de $SAIFI_{MT}$ menores a su tolerancia para este STD.

Los sistemas de las empresas Electronoroeste y SEAL han presentado valores del indicador mayores al doble de su tolerancia en 2016.

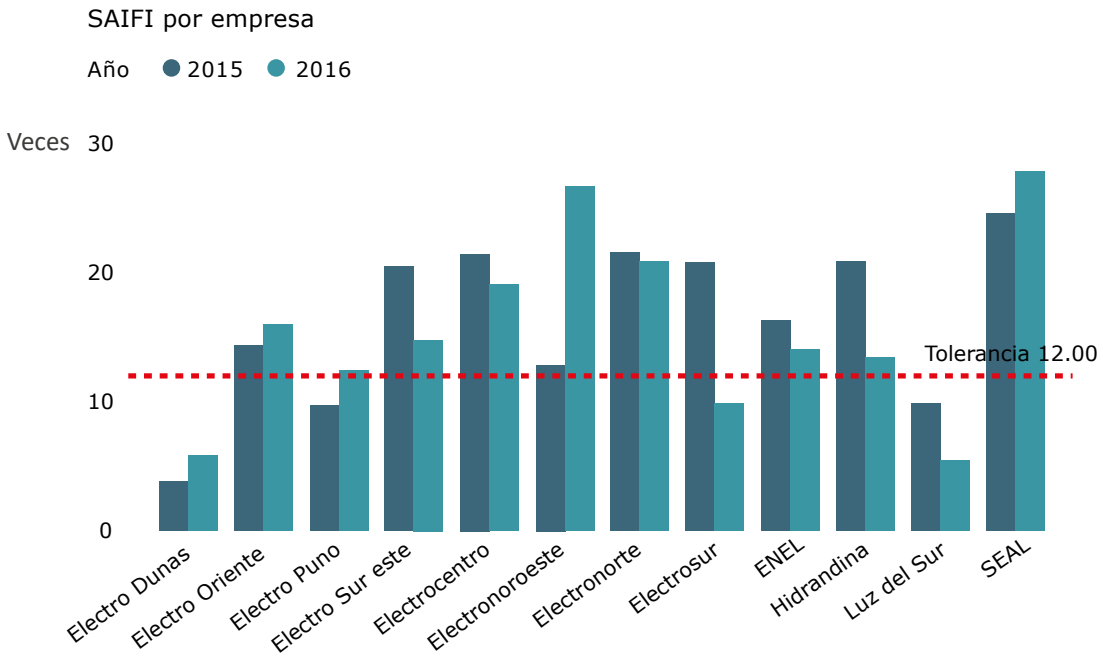


Ilustración 8-25: $SAIFI_{MT}$ del STD4 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-26, 8-27, 8-28, 8-29, 8-30 y 8-31** se muestra el $SAIFI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD4 para los años 2015 y 2016 por zona.

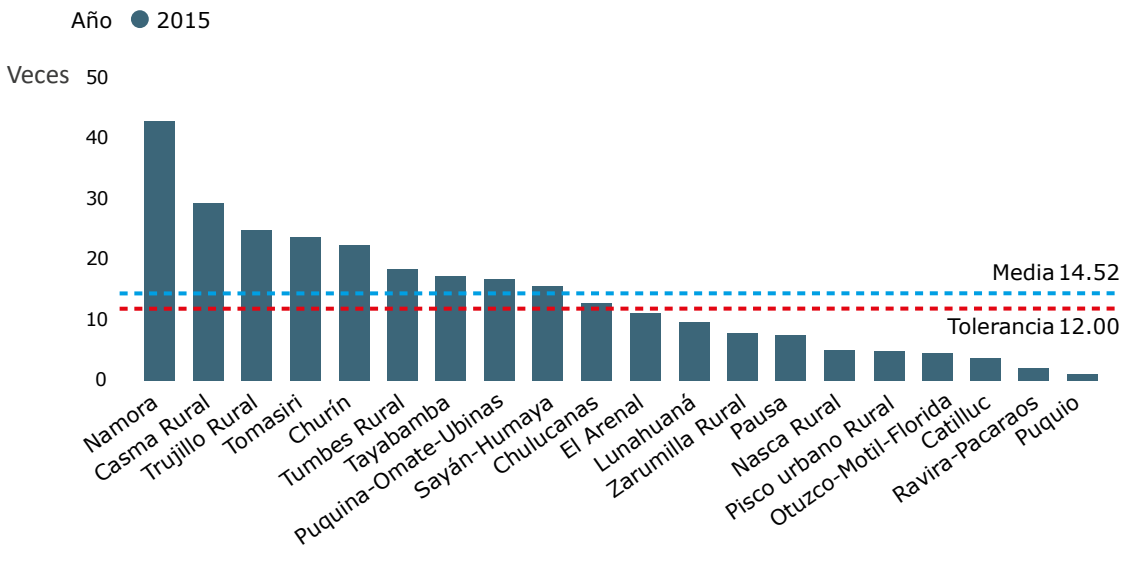


Ilustración 8-26: $SAIFI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

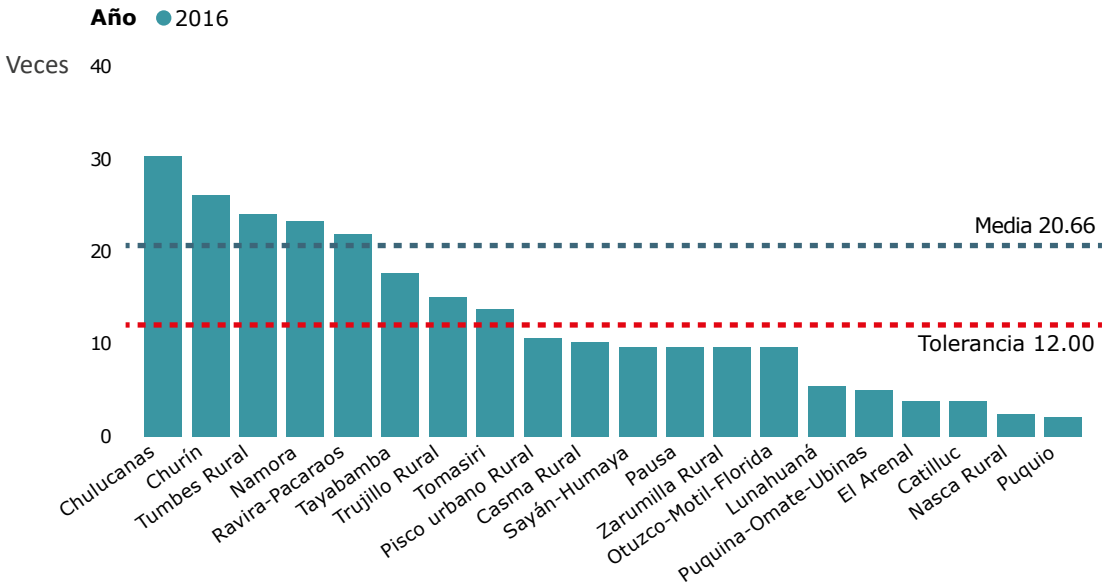


Ilustración 8-27: $SAIFI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

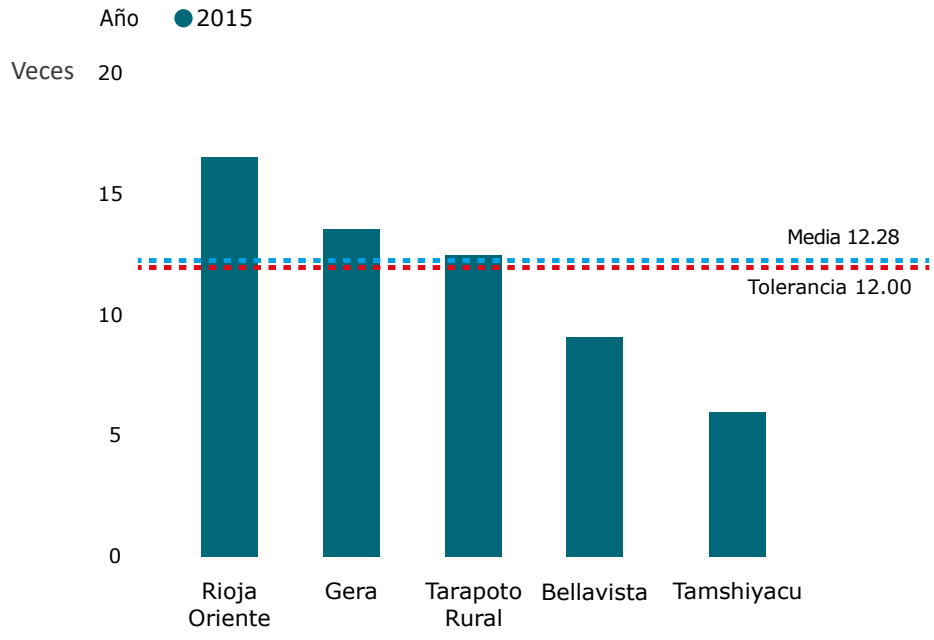


Ilustración 8-28: $SAIFI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona selva – 2015

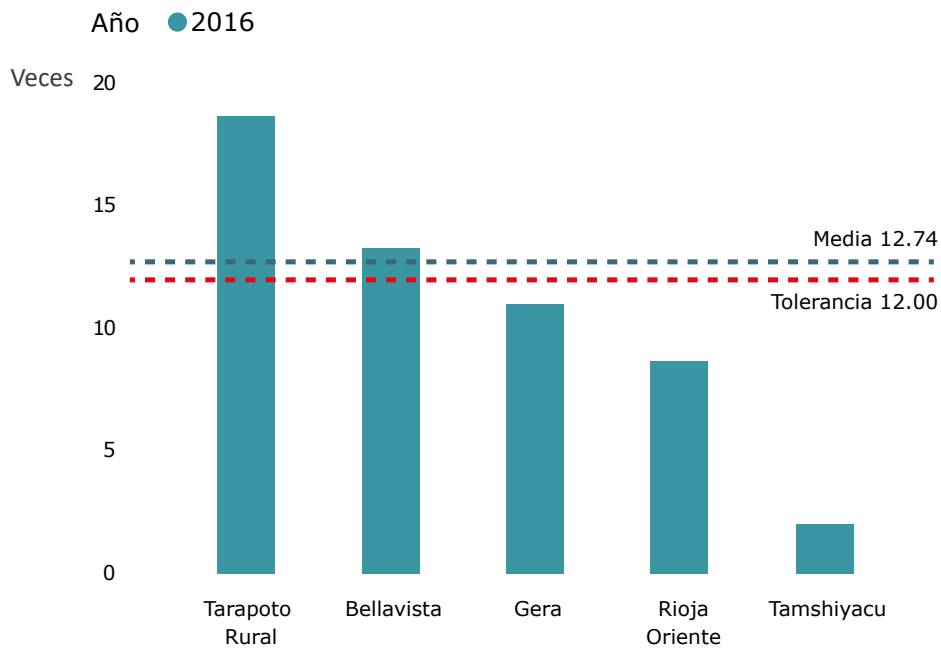


Ilustración 8-29: $SAIFI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona selva – 2016

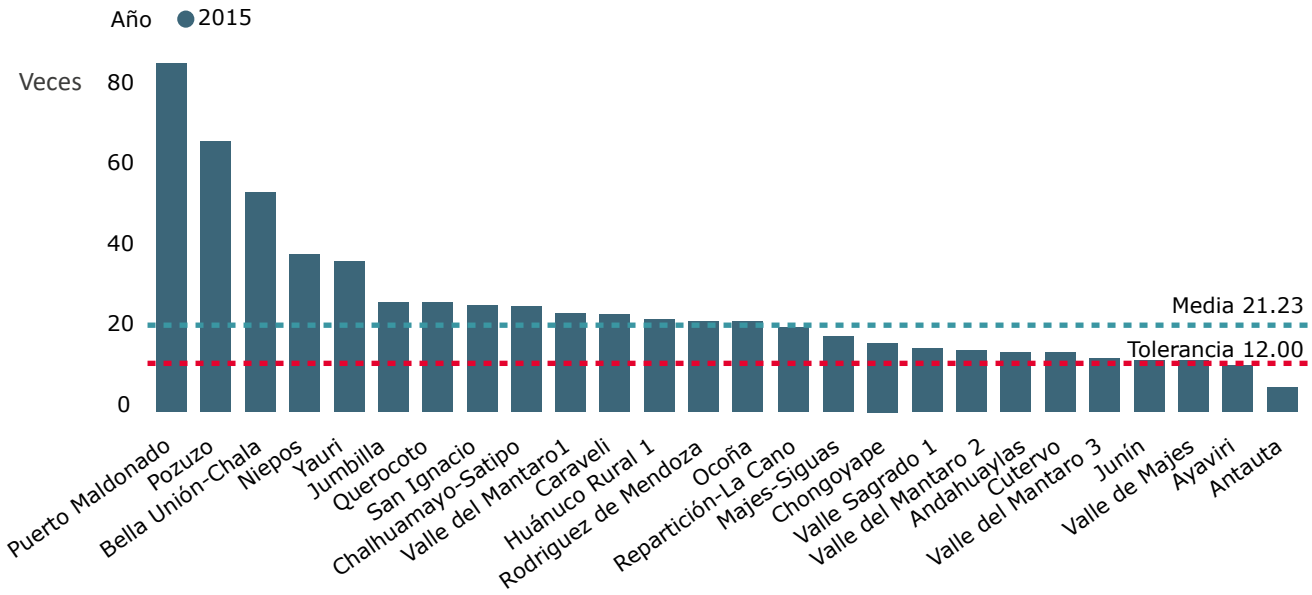


Ilustración 8-30: $SAIFI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

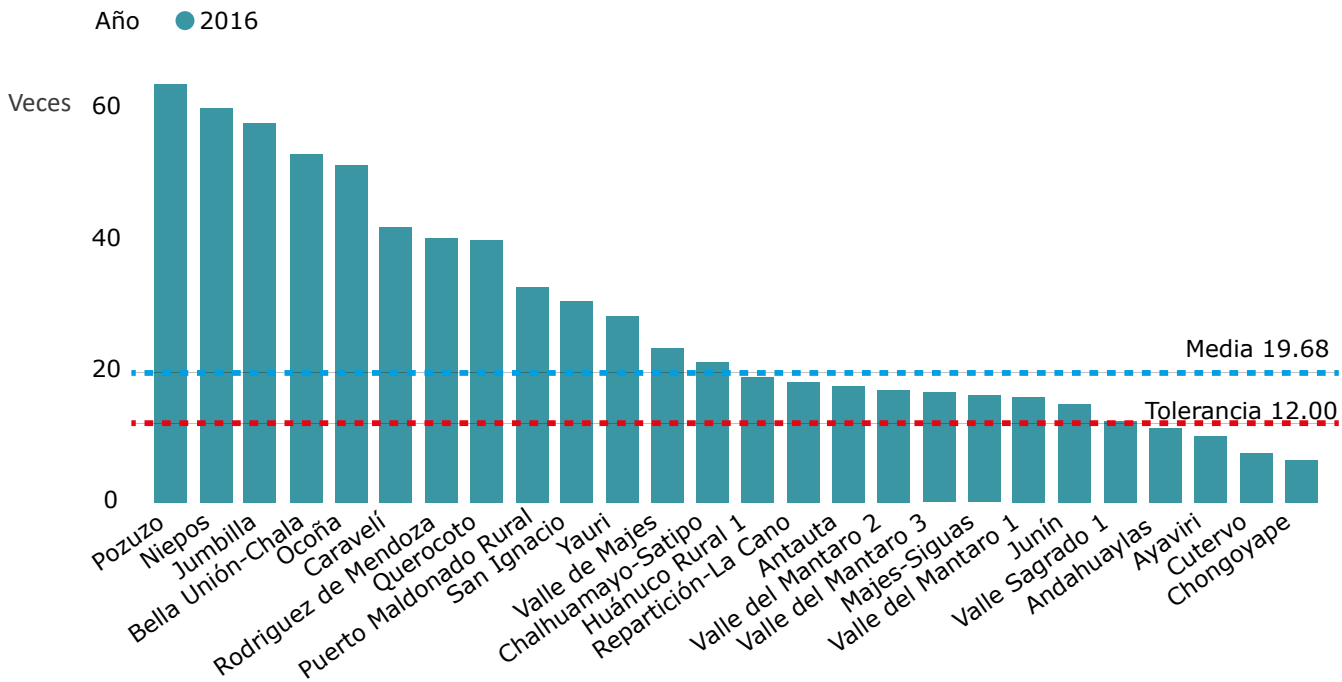


Ilustración 8-31: $SAIFI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

E. STD5

La tolerancia del $SAIFI_{MT}$ para este STD es de 16 Int/cliente. año.

Se muestra en la **ilustración 8-32** el nivel del $SAIFI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Para este STD, las empresas presentan valores medios de $SAIFI_{MT}$ del orden o inferior a su tolerancia en el año 2016. La única empresa con valores sustancialmente superiores ha sido Electro Sur Este. Electro Oriente presentó valores inferiores al límite admisible durante el 2015, pero en el 2016 presentó valores superiores.

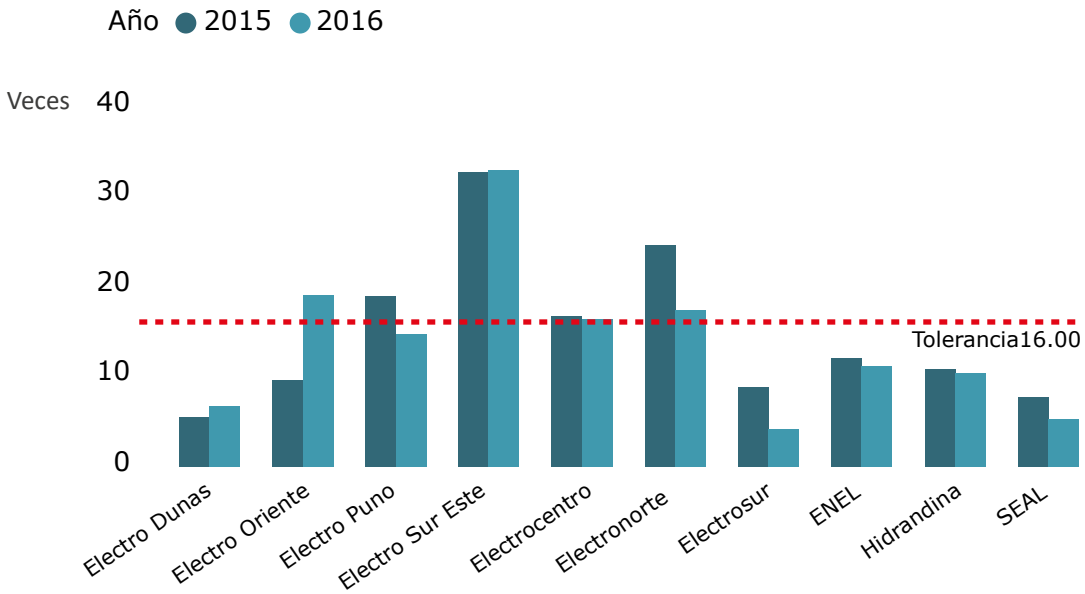


Ilustración 8-32: $SAIFI_{MT}$ del STD5 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-33, 8-34, 8-35, 8-36 y 8-37** se muestra el $SAIFI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD5 para los años 2015 y 2016, por zona.

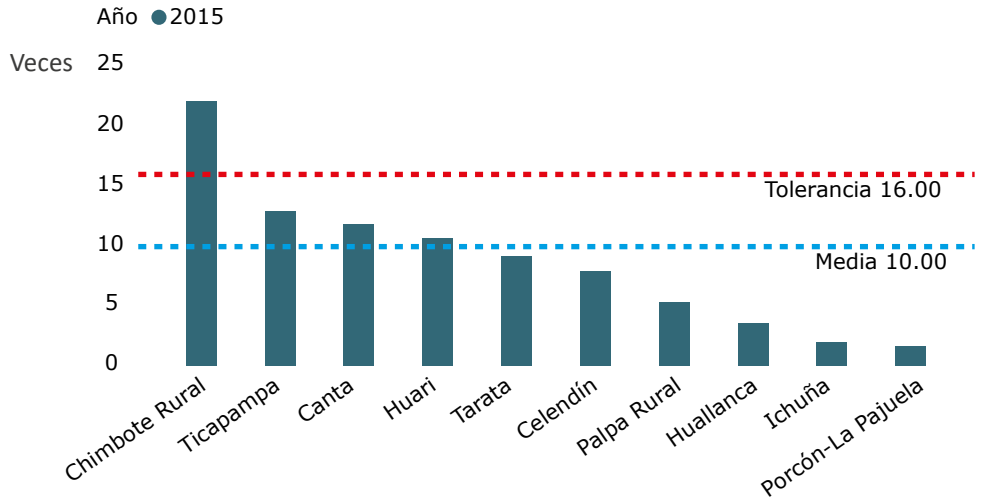


Ilustración 8-33: $SAIFI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

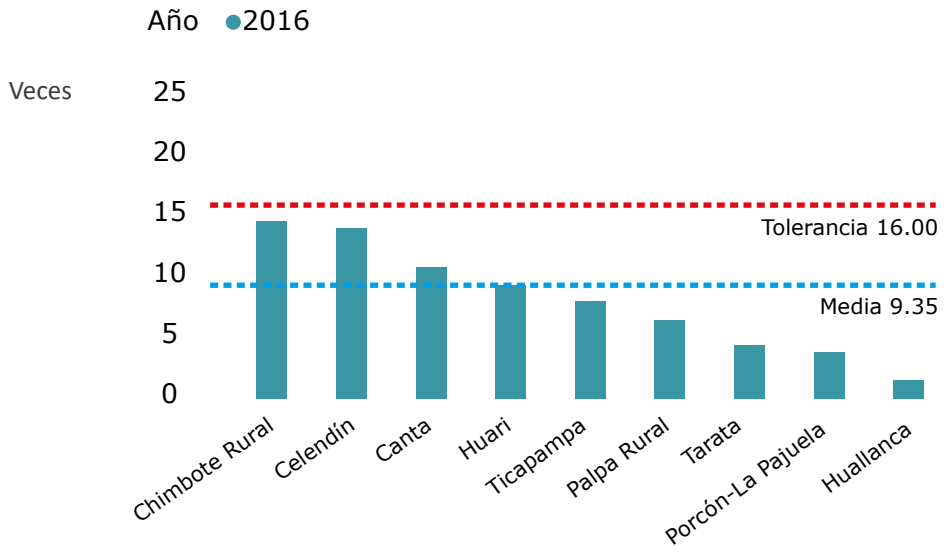


Ilustración 8-34: $SAIFI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

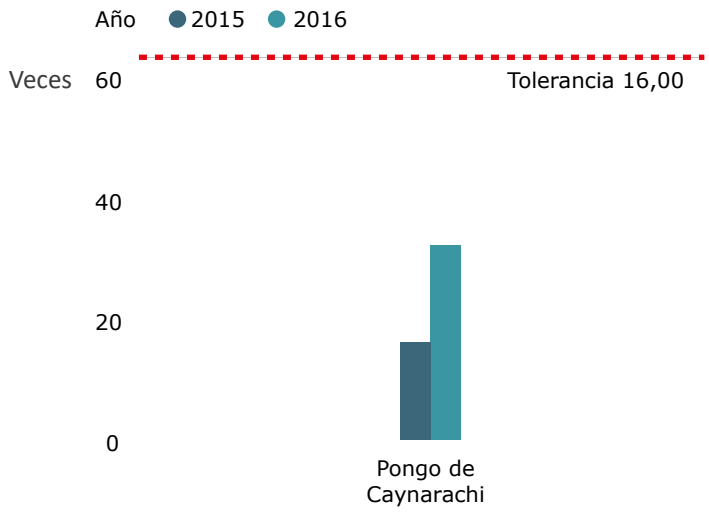


Ilustración 8-35: $SAIFI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona selva – 2015 y 2016

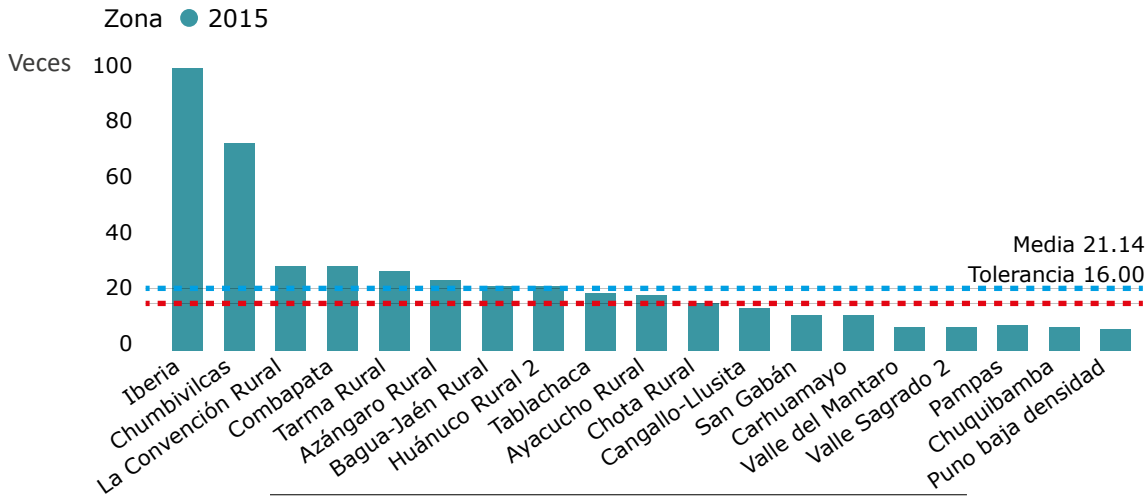


Ilustración 8-36: $SAIFI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

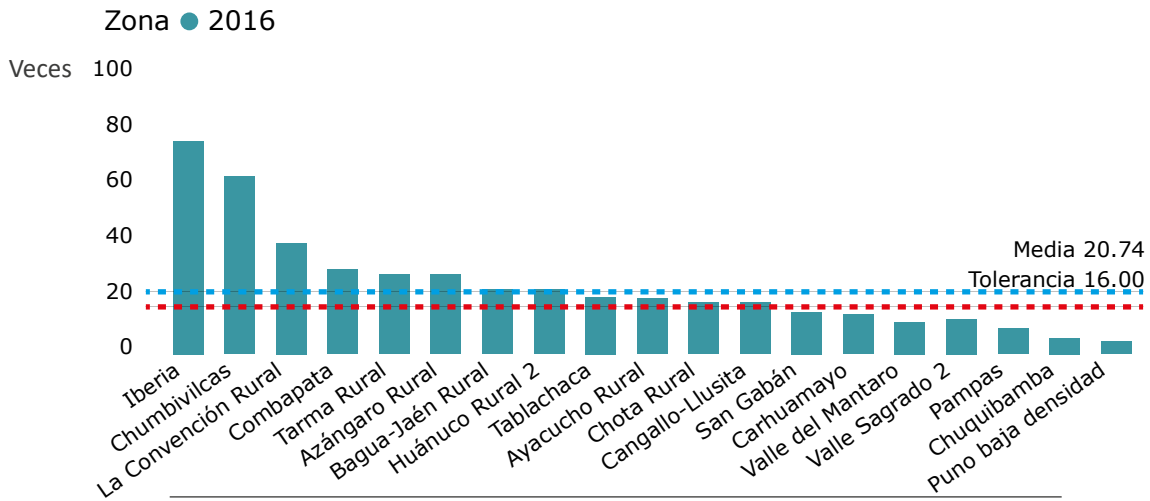


Ilustración 8-37: $SAIFI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

F. STD6

La tolerancia del $SAIFI_{MT}$ para este STD es de 16 Int/cliente. año.

Se muestra en la **ilustración 8-38** el nivel del $SAIFI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD.

Las empresas Electro Oriente, Electro Sur Este, Electronorte y SEAL han presentado un indicador medio mayor a su tolerancia en 2016. La empresa SEAL ha presentado valores mayores al doble de la tolerancia en ambos años, mientras que Electro Sur Este ha presentado un valor igual al doble de la tolerancia en 2015 y lo ha reducido en un 33% en el 2016.

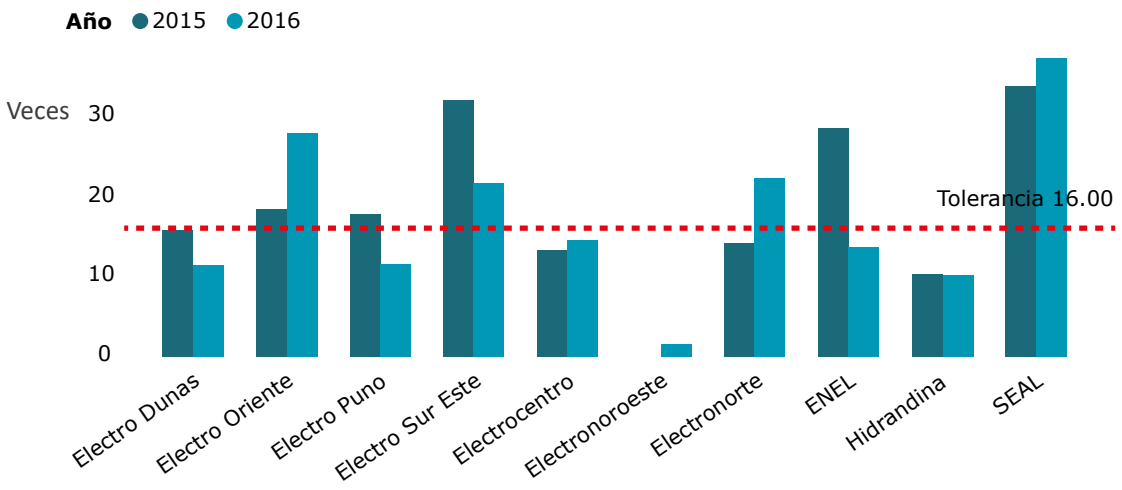


Ilustración 8-38: $SAIFI_{MT}$ del STD6 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-39, 8-40, 8-41 y 8-42** se muestra el $SAIFI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD6 para los años 2015 y 2016.

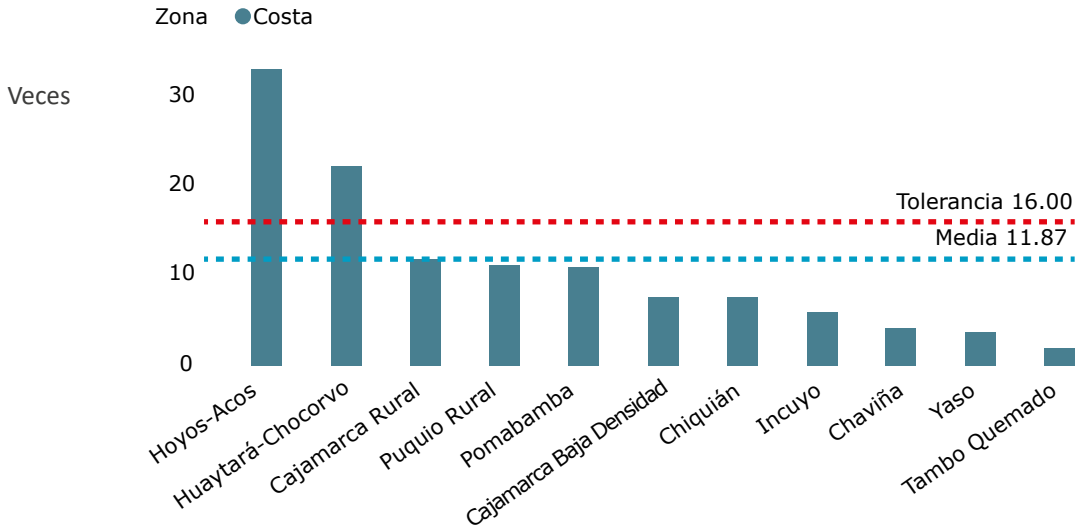


Ilustración 8-39: $SAIFI_{MT}$ del STD6 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

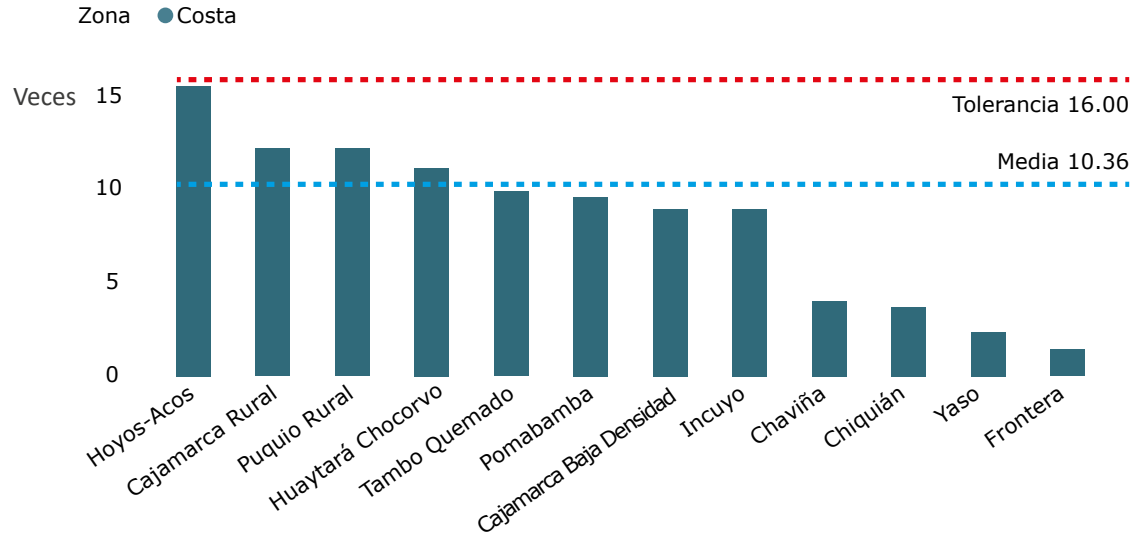


Ilustración 8-40: $SAIFI_{MT}$ del STD6 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

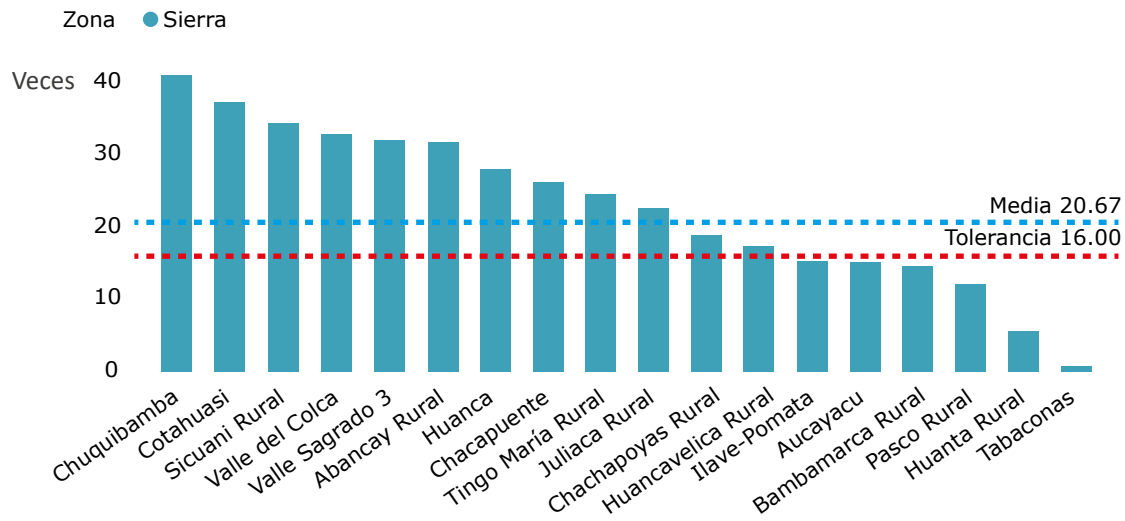


Ilustración 8-41: $SAIFI_{MT}$ del STD6 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

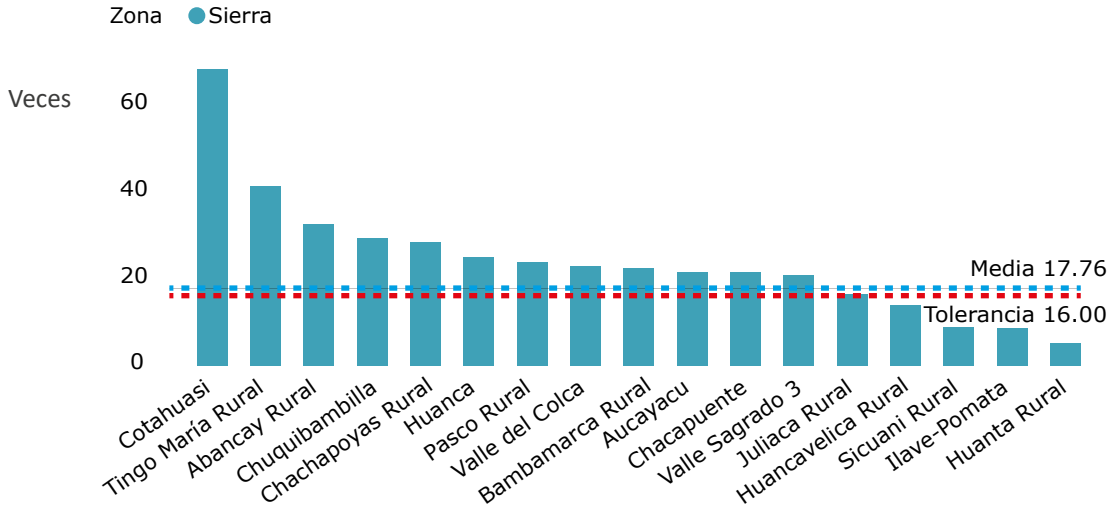


Ilustración 8-42: $SAIFI_{MT}$ del STD6 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

C.1.3 Discriminación del $SAIFI_{MT}$ por causas predominantes

Se ha efectuado un análisis de las causas predominantes que inciden en los valores del $SAIFI_{MT}$ sobre la base de la información provista por el Osinergmin.

En la **tabla 8-10** se presenta las causas que más incidieron en las empresas, agrupadas por zona.

Orden de incidencia	Costa		Selva		Sierra	
	Causa	%	Causa	%	Causa	%
1	Contacto entre conductores	22%	Falla equipo	28%	Descarga atmosférica	30%
2	Bajo nivel de aislamiento	21%	Descarga atmosférica	12%	Bajo nivel de aislamiento	18%
3	Contacto accidental con línea	13%	Fenómenos naturales / ambientales	10%	Falla en componentes del sistema de potencia	14%
4	Falla en componentes del sistema de potencia	12%	Fuertes vientos	9%	Fuertes vientos	10%
5	Falla equipo	11%	Cortes de emergencia	8%	Cortes de emergencia	10%
6	Otras	21%	Otras	33%	Otras	18%

Tabla 8-10: Incidencia de causas de interrupciones predominantes

C.1.4 $SAIFI_{MT}$ por magnitud de interrupciones

Un factor de importancia al considerar el $SAIFI_{MT}$ es su proporción en interrupciones que abarcaron la totalidad de un alimentador o parte del mismo, de forma tal de evaluar la efectividad de las protecciones.

Con excepción de Electrosur y Luz del Sur, las empresas presentan una proporción de $SAIFI_{MT}$ proveniente de interrupciones de salida del alimentador completo de 50% a 90%, tal como se presenta en las **ilustraciones 8-43 y 8-44.**

Sobre la base de otras experiencias internacionales en sistemas operando de forma óptima, la proporción de interrupciones que abarca un alimentador completo se encuentra en valores entre el 20% y el 30%, consecuencia de una correcta actuación de las protecciones aguas arriba de los puntos de falla de cada interrupción

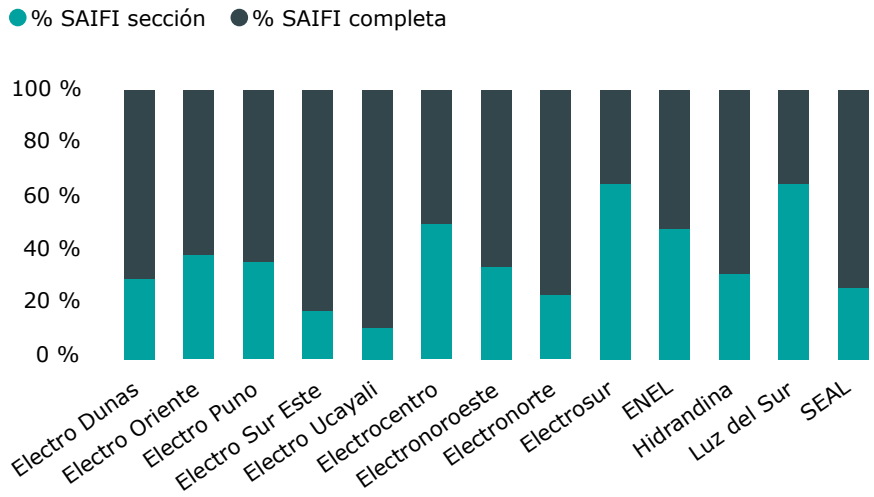


Ilustración 8-43: $SAIFI_{MT}$ por magnitud de fallas por empresa – 2015

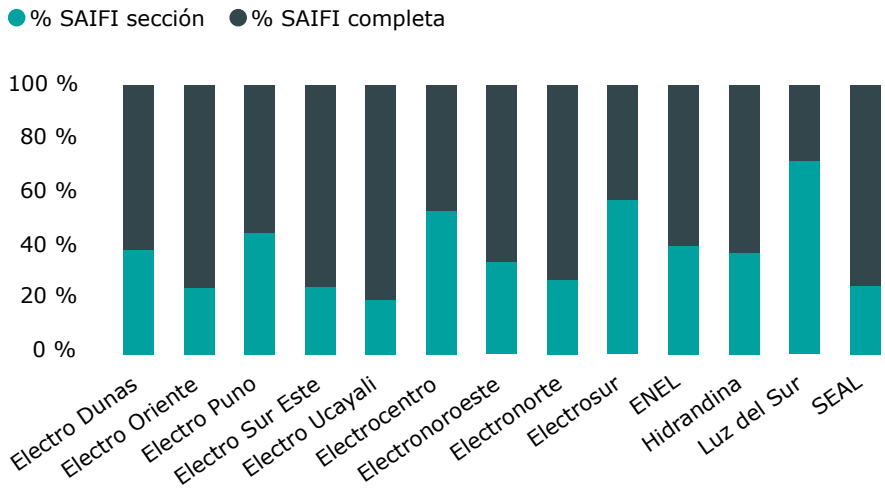


Ilustración 8-44: $SAIFI_{MT}$ por magnitud de fallas por empresa – 2016

Si bien no se evidencia una diferencia sustancial de estas proporciones entre las empresas de las distintas zonas a nivel general, sí se evidencia en la **ilustración 8-45** que los sistemas eléctricos urbanos de la zona costa presentan una menor proporción de interrupciones que abarcaron un alimentador completo que el resto de los sistemas en otras zonas y áreas.

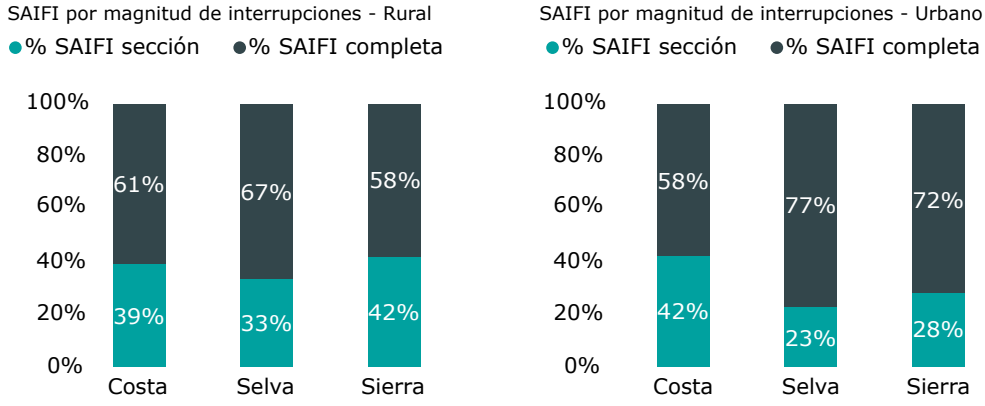


Ilustración 8-45: $SAIFI_{MT}$ por magnitud de interrupciones urbanas y rurales

C.2 CAIDI$_{MT}$

El CAIDI$_{MT}$ medio del total de las empresas analizadas fue de 2,3 h en 2015 y 2,2 h en 2016. La mayor dispersión se da en la zona de la costa, tal como figura en las **ilustraciones 8-46 y 8-47** donde presenta valores entre 1,4 h y 4,7 h. Para el caso de la selva, llama la atención que los valores de CAIDI$_{MT}$ del año 2015 resulten menores para el área rural que para el área urbana. Esto puede deberse a inconvenientes en la información remitida por las empresas.

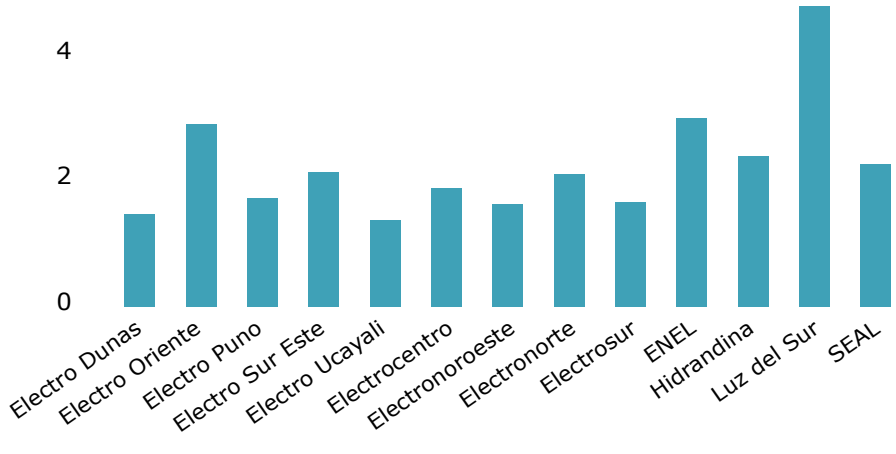


Ilustración 8-46: CAIDI$_{MT}$ por empresa -2015

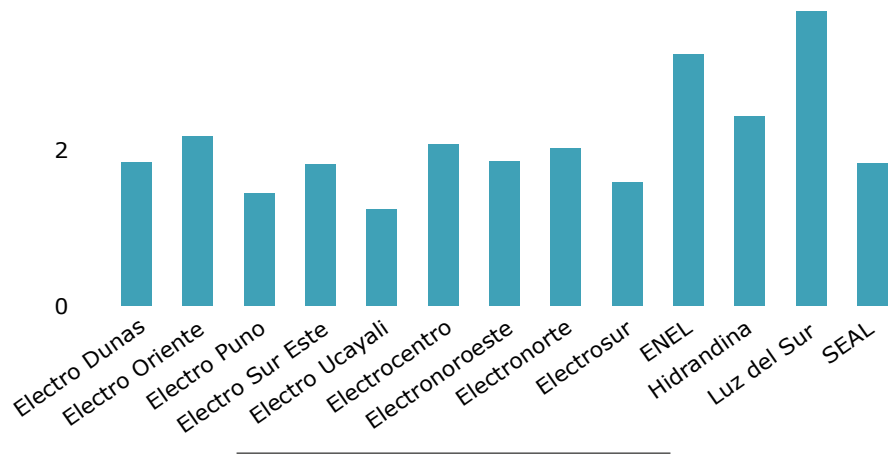


Ilustración 8-47: CAIDI$_{MT}$ por empresa - 2016

Se muestra a continuación las conclusiones del análisis del indicador general por zona y área.

C.2.1 CAIDI$_{MT}$ por zona

Observando la variación en el tiempo medio de recuperación de las distintas zonas mostradas en la **ilustración 8-48**, se ha observado un nivel similar del indicador en las zonas de costa (2,6) y sierra (1,9) para los años analizados. En la zona de selva se observa una mejora significativa del indicador, pasando de 2,4 a 1,8 h entre 2015 y 2016. Esta disminución podría atribuirse a la existencia de algún inconveniente en la información remitida por las empresas.

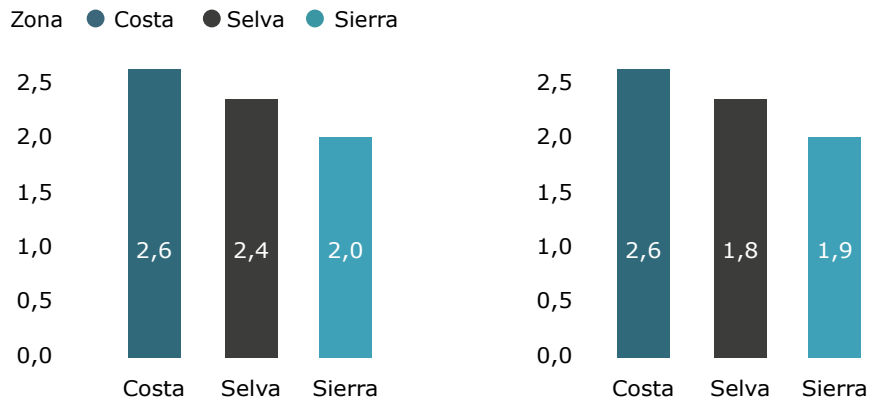


Ilustración 8-48: CAIDI$_{MT}$ por zona en 2015 y 2016

C.2.2 CAIDI$_{MT}$ por Sector Típico de Distribución

Se muestra a continuación el análisis del CAIDI$_{MT}$ comparando los distintos sectores típicos de distribución (STD), considerando los sistemas eléctricos que los integran.

Se notan diferencias sustanciales en el tiempo medio de reposición de algunos sectores típicos y zonas.

Se visualiza que la zona de selva perteneciente al STD3 ha tenido una mejora de 6,6 a 1,35 h, así como la zona selva del STD5 que ha pasado de 4,4 a 2,0 h. Esta situación sugiere que en el año 2015 se sufrió una situación particular que alteró su funcionamiento, o que existe algún inconveniente en la información remitida por las empresas para alguno de los años analizados. **Ver ilustraciones 8-49 y 8-50.**

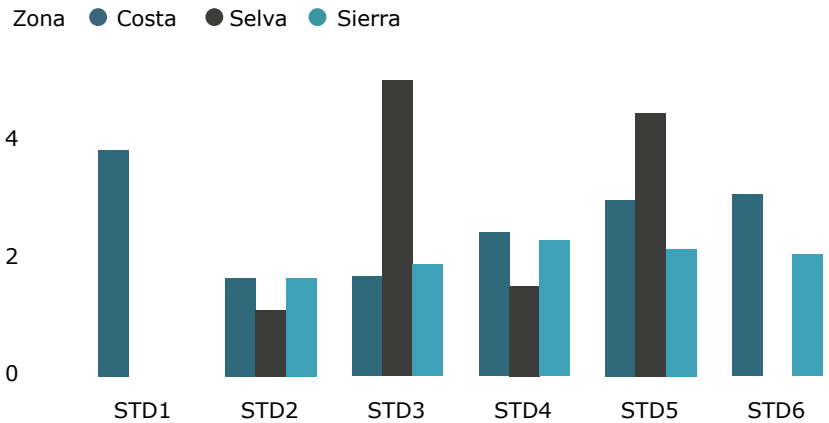


Ilustración 8-49: CAIDI$_{MT}$ por STD - 2015

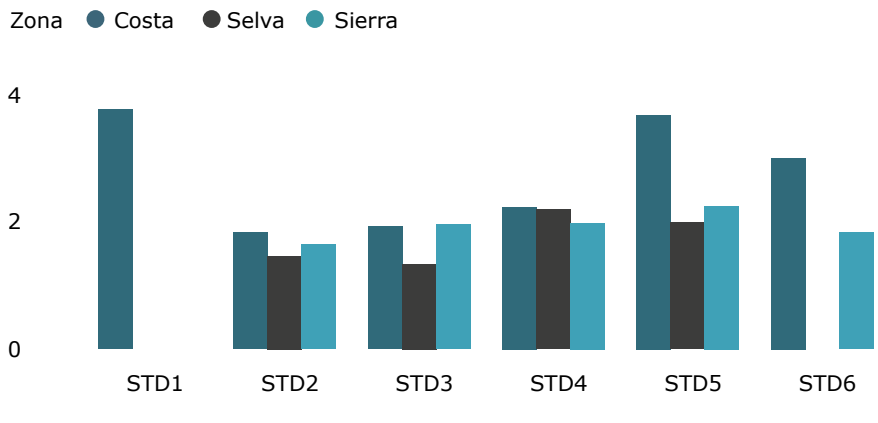


Ilustración 8-50: CAIDI$_{MT}$ por STD – 2016

C.2.3 CAIDI$_{MT}$ por área urbana o rural

Se observa a continuación que el tiempo medio de reposición resulta similar para los sistemas eléctricos urbanos y los rurales, si bien se podría presuponer que el CAIDI$_{MT}$ fuera mayor en zonas rurales. De la información disponible, no se pudo sacar conclusiones al respecto. **Ver ilustración 8-51.**

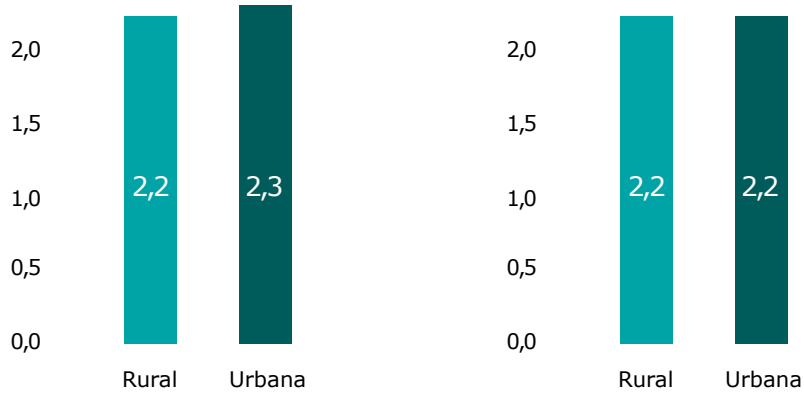


Ilustración 8-51: CAIDI$_{MT}$ por área en 2015 y 2016

También se observa que el indicador no varía significativamente entre sistemas declarados urbanos y rurales agrupados por zona, a excepción de la zona de selva, donde atribuimos las variaciones interanuales a la baja cantidad de sistemas eléctricos o a inconvenientes en la información remitida por las empresas. **Ver ilustraciones 8-52 y 8-53.**

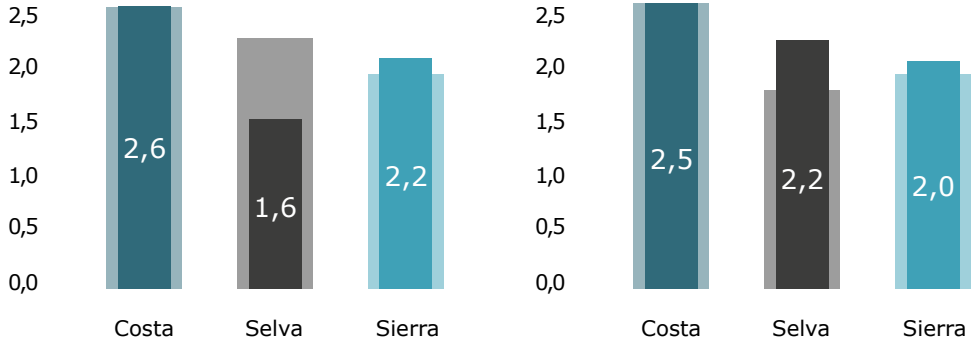


Ilustración 8-52: CAIDI$_{MT}$ rural por zona en 2015 y 2016

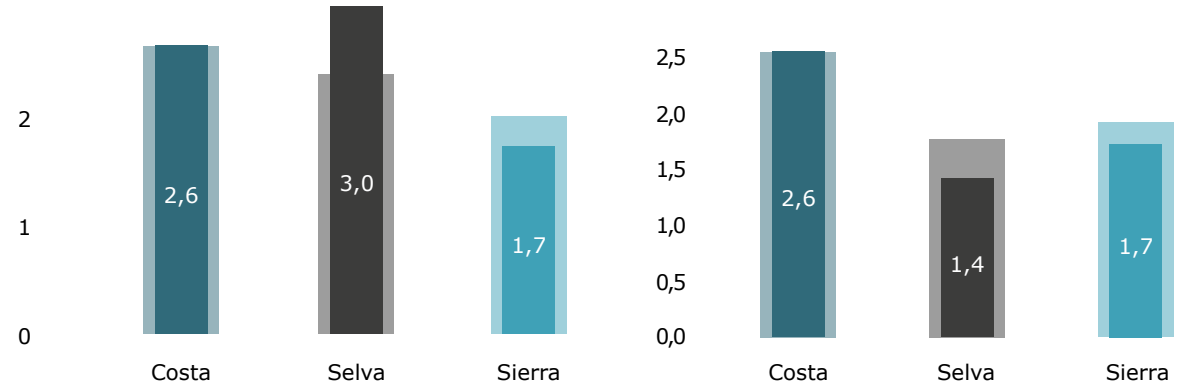


Ilustración 8-53: CAIDI$_{MT}$ urbano por zona en 2015 y 2016

C.3 SAIDI$_{MT}$

El SAIDI$_{MT}$ medio del total de las empresas analizadas fue de 18,4 h/cliente.año en 2015 y 17,5 en 2016, presentando variaciones por zonas, registrándose los menores valores en la zona de costa y los más elevados en la zona de sierra. Las distintas empresas presentan valores bastante diversos para este indicador, desde 4,9 en 2015 y 2,7 en 2016 (Electro Dunas) hasta valores del orden de 40 para las empresas Electro Sur Este y Electro Oriente en la zona de sierra.

En las **ilustraciones 8-54 y 8-55** se muestra el SAIDI$_{MT}$ discriminado por cada empresa y zona.

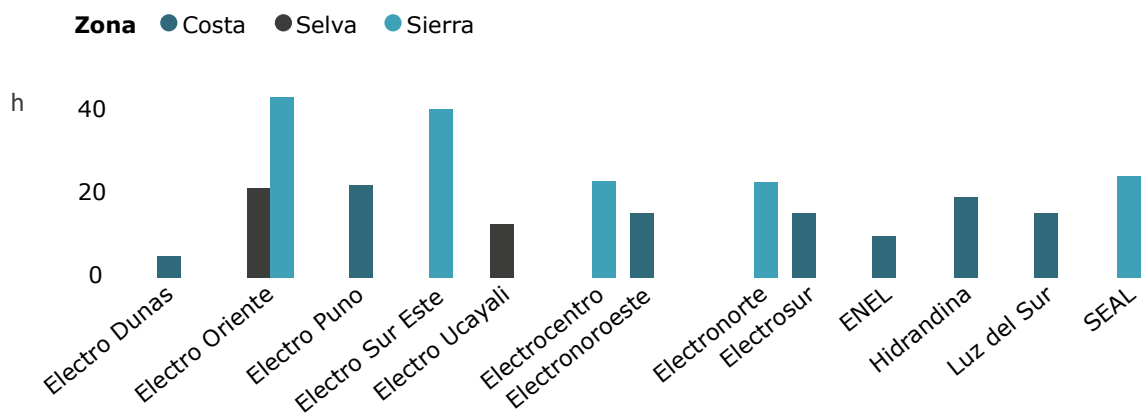


Ilustración 8-54: SAIDI$_{MT}$ por empresa y zona – 2015

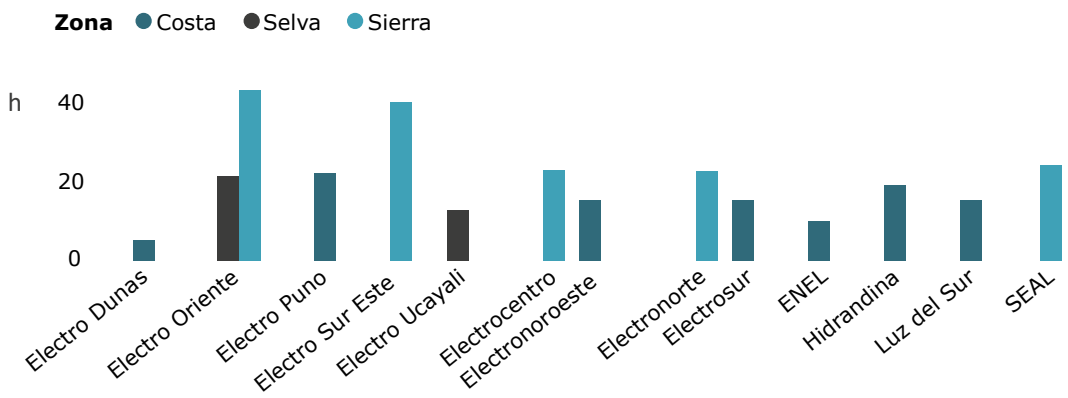


Ilustración 8-55: $SAIDI_{MT}$ por empresa y zona – 2016

En los siguientes puntos, se presenta las conclusiones del análisis del indicador general por zona y sector típico de distribución.

C.3.1 $SAIDI_{MT}$ por zona

En la **ilustración 8-56**, se ha analizado el valor medio del indicador discriminando por tipo de zona: costa, selva y sierra.

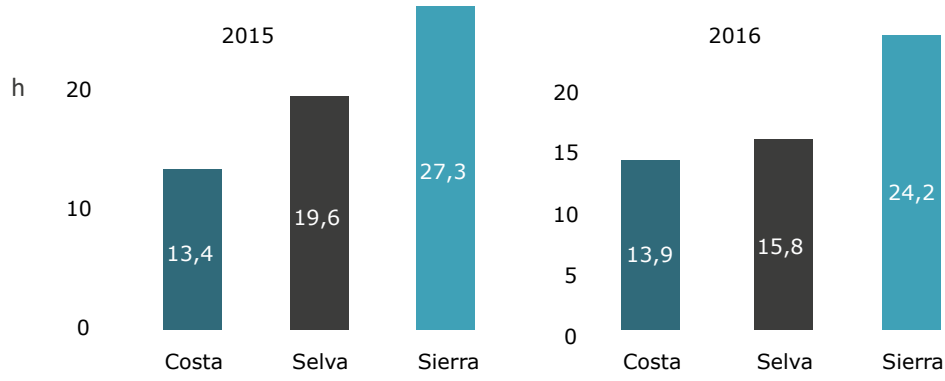


Ilustración 8-56: $SAIDI_{MT}$ por zona en 2015 y 2016

Se evidencia la consistencia de los valores para los años analizados, salvo por una reducción del 20% en el $SAIDI_{MT}$ de la zona de selva, el cual se atribuye a una disminución del $CAIDI_{MT}$, tal como se indicó en el punto 2.2.

El $SAIDI_{MT}$ de las empresas pertenecientes a la zona costa (**ilustración 8-57**) posee una media de 13,7 h/cliente.año en los años analizados con todas las empresas, con un valor de $SAIDI_{MT}$ menor a 20 h/cliente.año, a excepción de Electronoroeste en 2016.

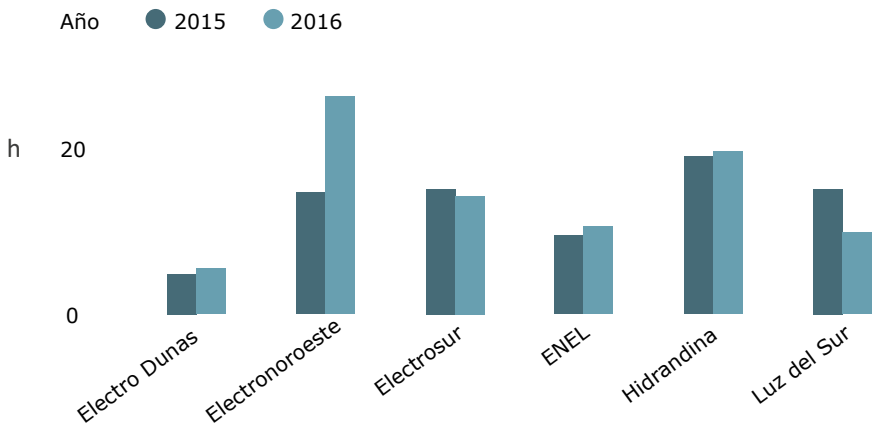


Ilustración 8-57: $SAIDI_{MT}$ por empresa en 2015 y 2016-zona costa

El $SAIDI_{MT}$ de las empresas pertenecientes a la zona selva (**ilustración 8-58**), Electro Ucayali y una parte de Electro Oriente, posee una media de 19,6 para el año 2015 y 15,8 en el 2016. La mayor variación en este indicador entre el 2015 y 2016 es atribuible a Electro Oriente, cuyos sistemas eléctricos como conjunto obtuvieron una reducción de 5 h/cliente.

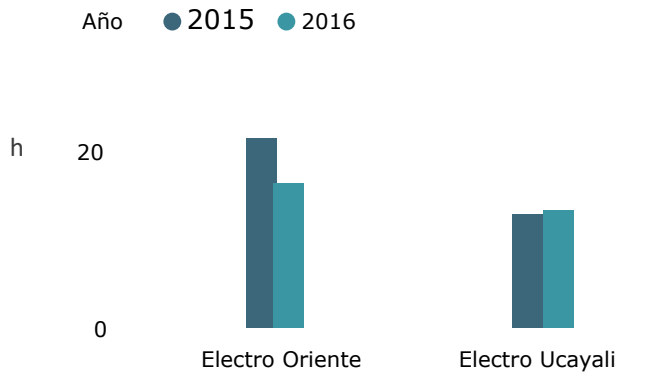


Ilustración 8-58: $SAIDI_{MT}$ por empresa en 2015 y 2016-zona selva

El $SAIDI_{MT}$ de las empresas pertenecientes a la zona sierra (**ilustración 8-59**) presenta un valor medio del orden de 25,7 h/cliente.año. En esta zona es donde se presenta una mayor dispersión entre las empresas, con desviaciones máximas de la media de 6,1 h/cliente.año en el año 2015 y 9,9 en el año 2016. Los mayores valores los registra la empresa Electro Oriente, con registros del orden de 50 h/cliente.año.

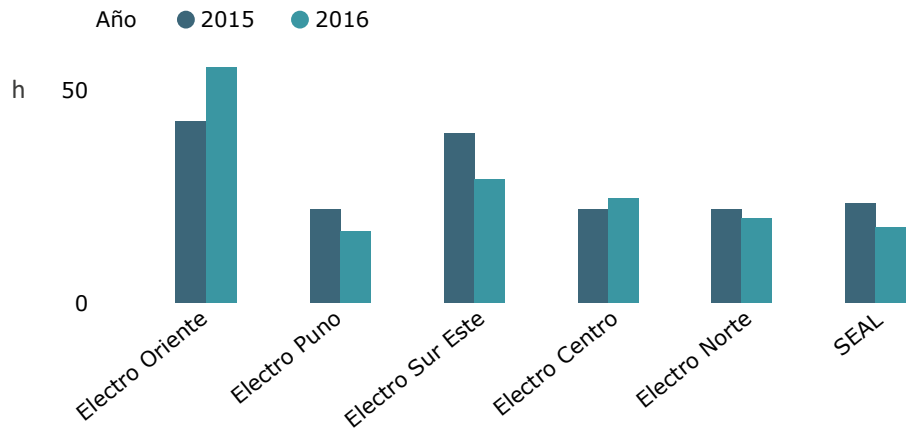


Ilustración 8-59 : $SAIDI_{MT}$ por empresa en 2015 y 2016-zona sierra

C.3.2 $SAIDI_{MT}$ por sector típico de distribución

Se muestra a continuación el análisis del $SAIDI_{MT}$ comparando los distintos sectores típicos de distribución (STD) con sus niveles de tolerancia establecidos en la normativa, considerando los sistemas eléctricos que los integran.

A. STD1

La tolerancia del $SAIDI_{MT}$ para este STD es de 6,5 h/cliente.año.

Los sistemas eléctricos de ENEL y de Luz del Sur que pertenecen al STD1 han presentado valores entre un 50% y 65% sobre su tolerancia, tal como se muestra en la **ilustración 8-60.**

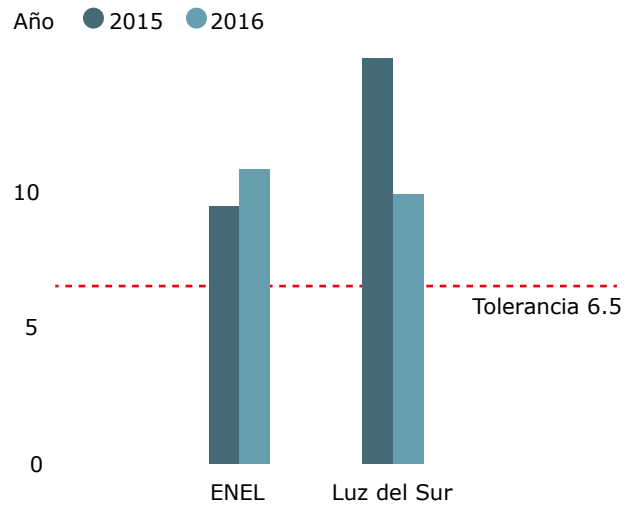


Ilustración 8-60: $SAIDI_{MT}$ del STD1 por empresa y año

Al poseer ambas empresas solo un sistema eléctrico en este STD (Lima Norte para el caso de ENEL y Lima Sur para el caso de Luz del Sur), sería redundante con la ilustración anterior realizar un gráfico por año del $SAIDI_{MT}$ de cada sistema eléctrico.

B. STD2

La tolerancia del $SAIDI_{MT}$ para este STD es de 9 h/cliente.año.

En la **ilustración 8-61** se muestra el nivel del $SAIDI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Únicamente Electro Dunas ha presentado valores de $SAIDI_{MT}$ inferiores a su tolerancia para el STD2 en el año 2016. Electro Oriente y Electro Ucayali han estado por debajo de su tolerancia en el 2015 y la han superado en 2016.

Asimismo, Electro Oriente, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electrocentro y Electronorte han presentado valores del indicador levemente superiores a su tolerancia en el año 2016.

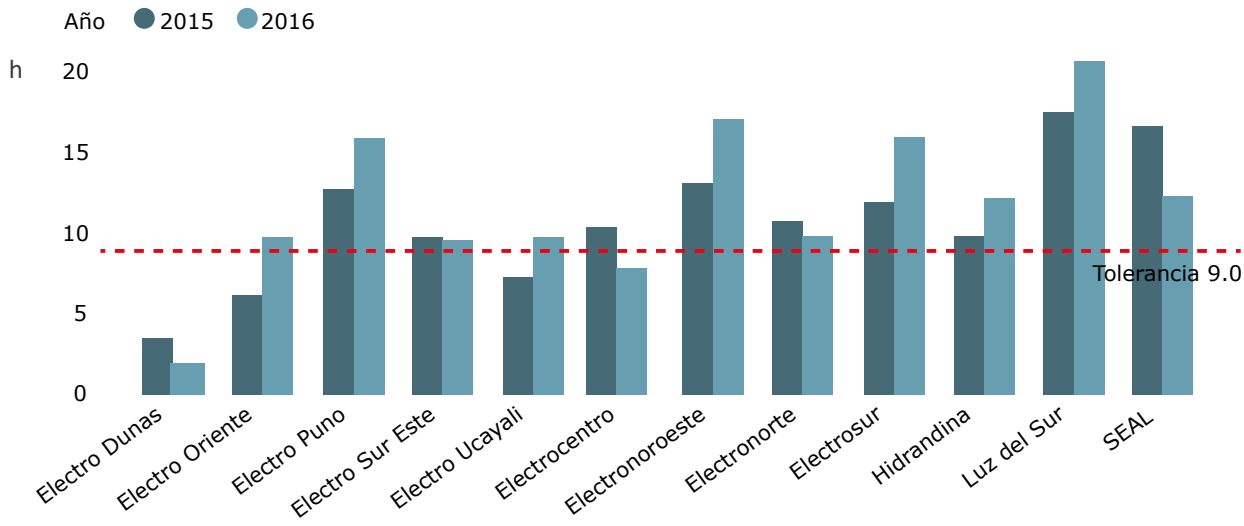


Ilustración 8-61: $SAIDI_{MT}$ del STD2 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-62, 8-63, 8-64, 8-65, 8-66 y 8-67** se muestra el $SAIDI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD2 para los años 2015 y 2016, por zona, donde se evidencia que algunos sistemas eléctricos presentaron valores muy por encima del límite de tolerancia y del valor medio. Para el caso de la zona costa, el sistema eléctrico de Zarumilla presentó en el 2016 un valor por encima de 50 h/cliente.año. Para la zona selva, Atalaya presentó valores superiores a 20 h/cliente.año para el 2015, incrementándose a más de 50 para el 2016, y Contamana pasó de más de 25 h/cliente.año para el 2015 a menos de 5 en el 2016, fundamentalmente por disminución del $CAIDI_{MT}$, presumiblemente atribuible a inconvenientes en la información. Para el caso de la zona sierra, el sistema eléctrico Machu Picchu presentó valores superiores a 35 h/cliente.año para el 2015, y 110 h/cliente. año para el 2016.

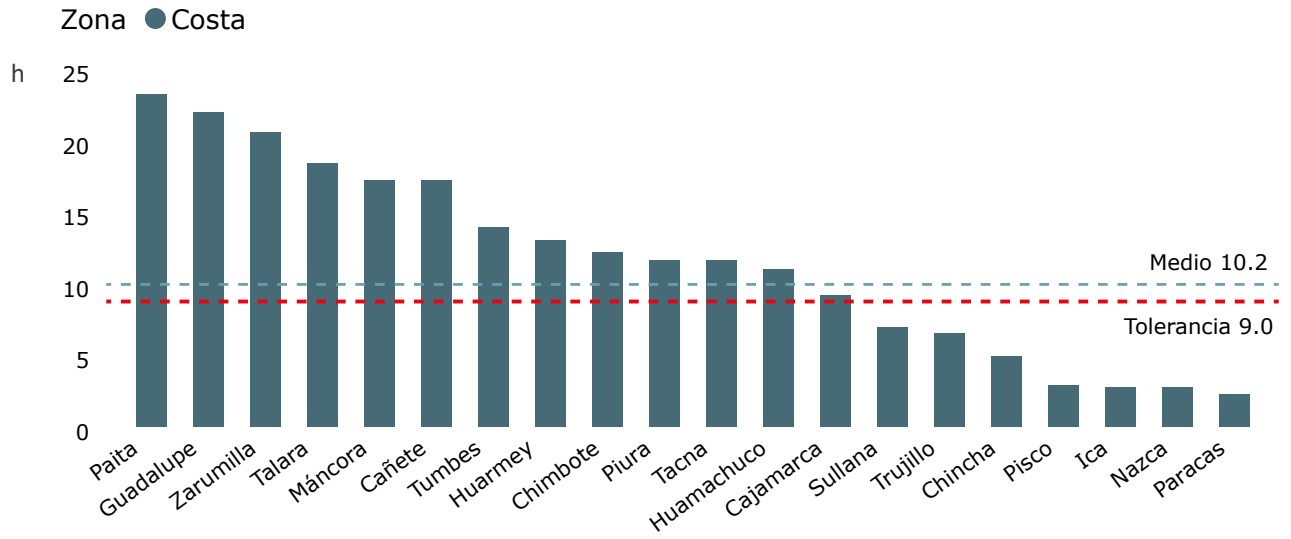


Ilustración 8-62: $SAIDI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

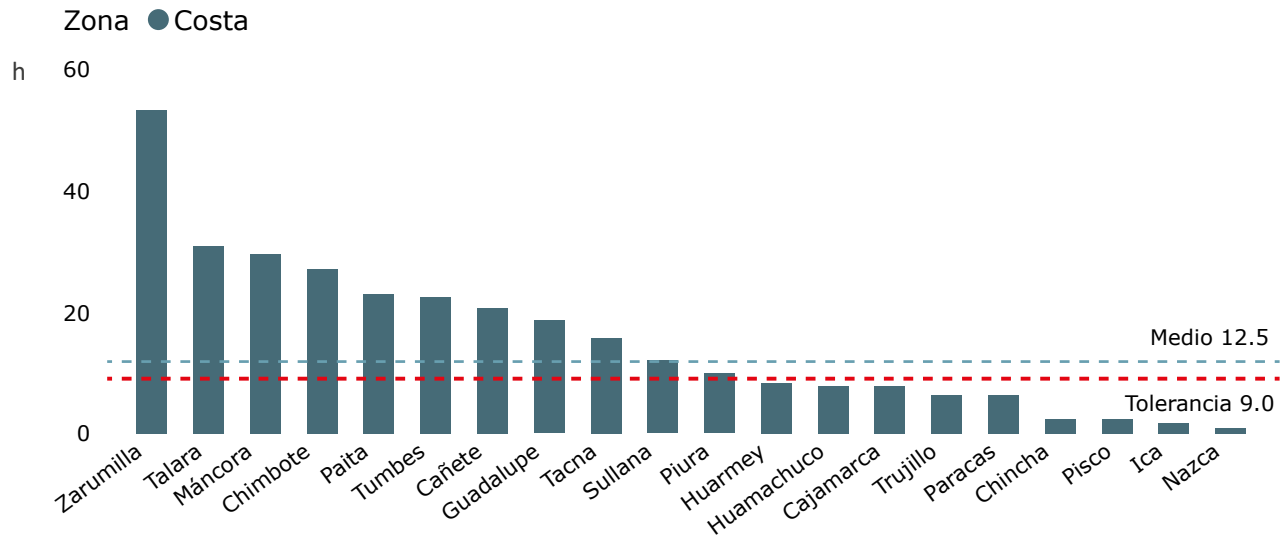


Ilustración 8-63: $SAIDI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

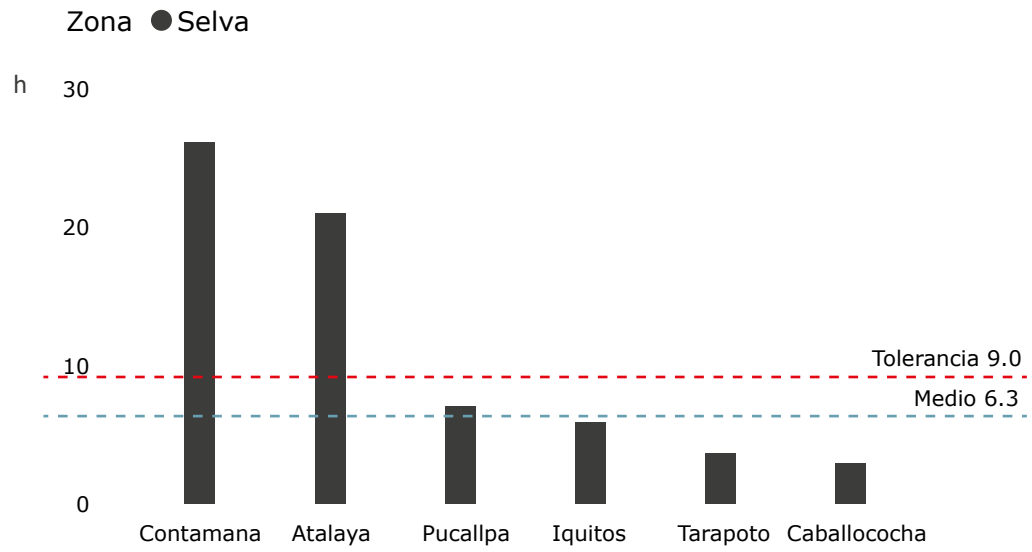


Ilustración 8-64: $SAIDI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona selva – 2015

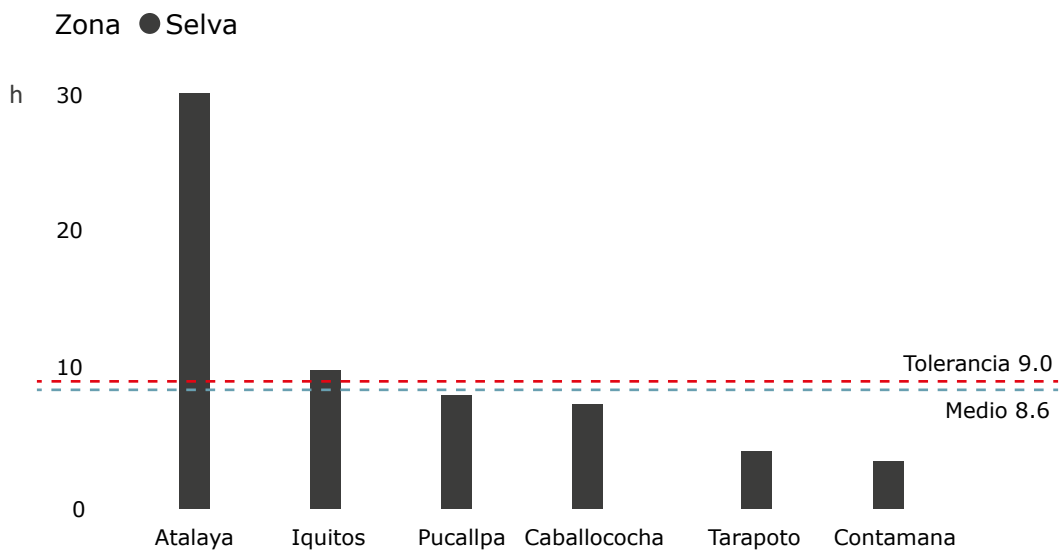


Ilustración 8-65: $SAIDI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona selva – 2016

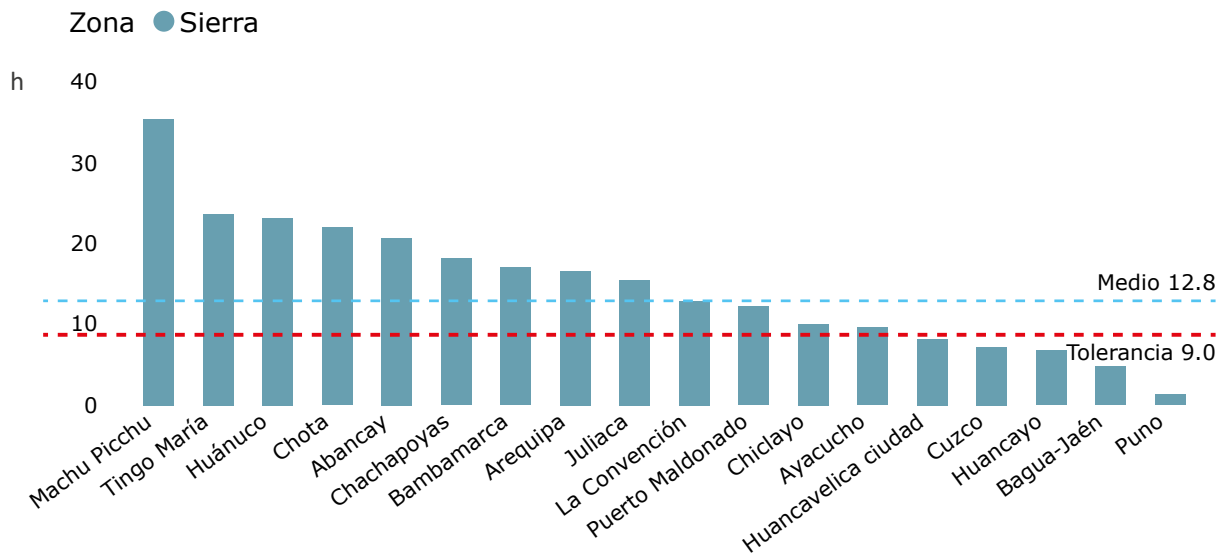


Ilustración 8-66: $SAIDI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

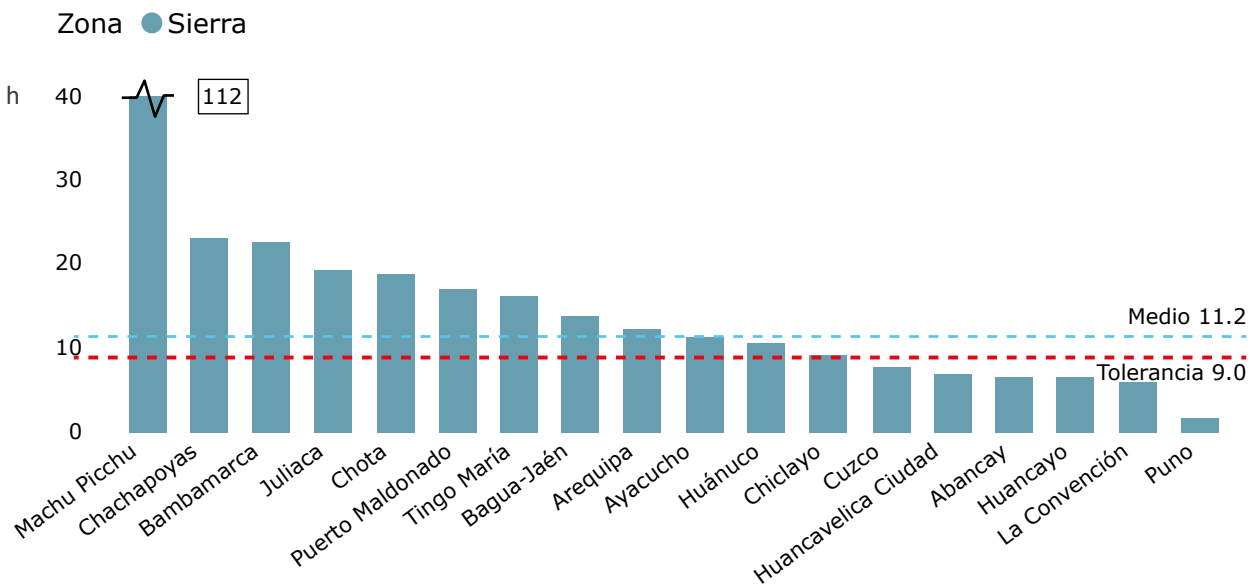


Ilustración 8-67: $SAIDI_{MT}$ del STD2 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

C. STD3

La tolerancia del $SAIDI_{MT}$ para este STD es de 12 h/cliente.año.

Se muestra en la **ilustración 8-68** el nivel del $SAIDI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Las empresas Electro Dunas, Electrocentro, Electrosur y ENEL presentan valores de $SAIDI_{MT}$ inferiores a su tolerancia para el STD3.

Sin embargo, se visualiza valores sustancialmente superiores a su tolerancia para el caso de Electro Oriente en 2015 y para Electro Ucayali en ambos años evaluados.

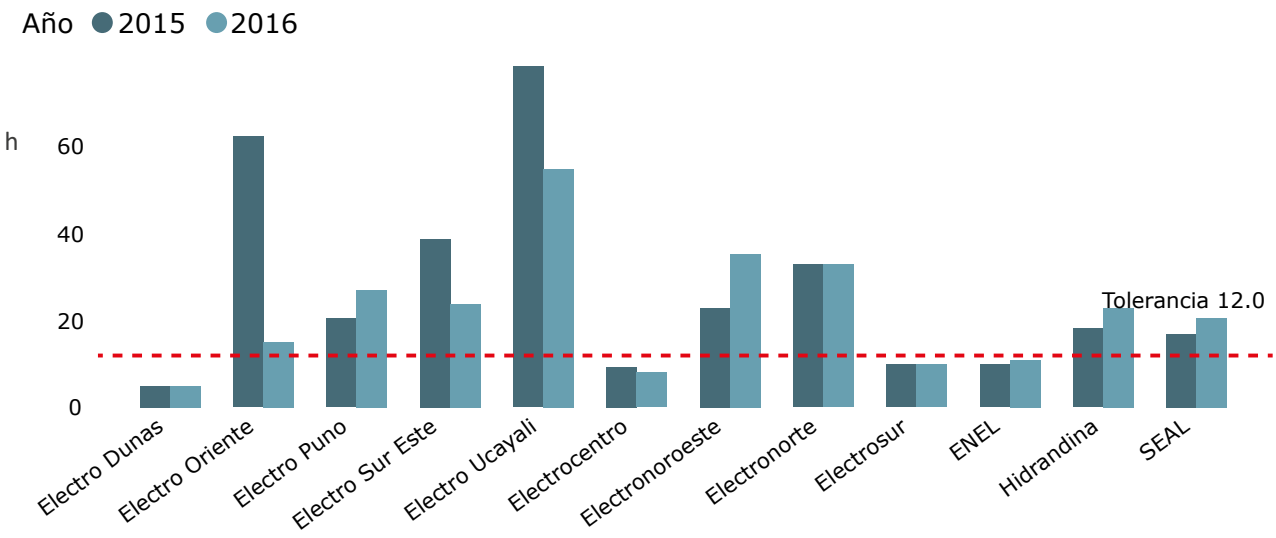


Ilustración 8-68: $SAIDI_{MT}$ del STD3 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-69, 8-70, 8-71, 8-72, 8-73 y 8-74** se muestra el $SAIDI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD3 para los años 2015 y 2016, por zona. El comportamiento de los sistemas eléctricos que integran este STD presenta variaciones, en algunos casos con valores de $SAIDI_{MT}$ sustancialmente superiores al límite de tolerancia. En la zona de costa, Zorritos presentó valores cercanos a 60 h/cliente.año para el 2016. En la zona selva, Yurimaguas presentó valores cercanos a 200 h/cliente.año en el 2025 y Aguaytía un valor del orden de 80 h/cliente.año para el 2016. Para la zona sierra, el sector eléctrico Pomahuaca presentó un valor superior a 170 h/cliente.año para el año 2016.

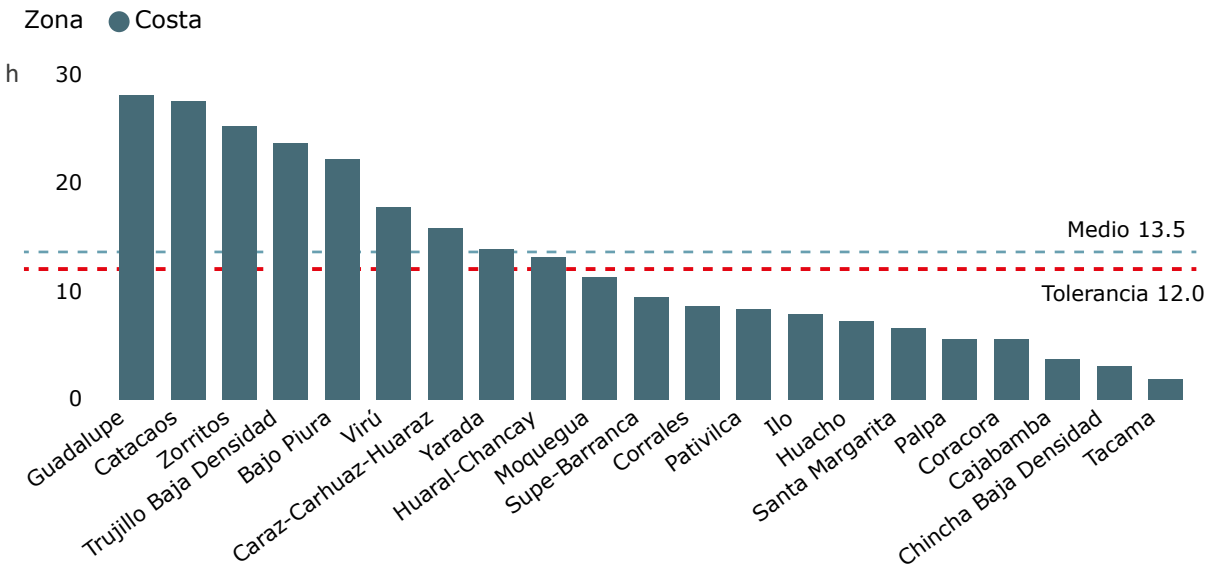


Ilustración 8-69: $SAIDI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

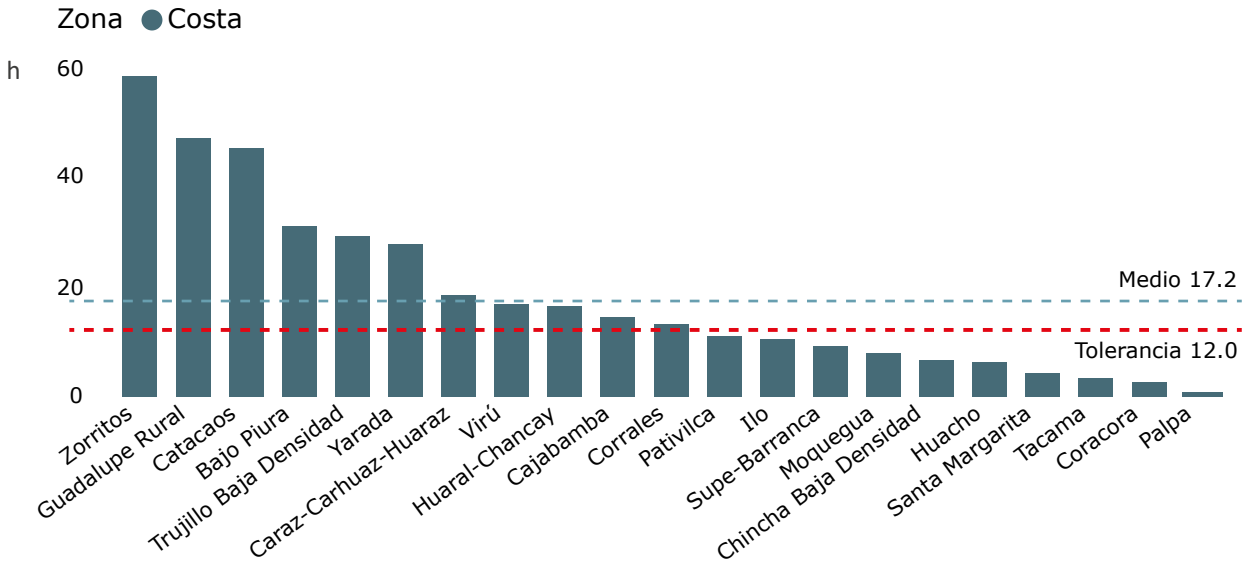


Ilustración 8-70: $SAIDI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

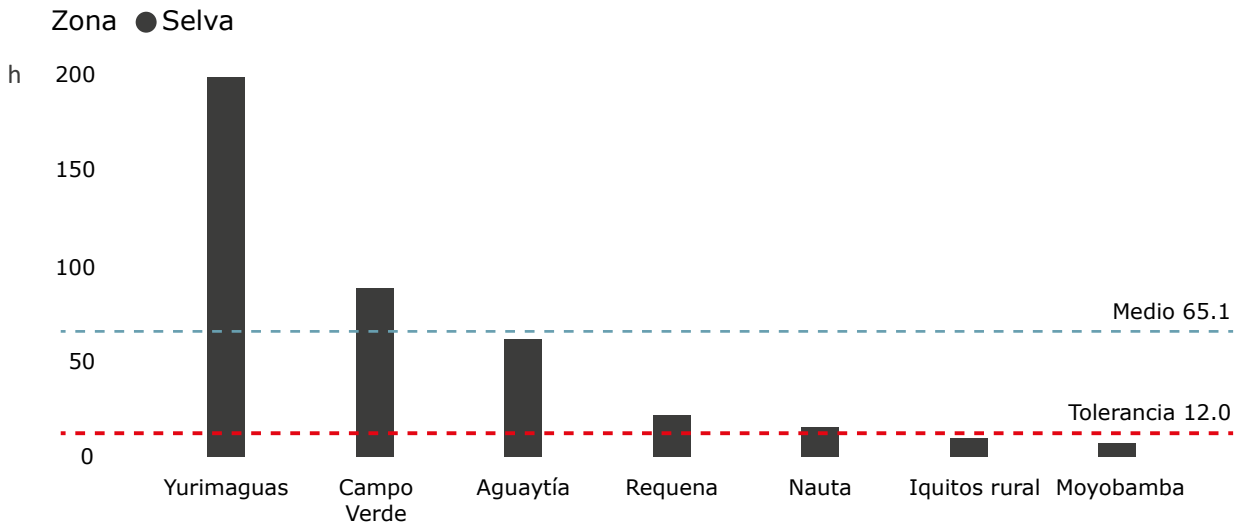


Ilustración 8-71: $SAIDI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona selva – 2015

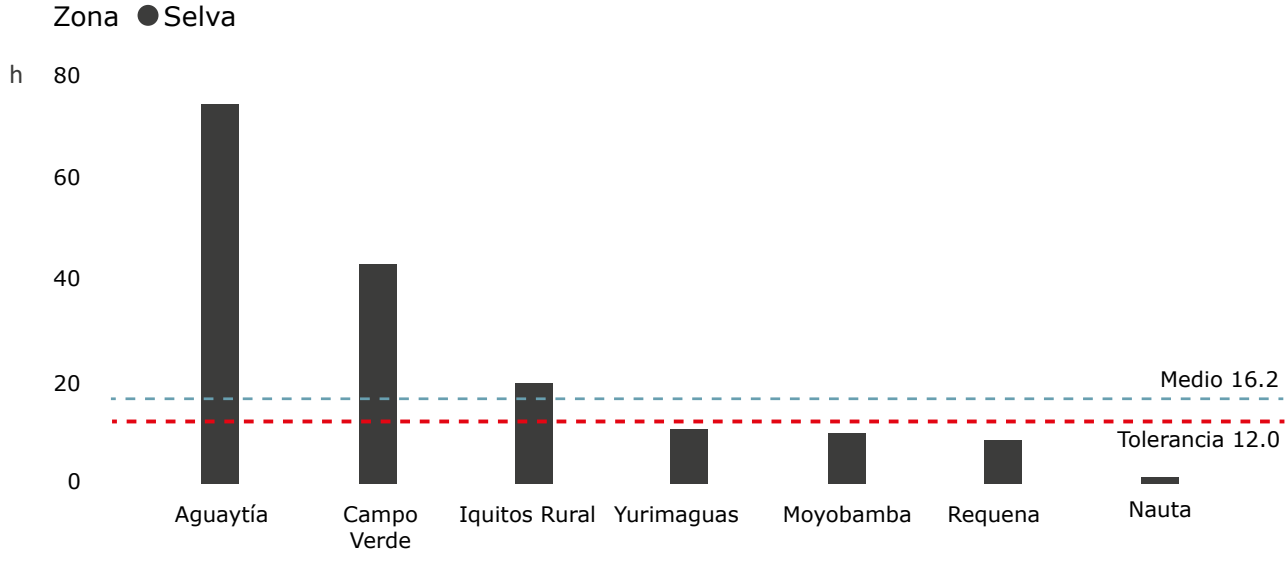


Ilustración 8-72: $SAIDI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona selva – 2016

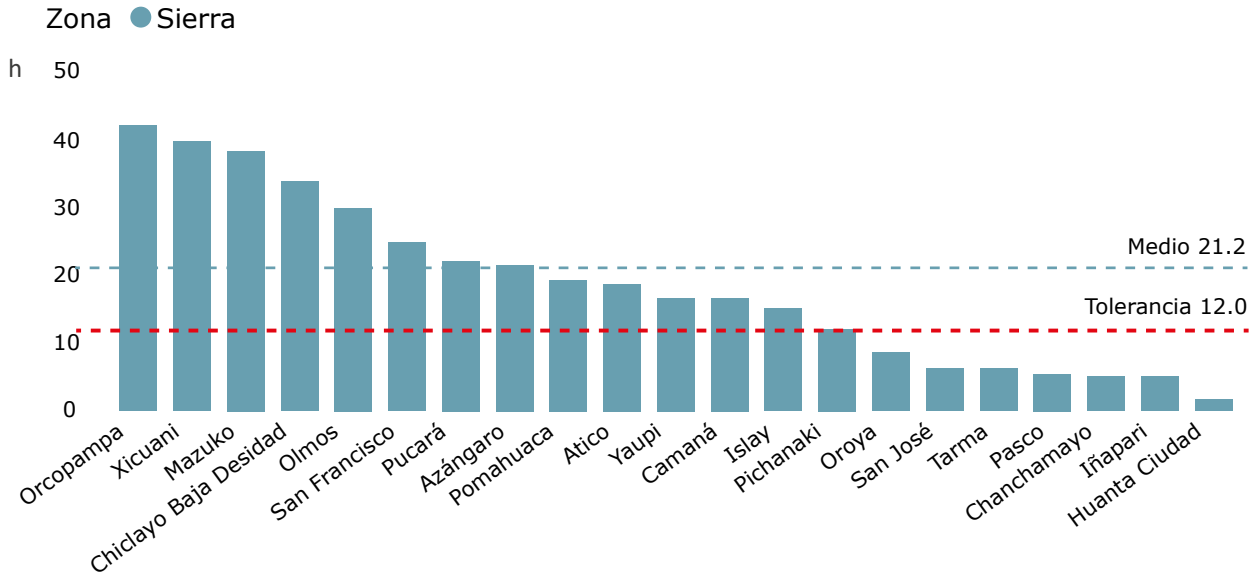


Ilustración 8-73: $SAIDI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

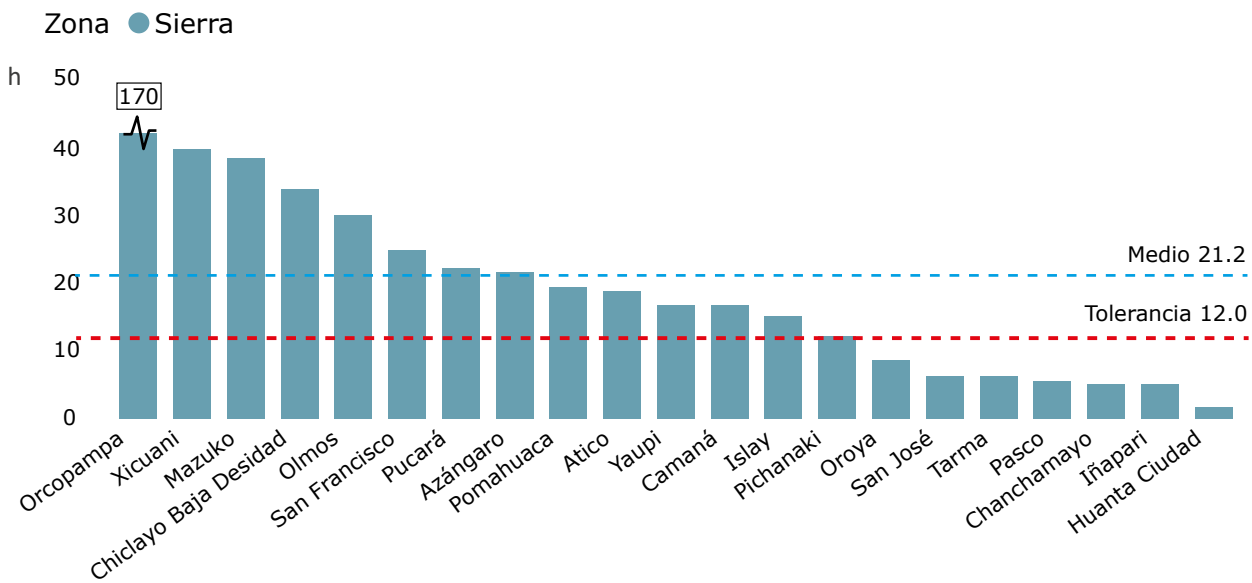


Ilustración 8-74: $SAIDI_{MT}$ del STD3 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

D. STD4

La tolerancia del $SAIDI_{MT}$ para este STD es de 24 h/cliente.año.

Se muestra en la **ilustración 8-75** el nivel del $SAIDI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Las empresas Electro Dunas, Electro Puno y Luz del Sur fueron las únicas que mantuvieron el $SAIDI_{MT}$ por debajo de su tolerancia para el STD4 durante el 2016.

La amplia diferencia entre el valor del $SAIDI_{MT}$ de Electrosur y de Luz del Sur entre el 2015 y 2016 sugeriría la existencia de casos particulares durante el 2015, y que esos sistemas eléctricos podrían presentar valores de $SAIDI_{MT}$ más cercanos al límite como en el año 2016.

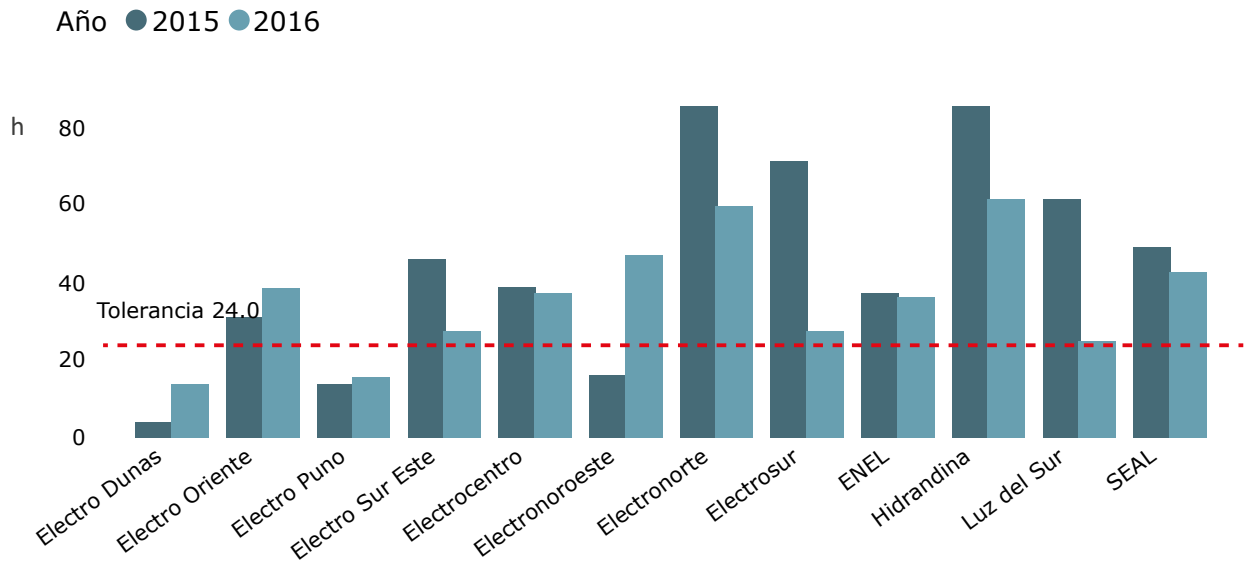


Ilustración 8-75: $SAIDI_{MT}$ del STD4 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-76, 8-77, 8-78, 8-79, 8-80 y 8-81** se muestra el $SAIDI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD4 para los años 2015 y 2016, por zona. El comportamiento de los sistemas eléctricos que integran este STD presenta variaciones, en algunos casos con valores de $SAIDI_{MT}$ sustancialmente superiores al límite de tolerancia. En la zona costa, el sistema eléctrico Trujillo rural presenta valores del orden de 150 h/cliente.año para el año 2015. En la zona de sierra para el año 2015, el sistema eléctrico Puerto Maldonado presentó 325 h/cliente.año y el sistema Pozuzo 150 h/cliente.año en el 2016.

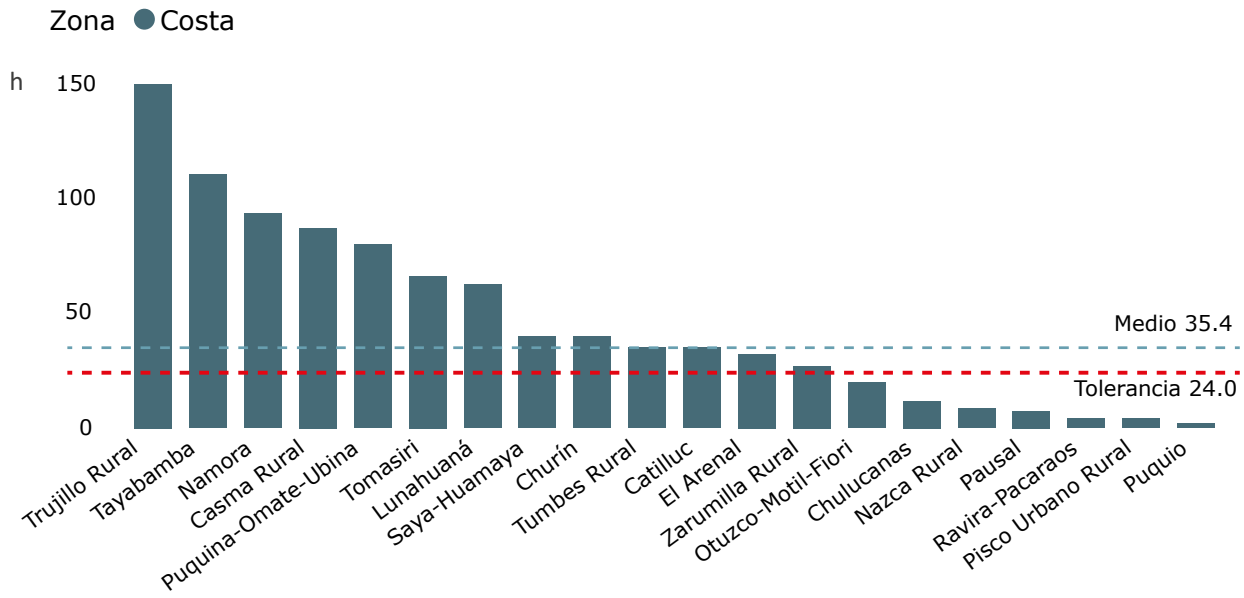


Ilustración 8-76 $SAIDI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

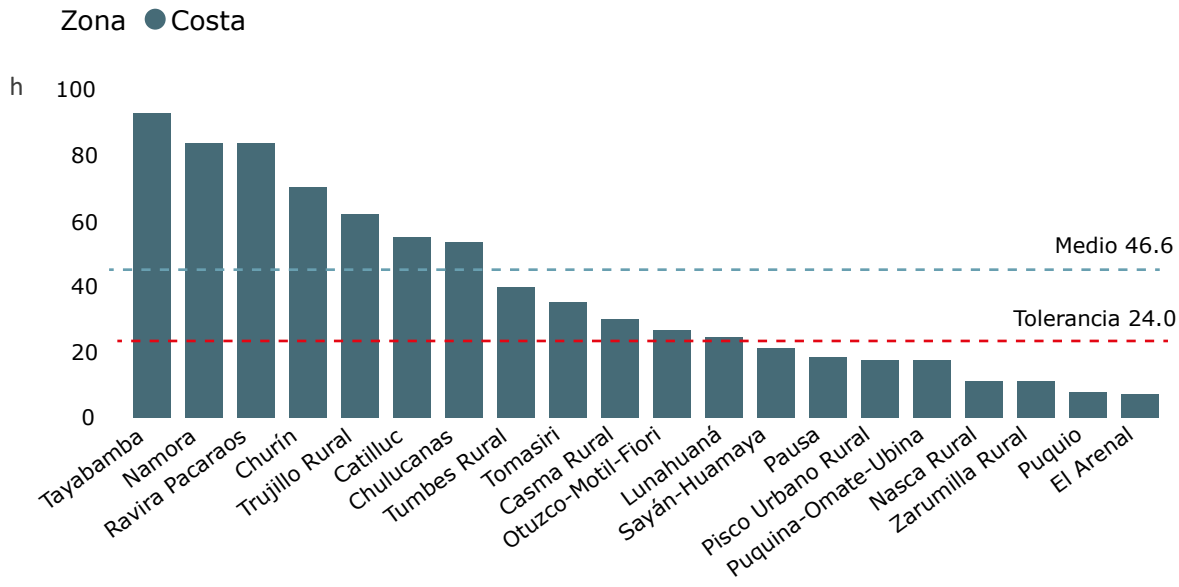


Ilustración 8-77: SAIDI$_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

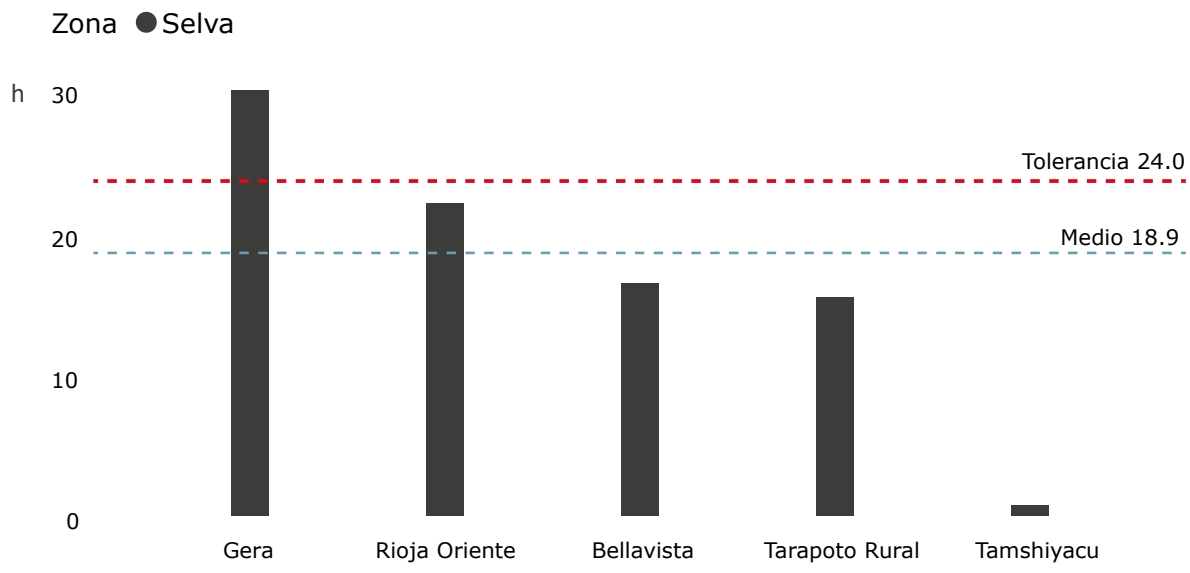


Ilustración 8-78 SAIDI$_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona selva – 2015

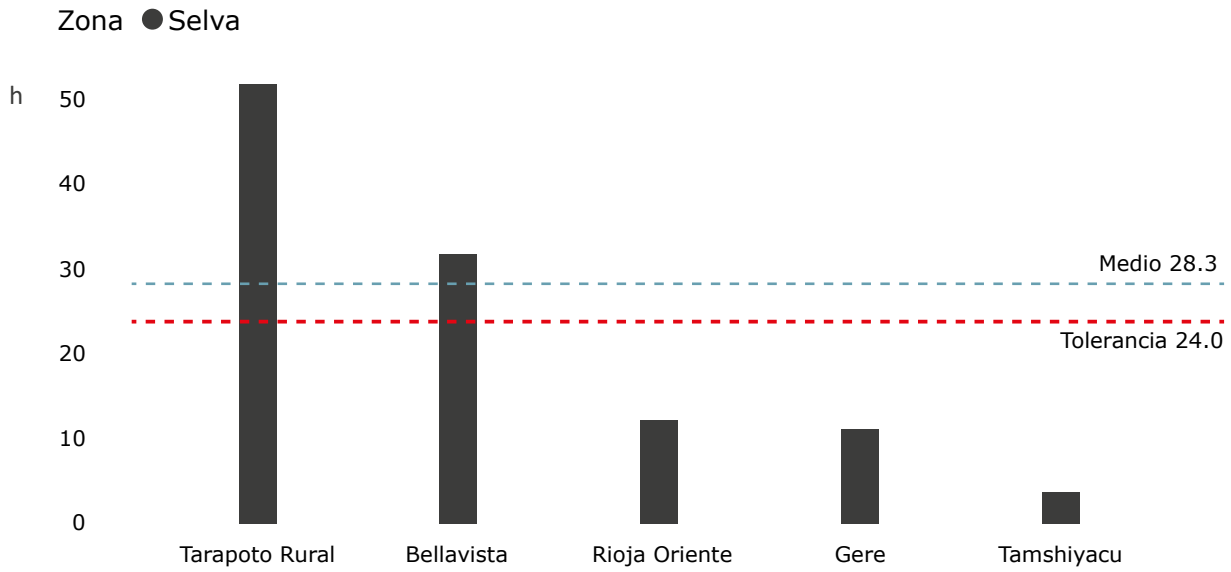


Ilustración 8-79: $SAIDI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona selva – 2016

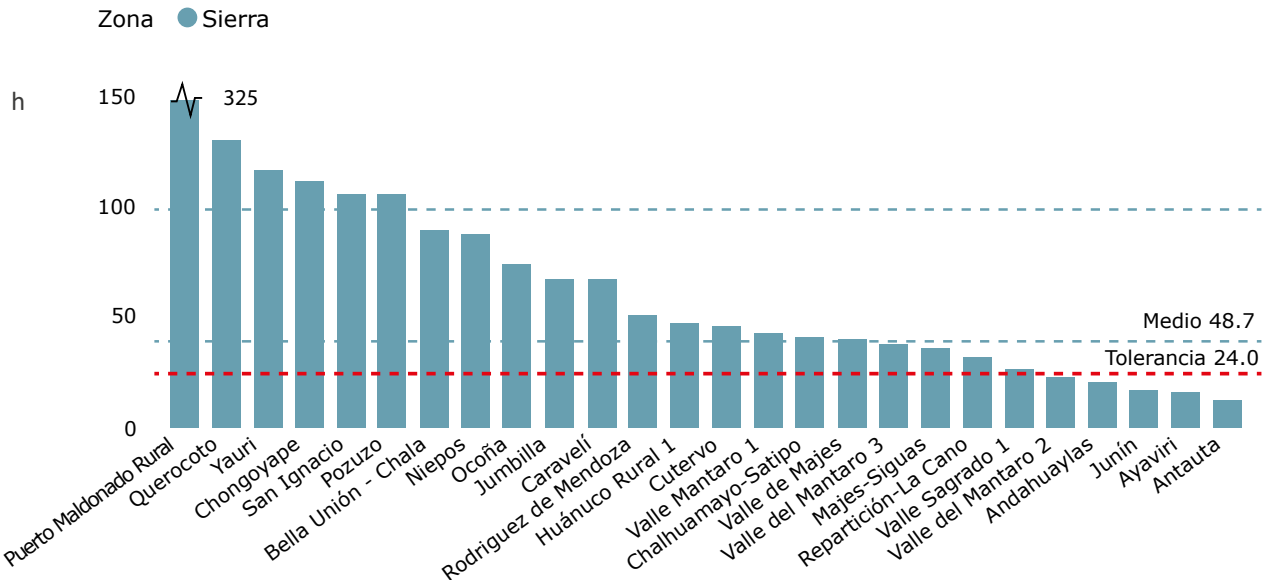


Ilustración 8-80: $SAIDI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

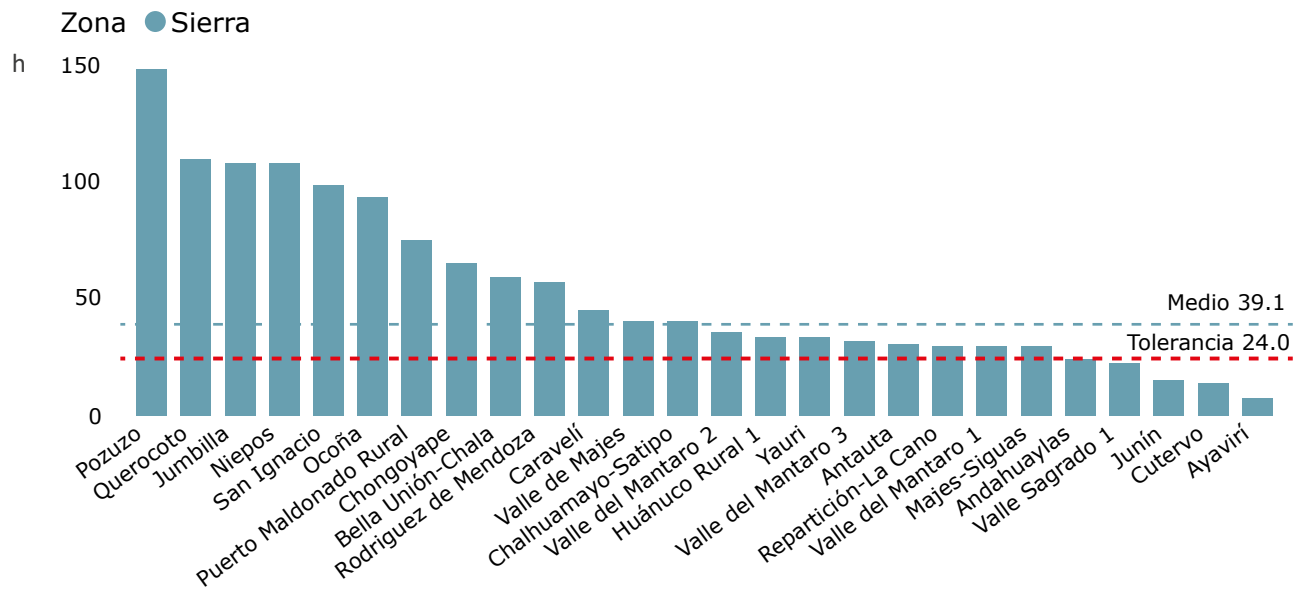


Ilustración 8-81: $SAIDI_{MT}$ del STD4 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

E. STD5

La tolerancia del $SAIDI_{MT}$ para este STD es de 40 h/cliente-año.

En la **ilustración 8-82** se muestra el nivel del $SAIDI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Para el año 2016, Electro Oriente, Electro Sur Este y ENEL presentan valores del $SAIDI_{MT}$ superiores a la tolerancia para el STD5. El resto de las empresas presentaron valores dentro del límite.

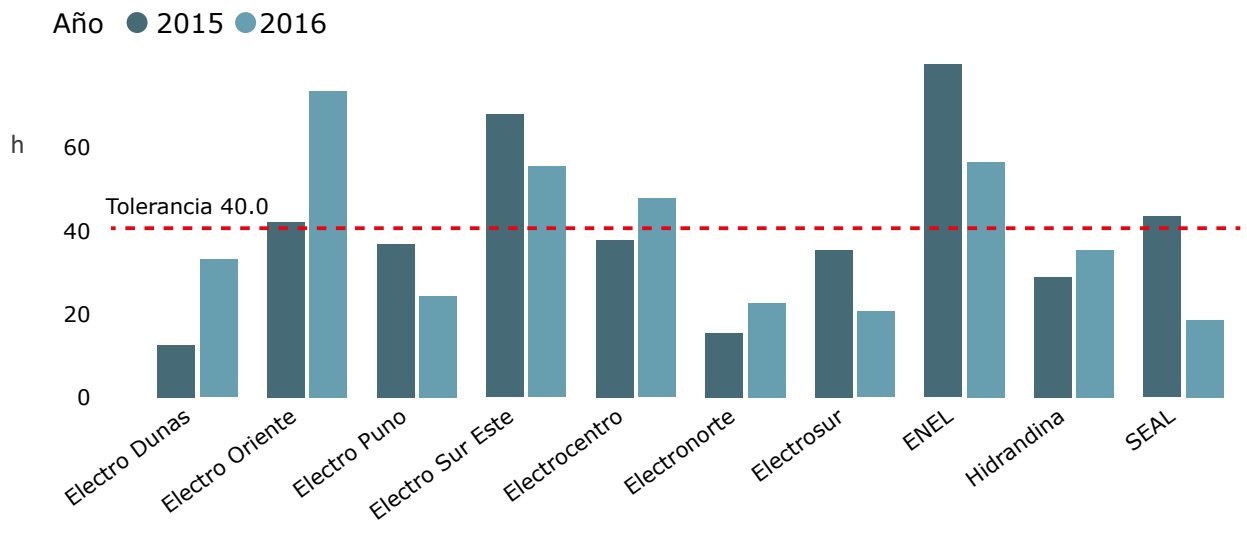


Ilustración 8-82: $SAIDI_{MT}$ del STD5 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-83, 8-84, 8-85, 8-86 y 8-87** se muestra el $SAIDI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD5 para los años 2015 y 2016, por zona. El comportamiento de los sistemas eléctricos que integran este STD presenta variaciones, en ciertos casos con valores de $SAIDI_{MT}$ sustancialmente superiores al límite de tolerancia. En la zona costa, el sistema eléctrico Canta, presentó 80 h/cliente.año en el 2015, reduciéndose a menos de 60 para el 2016. Para la zona sierra Chumbivilcas registró un valor de 150 h/cliente.año para el 2015 y Tarma Rural presentó un valor del orden de 130 h/cliente.año para el 2016.

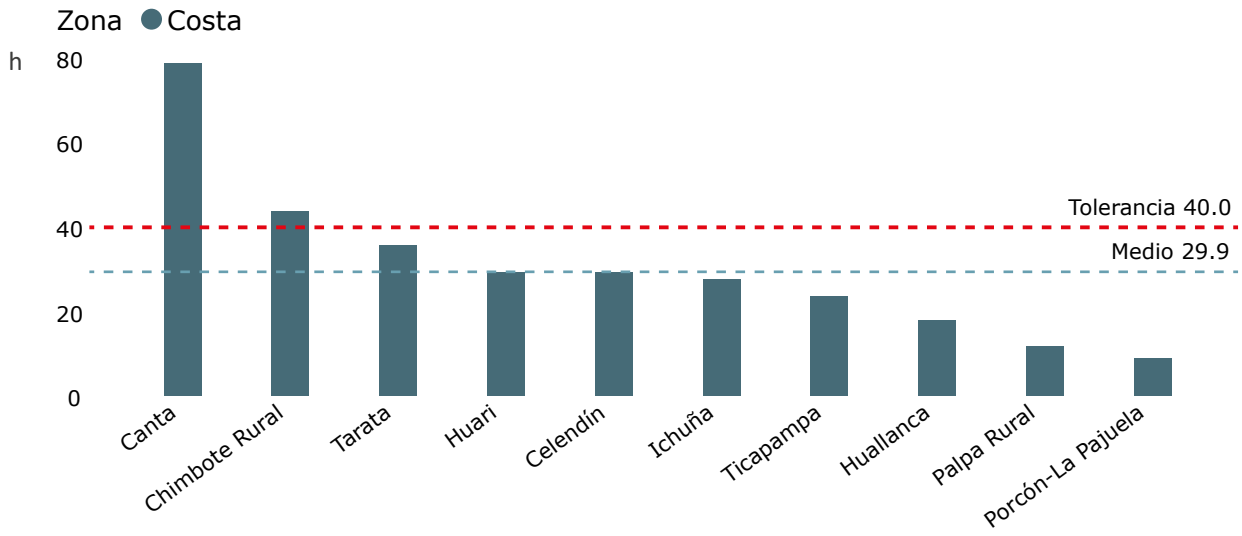


Ilustración 83: $SAIDI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona Costa – 2015

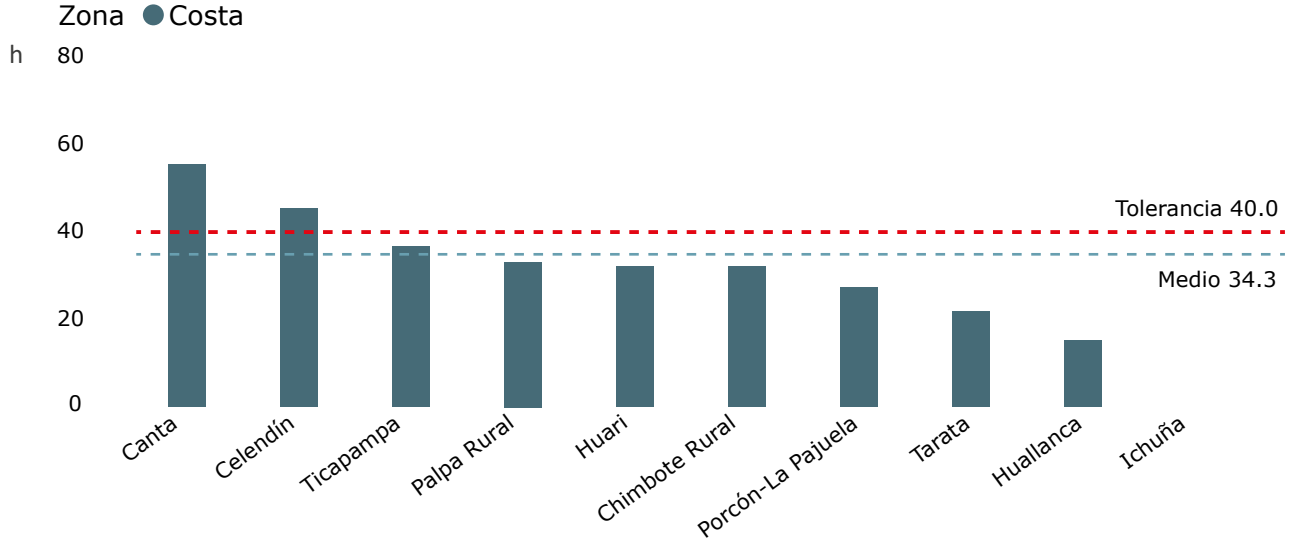


Ilustración 8-84: $SAIDI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona Costa – 2016

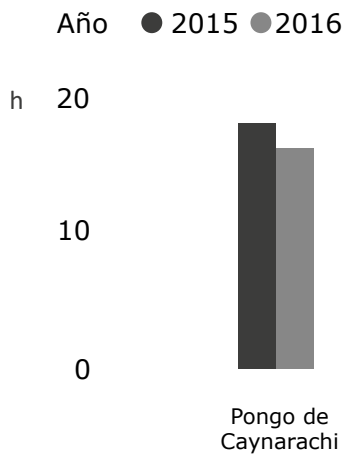


Ilustración 8-85: $SAIDI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona selva – 2015 y 2016

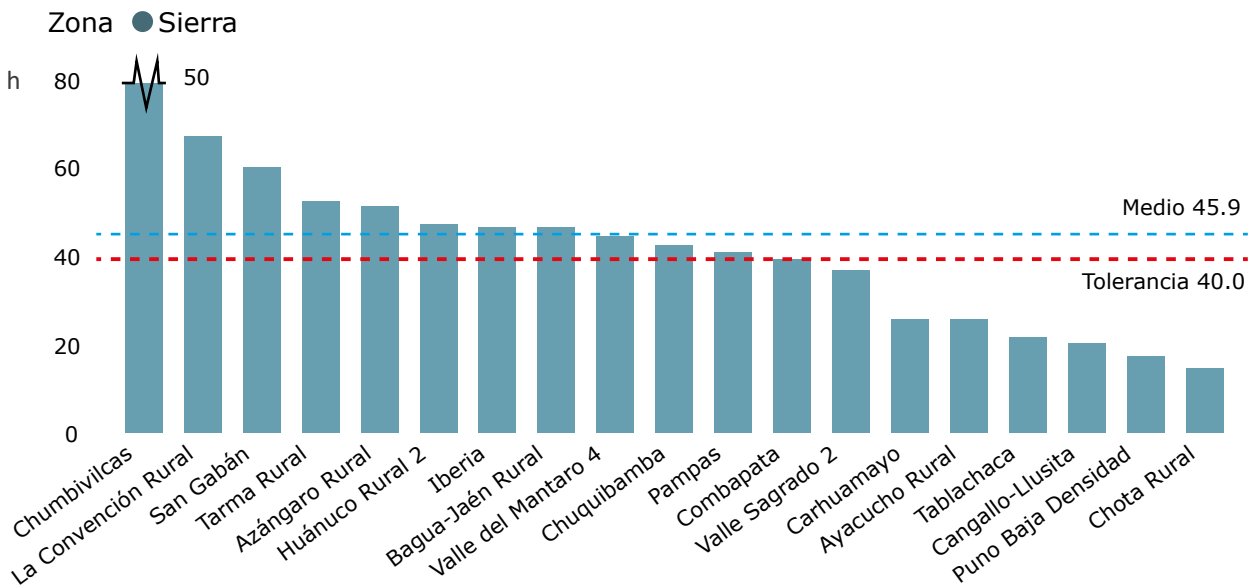


Ilustración 8-86: $SAIDI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

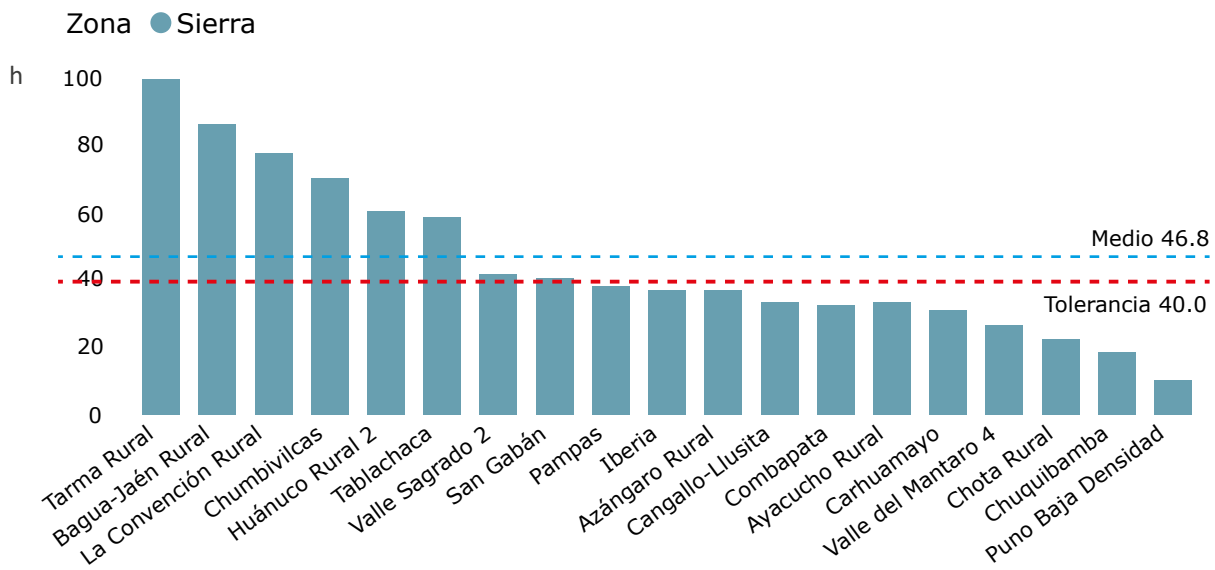


Ilustración 8-87: $SAIDI_{MT}$ del STD5 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

F. STD6

La tolerancia del $SAIDI_{MT}$ para este STD es de 40 h/cliente.año.

Se muestra en la **ilustración 8-88** el nivel del $SAIDI_{MT}$ medio de cada empresa que dispone de sistemas eléctricos en este STD. Se muestra a continuación el nivel del $SAIDI_{MT}$ de los sistemas eléctricos pertenecientes al STD6 de cada empresa. Se observa que únicamente SEAL en el año 2016 presenta un $SAIDI_{MT}$ considerablemente mayor al límite, del orden del doble. El resto de las empresas presentaron valores dentro del límite o levemente superiores.

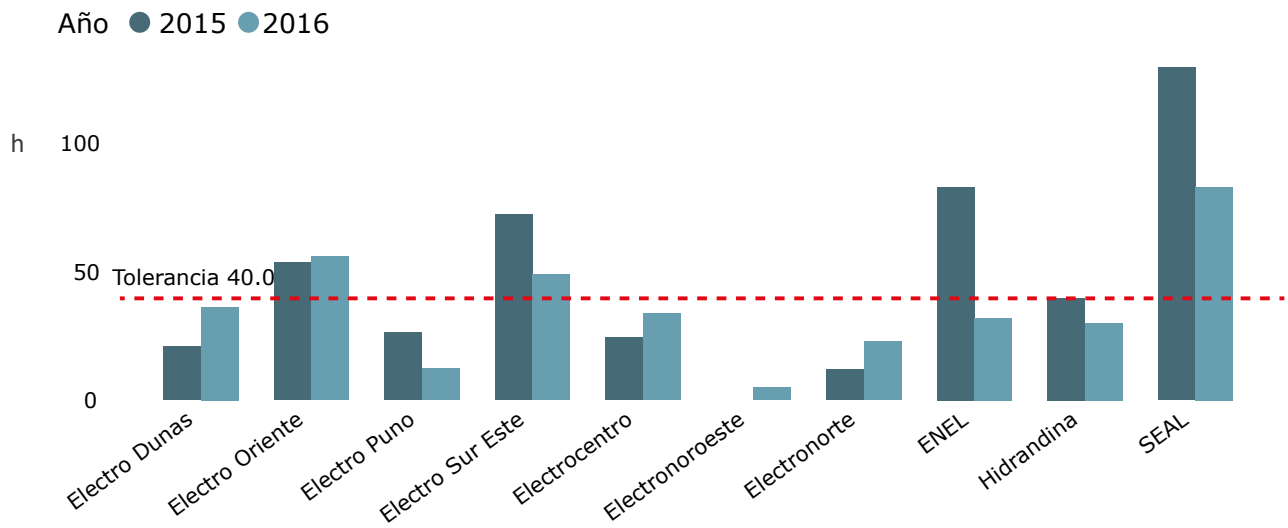


Ilustración 8-88: $SAIDI_{MT}$ del STD6 por empresa y año

En las **ilustraciones 8-89, 8-90, 8-91 y 8-92** se puede apreciar el $SAIDI_{MT}$ de cada sistema eléctrico perteneciente al STD6 para los años 2015 y 2016, por zona. El comportamiento de los sistemas eléctricos que integran este STD presenta variaciones, algunos de ellos con valores de $SAIDI_{MT}$ sustancialmente superiores al límite de tolerancia. En la zona costa, el sistema eléctrico Hoyos Acos presentó un valor superior a 90 h/cliente.año. para el año 2015 y en la zona sierra, el sistema Valle del Colva alcanzó un valor de 150 h/cliente.año. para el mismo año. Para el 2016, solo el sistema eléctrico Cotahuasi superó las 100 h/cliente.año.

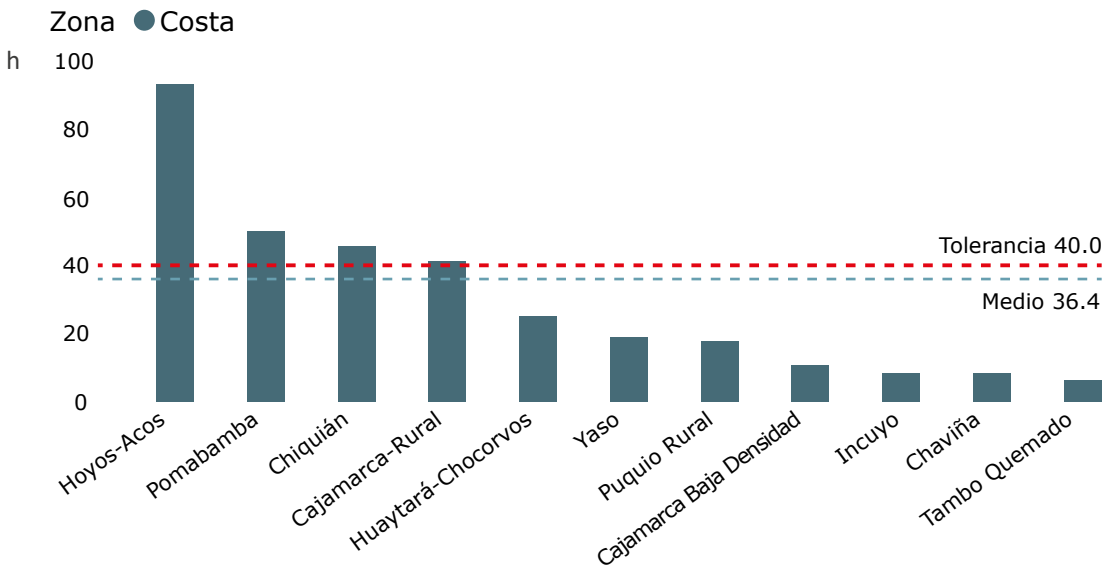


Ilustración 8-89: $SAIDI_{MT}$ del STD6 por sistema eléctrico. Zona costa – 2015

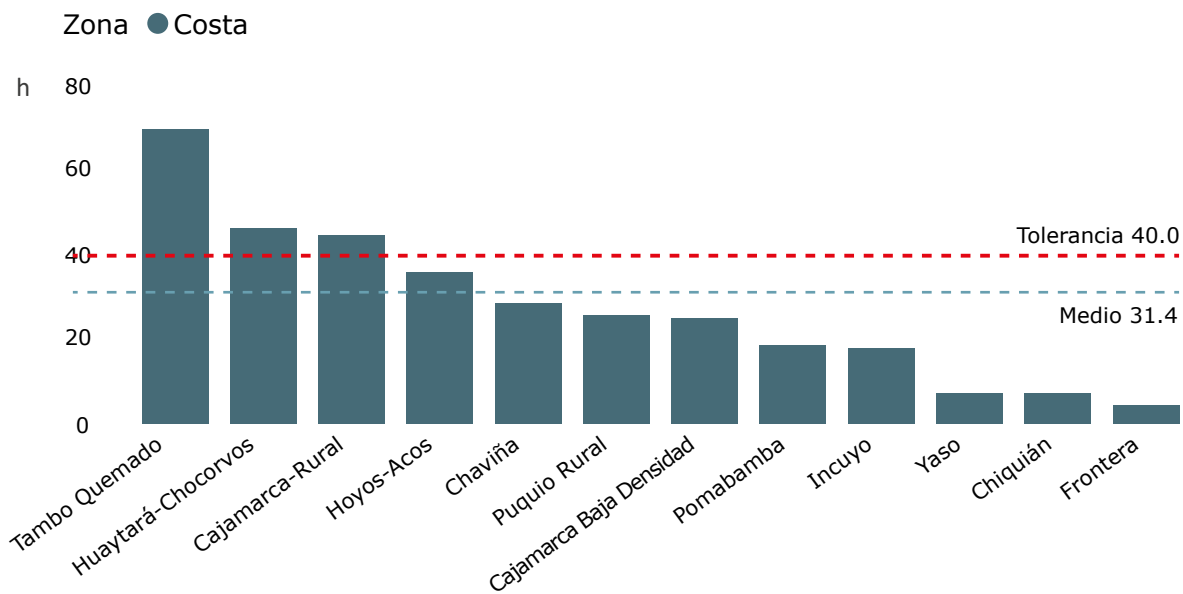


Ilustración 8-90: $SAIDI_{MT}$ del STD6 por sistema eléctrico. Zona costa – 2016

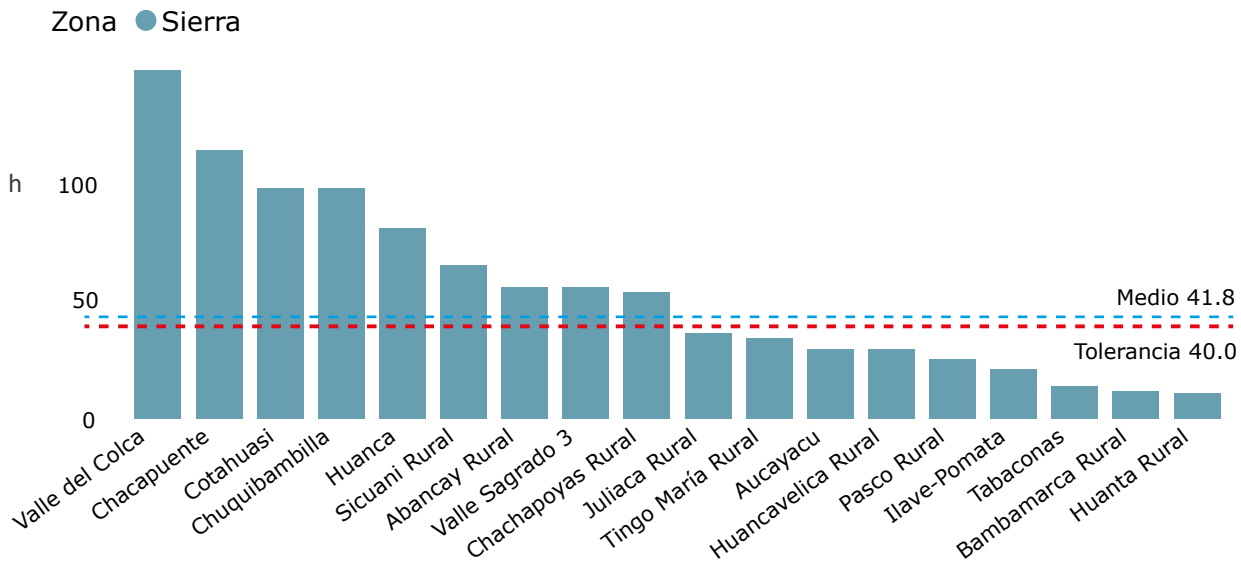


Ilustración 8-91: $SAIDI_{MT}$ del STD6 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2015

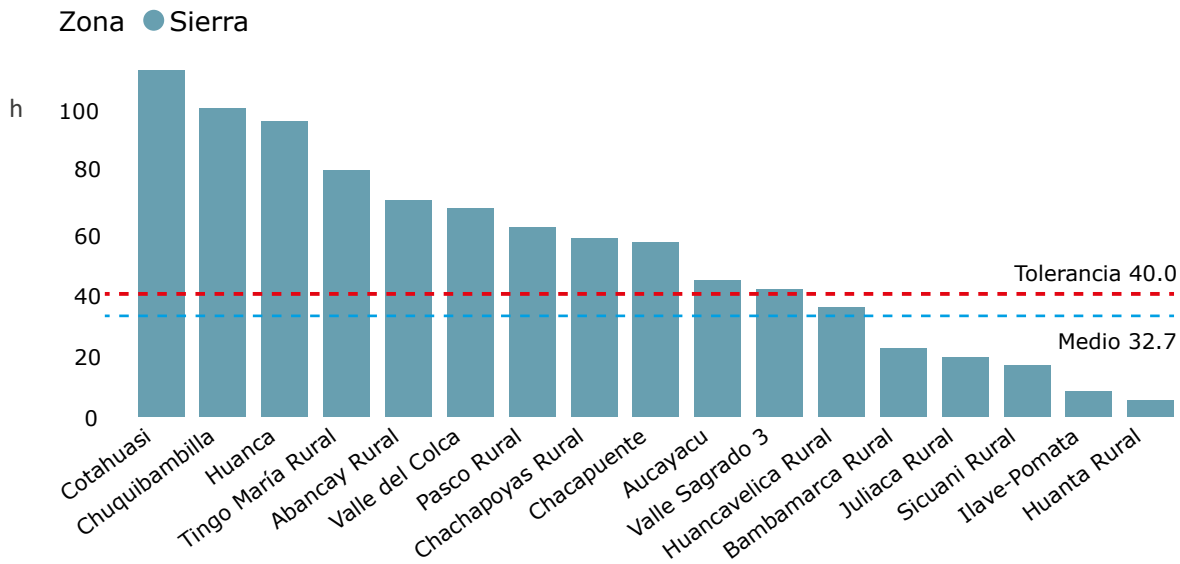


Ilustración 8-92: $SAIDI_{MT}$ del STD6 por sistema eléctrico. Zona sierra – 2016

C.4 Tasa de falla

La tasa de falla media de las empresas analizadas fue de 47,3 en 2015 y 45,9 en 2016. Sin embargo, las distintas empresas presentan un rango del indicador que abarca desde 15,4 (Electro Oriente) hasta 134 (SEAL), tal como se presenta en las **ilustraciones 8-93 y 8-94**.

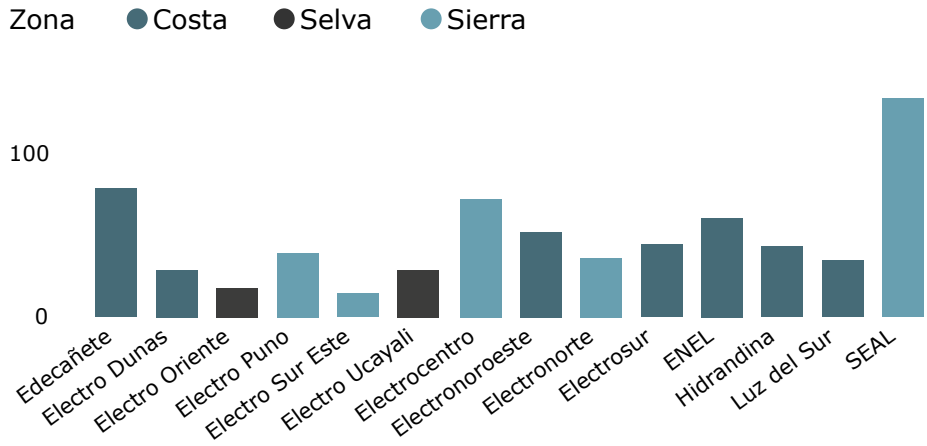


Ilustración 8-93: Tasa de falla por empresa – 2015

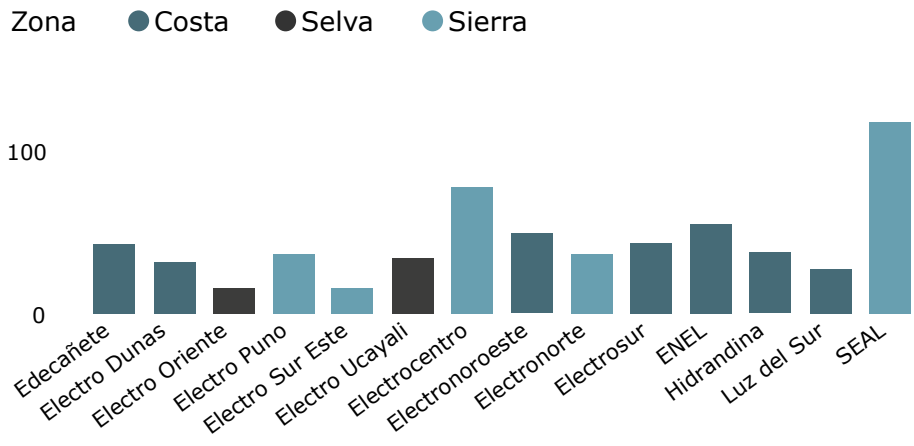


Ilustración 8-94: Tasa de falla por empresa - 2016

Se muestra a continuación las conclusiones del análisis del indicador general por zona.

C.4.1 Tasa de falla por zona

En la **ilustración 8-95** se nota una diferencia sustancial entre las tasas de falla de los sistemas eléctricos en zonas costa y sierra con los pertenecientes a la zona de selva, siendo las primeras mayores.

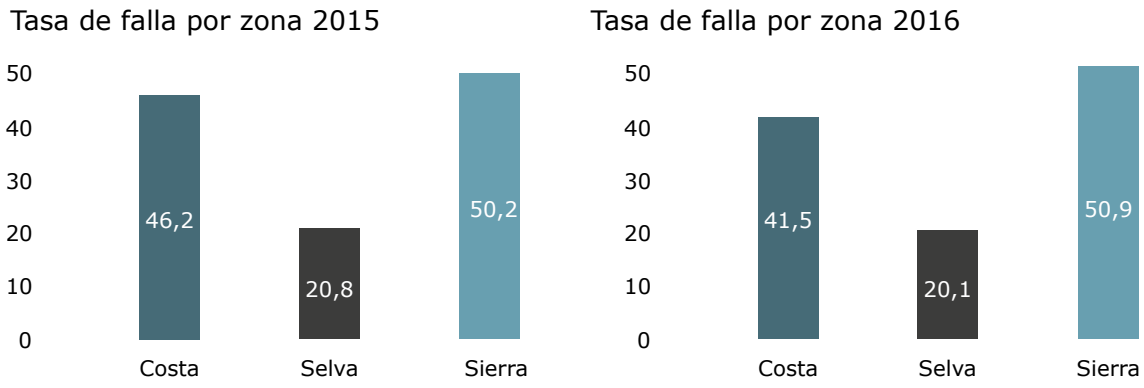


Ilustración 8-95: Tasa de falla por zona en 2015 y 2016

C.4.2 Tasa de falla por área

Se ha observado que la tasa de falla discriminada por área resulta menor en los sistemas eléctricos rurales que en los urbanos. Se ha llegado a la conclusión de que comparar las tasas de falla entre áreas urbanas y rurales no resultaría correcto en este caso, por dos motivos principales:

- Los sistemas rurales presentan una gran cantidad de circuitos monofásicos. Esta situación hace que la totalidad de las fallas, virtualmente con la misma probabilidad en circuitos rurales, sea 3 veces menor por longitud de red que en circuitos trifásicos urbanos.
- Además, al comparar sistemas rurales con urbanos, entra en juego la diferencia en la longitud de los vanos. Al poseer los sistemas rurales vanos de longitudes considerablemente mayores, hay menos elementos que aportan a la probabilidad de falla por unidad de longitud.

C.4.3 Consideraciones utilizadas para el cálculo de la tasa de falla

La tasa de falla fue calculada con la información del detalle de las interrupciones provista por el Osinergmin. Esta información incluye todas las fallas reportadas por las empresas, las cuales se han filtrado según los siguientes criterios:

- Interrupciones de duración mayor a 3 minutos.
- Interrupciones no aceptadas como fuerza mayor.
- Nivel de tensión de distribución.
- Interrupciones no declaradas programadas y no programadas con naturaleza de rechazo de carga.
- Se ha omitido del análisis los sistemas eléctricos de longitud total menor a 20 km.

C.5 INTERRUPCIONES PROGRAMADAS

Se ha analizado la información provista por el Osinergmin para estudiar los indicadores de calidad de suministro $SAIFI_{MT}$ y $CAIDI_{MT}$ correspondientes a las interrupciones programadas.

Como resultado del análisis, se evidencia que:

- El $SAIFI_{MT}$ medio de las interrupciones programadas resultó ser 0,64 para 2015 y 0,55 para 2016, siendo Electro Sur Este la única empresa con $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas mayores a 1,0 Int/cliente en 2015.
- El tiempo medio de reposición de 2015 y 2016 resulta cercano a las 5 horas, con importante dispersión entre empresas, presentando Electro Ucayali un mínimo de 2,2 horas en 2015 e Hidrandina un máximo de 7,6 horas en 2016.

C.5.1 $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas

En las **ilustraciones 8-96 y 8-97** se presenta el $SAIFI_{MT}$ correspondiente a las interrupciones programadas por empresa.

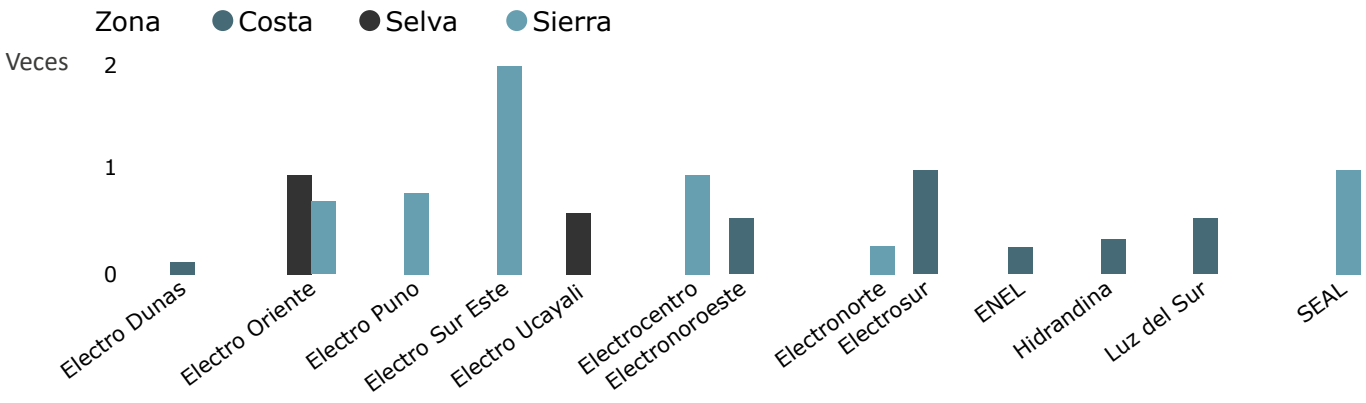


Ilustración 8-96: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas por empresa – 2015

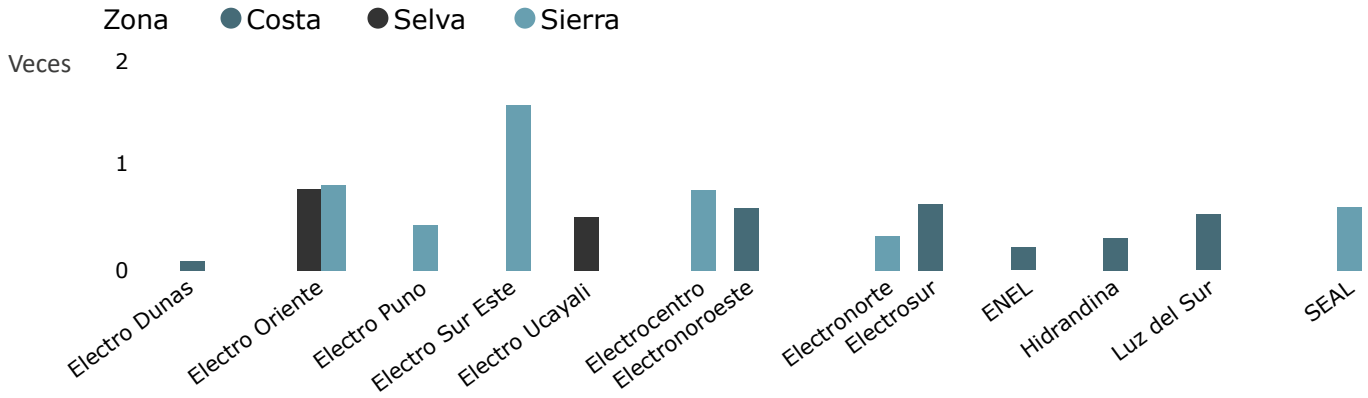


Ilustración 8-97: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas por empresa – 2016

i) $SAIFI_{MT}$ PROGRAMADO POR ZONA

Del análisis realizado por zona, se evidencia que el $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas es considerablemente mayor en las zonas de sierra y selva que en la zona de costa, tal como se presena en la **ilustración 8-98.**

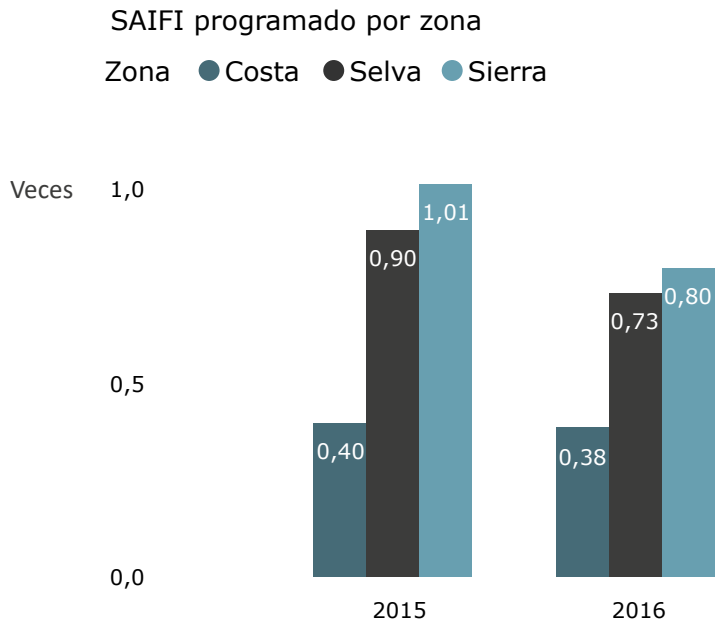


Ilustración 8-98: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas por zona en 2015 y 2016

Todas las zonas poseen una dispersión considerable entre el valor de su $SAIFI_{MT}$ medio y el de las empresas que la integran.

Los valores mostrados en las **ilustraciones 8-99, 8-100, 8-101, 8-102 y 8-103** se presentan similares en la mayoría de las empresas para los años de análisis 2015 y 2016, presentando una leve mejora en las zonas de selva y sierra.

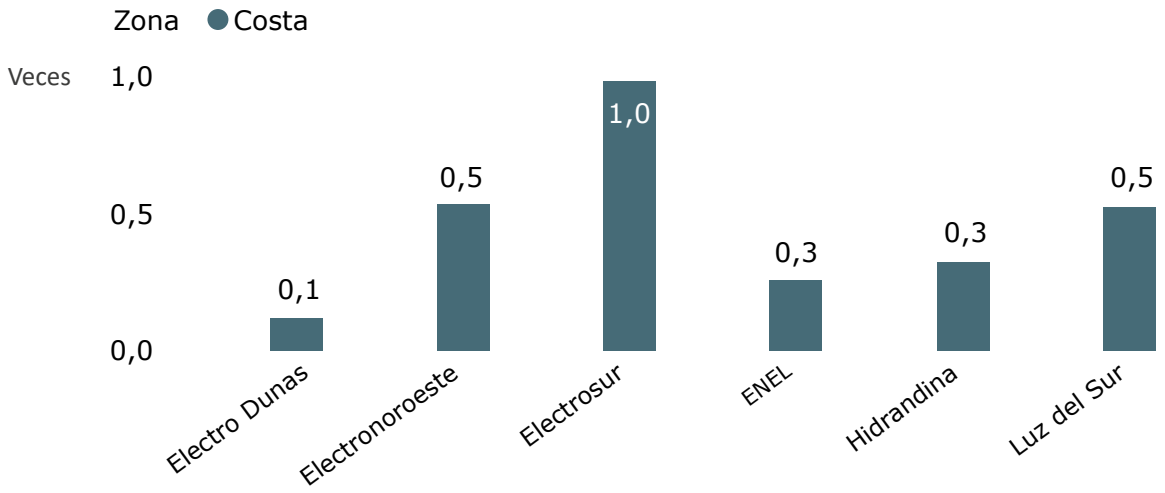


Ilustración 8-99: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas - costa – 2015

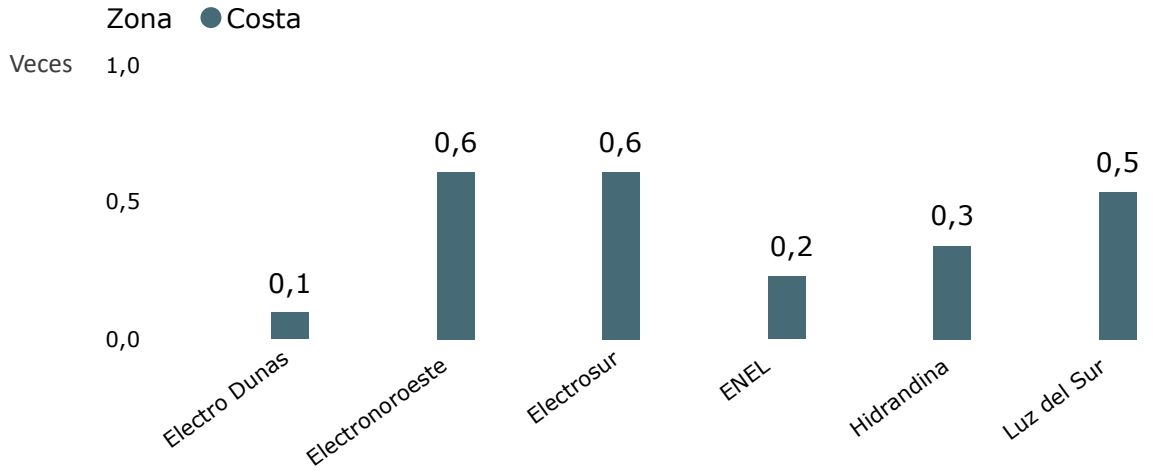


Ilustración 8-100: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas - costa – 2016

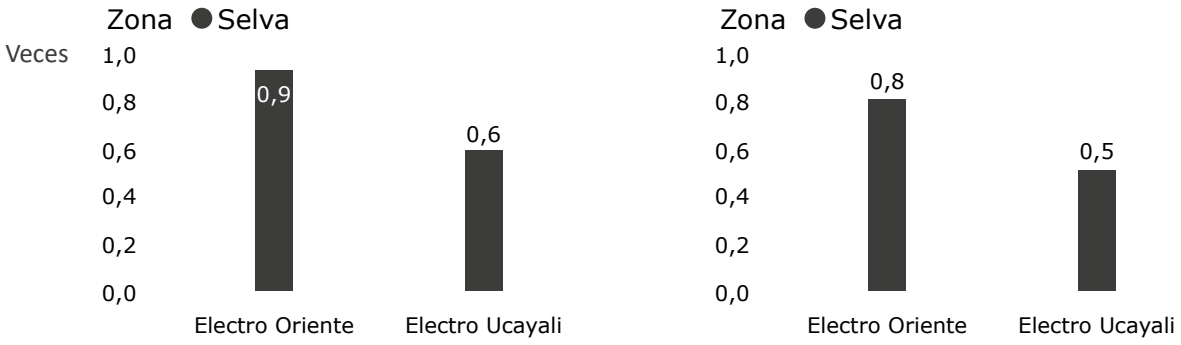


Ilustración 8-101: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas - selva – 2015 y 2016

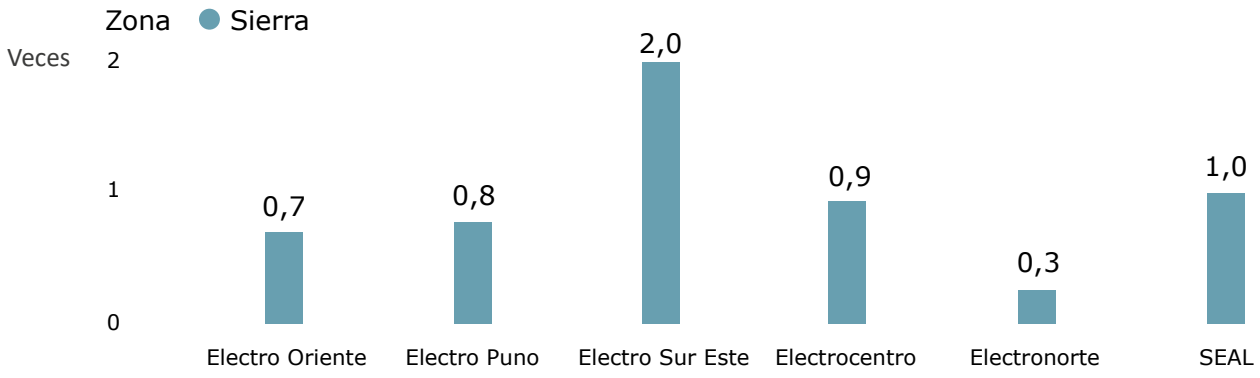


Ilustración 8-102: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas - zona sierra - 2015

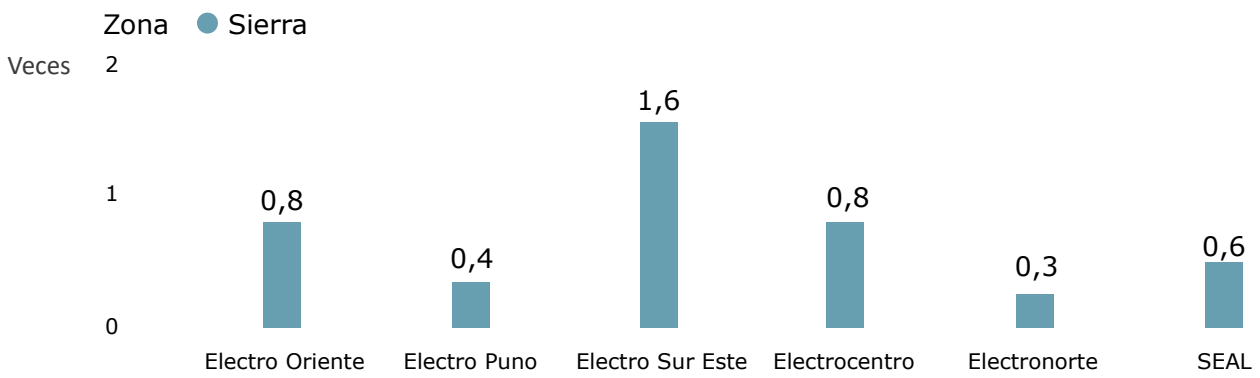


Ilustración 8-103: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas - zona sierra - 2016

ii) $SAIFI_{MT}$ PROGRAMADO POR TIPO DE INTERRUPCIÓN

Una variable importante a considerar en las interrupciones programadas es si las mismas fueron originadas para realizar mantenimiento o para ampliación/reforzamiento de las redes.

La proporción general del $SAIFI_{MT}$ de las interrupciones programadas por mantenimiento a nivel general fue de 30% en 2015 y 25% en 2016, tal como se presenta en la **ilustración 8-104**. Sin embargo, se evidencia que las distintas zonas poseen proporciones diversas del tipo de interrupciones programadas entre sí:

- La zona de costa posee un 50% del $SAIFI_{MT}$ de sus interrupciones programadas asignadas a mantenimiento.
- La zona de selva posee un 25% del $SAIFI_{MT}$ de sus interrupciones programadas asignadas a mantenimiento y un 75% asignado a expansión o reforzamiento.
- La zona de sierra posee un 70% de sus interrupciones programadas asignadas a mantenimiento y un 30% asignado a expansión o reforzamiento.

Se considera que los valores registrados se encuentran dentro de lo razonable para empresas de las características del Perú.

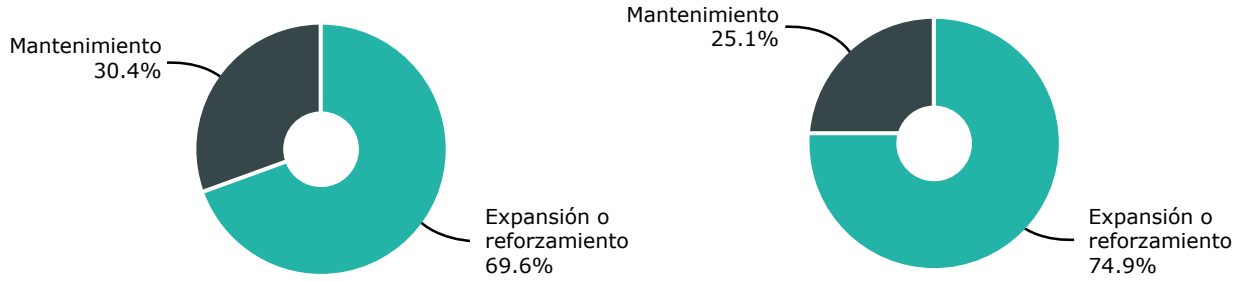


Ilustración 8-104: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas por tipo – 2015 y 2016

La **ilustracion 8-105** muestra el $SAIFI_{MT}$ de las interrupciones programadas asignadas a mantenimiento (opaco) en relación con el total (transparente) para los años 2015 y 2016.

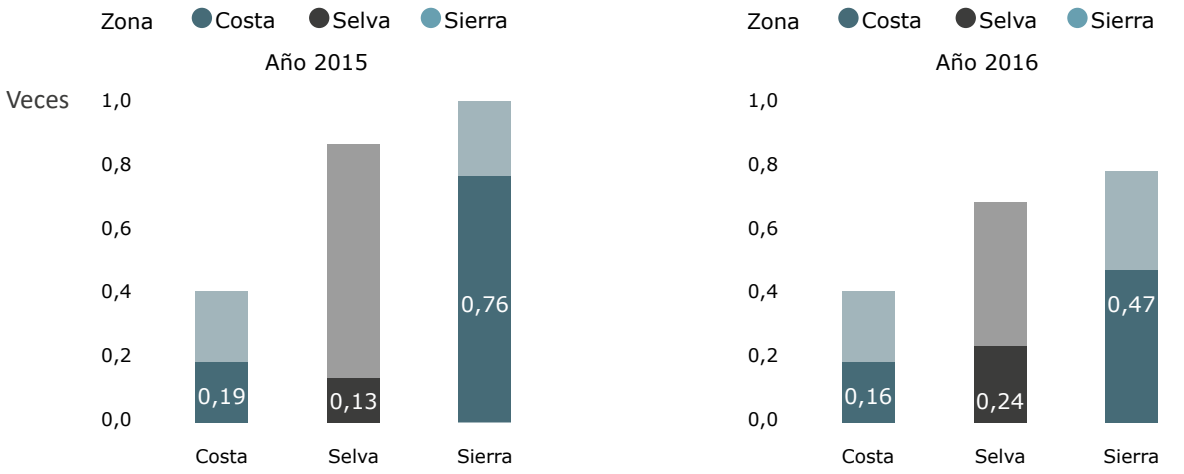


Ilustración 8-105: $SAIFI_{MT}$ de interrupciones programadas asignadas a mantenimiento

C.5.2 CAIDI$_{MT}$ de interrupciones programadas

También se ha analizado el tiempo medio de las interrupciones programadas por zona y tipo de interrupción.

En las **ilustraciones 8-106 y 8-10**7 se observa que el CAIDI$_{MT}$ medio de 2015 y 2016 se encuentra cercano a las 5 horas, con bastante dispersión de valores entre empresas, presentando Electro Ucayali un mínimo de 2,2 horas en 2015 e Hidrandina un máximo de 7,6 horas en 2016.

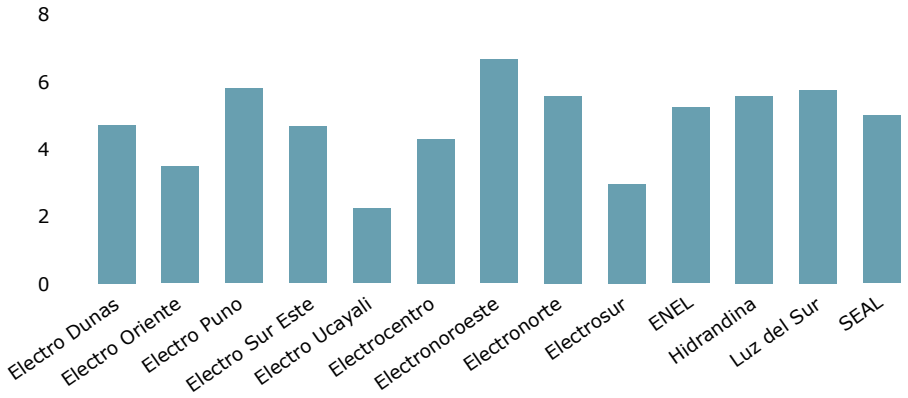


Ilustración 8-106: CAIDI$_{MT}$ de interrupciones programadas por empresa - 2015

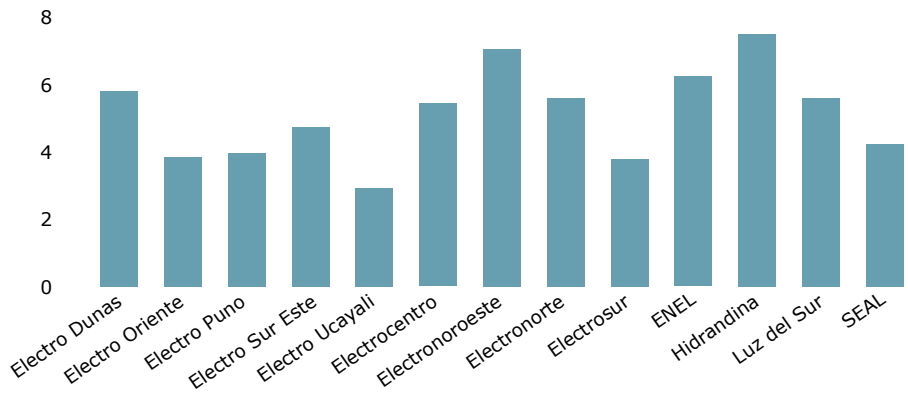


Ilustración 8-107: CAIDI$_{MT}$ de interrupciones programadas por empresa - 2016

A. $CAIDI_{MT}$ PROGRAMADO POR ZONA

Las zonas de costa, sierra y selva poseen tiempos medios de reposición de interrupciones programadas distintos entre sí, tal como se presenta en las **ilustraciones 8-108, 8-109, 8-110, 8-111, 8-112 8-113, 8-114 y 8-115.**

Dentro de cada zona, las empresas presentan valores diversos. Para el caso de selva y sierra, los valores no presentan grandes dispersiones por empresa, y para el caso de la costa, se presentan algunas diferencias mayores en el indicador.

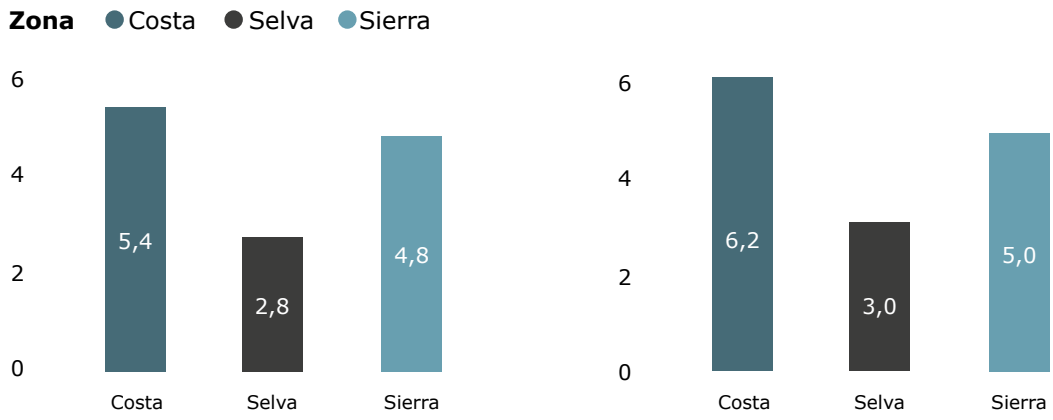


Ilustración 8-108: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas por zona en 2015 y 2016

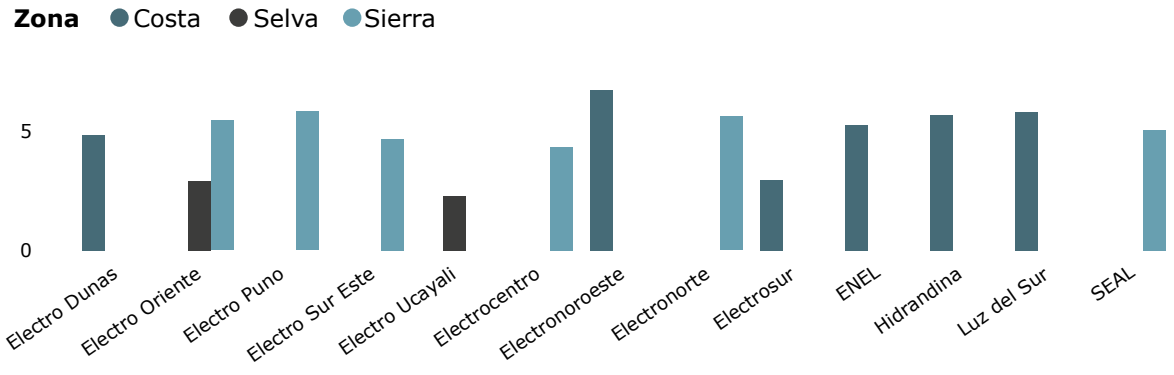


Ilustración 8-109: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en costa - 2015

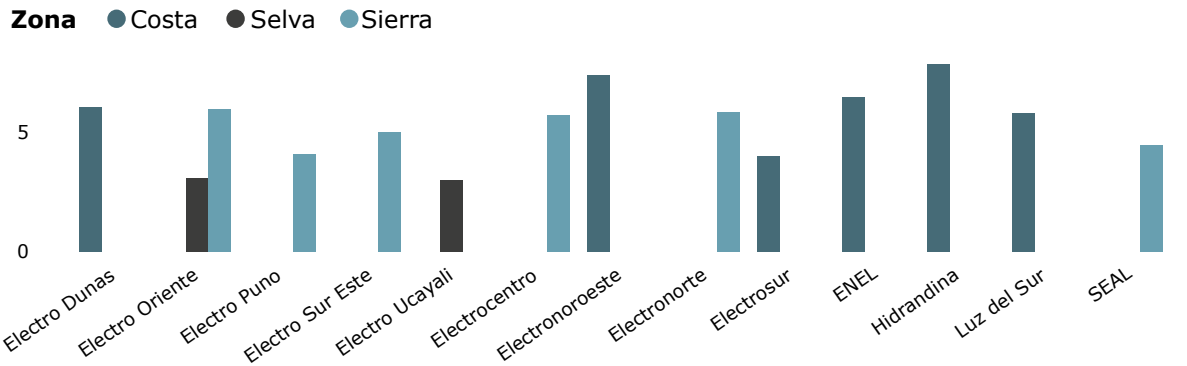


Ilustración 8-110: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en costa – 2016

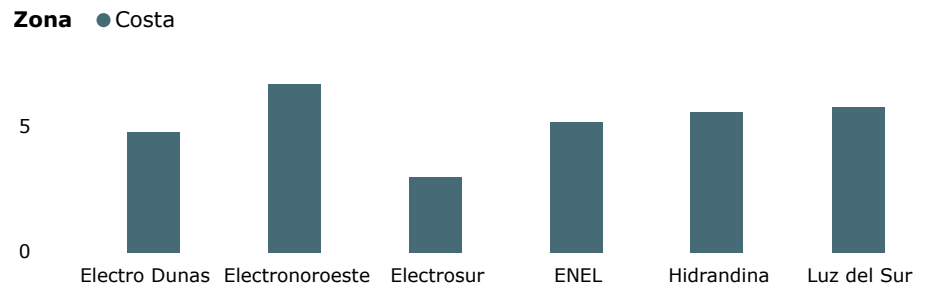


Ilustración 8-111: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en costa – 2015

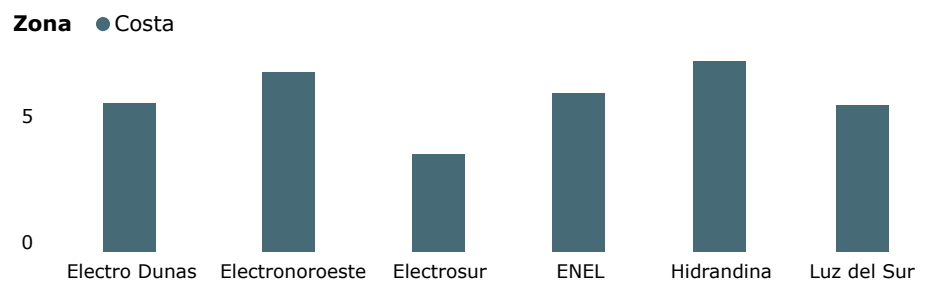


Ilustración 8-112: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en costa – 2016

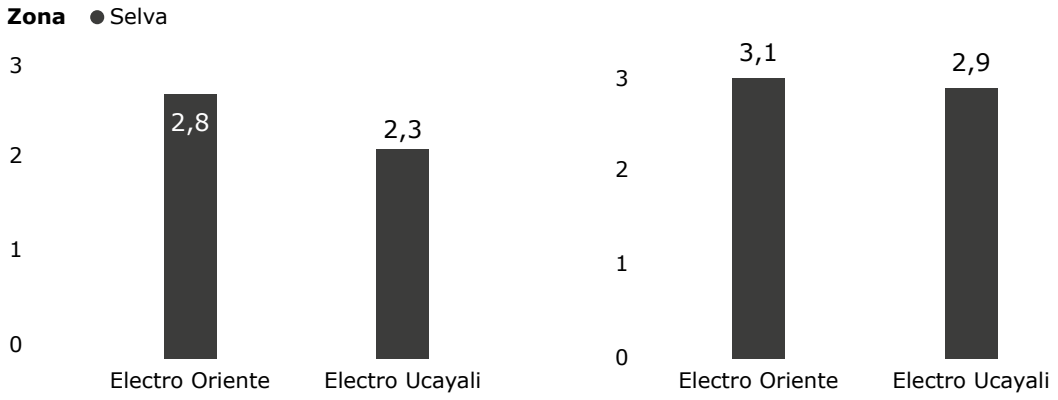


Ilustración 8-113: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en selva

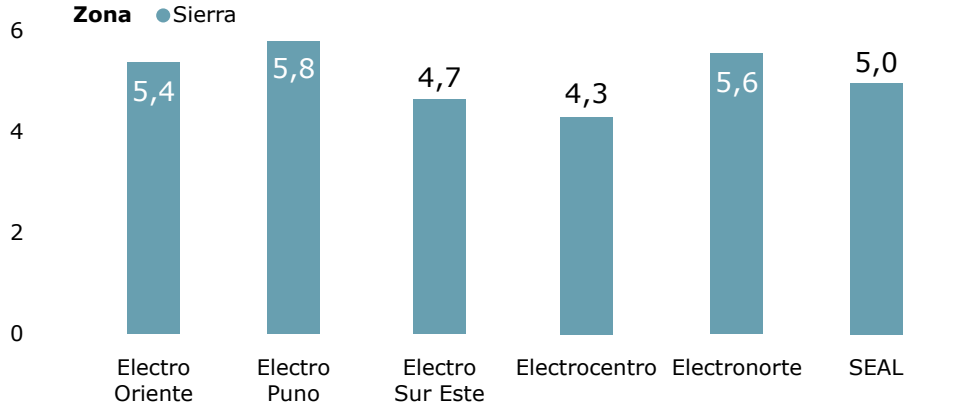


Ilustración 8-114: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en sierra - 2015

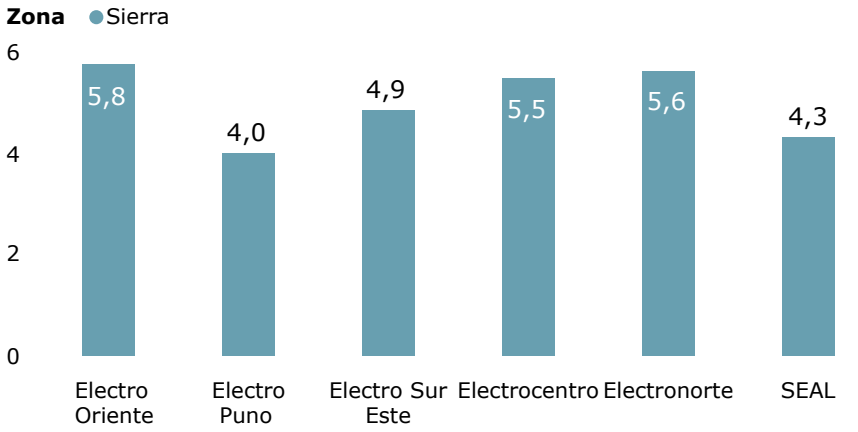


Ilustración 8-115: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en sierra - 2016

B. $CAIDI_{MT}$ PROGRAMADO POR TIPO DE INTERRUPCIÓN

El tiempo medio de reposición para interrupciones por expansión ha sido de 5,2 h en 2015 y de 5,8 h en 2016. El tiempo medio de interrupciones por mantenimiento, sin embargo, se ha mantenido relativamente constante, pasando de 4,2 a 4,1 h, tal como se muestra en la **ilustración 8-116.**

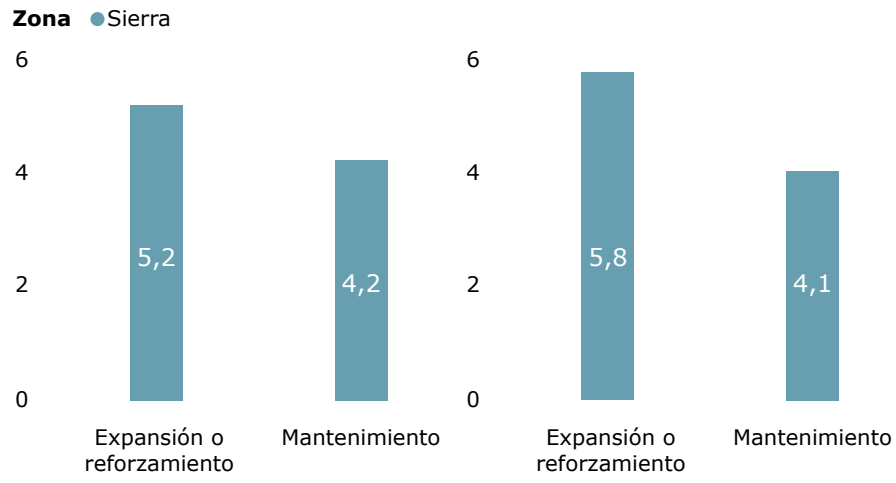


Ilustración 8-116: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas por tipo en 2015 y 2016

Asimismo, las duraciones de las interrupciones correspondientes a mantenimiento han presentado valores menores a la media en las tres zonas.

La **ilustración 8-117** muestra el $CAIDI_{MT}$ de las interrupciones programadas asignadas a mantenimiento (opaco) en relación con el total (transparente) para los años 2015 y 2016.

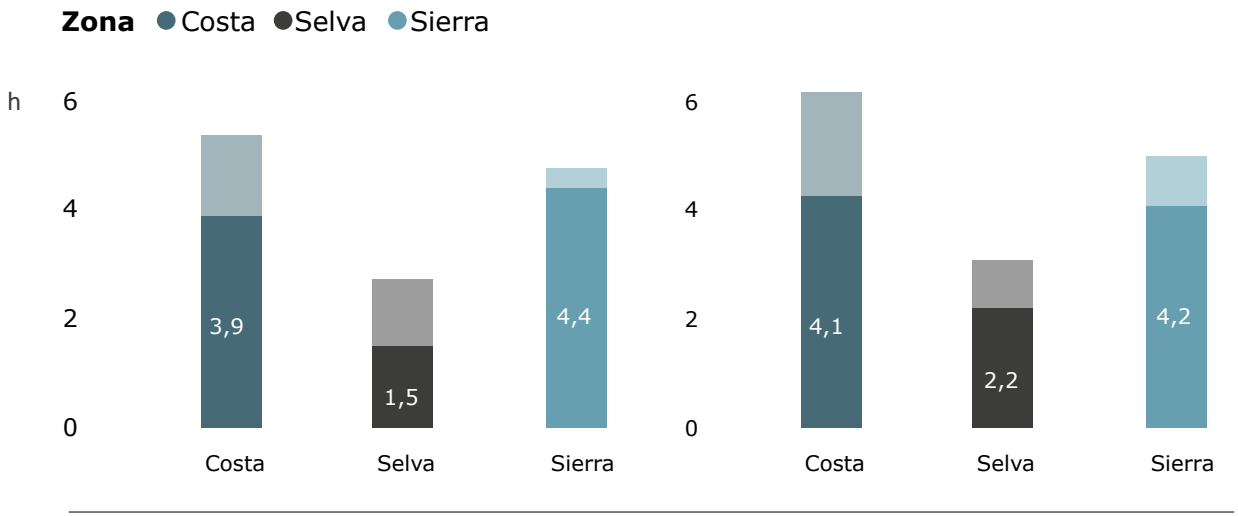


Ilustración 8-117: $CAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas asignadas a mantenimiento

C.5.3 $SAIDI_{MT}$ de Interrupciones Programadas

En las **ilustraciones 8-118 y 8-119** también se ha analizado el $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas por zona y tipo de interrupción.

El $SAIDI_{MT}$ medio de las interrupciones programadas para el 2015 y 2016 se encuentra cercano a las 3 horas/cliente.año, con bastante dispersión de valores entre empresas, presentando Electro Dunas un mínimo de 0,56 horas en 2015, mientras que Electro Sur Este, un máximo de 9,3 horas.

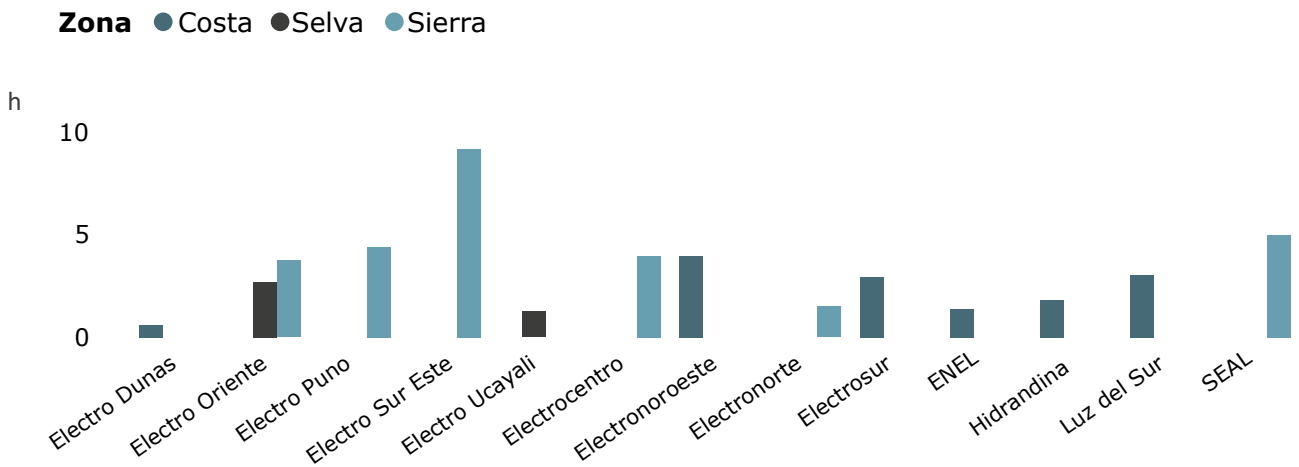


Ilustración 8-118: $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas por empresa - 2015

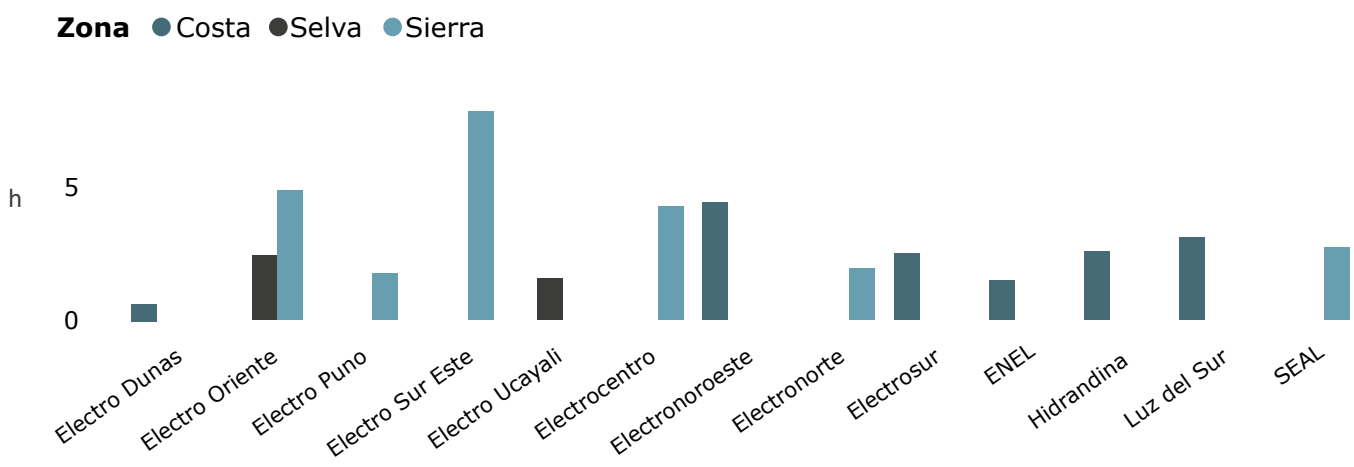


Ilustración 8-119: $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas por empresa - 2016

A. $SAIDI_{MT}$ PROGRAMADO POR ZONA

En las **ilustraciones 8-120, 8-121, 8-122, 8-123, 8-124 y 8-125** se presenta las duraciones medias de interrupciones programadas por usuario. En la zona sierra, los valores rondan el doble del valor de las zonas de costa y selva. Dentro de cada zona, las empresas presentan valores diversos y se visualiza una consistencia interanual del valor del indicador en las zonas de costa y selva.

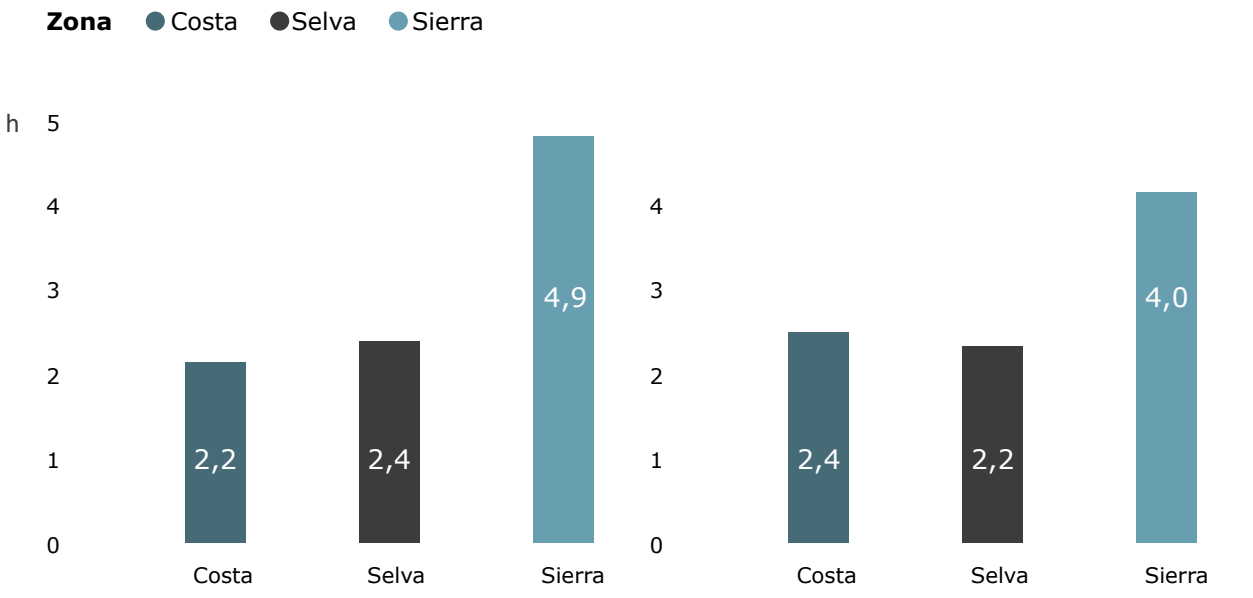


Ilustración 8-120: $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas por zona en 2015 y 2016

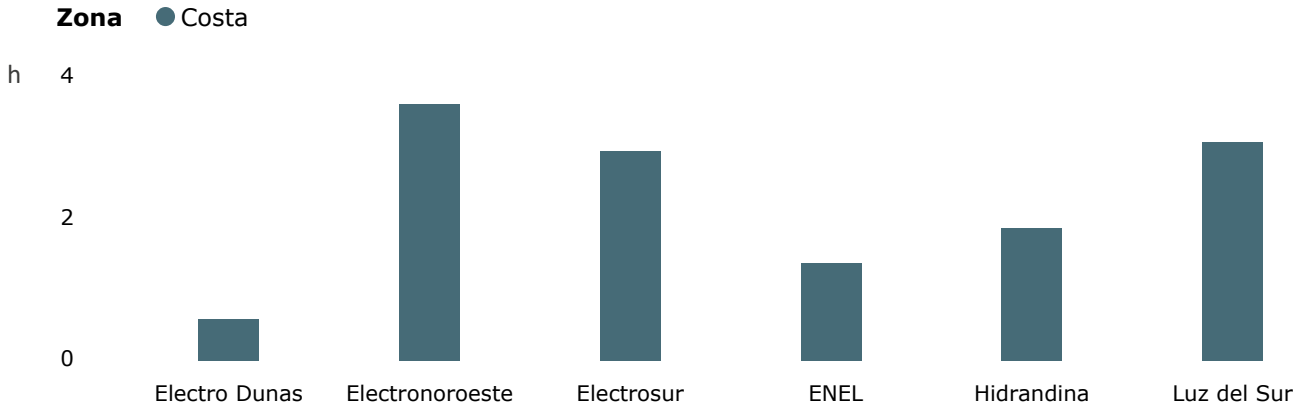


Ilustración 8-121: $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en costa – 2015

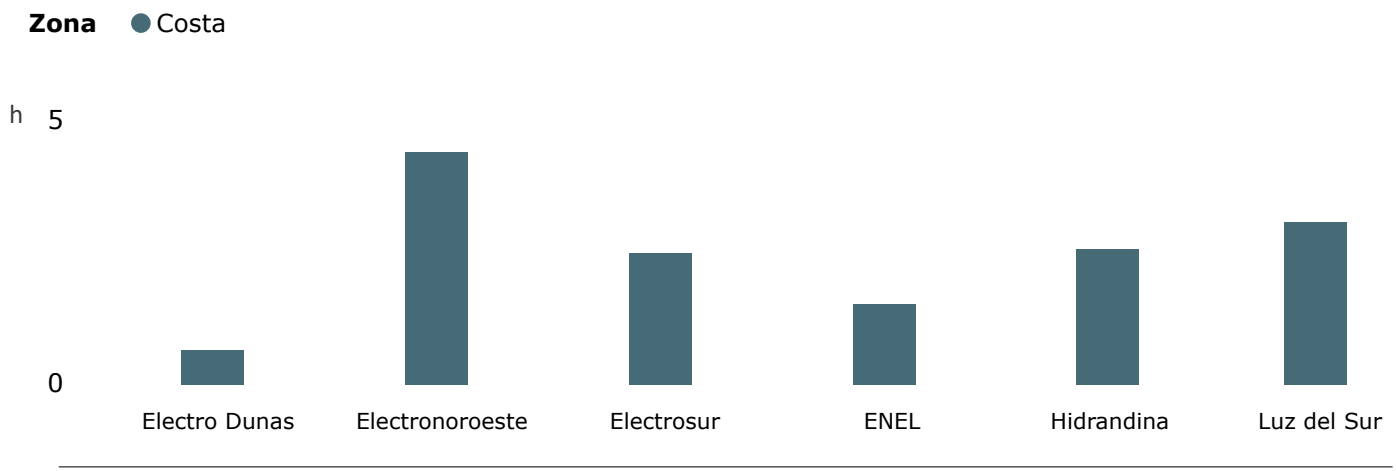


Ilustración 8-122: $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en costa – 2016

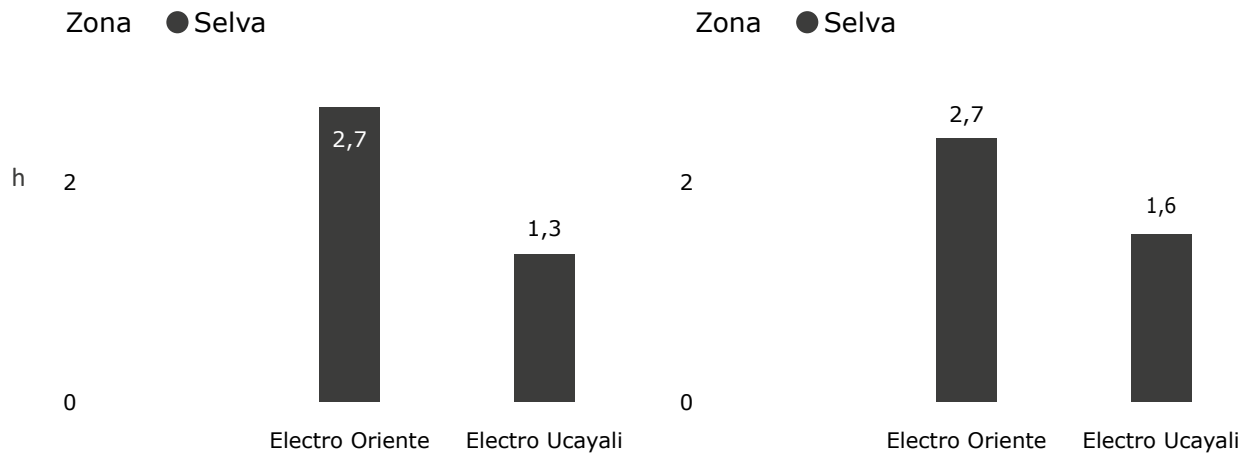


Ilustración 8-123: $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en selva – 2015 y 2016

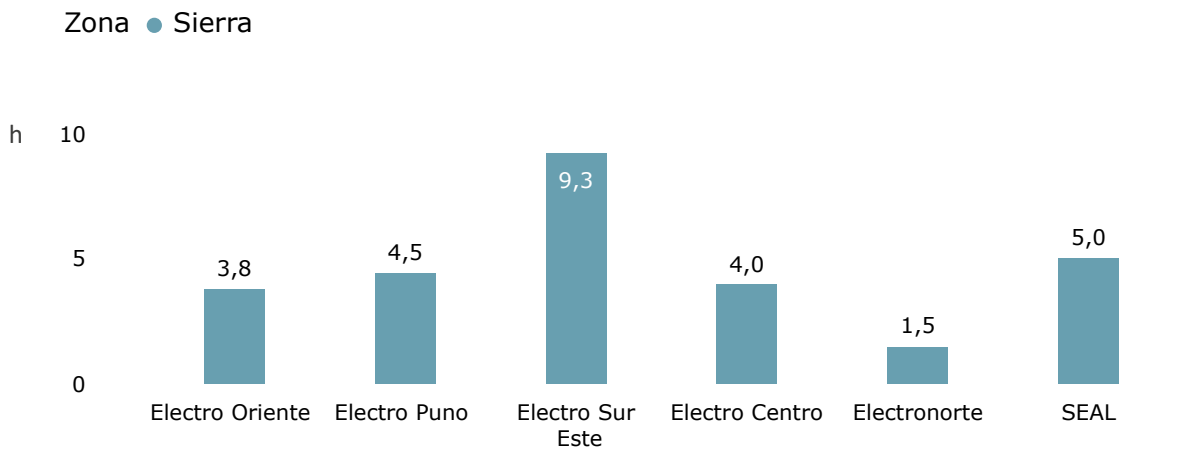


Ilustración 8-124: $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en sierra - 2015

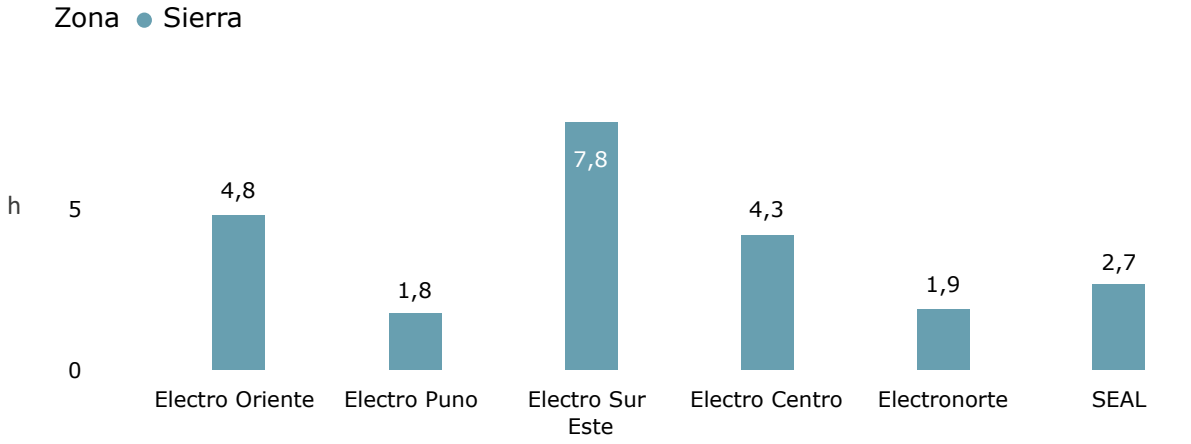


Ilustración 8-125: $SAIDI_{MT}$ de interrupciones programadas de empresas en sierra - 2016

B. SAIDI$_{MT}$ PROGRAMADO POR TIPO DE INTERRUPCIÓN

En la **ilustración 8-126** se muestra el tiempo medio de interrupciones programadas por expansión, el cual ha sido de 4,7 h/cliente.año y el tiempo medio de interrupciones por mantenimiento ha presentado una reducción del 30% entre el 2015 y 2016.

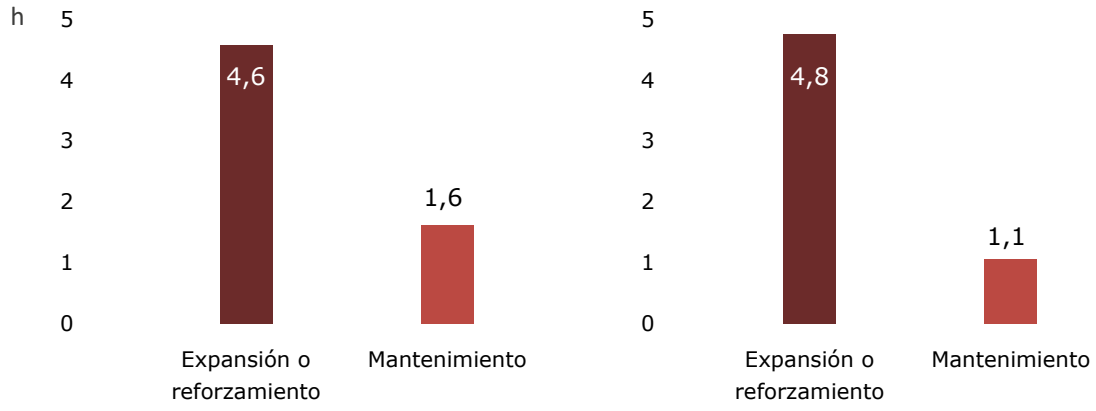


Ilustración 8-126: SAIDI$_{MT}$ de interrupciones programadas por tipo en 2015 y 2016

GLOSARIO

ÁREA DE CONCESIÓN: es el área geográfica delimitada en extensión territorial, donde existe obligatoriedad de servicio para las concesionarias de distribución eléctrica.

CALIDAD: es la entrega del producto eléctrico cumpliendo con los criterios de las normas reglamentarias de calidad de los servicios eléctricos aprobadas por el DS N°020-1997.

COSTA: se define geográficamente como la zona que se encuentra al occidente de los Andes.

CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO: son los cánones establecidos en las normas reglamentarias y abarcan la calidad y seguridad del producto, del suministro, del servicio comercial y del alumbrado público.

INDISPONIBILIDAD: se refiere al estado de un componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función.

INTERRUPCIÓN: es la falta de suministro del servicio público de electricidad en una zona de concesión o en parte de ella, como consecuencia de una falla o maniobra de una instalación eléctrica.

PLAN DE CONTINGENCIAS (EMERGENCIAS): es el conjunto de medidas diseñadas para responder a las emergencias, tales como incendios, desastres naturales, entre otros.

PUESTA A TIERRA: es un elemento especialmente diseñado para conectar a tierra un circuito o equipo liberado, con el cual el personal que trabaja quedará protegido de la presencia accidental de tensión eléctrica.

SECTOR DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO: es el conjunto de instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, funcionamiento, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento.

SELVA: se define geográficamente como la zona que se encuentra al oriente de los Andes.

SIERRA: se define geográficamente como la zona afincada en los Andes.

SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN: es la parte del sistema eléctrico que recibe la energía en 22.9/20/10/2.3 kV. para distribuirla a los clientes y usuarios en los niveles de tensión de 22.9/20/10/2.3 y/o 0.22 kV.

SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN: es la parte del sistema eléctrico que recibe la energía a una tensión de 220 y 60 kV de los puntos de compra y/o de otras SET para distribuirla a otras subestaciones de transmisión de menor potencia, o directamente a las subestaciones de distribución en los niveles de tensión de 60/22.9/20/10 kV. y a clientes en AT y MT.

BIBLIOGRAFÍA

IEEE 1366-2012 “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”. Standards.ieee.org/standard/1366-2012.html

IEEE 1410-2004 “Guide for Improving the Lighting Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines”. Standards.ieee.org/standard/1410-2004.html

Tabla 0-1 Características de los fusibles. Fuente: "Manual de coordinación de protecciones de la fábrica de equipamiento". Editorial Mac Graw Edison.

Norma ISO 55000. Asset Management (Overview, principles and terminology).

Norma ISO 55001 Asset Management (Requirements).

Norma ISO 55002 Asset Management (Guidelines).

Ponencia “Nuevo desafío de la regulación y supervisión: la gestión de activos”, dictada en el III Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico. Cusco, año 2012, organizada por el CIER/OSINERGMIN - Claudio Guidi

Osinergmin

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17
Teléfono: 219 3400 anexo 1057
www.osinergmin.gob.pe