

## SISTEMA ELÉCTRICO EN TRANSFORMACIÓN





# 1

## **SEAL realizó foro-taller de electromovilidad en Arequipa**

En el marco de las actividades que viene realizando Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL) para la promoción de la electromovilidad en el sur del país, el pasado 21 de noviembre, en colaboración con la Universidad Continental, tuvo lugar el foro-taller “Promoviendo la electromovilidad” en la ciudad de Arequipa.

El evento contó con la participación de destacados expositores y fue una oportunidad para evaluar los lineamientos para promover una política de movilidad eléctrica en el país para un transporte sostenible, eficiente y menos contaminante. Asimismo, esta iniciativa se suma a los diversos esfuerzos que viene realizando SEAL para promover la articulación entre los diferentes sectores involucrados en el desarrollo sostenible y la producción de energía limpia.

Desde el lado de la empresa eléctrica, su gerente general, Lic. Paúl Rodríguez Ochoa, disertó sobre los principales impactos positivos de la electromovilidad, por sus contribuciones en la mejora de la calidad del aire, beneficios directos en la salud y enfermedades respiratorias, reducción de la contaminación acústica, mejora de la eficiencia energética y contribución a la diversificación de la matriz energética y en el desarrollo de las ciudades inteligentes.

Asimismo, fueron señaladas las acciones para contribuir al desarrollo de la electromovilidad en el corto plazo, estando éstas focalizadas en la eliminación de las barreras que limitan el ingreso de vehículos eléctricos al país; así como en la actualización del Reglamento Nacional de Vehículos para que no haya requerimientos técnicos que condicionen su incorporación.

El evento también contó con la participación del alcalde de Arequipa, Ing. Víctor Hugo Rivera, discutiéndose las principales

propuestas para que, desde la Municipalidad Provincial de Arequipa, se emitan las correspondientes ordenanzas que permitan la electrificación del transporte público.

Por otro lado, se buscó también que haya un mayor contacto con la oferta de vehículos eléctricos: por lo que el evento incluyó la exposición de vehículos a través de la empresa Voltera Perú, de forma que los participantes puedan conocer más detalles sobre las unidades eléctricas que ofrece el mercado local y nacional.

El Proyecto Distribución Eléctrica 4.0 participó en esta importante iniciativa de SEAL a través de su especialista Jan Suckow, presentando los principales impulsores para el desarrollo del mercado de los vehículos eléctricos tanto en Alemania como en el Perú, destacando particularmente la contribución que tiene esta tecnología con relación al cumplimiento del compromiso climático del país, en su calidad de signatario del Acuerdo de París.

Finalmente, fueron presentadas algunas reflexiones sobre las posibilidades de la integración de la electromovilidad en las redes de las empresas de distribución eléctrica, desde el punto de vista de impactos en la infraestructura eléctrica y de oportunidades para nuevos modelos de negocio; a partir del análisis y evaluación de redes típicas, representación de casos de uso e identificación y cuantificación de medidas de optimización que permitan una mejor gestión de los activos.





## 2

### Consideraciones para el Análisis Beneficio-Costo (BCA) en proyectos PITEC y MCS

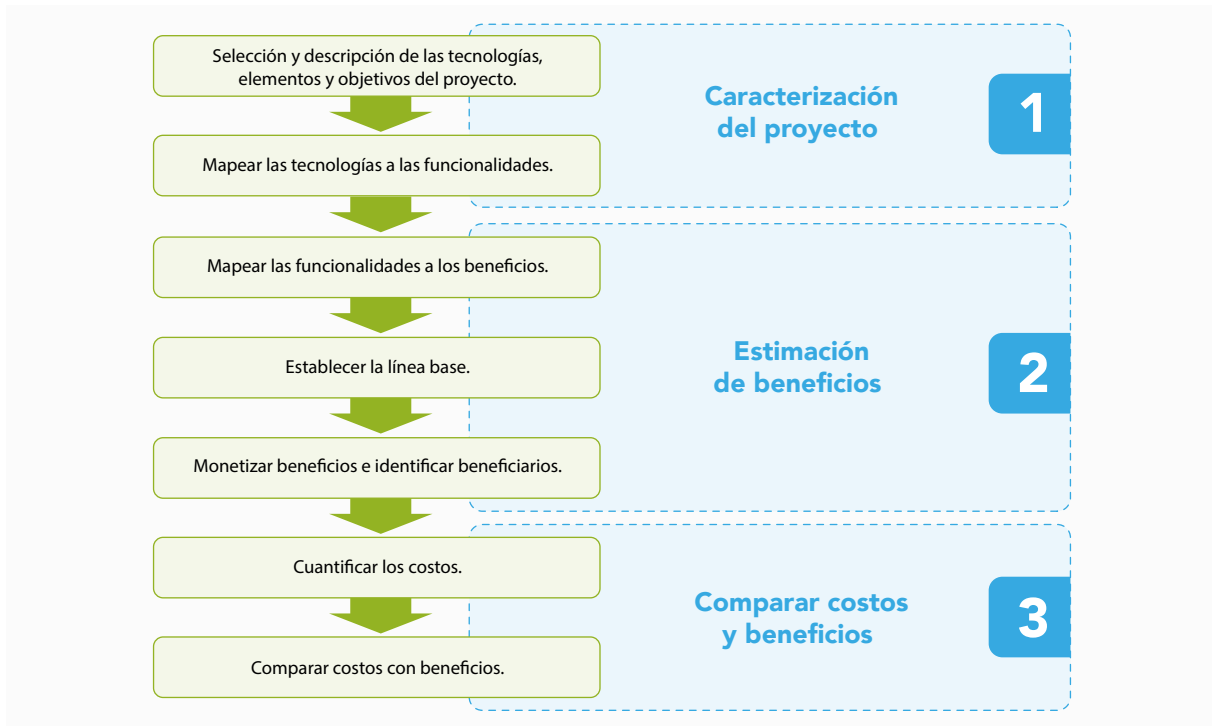
El Decreto Legislativo N° 1221 introdujo importantes modificaciones en diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), particularmente los vinculados a la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD), permitiendo establecer una regulación ad hoc para promover proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución eléctrica, así como las inversiones para mejorar la calidad de servicio eléctrico.

En ese sentido, este cambio regulatorio permitió que las empresas de distribución eléctrica (EDEs) puedan presentar proyectos basados en innovación tecnológica (PITEC) y mejora de calidad de suministro (MCS) en los procesos de fijación tarifaria del VAD, siendo que dichos proyectos deben ser evaluados y justificados sobre una base económica, realizando para ello un análisis beneficio-costo (BCA) centrado en los beneficios que percibirán los usuarios.

Por tanto, la correcta formulación y evaluación de las propuestas de proyectos piloto es fundamental para garantizar que los recursos económicos disponibles para financiar los proyectos PITEC y MCS se inviertan de forma acertada, de tal manera que se logren los mayores beneficios para los usuarios.

Sin embargo, evaluar la rentabilidad de un proyecto puede ser una tarea compleja. Los costos de los proyectos basados en tecnología Smart Grid suelen estar bien definidos y son fáciles de cuantificar. Los beneficios, por otro lado, pueden no serlo. Algunos de los beneficios, como la disminución de los costos de operación y mantenimiento, están relativamente claros y se pueden monetizar. Otros, como la mejora de la información entregada al cliente o el aumento de la confiabilidad de la red de distribución, tienen claramente algún valor, pero asignarles un valor monetario suele implicar un grado de complejidad mayor. Para facilitar este análisis, la metodología BCA es la base para determinar si un proyecto es rentable; es decir, si los beneficios alcanzados al invertir en el proyecto propuesto serán mayores que su costo.

### Gráfico N° 01: Metodología de Análisis Beneficio-Costo en proyectos de tecnología PITEC y MCS.



Fuente: Adaptado de IRENA (2015).

Para ello, el primer paso para determinar los beneficios es establecer las funcionalidades correspondientes a la tecnología a implementar en el proyecto propuesto, según su encuadramiento regulatorio (PITEC o MCS). Algunas funcionalidades pueden ser: (i) aplazamiento de las inversiones en distribución; (ii) reducción de fallas en los equipos; (iii) reducción de costos operativos; (iv) reducción de las pérdidas técnicas; (v) reducción de factura a clientes y/o control de gastos por consumo; entre otras.

Tabla N° 01: Funcionalidades para proyectos PITEC y MCS.

MARCO REGULATORIO	ÁREA DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA	FUNCIONALIDADES
MCS	Distribución	Protección de sobrecorriente adaptativa
		Conmutación automatizada de alimentadores
		Reconfiguración automática de la red
		Protección contra fallas mejorada
		Transferencia de carga en tiempo real
	Otros	
	Clientes	Otros
PITEC	Distribución	Control de potencia reactiva/tensión
		Otros
	Clientes	Optimización del uso de energía del cliente
		Otros

Fuente: METRUM (2022).

Una vez identificadas las funcionalidades de las tecnologías propuestas, se establecen (mapean) los beneficios asociados a dichas tecnologías. Para el caso de los proyectos PITEC, se deben identificar (para su posterior cuantificación) los beneficios que se espera reciban los usuarios.

**Tabla N° 02: Relación funcionalidades vs beneficios esperados para análisis BCA de proyectos PITEC y MCS.**

BENEFICIOS ESPERADOS	TIPO DE BENEFICIO	BENEFICIARIO	GRUPO	FUNCIONALIDADES						
				DISTRIBUCIÓN						CIENTES
				PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ADAPTATIVA	CONMUTACIÓN AUTOMATIZADA DE ALIMENTADORES	RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DE LA RED	CONTROL DE POTENCIA REACTIVA/TENSIÓN	PROTECCIÓN CONTRA FALLAS MEJORADA	TRANSFERENCIA DE CARGA EN TIEMPO REAL	OPTIMIZACIÓN DEL USO DE ENERGÍA DEL CLIENTE
Aplazamiento de Inversiones en distribución	Ahorros de T&D O&M	Empresa/ indirecto Cliente	ECONÓMICO						✓	✓
Reducción de fallas en los equipos						✓				
Reducción de costos operativos	Ahorros de O&M	Empresa			✓		✓			
Reducción de las pérdidas técnicas	Eficiencia energética						✓		✓	✓
Reducción de factura a clientes y/o control de gastos por consumo	Ahorro de costos de electricidad	Cliente								✓
Reducción de SAIDI y SAIFI	Interrupciones de energía	Cliente	CONFIABILIDAD	✓	✓	✓		✓		
Reducción de costos operativos (restauraciones)		Empresa		✓	✓			✓		
Reducción de interrupciones transitorias	Calidad de la energía							✓	✓	
Reducción de Sags y Swells (picos y valles de corta duración)		Cliente						✓		

Fuente: METRUM (2022).

Una vez determinados los beneficios, la EDE deberá establecer la línea base relacionada al impacto y beneficios esperados del proyecto y que posteriormente se utilizarán para medir los resultados de estos beneficios. La cuantificación o medición de los beneficios específicos es el cálculo de la diferencia entre los estados inicial (que refleja la condición del sistema sin el proyecto de tecnología PITEC/MCS) y final (que refleja las nuevas condiciones medidas con el proyecto de tecnología implementado).

Luego de cuantificar los beneficios, las EDEs deberán monetizarlos para utilizar estos valores para realizar el análisis BCA de rentabilidad del proyecto. A continuación, se presenta una muestra de fórmulas de cálculo para la monetización de los beneficios referenciales para proyectos PITEC y MCS para algunas funcionalidades. Asimismo, es importante notar que para el caso de los proyectos MCS, la monetización de los beneficios se realiza utilizando el valor del costo de la energía no suministrada – ENS (\$/kWh) especificado por OSINERGMIN.

**Tabla N° 03: Relación funcionalidades, parámetros de entrada y cálculos para monetización de beneficios referenciales - Proyectos PITEC/MCS.**

BENEFICIO	FUNCIONALIDADES	PARÁMETROS DE ENTRADA	FÓRMULA DE CÁLCULO (MONETIZACIÓN)
Aplazamiento de Inversiones en distribución	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad dinámica de la línea.</li> <li>• Transferencia de carga en tiempo real.</li> <li>• Optimización del uso de electricidad del cliente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intereses de capital (VNR) por aplazamiento de inversión (\$ /año).</li> <li>• Tiempo diferido (años), equivalente al tiempo de aplazamiento de la inversión.</li> </ul>	<b>Valor (\$)</b> = Intereses de capital (VNR) por aplazamiento de inversión (\$/año)* Tiempo diferido (años).
Reducción de costos operativos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diagnóstico y notificación de estado equipos de la SE.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo de mantenimiento de distribución (\$)</li> </ul>	<b>Valor (\$)</b> = [Costo de mantenimiento de distribución (\$)]Línea de base – [Costo de mantenimiento de distribución (\$)]Proyecto.
Reducción de pérdidas no técnicas ó pérdidas comerciales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medición y gestión de carga en tiempo real.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo estimado no registrada (kWh /año).</li> <li>• Tarifa de electricidad minorista (\$/kWh).</li> </ul>	<b>Valor (\$)</b> = [Consumo acumulado estimado no registrado (kWh/año) * Tarifa de electricidad minorista (\$/ kWh)]Línea de base - [Carga acumulada estimada no registrada (kWh /año) * Tarifa de electricidad minorista (\$/kWh)] Proyecto.
Reducción de las pérdidas técnicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Control automatizado de voltaje y VAR.</li> <li>• Medición y gestión de carga en tiempo real.</li> <li>• Transferencia de carga en tiempo real.</li> <li>• Optimización del uso de energía del cliente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pérdidas (kWh).</li> <li>• Precio de la energía al por mayor (\$/kWh).</li> </ul>	<b>Valor (\$)</b> = [Pérdidas (kWh) * Precio de la energía al por mayor (\$/kWh)]Línea de base - [Pérdidas (kWh) * Precio de la energía al por mayor (\$/kWh)]Proyecto.
Reducción de SAIDI y SAIFI	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protección de sobrecorriente adaptativa.</li> <li>• Conmutación automatizada de alimentadores.</li> <li>• Reconfiguración automática de la red.</li> <li>• Diagnóstico y notificación de estado equipos de la SE.</li> <li>• Protección contra fallas mejorada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiempo de interrupción (hr).</li> <li>• Carga no servida (kW estimado).</li> <li>• Valor del servicio (\$/ kWh).</li> </ul>	<b>Valor (\$)</b> = [Tiempo de interrupción (hr) * Carga no servida (kW estimado) * VS (\$/ kWh)]Línea base - [Tiempo de interrupción (hr) * Carga no servida (kW estimado) * VS (\$/ kWh)]Proyecto.

Fuente: METRUM (2022).

Una vez estimados los beneficios, se procede a identificar y establecer los costos del proyecto. Dichos costos deben estimarse en los mismos intervalos de tiempo para los que se calculan los beneficios. Asimismo, es importante que la estimación de costos demuestre que ha considerado una pluralidad de proveedores y marcas que cumplen los requerimientos técnicos.

Finalmente, una vez estimados los beneficios y costos, se realiza el análisis de relación beneficio-costos (BCA), sobre una base de valor presente (tal y como se establece en los procesos de fijación del VAD). La rentabilidad del proyecto se representará como una relación de beneficios a costos: si la relación es mayor que uno (1.00), el proyecto es rentable. En caso contrario, no lo es. Se recomienda que los horizontes de tiempo para evaluar los proyectos tipo PITEC y MCS sean de 15 y 30 años, respectivamente.



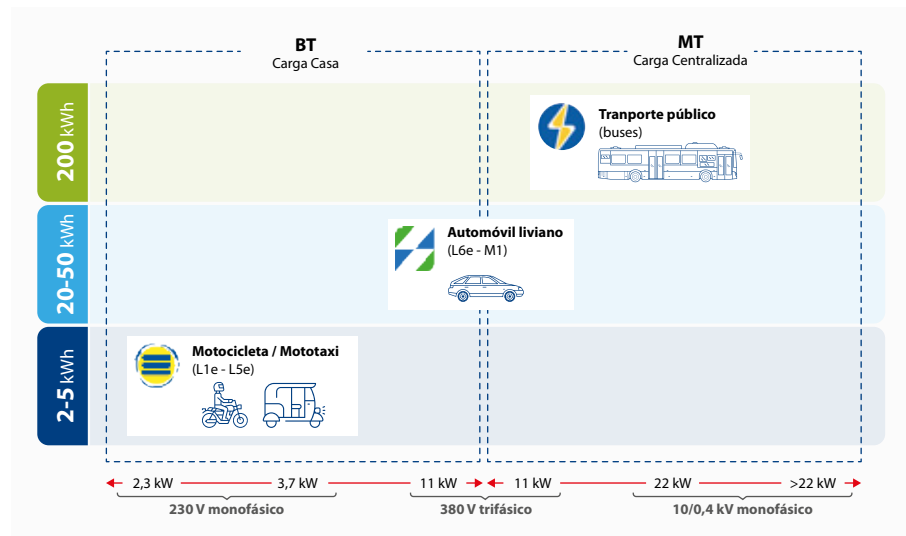


# 3

## Integración de la electromovilidad en las redes de distribución eléctrica

El día 24 de noviembre se desarrolló el taller virtual de presentación de resultados de la asesoría para analizar los impactos de la integración de los vehículos eléctricos (VE) en las redes de distribución. Este taller fue liderado por Ruslan Isakov, de la empresa consultora alemana Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET); contando con la asistencia del equipo técnico del Proyecto Distribución Eléctrica 4.0.

El taller estuvo dirigido a personal de las áreas comercial, proyectos, planeamiento, operaciones, mantenimiento y tecnologías de información y comunicación de HIDRANDINA, ELOR y SEAL; con la finalidad de poder socializar los resultados de los análisis aplicados a los casos de uso de electromovilidad más representativos.



### Los casos de uso correspondieron a:

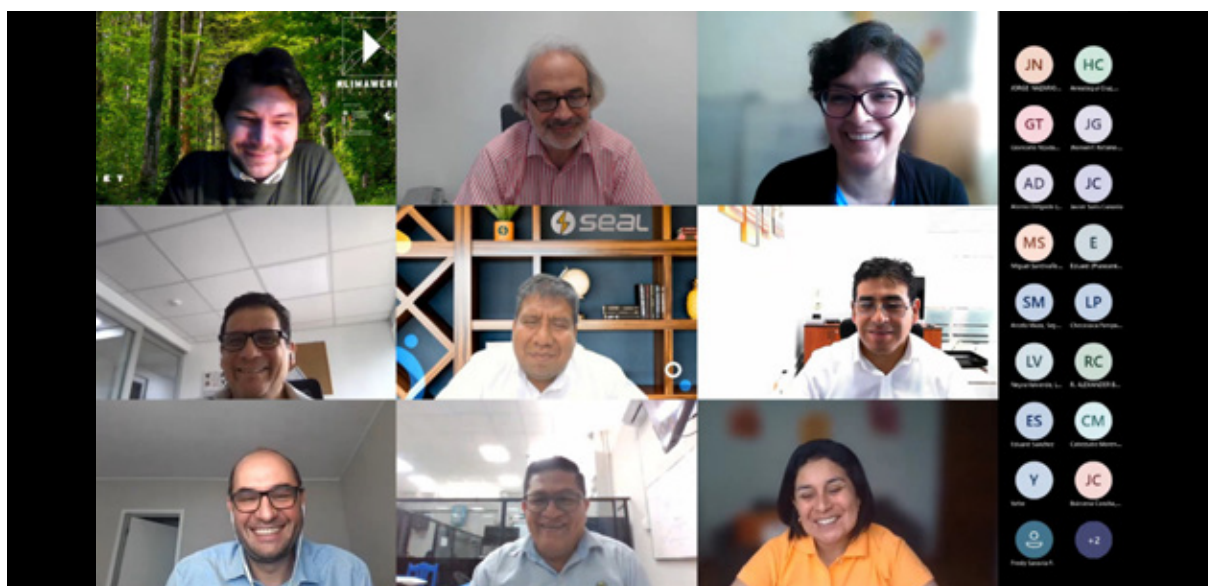
- Motocicletas y mototaxis eléctricos (L1e y L5e) integrados en redes de BT de ELOR;
- Automóviles livianos y camionetas pickup/SUV eléctricos (L6e y M1) integrados en redes BT/MT de HIDRANDINA; y
- Buses eléctricos integrados en las redes de MT de SEAL.

El análisis del impacto que los vehículos eléctricos tendrán en las redes eléctricas de distribución seleccionadas por las EDE tuvo como punto de partida el modelado de las redes de distribución real con todos sus elementos. Sobre las redes modeladas se construyeron escenarios asociados a la penetración de VE, considerándose los diferentes tipos de VE priorizados, con sus características como la capacidad de las baterías, tiempo de carga, conexión a la red, el consumo medio y el recorrido diario; además de la información del perfil de carga de la subestación.

Asimismo, se consideró data relevante que permita la posterior evaluación económica de las diferentes propuestas de simulación asociadas a las estrategias de carga de los VE, medidas de reforzamiento de la red, medidas de respuesta a la demanda y opciones de autogeneración y almacenamiento. Para ello se consideró información actual sobre tarifas de energía y costo de componentes de la red eléctrica.

Entre los resultados más importantes se tiene:

- La recarga de baterías de los VE tiene un impacto técnico y económico en el sistema eléctrico, tanto en la operación del sistema eléctrico como en las inversiones necesarias para los potenciales reforzamientos y reconfiguraciones necesarias de la actual infraestructura eléctrica.
- Si bien en los casos de uso de electromovilidad evaluados las redes se encuentran muy cerca de su límite; esto no es una barrera para que las EDEs puedan desplegar sus primeros pilotos.
- La recarga en horas punta, corresponde a una recarga no controlada, donde cada usuario del VE lo recargaría a la vuelta del trabajo a casa en un día laborable. Bajo este esquema serán necesarias inversiones para incrementar la capacidad de los transformadores y reforzar las redes.
- La promoción de una estrategia de gestión temporal de la recarga –es decir, que exista cierto grado de control en la recarga de los VE– podría minimizar los reforzamientos necesarios en la red. Para ello podría emplearse un temporizador sencillo para promover la recarga en las horas valle. Sin embargo, esto deberá estar unido a la habilitación de tarifas eléctricas que incentiven la recarga en dicho periodo de tiempo.



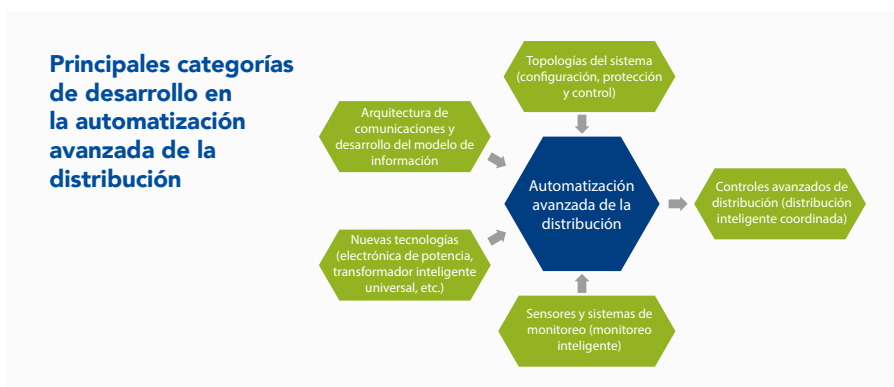


# 4

## Automatización avanzada de la distribución

La automatización de la distribución, incluyendo las redes de baja tensión, es una de las tecnologías base de las Smart Grid. dado que permite habilitar la funcionalidad plena de la red gracias a los esquemas de funcionamiento automático de interruptores, reconectores y condensadores, incluyendo también la operación de las subestaciones.

El objetivo de la automatización es que la inteligencia de la red se extienda de las subestaciones y de los sistemas de medición inteligente en los puntos de consumo, a todos los elementos entre ellos, es decir a lo largo de toda la red de distribución. Esto con la finalidad de mejorar la eficiencia del funcionamiento y operación del sistema de distribución, permitiendo, por ejemplo, que las redes sean capaces de reconfigurarse y protegerse de manera autónoma ante la ocurrencia de distintas situaciones operativas. La capacidad de adaptación a las condiciones reales de la red, a los patrones de consumo de energía y a la introducción de esquemas de generación distribuida, permitirá hacer frente fallos en el sistema (daño en equipos, líneas, entre otras), realizar labores de mantenimiento preventivo y predictivo e integrar de forma eficiente y segura recursos energéticos distribuidos diversos, lo que finalmente se traducirá en un aumento de la confiabilidad y eficiencia del sistema, así como una reducción de pérdidas, gracias a un mejor control del voltaje y la potencia reactiva y a la mejora en los procesos operativos.



Fuente: EPRI.

Entre los componentes tecnológicos que hacen parte de la automatización de la distribución se tienen:

- **El sistema de gestión de la distribución DMS:** se trata de un sistema de seguimiento y control que emplea dispositivos de recolección remota de datos y sensores del estado de la red, posibilitando la ejecución de acciones remotas y su operación eficiente. Está conformado, principalmente, por los sistemas SCADA, GIS y OMS. El DMS recibe la información dinámica y en tiempo real procedente del SCADA, el OMS y los sistemas de medición inteligente, así como la información procedente del GIS. El procesamiento de esta información permite que el DMS intervenga en la operación de la red, tomando decisiones acerca de necesidades de reconfiguración del sistema o si se debe actuar sobre los dispositivos que la controlan.
- **El sistema SCADA:** hace parte del DMS y se emplea para la supervisión, control y operación de la red a través de la comunicación con módulos de control locales y sensores, ubicados en distintos puntos de la red en donde se ejecutan los procesos automáticos. A través del SCADA se realiza la operación remota de bancos de condensadores, interruptores, seccionadores y elementos de regulación de voltaje, gracias a la información recolectada de los dispositivos de medición de niveles de voltaje, demanda, potencia aparente y reactiva, así como de los datos de estado de operación de los equipos en campo. El análisis de los datos recolectados en conjunto con la información obtenida de las subestaciones permite además obtener recomendaciones sobre cómo realizar apropiadamente las reconfiguraciones automáticas de la red ante fallos o cambios en las condiciones de la operación, con el ánimo de lograr una operación eficiente y un rendimiento óptimo del sistema de distribución.
- **Los sistemas de información geográfica GIS:** junto con el SCADA hace parte del DMS y permite obtener representaciones y datos visuales de la ubicación de todos los equipos, activos y dispositivos que conforman la red de distribución. El GIS, además de facilitar el seguimiento de todos los elementos geo-referenciados de la red, permite la evaluación de riesgos, valorar las potenciales inversiones en nuevos activos, mejorar la comprensión sobre el comportamiento de los consumidores finales, identificar la disposición óptima de los dispositivos y tecnologías, optimizar los procesos de mantenimiento de redes y gestión de activos, entre otros.
- **El sistema de gestión de interrupciones de suministro OMS:** es básicamente un sistema software de procesamiento de eventos que asiste las actividades de restablecimiento del servicio, incluyendo las fuerzas de trabajo. El OMS puede estar integrado a: (i) los sistemas de medición inteligentes para la recepción de eventos que permitan identificar afectaciones en el suministro de energía a los clientes; (ii) los sistemas SCADA para identificar operaciones confirmadas de los elementos de conmutación e interrupción de la red; y (iii) los sistemas de información y atención a clientes para identificar apagones o fallos que estos reporten.
- **Sensores y dispositivos:** la automatización de la distribución implica también el despliegue de sensores inteligentes y dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) con capacidad de comunicación bidireccional, a través de los cuales se habilita el monitoreo y control de la red.

**OSCAR ELECTO VERA GARGUREVICH**

Ministro de Energía y Minas

**JOSE DÁVILA PEREZ**

Viceministro de Electricidad

**JUAN ORLANDO COSSIO WILLIAMS**

Director (d.t.) General de Eficiencia Energética

**Equipo Responsable:**

Claudia Espinoza

Coordinadora de Eficiencia Energética

Carlos Cervantes

Proyecto Distribución Eléctrica 4.0

Ana Moreno

Proyecto Distribución Eléctrica 4.0

Novena Edición - Lima - Diciembre de 2022

Este Boletín se realizó con el apoyo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, a través del proyecto Distribución Eléctrica 4.0

