

RESOLUCIÓN N.º MIPRE-2024-0014471
De 29 de abril de 2024

Que adopta la Hoja de Ruta para la Digitalización del Sector Eléctrico de Panamá

LA SECRETARÍA NACIONAL DE ENERGÍA
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que el artículo 1 de la Ley 43 de 25 de abril de 2011, reorganizó la Secretaría Nacional de Energía como una entidad del Órgano Ejecutivo, adscrita al Ministerio de la Presidencia, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de los parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales;

Que el artículo 3 de la Ley 43 de 25 de abril de 2011, establece que la conducción del sector energía le corresponde a la Secretaría Nacional de Energía;

Que el artículo 5 de la Ley 43 de 25 de abril de 2011, señala que la Secretaría Nacional de Energía tendrá funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía, a la elaboración de un marco orientador y normativo del sector, al monitoreo y análisis del comportamiento del sector energía, a la promoción de los planes y políticas del sector y a la investigación y desarrollo tecnológico y de orden administrativo. La Secretaría Nacional de Energía realizará estas funciones bajo la subordinación del Órgano Ejecutivo, y con la participación y debida coordinación, de los agentes públicos y privados que participan en el sector;

Que en atención al numeral 5 del artículo 17 de la Ley 43 de 25 de abril de 2011, el secretario nacional de Energía tiene entre sus funciones y facultades, someter al Órgano Ejecutivo por conducto del Ministerio de la Presidencia, las políticas, planes, programas y propuestas normativas del sector energía;

Que la Secretaría Nacional de Energía presentó a consideración del Órgano Ejecutivo, los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética, que fueron aprobados por el Consejo de Gabinete mediante Resolución de Gabinete N.º 93 de 24 de noviembre de 2020, que incluye ocho estrategias nacionales, entre ellas, cinco estrategias del sector eléctrico que son: acceso universal, uso racional y eficiente de la energía, movilidad eléctrica, generación distribuida e innovación del Sistema Interconectado Nacional (SIN); dos estrategias del sector de los hidrocarburos que son: Panamá como un Hub Energético y la modernización del marco regulatorio; y una estrategia transversal de fortalecimiento institucional;

Que la República de Panamá presentó en diciembre de 2020 ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático su actualización a la Contribución Nacionalmente Determinada en cumplimiento del Acuerdo de París, aprobado y ratificado en la Ley 40 del 12 de septiembre de 2016, incorporando la mitigación del cambio climático y resiliencia en la planificación para el desarrollo del país, proponiendo un proceso transformacional de toda la dinámica económica, social y productiva panameña para avanzar en la circularidad, resiliencia y reducción progresiva de emisiones, incluyendo compromisos específicos de reducción de emisiones totales del sector energía al año 2030 y al año 2050. Es por ello, que resulta fundamental el fortalecimiento institucional del sector eléctrico de Panamá, para alcanzar las metas de reducciones de emisiones del sector energético incluidas en la Contribución Nacionalmente Determinada



Documento oficial firmado con Firma Electrónica Calificada en el Sistema de Transparencia Documental – TRANSDOC del Ministerio de la Presidencia, de acuerdo con la Ley 83 del 09/11/2012 y el Decreto Ejecutivo Nro. 275 del 11/05/2018. Utilice el Código QR para verificar la autenticidad del presente documento o acceda al enlace: <https://sigob.presidencia.gob.pa/consulta/?id=Ys7Lg9nfV1sAbPgtrqxTsfjMt5jSt76g5kr65f516h1%3D>

en cumplimiento del Acuerdo de París, las cuales representan el 95 % del total de reducciones de dióxido de carbono;

Que la Hoja de Ruta para la Digitalización del Sector Eléctrico de Panamá se ha desarrollado siguiendo los lineamientos establecidos en la Agenda de Transición Energética y está enfocada en la capacidad de tratamiento y análisis de datos, que constituye un eje central en el nuevo modelo del sector eléctrico y tiene como objetivo facilitar la descentralización y democratización, abordando aspectos críticos como la supervisión de la red, la estabilidad del sistema, la gestión de la demanda, el pronóstico de la producción de energías renovables y la creación de nuevos modelos de negocio basados en el conocimiento y el valor de los datos;

Que esta Hoja de Ruta propone acciones que incluyen la implementación de sistemas digitales para monitorear y controlar la calidad del servicio eléctrico, lo que requiere la colaboración con empresas distribuidoras y fabricantes para instalar estas tecnologías y se enfoca en aumentar la autonomía y capacidad de recuperación de las redes eléctricas mediante equipos inteligentes, en colaboración con desarrolladores de tecnología y entidades reguladoras;

Que la Hoja de Ruta para la Digitalización del Sector Eléctrico de Panamá permitirá generar análisis y estudios correspondientes para comprender los impactos de las políticas orientadas a la digitalización e identificar obstáculos técnicos y de comportamiento, así como identificar soluciones innovadoras para estos;

Que para dar cumplimiento a lo establecido por el Consejo de Gabinete mediante la Resolución de Gabinete N.º93 de 24 de noviembre de 2020, y tomando en cuenta que la Agenda de Transición Energética plantea el concepto de las 4D que incluye la Digitalización como nuevo modelo del sector, esta Secretaría procede a desarrollar esta Hoja de Ruta con el fin de lograr una transición energética acompañada y orientada por la transformación digital como parte central del crecimiento de las energías renovables a lo largo del funcionamiento del mercado eléctrico nacional, que permitirá incrementar el rendimiento de los incentivos a la descarbonización del sector junto a los marcos de gobernanza necesarios para lograr la sostenibilidad ambiental y; al mismo tiempo, mitigar y adaptar el sector energético a un clima cambiante, dándole un servicio de calidad al usuario final de la energía, en consecuencia,

RESUELVE:

PRIMERO: ADOPTAR la Hoja de Ruta para la Digitalización del Sector Eléctrico de Panamá, la cual forma parte de la presente resolución como Anexo A.

SEGUNDO: La presente resolución comenzará a regir a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO DE DERECHO. Ley 43 de 25 de abril de 2011, Ley 40 de 12 de septiembre de 2016, Resolución de Gabinete N.º93 de 24 de noviembre de 2020.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

ROSILENA IVETTE LINDO RIGGS
Secretaría Nacional de Energía



Documento oficial firmado con Firma Electrónica Calificada en el Sistema de Transparencia Documental – TRANSDOC del Ministerio de la Presidencia, de acuerdo con la Ley 83 del 09/11/2012 y el Decreto Ejecutivo Nro. 275 del 11/05/2018. Utilice el Código QR para verificar la autenticidad del presente documento o acceda al enlace: <https://sigob.presidencia.gob.pa/consulta/?id=Ys7Lg9nfV1sAbPgtrqXTsfjMt5jSt76g5kr65f516h1%3D>

Hoja de ruta de **Digitalización** del Sector Eléctrico de Panamá

Abril 2024



MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
SECRETARÍA DE ENERGÍA



Tabla de contenido

1. Mensaje de la Secretaria Nacional de Energía....	7
2. Agradecimiento	8
3. Introducción y antecedentes.....	9
4. Análisis Transversal de las Líneas de Acción de la ATE	14
5. Objetivos Estratégicos	22
6. Metas	24
7. Objetivos Estratégicos y Líneas de Acción.....	25
7.1 Objetivo estratégico 1. Mejorar la calidad del servicio eléctrico a través de la implementación de sistemas digitales de monitoreo y control.	25
7.2 Objetivo estratégico 2. Mejorar la autonomía y capacidad de restauración de las redes de distribución y transmisión.	28
7.3 Objetivo estratégico 3. Mejorar la estimación de consumo eléctrico de los clientes y optimizar los tiempos de reconexión de los clientes, a través del incremento de medición inteligente.	31
7.4 Objetivo estratégico 4. Fortalecer la comunicación entre las instituciones del sector, sus agentes y clientes finales del sector eléctrico.	33
7.5 Objetivo estratégico 5. Garantizar la Ciberseguridad en el Sector Eléctrico.	35
7.6..Objetivo estratégico 6. Construir las capacidades del recurso humano para la implementación y desarrollo de equipos y sistemas de inteligencia. ..	37
7.7 Objetivo estratégico 7. Permitir el desarrollo de nuevos modelos de negocio.	38
7.8 Objetivo estratégico 8. Mejorar la fiscalización de los activos de distribución y transmisión mediante la utilización de sistemas de información digital.....	39
8. Análisis de impacto de las Líneas de acción para lograr los Objetivos Estratégicos.....	44
Anexo 1: Revisión de Estándares Internacionales	50
Bibliografía.....	55



Tablas

Tabla 1. Capacidad Instalada por tipo de tecnología - a diciembre 2023	12
Tabla 2. Identificación de líneas de acción de las estrategias nacionales que necesitan ser digitalizadas.	20
Tabla 3. Resumen de las líneas de acción de la Hoja de Ruta de Digitalización del Sector Eléctrico	42
Tabla 4. Estándares de control de Ciberseguridad en sistemas eléctricos.....	51
Tabla 5. Requisitos de Ciberseguridad estándar en sistemas eléctricos.....	53
Tabla 6. Estándares de evaluación de ciberseguridad en sistemas eléctricos.....	54



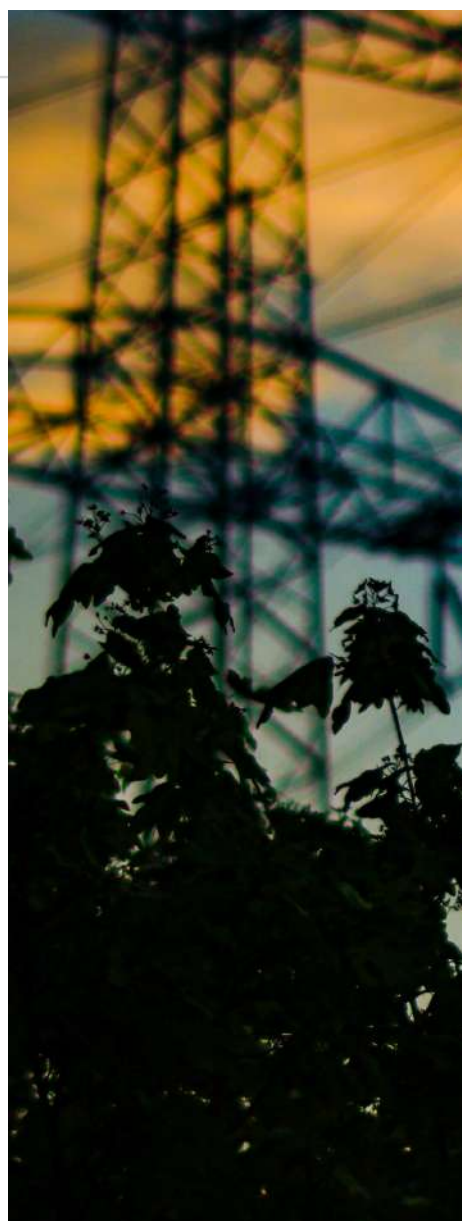
Figuras

Figura 1. Impacto de la digitalización en los activos del sector eléctrico	10
Figura 2. Proceso de análisis e implementación de la hoja de ruta de digitalización.....	13



Listado de acrónimos

IEA <i>(por sus siglas en inglés)</i>	Agencia Internacional de Energía
ATE	Agenda de Transición Energética
DGS <i>(por sus siglas en inglés)</i>	Cambio Digital Verde
CND	Centro Nacional de Despacho
CENS	Costo de Energía no Suministrada
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
DNAU	Dirección Nacional de Atención al Usuario
EDECHI	Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí S.A.
ENSA	Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste S.A.
EDEMET	Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S.A.
AMI <i>(por sus siglas en inglés)</i>	Medición de Infraestructura Avanzada
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
ONU	Organización de Naciones Unidas
RDC	Reglamento de Distribución y Comercialización
TIC	Tecnologías de Información y Comunicación
SPT	Sistema Principal de Transmisión
EIA	Administración de Información Energética



Glosario



- 1. DER (Recursos Energéticos Distribuidos):** Sistemas pequeños de generación y/o almacenamiento de energía situados cerca del punto de uso que operan conectados a la red eléctrica y que pueden suministrar energía a la red o ser utilizados de manera autónoma. Incluyen tecnologías como la solar fotovoltaica, la eólica, la cogeneración, los sistemas de almacenamiento de energía, y los vehículos eléctricos conectados que pueden suministrar energía.
- 2. AMI (Sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada):** Tecnología que integra sistemas de comunicación y medición para la recolección, análisis y manejo de datos sobre el consumo de energía de los usuarios en tiempo real o a intervalos regulares, facilitando la gestión eficiente de la demanda y la facturación precisa.
- 3. DGS (Cambio Digital Verde):** Iniciativa o movimiento que busca integrar soluciones digitales en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles y respetuosos con el medio ambiente, promoviendo el uso de energías renovables y la eficiencia energética a través de la digitalización.
- 4. IEA (Agencia Internacional de Energía):** Organización que trabaja para garantizar energía segura, asequible y sostenible para sus estados miembros y el mundo entero, proporcionando datos, análisis y recomendaciones sobre políticas energéticas.
- 5. Blockchain:** Tecnología de registro distribuido que asegura la transparencia, seguridad e inmutabilidad de las transacciones digitales, permitiendo el intercambio de datos y valores de manera segura y descentralizada, sin la necesidad de intermediarios.
- 6. BI (Business Intelligence):** Conjunto de estrategias y herramientas que permiten a las empresas transformar datos en información y conocimiento, facilitando la toma de decisiones estratégicas basadas en datos.
- 7. CPS (Sistema Ciberfísico):** Integración de procesos de computación, redes y procesos físicos. Los sistemas ciberfísicos utilizan sensores y actuadores para monitorizar y controlar entornos físicos, a menudo con retroalimentación en tiempo real.
- 8. DoS (Denegación de Servicio) y DDoS (Denegación de Servicio Distribuido):** Ataques informáticos que buscan hacer un recurso de red inaccesible a sus usuarios intencionados, con DDoS refiriéndose a ataques lanzados desde múltiples fuentes.
- 9. DTS (Sistema de Gemelo Digital):** Representación virtual de un producto, servicio o sistema que puede ser utilizado para simular, predecir y optimizar el rendimiento y la operación de su contraparte física en el mundo real.
- 10. ADMS (Gestión Avanzada de Sistemas de Distribución):** Sistemas integrados que optimizan la operación y rendimiento de la red de distribución eléctrica, incluyendo la automatización de la red, gestión de la demanda y análisis de fallos.

11. IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, organización profesional técnica dedicada al avance de la tecnología relacionada con la electricidad.
12. IA (Inteligencia Artificial): Rama de la informática que desarrolla sistemas capaces de realizar tareas que normalmente requieren inteligencia humana, como el reconocimiento de patrones, el aprendizaje y la toma de decisiones.
13. ML (Machine Learning): Subcampo de la inteligencia artificial que se enfoca en el desarrollo de algoritmos que permiten a las máquinas aprender de los datos y mejorar sus predicciones o comportamientos de manera autónoma.
14. SCADA (Sistema de Control y Adquisición de Datos): Sistema utilizado para controlar y monitorear instalaciones industriales y procesos a distancia, recopilando datos en tiempo real para la supervisión operativa.
15. EMS (Sistemas de Gestión de Energía): Sistemas diseñados para monitorear, controlar y optimizar el rendimiento de la generación y/o consumo de energía.
16. SIG (Sistemas de Información Geográfica): Herramientas que permiten la visualización, el análisis y la interpretación de datos para entender relaciones, patrones y tendencias en términos geográficos.
17. SGMM (The Smart Grid Maturity Model): Modelo que proporciona un marco para evaluar el progreso y madurez de la implementación de redes inteligentes en una organización eléctrica.
18. Peer to peer: Tecnología de red que permite el intercambio directo de información, datos o activos entre partes sin la necesidad de una entidad central.
19. VE's (Vehículos Eléctricos): Automóviles propulsados por uno o más motores eléctricos, utilizando energía almacenada en baterías recargables.



1. Mensaje de la Secretaria Nacional de Energía

El Estado Panameño tiene un alto compromiso en gestionar y liderar la implementación de los Objetivos de Desarrollo sostenible de manera real, accesible, justa, inclusiva, tangible, honesta y “en armonía” con el clima, donde la transición energética se ha convertido en una condición común para el desarrollo y crecimiento de todos los sectores productivos del país.

El sector energético avanza en su proceso de descarbonización mientras busca brindar una mayor y mejor accesibilidad a servicios energéticos modernos. Las tecnologías de digitalización pueden proporcionar beneficios al construir resiliencia de los sistemas energéticos y garantizar que la energía sea suministrada a mejores costos, mientras se usa de forma racional y eficiente, de forma tal que se construya una relación sana de coexistencia entre la naturaleza y la humanidad.

La Transición Energética implica gestionar un cambio profundo que, bien llevado, con una política pública acorde con los desafíos climáticos, económicos y sociales, abrirá el camino hacia prácticas de negocios inclusivos que redunden en lugares de trabajo con soluciones más flexibles y bueno para los empleados, las familias y las comunidades y fomentar fuerzas de trabajo más productivas e innovadoras con un sentido de propiedad.

Panamá, como país con emisiones negativas de carbono, se está preparando para aumentar su compromiso para permitir una iniciativa de equilibrio climático con impacto global, donde una de sus herramientas es la digitalización, proceso clave para integrar las energías renovables en los sistemas eléctricos, reducir el costo del acceso a la electricidad, mejorar la confiabilidad de las redes eléctricas.



Ing. Rosilena Lindo Riggs
Secretaria Nacional de Energía

La digitalización es el proceso por el cual se aprovechan los datos existentes y se utilizan para fomentar el beneficio óptimo de energía sostenible. La hoja de ruta para la digitalización en Panamá permitirá generar análisis y estudios correspondientes para comprender los impactos de las políticas orientadas a la digitalización e identificar obstáculos técnicos y de comportamiento, así como identificar soluciones innovadoras para estos.

La Hoja de Ruta de Digitalización favorece la disponibilidad de un conjunto exhaustivo de datos relacionados que permite el intercambio de grandes cantidades de información mientras facilita el análisis de dichos datos para extraer y construir nueva información útil que permite la toma de decisiones con un enfoque más real y diferenciado, mediante controles avanzados y automatización.

La Transición Energética, acompañada y orientada por la transformación digital como parte central del crecimiento de las energías renovables a lo largo del funcionamiento del mercado eléctrico nacional, nos permitirá incrementar el rendimiento de los incentivos a la descarbonización del sector junto a los marcos de gobernanza necesarios para lograr la sostenibilidad ambiental y; al mismo tiempo, mitigar y adaptar el sector energético a un clima cambiante, dándole un servicio de calidad al usuario final de la energía.

2. Agradecimiento

La Secretaría Nacional de Energía agradece al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por otorgar los recursos de cooperación para desarrollar la Hoja de Ruta de Digitalización del Sector Eléctrico de la República de Panamá en especial a Arturo Alarcón, Especialista Senior del BID, Ricardo Espino consultor técnico del BID, quienes, junto a Daniel Mina, consultor asesor han hecho posible el desarrollo de este documento, así como se agradece el apoyo de empresas como ENSA, Naturgy, Interenergy, AES, ENEL, ETESA, así como, de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Igualmente se hace extensivo el agradecimiento a la Dra. Guadalupe González, Directora de Electricidad de la Secretaría de Energía y su equipo, y a todos los profesionales tanto del sector público y privado que aportaron insumos relevantes en materia de digitalización en las diferentes estrategias aprobadas para el sector eléctrico, las cuales forman parte de la Agenda de Transición Energética.



3. Introducción y antecedentes

La Agenda de Transición Energética aprobada por Resolución de Gabinete No.93 de 24 de noviembre de 2020 considera para el sector eléctrico un cambio de modelo al concepto llamado 4D's con miras a impulsar la descarbonización, descentralización, democratización y la digitalización.



La Hoja de Ruta de Digitalización se ha desarrollado siguiendo los lineamientos establecidos en la Agenda de Transición Energética y está enfocada en la capacidad de tratamiento y análisis de datos, que constituye un eje central en el nuevo modelo del sector eléctrico. Esta hoja de ruta tiene como objetivo facilitar la descentralización y democratización, abordando aspectos críticos como la supervisión de la red, la estabilidad del sistema, la gestión de la demanda, el pronóstico de la producción de energías renovables y la creación de nuevos modelos de negocio basados en el conocimiento y el valor de los datos.

El siglo XXI ha presenciado el inicio de una transformación significativa en los sistemas de generación, transmisión, distribución, comercialización, a raíz del crecimiento exponencial de recursos renovables centralizados y distribuidos, impulsando la desregulación y la liberalización del sector.

La urgencia de reducir las emisiones de carbono ha impulsado el “Cambio Verde”, y la integración de la digitalización ha dado lugar al “Cambio Digital Verde” (DGS). Este marco busca abordar desafíos como la mayor penetración de energías renovables y garantizar soluciones sostenibles mediante tecnologías avanzadas. La política energética debe adaptarse a estos cambios, especialmente en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, que requieren una innovación masiva en los sistemas energéticos.

Debido a la urgencia de reducir las emisiones de carbono, abordar la crisis climática y construir resiliencia a un clima cambiante, el sector energético está adoptando una visión más verde, conocida como “Cambio Verde” o “Green Shift”. La integración de la digitalización en este cambio ha dado lugar al “Cambio Digital Verde” (DGS), que busca abordar los desafíos asociados con una mayor penetración de energías renovables, al tiempo que utiliza tecnologías

avanzadas para proporcionar soluciones sostenibles y asequibles, como la inteligencia artificial, la tecnología “Blockchain” y las TICs avanzadas.

La transformación digital se ha convertido en un motor clave para el sector energético, generando cambios significativos en la forma en que se produce, transmite y consume la energía, logrando una mayor eficiencia, reducción de costos y una mejor experiencia del cliente. Las tecnologías digitales, como sensores y software de soporte, están disponibles y han disminuido sus costos en los últimos años.

La digitalización abarca la recopilación de datos sobre la gestión de activos, la optimización de procesos de suministro, operación y mantenimiento, y el procesamiento de información a través de plataformas digitales. Los sensores en las redes eléctricas proporcionan información detallada sobre el estado del sistema en tiempo real, lo que antes era costoso o difícil de obtener.

En las redes eléctricas, los sensores proporcionan información sobre el estado de las líneas de transmisión y distribución en varios puntos (por ejemplo, temperatura, tensión o corriente). Esta

información puede almacenarse o transmitirse a partes relevantes para su uso en la gestión de la red y la operación de plantas de generación eléctrica. Si bien la recopilación de información sobre el estado del sistema eléctrico no es nueva, los sensores digitales pueden proporcionar más información, de forma continua y en tiempo real; algo que antes habría sido demasiado costoso o difícil de recopilar.

Los datos y análisis digitales pueden reducir los costos del sistema eléctrico al menos de cuatro maneras (Ver Figura 1¹):

- Reduciendo los costos de operación y mantenimiento;
- Mejorando la eficiencia de las plantas y redes de energía;
- Reduciendo las interrupciones no planificadas y el tiempo de restablecimiento;
- Aumentando la vida operativa de los activos.

¹ Digitalization and Energy, IEA 2017, Paris. (accedido 12 de septiembre 2023). Figure 3.5 Impact of digitalization on electricity sector assets, pág 77. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>

Figura 1. Impacto de la digitalización en los activos del sector eléctrico



Además, los datos y los análisis digitales pueden reducir los costos de operación y mantenimiento, permitiendo el mantenimiento predictivo, lo cual proporciona en el mediano plazo beneficios al propietario de las plantas de generación, por ejemplo, y en última instancia permitirían la reducción del precio de la electricidad para los usuarios finales. Este tipo de mantenimiento sólo es posible con información entregada en tiempo real, una tarea difícil y costosa sin sensores digitales.

A nivel mundial, la Agencia Internacional de Energía (IEA) estima que los costos de operación y mantenimiento en la generación de energía y las redes eléctricas ascendieron a poco más de 300 billones de dólares en 2016, y según sus estimaciones se espera que para el 2040 se pueda lograr una reducción del 5% de los costos de operación y mantenimiento, lo cual representaría una reducción a los consumidores, en promedio, de cerca de 20 billones de dólares al año².

En cuanto a la mejora de eficiencias, los datos y análisis digitales pueden ayudar a lograrlas a través de una mejor planificación, una mayor eficiencia de la combustión en las centrales eléctricas y menores tasas de pérdida en las redes, así como un mejor diseño de proyectos en todo el sistema eléctrico.

El análisis de datos también puede reducir la frecuencia de interrupciones no planificadas mediante un mejor monitoreo y mantenimiento predictivo, así como limitar la duración del tiempo de inactividad al identificar rápidamente el punto de falla. Esto reduce los costos y aumenta la resiliencia y confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Las fallas en la red son costosas, tanto para la empresa de servicios públicos como para la economía.

En cuanto a la atención al cliente, se espera que el aumento en la implementación de estos sistemas permita el cumplimiento de los niveles de atención

² Digitalization and Energy, IEA 2017, Paris. (accedido 12 de septiembre 2023). Pág. 79. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>

normados, permitiendo respuestas, acertadas, oportunas a los clientes, aumentando la confianza en que el sistema está siendo monitorizado y que el Regulador estaría anuente de los posibles incumplimientos. Se destaca adicionalmente que mediante la utilización de estas tecnologías se puede monitorear y mejorar la proyección climática extremadamente relevante para la gestión hidroeléctrica.

En cuanto a las nuevas formas de comercialización, la transacciones “peer to peer” sólo son posibles mediante la digitalización, lo cual tendría aplicaciones positivas en la dinamización de los mercados. Cada uno de estos elementos propician una evaluación integral en el sector eléctrico nacional, que nos da como resultado una hoja de ruta de digitalización que permita alcanzar los máximos beneficios para el país.

Antecedentes

El incremento en la digitalización del sector eléctrico está redefiniendo los paradigmas tradicionales de generación, distribución y consumo de energía. Sin embargo, para entender verdaderamente su impacto y sus implicaciones, es esencial primero mirar brevemente el marco que ha cimentado la estructura actual del sector y como ha sido su evolución.

Desde los inicios de la electrificación en el siglo XIX hasta hoy, la regulación ha desempeñado un papel crucial en la conformación de la industria eléctrica. Con un inicio marcado por monopolios naturales y una infraestructura centralizada, la necesidad de garantizar el acceso, la equidad y la seguridad en la provisión de electricidad llevó a la intervención gubernamental y a la creación de marcos regulatorios específicos.

El sector eléctrico ha mantenido un sistema de regulación sin cambios significativos desde los años 90s. El sistema de regulación eléctrica se estableció considerando un flujo de potencia desde los grandes centros de generación a los centros de cargas principalmente ubicados en los puntos extremos del país. En las últimas décadas ha habido desarrollos tecnológicos significativos desde

que se reestructuraron los sistemas verticalmente integrados, dando cierta liberalización en el sector de generación donde predominantemente se contaba con generación hidráulica y térmica. Como resultado, Panamá ha avanzado en el desarrollo de centrales de generación con energía renovables intermitentes como lo son la eólica y fotovoltaica al punto de representar el 20% al año 2023 de la capacidad instalada nacional (Ver Tabla 1³). Aunado a esto la gran penetración de centrales de autoconsumo (Generación Distribuida), donde más de 3,325 clientes regulados a febrero de 2024 tienen instalados 102,268 kW⁴ distribuidos en Panamá.

La transición energética hacia fuentes más limpias y sostenibles ha experimentado un avance significativo con el auge del autoconsumo eléctrico y con la adopción creciente de tecnologías como la energía eólica y solar. Esta evolución se ha

entrelazado estrechamente con la digitalización del sector eléctrico, que no solo facilita la integración de estas fuentes renovables en la red, sino que también revoluciona la forma en que producimos, distribuimos y consumimos energía. El monitoreo en tiempo real, impulsado por herramientas digitales, ha permitido adaptarse rápidamente a las variaciones de la generación eólica y solar, como los cambios en la velocidad del viento o la radiación solar. Al mismo tiempo, las redes eléctricas inteligentes, respaldadas por tecnologías digitales, están optimizando la gestión de la demanda y permitiendo una mayor flexibilidad en el sistema, especialmente cuando se trata de equilibrar el suministro de fuentes intermitentes y la demanda de los consumidores que optan por el autoconsumo.

La digitalización surge como una oportunidad para optimizar el uso de nuestros recursos energéticos. Teniendo en cuenta que la Agencia Internacional de Energía (IEA) proyecta un aumento de casi el 50%

³ Infogramas de Mercado Eléctrico, Dirección de Electricidad. Disponible en: www.asep.gob.pa

⁴ Infogramas de Autoconsumo, Dirección de Electricidad. Disponible en: www.asep.gob.pa

Tabla 1. Capacidad Instalada por tipo de tecnología - a diciembre 2023

Año	Hidroeléctricas (MW)	Térmicas (MW)	Eólicas (MW)	Fotovoltaicas (MW)	Capacidad Total (MW)	% de Fotovoltaica y eólicas
2010	913.15	1,051.81	0	0	1965.0	0%
2011	1,236.67	1,008.02	0	0	2244.7	0%
2012	1,465.85	953.18	0	0	2419.0	0%
2013	1,494.09	954.14	0	0	2448.2	0%
2014	1,537.65	1,137.64	55	12.76	2743.1	2%
2015	1,578.56	1,040.15	55	24.65	2698.4	3%
2016	1,637.22	1,239.02	270	70	3216.2	11%
2017	1,715.00	1,239.02	270	107.67	3331.7	11%
2018	1,770.12	1,624.72	270	184.11	3849.0	12%
2019	1,791.45	1,597.79	270	194.61	3853.9	12%
2020	1,791.45	1,597.79	270	194.61	3853.9	12%
2021	1,754.11	1,425.79	270	435.14	3885.0	18%
2022	1,754.11	1,425.79	270	445.14	3895.0	18%
2023	1,792.46	1429.48	336	459.50	4017.4	20%

en el uso mundial de energía para 2050⁵, liderado por el crecimiento de las energías renovables para satisfacer las crecientes demandas de combustible en sectores como el transporte, la industrialización y la generación de electricidad, las nuevas tecnologías se presentan como herramientas valiosas para gestionar este aumento de demanda permitiendo no solo aprovechar al máximo las fuentes de combustible fósil disponibles, sino también, en muchos casos, reemplazarlas por alternativas más limpias y sostenibles, conduciendo hacia un medio ambiente más puro y libre de contaminación.

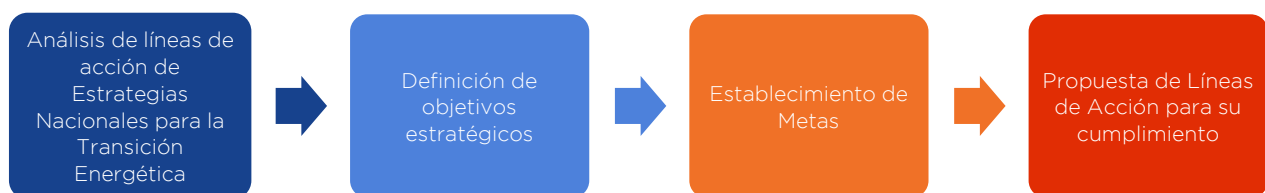
Estas nuevas tecnologías vienen a ser un medio en la búsqueda de eficiencias que permitan coordinar y regularizar el mercado de electricidad, utilizando información que sea procesada y utilizada oportunamente para controlar procesos, tomar

decisiones y mantener los activos de generación, transmisión y distribución de manera más óptima y sostenible. Se busca entonces aumentar la rapidez en procesos, ahorrar recursos, reducir distorsiones y un aumento de la calidad del suministro eléctrico.

En esta hoja de ruta, se trazan objetivos estratégicos y líneas de acción para el desarrollo de nuevos modelos de negocios, la incorporación de nuevos actores y un aumento de la transparencia en los procesos institucionales relacionados al sector electricidad, aumentando de la confiabilidad del sistema y la ciberseguridad. Su implementación seguirá una metodología de evaluación de las estrategias y hojas de ruta de la ATE, se definirán los objetivos que resulten y se establecerán las respectivas líneas de acción para su ejecución (Ver Figura 2).

⁵ U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2021. Disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49876>

Figura 2. Proceso de análisis e implementación de la hoja de ruta de digitalización.



4. Análisis Transversal de las Líneas de Acción de la ATE

En el impulso de la Agenda de Transición Energética (ATE) se han desarrollado estrategias nacionales y hojas de ruta para la implementación efectiva de esta. Cada una de estas estrategias y hojas de ruta tienen sus respectivas líneas de acción para lograr los objetivos establecidos. De estas líneas de acción identificamos las que requerirían implementación de tecnología buscando eficiencias y procesos mucho más efectivos a través de la digitalización.

Del análisis de estas cinco estrategias, así como la hoja de ruta para el fortalecimiento institucional del sector eléctrico⁶ resaltaremos los aspectos comunes que nos permitan estructurar objetivos estratégicos en esta hoja de ruta de digitalización.

4.1 Estrategia Nacional de Acceso Universal

El acceso universal de suministro eléctrico se refiere a iniciativas que buscan garantizar que todos los ciudadanos tengan acceso a servicios energéticos asequibles, confiables, sostenibles y modernos. Estas estrategias suelen incluir medidas para expandir la infraestructura eléctrica, promover energías renovables, mejorar la eficiencia energética y garantizar la equidad en el acceso a la energía.

De las 22 líneas de acción establecidas para esta estrategia, se identificaron cuatro (4) líneas de acción concernientes a la implementación de esta

hoja de ruta:

- 1. Alianza estratégica para acceso universal con las Juntas técnicas de las entidades del Plan Colmena.**

En esta línea de acción se plantea comunicación con las Juntas Técnicas de corregimiento con mayores carencias del país. Se considera que los sistemas de información mediante la utilización de plataformas digitales permitirían a los diferentes usuarios tener una comunicación más expedita con las entidades relacionadas al desarrollo de proyectos de electrificación.

- 2. Desarrollo de la Plataforma de Información Geográfica para Acceso Universal (PIGAU) a la Energía.**

La utilización de sistemas de información para llevar el control de los avances en el acceso al suministro eléctrico es importante.

⁶ Estrategias y Hoja de Ruta en la implementación de ATE. Disponible en: www.energia.gob.pa

3. Fiscalizar el cumplimiento de las metas de conexión en las áreas concesionadas.

La utilización de sistemas de información para llevar el control de los avances y los respectivos indicadores de metas de cumplimiento.

4. Evolución del Fondo de Electrificación Rural al Fondo de Acceso Universal a la Energía.

A través de una plataforma digital todos los ciudadanos o instituciones relacionadas que quieran estar al tanto de la utilización de los mismos fondos pudiesen ver su evolución.

De esta estrategia se destaca:

- La necesidad de comunicación interinstitucional.
- Información de indicadores de cumplimiento
- Comunicación directa del usuario a las entidades relacionadas al desarrollo de proyectos de electrificación.

4.2 Estrategia Nacional de Generación Distribuida.

La generación distribuida hace referencia a sistemas energéticos que generan electricidad cerca de los puntos de consumo, en lugar de grandes plantas centralizadas. Estos sistemas incluyen, por ejemplo, paneles solares en techos, pequeños aerogeneradores y otros sistemas de generación a pequeña escala. Esta estrategia está conformada por 25 líneas de acción de las cuales se ha identificado doce (12) líneas de acción para la implementación de esta hoja de ruta.

1. Coordinación, seguimiento y evaluación.

Esta línea de acción busca hacer evaluaciones de indicadores a fin de conocer interinstitucionalmente el desempeño y avance en el desarrollo de proyectos de generación distribuida.

2. Simplificación y digitalización de trámites para instalaciones de GD.

La eliminación de papel y el desarrollo de procesos, visibles, expeditos y confiables, puede hacerse más eficiente mediante la utilización de una plataforma.

3. Incremento de los límites de capacidad instalada de GD e inclusión de disponibilidad por circuito en plataforma digital.

Conocer las disponibilidades eléctricas, y otros parámetros para la implementación de proyectos de autoconsumo puede ser desarrollado mediante la implementación de sistemas de información, aunado a ello dentro de esta misma línea de acción se prevé la necesidad de una plataforma digital.

4. Implementar la posibilidad de venta y/o comercialización de los excedentes de energía de GD.

Comercialización "peer to peer" es sólo posible mediante la digitalización y esta sería relevante en la agilización de mercados mayoristas y minoristas de electricidad.

5. Coordinación de la implementación de GD con la operación y planificación del SIN.

La utilización de inteligencia de procesos, modelos de grandes cantidades de datos que permitan simular escenarios, hacer proyecciones y sobre todo despachos eléctricos óptimos y con la respectiva previsión de crecimiento de infraestructura son algunos de los beneficios que podrían alcanzarse implementación de sistemas de inteligencia.

6. Desarrollo de un programa para incrementar la instalación de medidores inteligentes por las empresas distribuidoras.

El conocimiento de los perfiles de demanda eléctrico, la actuación remota para el restablecimiento del suministro es importante para la mejora de la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Tener a disposición un equipo que pueda dar esta información y reducir el tiempo de respuesta por parte del operador, debe ser evaluado de forma integral. Considerando los costos de inversión, reducción de costos de operación y ponderación en valor presente las posibilidades de futuros fallos.

7. Desarrollo de un programa para incrementar la instalación de sistemas de comunicación remota, de protecciones remotas y captura de información a tiempo real por las empresas distribuidoras.

Esta línea de acción redundante en la utilización de información de manera oportuna para la toma de decisiones que favorezcan una mejor prestación del suministro eléctrico.

8. Desarrollo de una normativa de ciberseguridad.

La utilización de información, el acceso, las posibles vulnerabilidades deben ser consideradas para la implementación de estándares que permitan que el desarrollo de los procesos digitales sea seguro y confiable.

9. Programa de formación técnica en Generación Distribuida (GD).

Necesidad de tener recurso humano capacitado, sin obviar la posibilidad de utilización de sistemas de información que permitan el seguimiento o certificación unificada de los que desarrollan este servicio.

10. Programa para facilitar el emprendimiento en negocios de GD.

Conocer la posibilidad de nuevos modelos de negocios y fomentar el desarrollo de estos es un bien común para el desarrollo económico del país.

11. Programa de comunicación sobre la GD.

Las plataformas de información digital son favorables para la transmisión de mensajes y comunicación sobre la implementación de proyectos de GD.

12. Información estadística sobre GD.

Las plataformas de información digital son favorables para conocer los avances de penetración de GD en las respectivas zonas de concesión del país, y permitirían un mayor conocimiento de los interesados en aspectos como precio de inyección por kWh, precios de venta, porcentajes de penetración en energía y demanda kW.

De esta estrategia se destaca la necesidad de:

- Una plataforma de comunicación interinstitucional.
- Capacitación de recurso humano.
- Mejora de la calidad del suministro eléctrico.
- Utilización de medidores inteligentes.
- Desarrollo de modelos de negocio.
- Comercialización de la generación distribuida.
- Desarrollo de una normativa de ciberseguridad.

4.3 Estrategia Nacional de Innovación del SIN.

Busca actualizar la estructura, operación, comercialización y regulación del sistema eléctrico de potencia, producto de la integración de las energías renovables variables, así como la inteligencia en el control de las redes y la futura entrada de almacenamiento de energía a gran escala, considerando el desarrollo de políticas y regulaciones que se anticipen a las nuevas necesidades del sistema eléctrico. Esta estrategia está conformada por 19 líneas de acción de las cuales se ha identificado once (11) líneas de acción para la implementación de esta hoja de ruta.

1. Diversificar y descarbonización el parque generador garantizando la suficiencia energética, resiliencia y el cumplimiento de las metas climáticas.

Los sistemas de restauración del sistema de distribución eléctrica, la protección eficiente de los activos de generación mediante inteligencia, el despacho óptimo atendiendo a variables de mitigación de contaminación mediante máquinas inteligentes; son algunas de las variables que pueden ser consideradas para garantizar la suficiencia energética, resiliencia y objetivos climáticos.

2. Programa para facilitar el emprendimiento en negocios de la ENISIN.

Con los nuevos agentes propuestos en la Agenda de Transición Energética y la posibilidad de creación de nuevos mercados de comercialización y servicios; se hace necesario estructurar la posibilidad de nuevos modelos de negocios.

3. Programa de comunicación sobre la ENISIN.

La comunicación efectiva entre los agentes del mercado con el Regulador, Centro Nacional de Despacho y demás empresas relacionadas con el sector es crucial con el fin de contar con información clara que permita a los tomadores de decisión, proyectistas e inversionistas tener información útil para sus diferentes actividades.

4. Crear un mercado completo de servicios auxiliares.

La creación de plataformas en línea que conectan a proveedores y consumidores de servicios auxiliares permitiría una gestión más eficiente de los recursos, una rápida adaptación a las demandas del mercado y una transparencia en las transacciones.

5. Incorporar en las normas el mecanismo de evaluación y seguimiento del desempeño de la Flexibilidad del SIN.

Mediante sistemas digitales, se puede obtener información en tiempo real sobre el desempeño del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que permite realizar ajustes dinámicos y mejorar la flexibilidad y eficiencia del sistema.

6. Incorporar tecnologías de almacenamiento en toda la cadena del sector.

Con implementación de sistemas de inteligencia se puede monitorear y controlar de manera precisa las tecnologías de almacenamiento, optimizando su uso y extendiendo su vida útil.

7. Implementar en transmisión, distribución y el CND una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), de supervisión e información 100% digitalizado.

Esta infraestructura ofrece una visión en tiempo real de la red, facilitando la detección de fallos, la optimización del suministro eléctrico y la adaptación a las demandas cambiantes del mercado.

8. Desarrollar e implementar un plan de mejoramiento continuo de los indicadores SAIFI y SAIDI.

Estos indicadores reflejan la calidad del servicio eléctrico. Con el aumento de sensores se permitiría un monitoreo constante y en tiempo real, lo que facilita la identificación de áreas de mejora y la implementación de soluciones rápidas.

9. Implementar por parte de ETESA y las distribuidoras un plan de mejoramiento continuo en la gestión de activos.

Con herramientas digitales, es posible llevar a cabo un mantenimiento predictivo basado en datos en tiempo real, lo que puede prolongar la vida de los activos y reducir costos operativos.

10. Fomentar el desarrollo de programas de adaptación al cambio climático.

La digitalización permite la recopilación y análisis de grandes volúmenes de datos relacionados con el clima y el medio ambiente. Esto es crucial para diseñar estrategias de adaptación basadas en evidencia.

11. Programa de formación técnica en Innovación.

Con los sistemas inteligentes se potencia la formación técnica a través de plataformas de aprendizaje en línea, simulaciones, y otros métodos innovadores. Esto permite a los profesionales adquirir habilidades técnicas actualizadas y estar preparados para las demandas cambiantes del sector energético.

De esta estrategia se destaca la necesidad de:

- Gestión eficiente de los activos.
- Desarrollo de modelos de negocio.
- Capacitación de recurso humano.

- Mejora de la calidad del suministro eléctrico.
- Utilización de medidores inteligentes (AMI).

4.4 Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica

La estrategia propone medidas en cuatro áreas fundamentales: gobernanza, normativa, sectores estratégicos y educación, así como la creación de un marco legal que desincentive el uso de los vehículos de combustión fósil y estimule la introducción en el mercado de los vehículos eléctricos para el transporte privado y público (selectivo o masivo). Esta estrategia está conformada por 24 líneas de acción de las cuales se han identificado 5 líneas de acción donde la digitalización en el sector eléctrico sería relevante.

1. Red eléctrica y carga de vehículos.

La digitalización permite la monitorización en tiempo real de la demanda y suministro de electricidad, facilitando la integración de la carga de vehículos eléctricos (VE's) en la red sin comprometer su estabilidad.

Las redes inteligentes pueden gestionar de manera óptima los tiempos y puntos de carga, reduciendo las horas pico y aprovechando el exceso de energía renovable.

2. Comercialización de electricidad para carga de Vehículos Eléctricos (VE's).

Las plataformas digitales pueden ofrecer soluciones de facturación y pago flexibles para los usuarios de VE's, permitiendo la creación de mercados dinámicos donde los precios pueden fluctuar en función de la demanda y oferta, beneficiando tanto a consumidores como a proveedores.

3. Gestión de baterías.

El monitoreo digital permite evaluar el estado de salud y rendimiento de las baterías en tiempo real, optimizando su vida útil. Se podría facilitar la gestión del reciclaje y reutilización de baterías, contribuyendo a la economía circular.

4. Seguridad, homologación e interoperabilidad.

Los sistemas digitales facilitan la interoperabilidad entre diferentes marcas y modelos de VE's, estaciones de carga y redes eléctricas.

5. Lineamientos para el cobro de servicios de carga a VE's.

Se facilita la integración de diferentes métodos de pago, promoviendo la accesibilidad y comodidad para los usuarios.

De esta estrategia se destaca la necesidad de:

- Gestión eficiente de los activos.
- Desarrollo de modelos de negocio.
- Coordinación de gestión de carga en la red de distribución.
- Facturación dinámica.

4.5 Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía

La ENUREE marca los pasos a seguir para que Panamá sea eficiente energéticamente desarrollando entre otros objetivos: normas y reglamentos técnicos de eficiencia energética; administradores energéticos; implementación de tecnologías no convencionales para uso directo de la energía, monitoreo del uso final de la energía; acreditación de empresas que ofrecen servicios energéticos y certificación de profesionales; y educación, promoción y divulgación de medidas del uso racional y eficiencia de la energía. Esta estrategia está conformada por 47 líneas de acción de las cuales se han identificado ocho (8) líneas de acción donde la digitalización en el sector eléctrico sería relevante.

1. Establecer criterios y modalidades de operación de empresas de servicios energéticos.

Accesibilidad de Información, facilita el acceso a los criterios y modalidades por parte de las partes interesadas a través de plataformas online.

2. Diseñar modelos de negocio para empresas prestadoras de servicios energéticos.

Permite establecer canales de comunicación efectivos con clientes y actores claves.

3. Certificar profesionales y acreditar empresas prestadoras de servicios energéticos.

Las plataformas de certificación pueden automatizar y validar procesos de certificación y acreditación.

4. Diseño e implementación de un sistema de certificados de eficiencia energética.

Sistemas digitales permiten la creación, gestión y distribución eficiente de certificados, aunado a que también los actores claves pueden acceder y verificar los certificados digitalmente, incrementando la transparencia.

5. Diseñar y aplicar un sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV).

El Monitoreo en tiempo real permite monitorizar consumos y comportamientos energéticos en tiempo real y facilita la creación de informes de consumo y cumplimiento de objetivos energéticos automáticamente.

6. Actualización periódica de los índices de eficiencia energética, aplicando la metodología de costo de ciclo de vida.

Automatizar la actualización de índices mediante la recopilación continua de datos permite analizar la eficiencia y los costos durante todo el ciclo de vida del producto o servicio.

7. Implementar un Sistema Integral de Evaluación de la Conformidad y de Vigilancia de Mercado, incluida una Plataforma Interinstitucional de Información y Comunicación.

Facilita la colaboración y el intercambio de información entre diferentes instituciones y entidades, con el objetivo de contar con un registro de todos los productos comercializados para facilitar la vigilancia del mercado.

8. Elaborar índices y normas de eficiencia energética “de excelencia” para productos prioritarios.

Las bases de datos accesibles que contengan los índices y normas pueden ser fácilmente accedidas por fabricantes y consumidores. La digitalización permitiría evaluar constantemente los productos en el mercado en relación con estas normas de excelencia.

De esta estrategia se destaca la necesidad de:

- Desarrollo de modelos de negocio.
- Plataforma de certificación
- Plataforma de monitoreo de indicadores.
- Plataforma Interinstitucional

4.6 Hoja de Ruta sobre el Fortalecimiento Institucional del Sector Eléctrico (HRFI)

Esta hoja de ruta nace de la meta de lograr un sector eléctrico consolidado bajo entidades públicas del sector energético administrativamente cohesionadas, ágiles y hábiles, que encaminen la planificación junto a una gestión efectiva y eficiente de un sector energético descarbonizado. Esta estrategia está conformada por 22 líneas de acción de las cuales se han identificado 8 líneas de acción para la implementación de esta hoja de ruta.

1. Fortalecer Modelos y Prácticas de Pronósticos de Demanda.

Utilización de inteligencia artificial y “machine learning” para hacer pronósticos más precisos basados en datos históricos y tendencias actuales. Otro de los beneficios sería la adaptabilidad, que permitiría ajustar pronósticos y estrategias en tiempo real a partir de la variabilidad de la demanda y otros factores.

2. Visibilizar transparencia en Datos y Acciones del Regulador.

Las Plataformas digitales facilitarían el acceso público a datos y acciones regulatorias y permitirían realizar auditorías digitales, asegurando la exactitud y veracidad de los datos presentados.

3. Esquema Activo de Comunicaciones y Consultas Regulatorias.

Mejora los canales de comunicación entre el regulador, proveedores de energía y el público.

4. Fortalecer los Procesos de Libre Concurrencia de Compra.

Puede explorarse la utilización de plataformas de licitación digital que faciliten los procesos de licitación y aseguran la transparencia y equidad en los procesos de compra. Aunado a esto se podría analizar digitalmente las ofertas recibidas para asegurar la mejor opción.

5. Maximizar Beneficios de Redes Inteligentes.

Se buscaría a través de automatización de procesos la optimización del uso de energía asegurando una distribución eficiente de la energía, minimizando pérdidas e implementación de gestión de la demanda.

6. Mejorar la Calidad del Suministro Eléctrico.

Aumento en el monitoreo en tiempo real del estado

y calidad del suministro eléctrico, esto permitiría una rápida respuesta a incidencias en la red.

7. Incrementar Incorporación de Tecnologías de Redes Inteligentes.

Asegura una mejora constante en la calidad del servicio mediante la utilización de tecnologías avanzadas y apoya la transición a fuentes de energía más sostenibles y eficientes.

8. Preparar Estructura de Distribuidores para Fomentar Innovación en Redes.

Mejora la gestión de activos y recursos dentro de las redes de distribución.

De esta estrategia se destaca la necesidad de:

- Mejora de calidad del servicio
- Incorporación de inteligencia en el SIN
- Plataforma de comunicación del Regulador
- Plataforma Interinstitucional
- Gestión de activos

Una vez evaluadas las estrategias y la Ruta de fortalecimiento institucional que forman parte de la Agenda de Transición Energética se obtienen temas de desarrollo representativos que deben ser parte de los objetivos de la Hoja de Ruta de Digitalización del Sector Eléctrico (Ver Tabla 2).

Tabla 2. Identificación de líneas de acción de las estrategias nacionales que necesitan ser digitalizadas.

Estrategias	Líneas de acción	Necesidades de Digitalización para el sector eléctrico
Estrategia Nacional de Acceso Universal	22	4
Estrategia Nacional de Generación Distribuida	25	12
Estrategia Nacional de Innovación del SIN	19	11
Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica	24	5
Estrategia Nacional de Uso Racional Y Eficiente de la Energía.	47	8
Hoja de Ruta sobre el Fortalecimiento Institucional del Sector Eléctrico	22	8
Total	159	48

De este proceso de evaluación de cada una de las líneas de acción se obtuvieron las siguientes necesidades de digitalización.

- 1. Mejora de la Calidad del Servicio Eléctrico.**
- 2. Mejora en redes inteligentes y sistemas de restauración.**
- 3. Mejora en la comunicación interinstitucional y los diferentes agentes del mercado.**
- 4. Nuevos modelos de negocio con la incorporación de nuevos agentes del mercado.**
- 5. Necesidad de contar con recurso humano capacitado y certificado en:**
 - Eficiencia Energética
 - Generación Distribuida
 - Innovación
 - Sistemas de Inteligencia.
- 6. Incorporación de dispositivos inteligentes (AMI) para mejora de detección de fallos y visibilidad en la red.**
- 7. Mejora en la Gestión de Activos.**
- 8. Normativa de Ciberseguridad.**



5. Objetivos Estratégicos

Del análisis transversal realizado a las Estrategias, así como, la hoja de ruta de fortalecimiento institucional de la ATE se establecen los siguientes objetivos estratégicos que reúnen la mayoría de las necesidades de digitalización en el sector eléctrico.

5.1 Mejorar la calidad del servicio eléctrico a través de la implementación de sistemas digitales de monitoreo y control.

La calidad de suministro es fundamental para el desarrollo económico del país, la incorporación de sistemas de inteligencia para el monitoreo y control de la red podría favorecer en la mejora de la fiscalización y cumplimiento de los indicadores de calidad, mejora de la onda de voltaje entregado a los clientes, detección oportuna de fallas y localización de zonas geográficas con mayor proporción de incumplimiento de los indicadores de calidad.

5.2 Mejorar la autonomía y capacidad de restauración de las redes de distribución y transmisión con mayor incorporación de equipos y sistemas de inteligencia.

La detección de fallas y por ende el cumplimiento de protocolos para la restauración del sistema ante posibles fallos, es importante; más cuando en alguna medida muchos de los protocolos de restauración algunas veces por errores humanos, dilatan la

efectiva restauración del sistema. Se hace aún más preponderante ante el aumento de los eventos naturales debido al cambio climático, contar con características resilientes por la incorporación de automatización de la red, procurando que dicha restauración sea más segura y efectiva.

5.3 Mejorar la estimación de consumo eléctrico de los clientes y optimizar los tiempos de reconexión de los clientes, a través del incremento de la medición inteligente.

En esta medida tanto para las empresas de servicios públicos los consumidores pudiesen tener los beneficios debido a una facturación más precisa; si bien es cierto la regulación considera en alguna medida la posibilidad de estimación; con la utilización de sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI por sus siglas en inglés); esto podría reducirse; minimizando inconformidades al recibir facturas basadas en su consumo real. El aumento de la visibilización por otra parte hará más efectiva la detección de pérdidas no técnicas y las

proyecciones de consumo y demanda sería basados en información mucho más precisa.

5.4 Fortalecer la comunicación entre las instituciones del sector, sus agentes y clientes finales.

La mejora en la comunicación entre las instituciones del sector eléctrico, sus agentes y clientes finales es esencial para garantizar un servicio eficiente y de calidad. Una comunicación fluida y transparente facilita la toma de decisiones, la anticipación a problemas y el entendimiento mutuo. Además, permite a los clientes estar informados y empoderados, generando confianza y fortaleciendo la relación entre las partes.

5.5 Garantizar la Ciberseguridad en el Sector Eléctrico.

A medida que las redes eléctricas se digitalizan y se vuelven “inteligentes”, también se exponen a vulnerabilidades cibernéticas que pueden comprometer su operación y la seguridad de los usuarios. Un ataque cibernético al sistema eléctrico podría resultar en interrupciones masivas, pérdidas económicas y, en situaciones extremas, en riesgos para la seguridad pública.

5.6 Construir las capacidades del recurso humano para la implementación y desarrollo de equipos y sistemas de inteligencia.

Contar con recurso humano capacitado en la implementación y desarrollo de equipos y sistemas de inteligencia es esencial para mantenerse a la vanguardia en un mundo tecnológicamente avanzado. El capital humano especializado no solo garantiza una implementación eficiente y correcta de las soluciones, sino que también potencia la innovación y adaptabilidad de las organizaciones.

5.7 Fomentar el desarrollo de nuevos modelos de negocios.

Ante un escenario energético en rápida transformación, es necesario revisar el marco regulatorio para facilitar el surgimiento de nuevos modelos de negocio. Las estructuras regulatorias actuales, en muchos casos, no contemplan las dinámicas y posibilidades que ofrecen agentes emergentes como los comercializadores, agregadores de valor y el mercado minorista centrado en el autoconsumo eléctrico. Estos actores pueden desempeñar roles esenciales en la optimización, democratización y sostenibilidad del suministro energético.

5.8 Reforzar la fiscalización y gestión de los activos de distribución y transmisión mediante la utilización de sistemas de información digital.

La gestión moderna de los activos de distribución y transmisión eléctrica requiere una fiscalización precisa y eficiente para garantizar un servicio confiable. La utilización de sistemas de información digital en este ámbito se vuelve esencial, ya que permite una supervisión en tiempo real, una detección efectiva de fallos y una optimización del mantenimiento. Estos sistemas digitales ofrecen una visibilidad detallada del estado y rendimiento de los activos, facilitando decisiones informadas y una respuesta rápida a contingencias, lo cual resulta crucial para minimizar interrupciones y garantizar la integridad de la infraestructura eléctrica en el largo plazo.

6. Metas

1. Para el año 2030, implementar sistemas avanzados digitales de monitoreo y control en al menos el 80% de nuestra red eléctrica de media y baja tensión, con respecto al 2023, y así mejorar la eficiencia operativa y la fiabilidad del servicio eléctrico a nuestros clientes.
2. Para el año 2035, aumentar la autonomía y capacidad de restauración de nuestras redes de transmisión y distribución incorporando equipos y sistemas avanzados de inteligencia artificial en al menos el 10% de las subestaciones de transmisión y el 30% de las de distribución, en comparación al 2023.
3. Para 2035, incrementar en un 10% las lecturas remotas y reconexiones automática de clientes urbanos de las empresas distribuidoras, mediante medidores inteligentes, en comparación al 2023.
4. Desarrollar e implementar una plataforma digital interactiva para el 2027, que conecte a todas las instituciones del sector eléctrico, sus agentes y clientes finales, ofreciendo información actualizada, servicios en línea y mecanismos de retroalimentación en tiempo real.
5. Realizar anualmente auditorías de ciberseguridad y alcanzar un nivel de cumplimiento de seguridad del 100% en todos los sistemas críticos del sector eléctrico para el 2030, según estándares internacionales reconocidos.
6. Desarrollar y ejecutar un programa de capacitación continua que incremente en un 50% el número de profesionales certificados en tecnologías emergentes y sistemas de inteligencia en la empresa de transmisión y de distribución para el 2030.
7. Implementar sistemas de gestión de activos digitales en un 100% de las instalaciones de distribución y transmisión para el 2030, mejorando la eficiencia en la gestión de mantenimiento y la toma de decisiones basada en datos.

7. Objetivos Estratégicos y Líneas de Acción

La Hoja de Ruta de Digitalización del Sector Eléctrico propone varios objetivos estratégicos para mejorar el sector, involucrando múltiples actores y estableciendo un cronograma específico. Las acciones incluyen la implementación de sistemas digitales para monitorear y controlar la calidad del servicio eléctrico, lo que requiere la colaboración con empresas distribuidoras y fabricantes para instalar estas tecnologías. Se enfocará también en aumentar la autonomía y capacidad de recuperación de las redes eléctricas mediante equipos inteligentes, en colaboración con desarrolladores de tecnología y entidades reguladoras.

Para mejorar la estimación del consumo eléctrico y la eficiencia en los tiempos de reconexión, se promoverá el uso de sistemas de medición inteligente. Se planea fortalecer la comunicación dentro del sector a través de plataformas digitales y protocolos de intercambio de información, requiriendo la participación de todas las entidades relevantes.

La ciberseguridad es uno de los objetivos estratégicos, que en sus líneas de acción involucra la colaboración con expertos en seguridad, agencias gubernamentales y operadores de red para desarrollar defensas robustas y adaptativas. La capacitación del personal será un proceso progresivo.

Además, para impulsar nuevos modelos de negocio y mejorar la fiscalización y gestión de activos, se anticipa una colaboración continua entre reguladores, empresas eléctricas y “startups” tecnológicas. En conjunto, las líneas de acción propuestas apuntan a transformar y modernizar el sector eléctrico, haciéndolo más eficiente, seguro y adaptado a los desafíos futuros.

Para lograr la digitalización del sector eléctrico se requiere de una colaboración intersectorial conformada por instituciones gubernamentales, el sector privado y la academia, que a través de un **Comité Intersectorial para la Digitalización del Sector Eléctrico** se ejecute y de seguimiento a las acciones planteadas en esta hoja de ruta.

Tomando en cuenta estas consideraciones, a continuación, se proponen 24 líneas de acción, en atención a los 8 objetivos estratégicos trazados en esta Hoja de Ruta.

7.1 Objetivo estratégico 1. Mejorar la calidad del servicio eléctrico a través de la implementación de sistemas digitales de monitoreo y control.

Estos sistemas permiten una gestión más precisa y eficiente de la red eléctrica. Con la capacidad de monitorear en tiempo real, detectar y responder rápidamente a fallos, fluctuaciones y demandas variables, se reduce significativamente la incidencia

y duración de interrupciones, mejorando así la confiabilidad del servicio. Además, estos sistemas facilitan la toma de decisiones basada en datos, mejoran la eficiencia operativa y pueden prevenir costosas averías. Al aumentar la transparencia y mejorar la respuesta a las necesidades de los clientes, estos sistemas digitales no solo elevan la calidad del servicio eléctrico, sino que también contribuyen a la modernización y sostenibilidad del sector energético en su conjunto.

Línea de acción 1. Sistematización en extracción, procesamiento y publicación de los indicadores de confiabilidad mediante la implementación de sistemas que utilicen Big Data, Inteligencia Artificial y Cloud Computing.

El objetivo de esta línea de acción es desarrollar una plataforma informática única que sea una nueva generación a las existentes para extraer, y procesar los indicadores de confiabilidad de las empresas de transmisión y distribución. Para tal fin se utilizan los últimos avances en "Cloud Computing" para volcar toda la información en un sitio unificado, procesamiento masivo de información mediante Big Data y el cálculo inteligente a través de inteligencia artificial que decida sobre los múltiples escenarios posibles de disposición de datos para tener en forma oportuna los indicadores de confiabilidad.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Evaluar la norma de calidad de servicio técnico de distribución y la ponderación del cumplimiento de los indicadores normados.
- b.** Evaluar el tiempo de proceso, tipo y formato de entrega de información para tramitación y procesamiento de información por las empresas distribuidoras y de transmisión al regulador; a fin de ponderar si dicho tiempo de proceso para obtener un indicador de desempeño permite que la información sea oportuna y permita la efectiva fiscalización de estos con el sistema informático actual del regulador y de los regulados.

- c.** Implementar infraestructura de Cloud Computing para centralizar el almacenamiento y procesamiento de datos de la red eléctrica. Desarrollar e integrar herramientas de Big Data para manejar eficientemente grandes volúmenes de datos generados por la red.
- d.** Aplicar algoritmos de Inteligencia Artificial para analizar datos en tiempo real, identificar patrones, predecir fallos potenciales y optimizar la respuesta ante incidencias.
- e.** Crear "dashboards interactivos" y herramientas de visualización de datos para que los operadores y analistas puedan monitorear los indicadores de confiabilidad de manera efectiva.

Prioridad: ALTA

Aunque esta actividad es importante para fomentar la confianza y permitir la toma de decisiones basada en datos por parte de empresas y consumidores, no aborda directamente mejoras operativas o urgentes en la infraestructura o en la gestión del sistema eléctrico. Su implementación, centrada en la evaluación de normas y procesos de entrega de información y procesamiento, es crucial para la supervisión a largo plazo y la mejora continua.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ETESA, ASEP.

Hitos:

- a.** Diagnóstico de Capacidades y Necesidades completando la evaluación inicial de las capacidades tecnológicas y necesidades de infraestructura. (Q4-2024)
- b.** Desarrollo de Infraestructura Tecnológica estableciendo la infraestructura de Cloud Computing y Big Data. (Q2-2026).
- c.** Implementación de Sistemas de IA y Pruebas Piloto (Q4-2027).

Línea de acción 2: Desarrollo e Implementación de Sistemas Avanzados de Monitoreo en Tiempo Real mediante el aumento de sensorización.

El objetivo de esta línea de acción es mejorar la capacidad de supervisión y gestión de la red eléctrica de distribución mediante la ampliación y mejora de la infraestructura de sensores. Esto permitirá una captura de datos más precisa y en tiempo real sobre el estado y el rendimiento de la red, facilitando la detección temprana de problemas, la optimización de la respuesta a las demandas de energía y la mejora general de la eficiencia y la confiabilidad del servicio eléctrico.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a. Realizar un análisis detallado de las redes existentes de las empresas distribuidoras, para identificar las necesidades específicas en términos de monitoreo y control.
- b. Desarrollar un plan detallado que incluya la selección de tecnologías, la ubicación de los sensores y el diseño de la infraestructura de comunicaciones necesaria.
- c. Instalar sensores y equipos de monitoreo en puntos críticos de la red eléctrica, con un enfoque especial en prevención de fallos.

Tipos propuestos, pero no limitados a:

- **Sensores de Temperatura:** Monitorean la temperatura de los equipos críticos, como transformadores y líneas de transmisión, para prevenir sobrecalentamientos y optimizar la carga.
- **Sensores de Calidad de Energía:** Detectan y analizan distorsiones en la calidad de la energía, como fluctuaciones de voltaje, interrupciones, y armónicos, contribuyendo a la identificación y corrección de problemas que afectan la eficiencia y la fiabilidad del suministro eléctrico.

- **Sensores de humedad y polvo:** Especialmente útiles en equipos como transformadores, donde la humedad puede afectar el rendimiento y la vida útil.
 - **Sensores de Vibración:** Monitorean la vibración en equipos rotativos y transformadores para detectar condiciones anormales que podrían indicar una necesidad de mantenimiento o reparación.
- d. Configurar los sistemas de comunicación y transmisión de datos para asegurar una recopilación eficiente y en tiempo real.

Prioridad: MEDIA

Este proceso requiere una implementación cuidadosa, incluyendo planificación, selección de tecnología, instalación y pruebas, así como formación del personal y adaptación a nuevos sistemas, justificando así el período de tiempo asignado. Además, implica una colaboración continua entre varios actores, necesitando tiempo para coordinar y alinear objetivos y protocolos. Estos factores colectivamente justifican su asignación como una prioridad media en el marco temporal establecido.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ASEP.

Hitos:

- a. Informe de necesidades y planificación por parte del distribuidor. (Q1-2025)
- b. Instalación y Monitoreo - (Q4-2028)

Línea de acción 3: Desarrollo y despliegue de software de análisis predictivo de fallos en el sistema de transmisión y distribución mediante la utilización de "Edge Computing".

El objetivo de esta línea de acción es optimizar la detección temprana y prevención de fallos en el sistema de transmisión eléctrica. Mediante la integración de tecnologías de "Edge Computing", este enfoque busca procesar y analizar datos directamente en o cerca de los dispositivos de

recolección de datos en el sistema de transmisión y distribución, reduciendo la latencia, mejorando la velocidad de respuesta y disminuyendo la carga en la red centralizada de datos.

El uso de software de análisis predictivo, combinado con “Edge Computing”, permitirá realizar análisis en tiempo real de grandes volúmenes de datos generados por sensores y dispositivos distribuidos a lo largo de la red de transmisión. Esto facilitará la identificación precisa y oportuna de patrones que indiquen el riesgo de fallos o deterioro en los componentes del sistema, permitiendo tomar acciones correctivas preventivas para evitar interrupciones del servicio, mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico y optimizar el mantenimiento de la infraestructura de transmisión.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a. Realizar un análisis detallado para identificar los requisitos específicos de hardware y software necesarios para implementar soluciones de Edge Computing en el sistema de transmisión.
- b. Seleccionar las tecnologías de “Edge Computing” más adecuadas y los dispositivos de hardware que se integrarán en el sistema de transmisión.

Tipos propuestos, pero no limitados a:

- **Gateways de Edge Computing:** Dispositivos que filtran y analizan datos de múltiples sensores antes de enviar solo la información esencial a la red central, reduciendo la carga de datos.
- **Unidades de Procesamiento en el Borde (Edge Nodes):** Equipos que realizan análisis predictivo y de aprendizaje automático en puntos estratégicos para anticipar y prevenir fallos.
- **Cámaras Inteligentes para Inspección Visual:** Monitorean componentes críticos y procesan imágenes localmente para identificar anomalías como

sobrecalentamientos o daños estructurales.

- **Dispositivos de Respuesta Rápida a Incidentes:** Actúan automáticamente ante condiciones anormales detectadas, reconfigurando la red o ajustando cargas para mantener la estabilidad.
 - **Sistemas de almacenamiento de energía local:** Baterías que toman decisiones basadas en datos en tiempo real para almacenar o liberar energía, ayudando a equilibrar la demanda y oferta energética.
- c. Diseñar y desarrollar algoritmos de análisis predictivo que puedan procesar eficientemente grandes volúmenes de datos en tiempo real y predecir fallos potenciales.
 - d. Desplegar el software de análisis predictivo y los dispositivos de “Edge Computing” a lo largo del sistema de transmisión.

Prioridad: MEDIA

Actores Responsables: Empresas distribuidoras, ASEP, ETESA, CND.

Hitos:

- a. Evaluación de requisitos y planificación. (Q2-2026)
- b. Desarrollo e Integración del Software de Análisis Predictivo. (Q1-2027)
- c. Implementación Completa de la Infraestructura de “Edge Computing” y Despliegue del Software en el Sistema de Transmisión. (Q4-2030)

7.2 Objetivo estratégico 2. Mejorar la autonomía y capacidad de restauración de las redes de distribución y transmisión.

A través de este enfoque, se busca una gestión más resiliente y autónoma de la red, lo que facilita la rápida identificación y corrección de problemas, minimizando así los tiempos de inactividad y las interrupciones del servicio. Al aumentar la capacidad

de restauración, la red puede adaptarse de manera más efectiva a las condiciones cambiantes y a demandas imprevistas. Este objetivo estratégico no solo promueve la seguridad y estabilidad del suministro eléctrico, sino que también contribuye a la sostenibilidad y eficiencia operativa del sistema, mejorando la calidad del servicio para todos los usuarios.

Línea de acción 4: Capacitación avanzada y simulaciones en operaciones de restablecimiento.

El objetivo de esta línea de acción es fortalecer las habilidades y conocimientos del personal encargado de las operaciones de las redes de distribución y transmisión, mediante programas de capacitación avanzada y el uso de simulaciones. Esto permitirá a los equipos técnicos y de gestión responder de manera más efectiva y eficiente ante incidentes y emergencias, mejorando la capacidad de restablecimiento rápido del servicio eléctrico tras una interrupción. La implementación de simulaciones realistas ayuda a preparar al personal para una amplia gama de escenarios, asegurando que las estrategias de restablecimiento sean efectivas y minimizando el impacto de las interrupciones en los usuarios finales.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Desarrollar programas de formación y simulaciones que reflejen escenarios de fallas en tiempo real.
- b.** Implementar sesiones de capacitación regulares utilizando tecnología de simulación avanzada para preparar al personal en el manejo de situaciones críticas.
- c.** Establecer alianzas con instituciones académicas, empresas tecnológicas y otros organismos del sector eléctrico para acceder a expertos y recursos avanzados que enriquezcan las capacitaciones.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ASEP, CND, Universidades tecnológicas, Centros avanzados de capacitación.

Prioridad: ALTA

La asignación de Prioridad Alta a la línea de acción de “Capacitación avanzada y simulaciones en operaciones de restablecimiento” se justifica por varias razones fundamentales que impactan directamente en la eficiencia, seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico

Hitos

- a.** Lanzamiento de Programa Integral de Formación (Q4-2024).
- b.** Inicio de Capacitación Continua y Evaluación de Competencias. (Q1-2025).
- c.** Formación de Alianzas Estratégicas (Q3-2025). Consolidación de colaboraciones con entidades académicas, empresas tecnológicas y organismos del sector para enriquecer el programa de capacitación con expertos externos, tecnologías emergentes y las mejores prácticas, manteniendo el contenido actualizado con las tendencias del sector.

Línea de acción 5: Implementación de la Normativa IEEE-2030 para la Interoperabilidad de la Red Inteligente.

Adoptar la guía IEEE 2030 para mejorar la interoperabilidad de la red inteligente, facilitará la integración de sistemas y tecnologías emergentes, mejorando la eficiencia operativa y la capacidad de respuesta ante fallos.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Crear documentación detallada sobre cómo adaptar la infraestructura y los sistemas existentes a los estándares IEEE-2030, incluyendo guías técnicas y protocolos operativos.
- b.** Establecer programas de capacitación para ingenieros, técnicos y otros empleados clave, enfocados en los principios de interoperabilidad de la red inteligente y en el uso efectivo de tecnologías compatibles con IEEE-2030.

- c. Lanzar proyectos piloto en segmentos seleccionados de la red para implementar y evaluar las soluciones de interoperabilidad, recopilando datos y retroalimentación para ajustes futuros.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ASEP, CND, ETESA, Universidades tecnológicas

Prioridad: ALTA

Esta línea de acción tendría una Prioridad Alta, dado el papel crítico que juega la interoperabilidad en la modernización y sostenibilidad de la red eléctrica, facilitando la transición hacia un modelo energético más eficiente y resiliente.

Hitos

- a. Guías y protocolos desarrollados, para la adopción de IEEE-2030, proporcionando un marco claro para la transición hacia una red eléctrica interoperable. (Q2-2025)
- b. Personal relevante capacitado y, si es necesario, certificado en los principios y aplicaciones de la interoperabilidad de la red inteligente conforme a IEEE-2030. (Q4-2026)
- c. Desarrollo y Presentación de la Evaluación integral del impacto de las medidas de interoperabilidad en la eficiencia, seguridad y sostenibilidad de la red eléctrica, utilizando los resultados para planificar mejoras continuas y ajustes en la estrategia de interoperabilidad. (Q4-2028)

Línea de acción 6: Implementación de un Sistema Avanzado de Gestión de Respuesta a Incidentes en el sistema de distribución.

Desarrollar e implementar un sistema avanzado que aproveche la inteligencia artificial (IA) y el análisis de datos para la asignación dinámica de cuadrillas de mantenimiento, optimización de la ubicación de los centros de acopio de repuestos, y el posicionamiento preventivo de cuadrillas. Este sistema buscará acortar los tiempos de restablecimiento de servicio

eléctrico tras incidencias, mejorando la eficiencia operativa y la resiliencia de la red.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a. Desarrollar un software que integre IA para predecir fallas, asignar automáticamente cuadrillas y gestionar recursos en tiempo real basándose en análisis predictivo y la ubicación de las incidencias.
- b. Usar tecnologías de localización GPS y sistemas de comunicación en tiempo real para optimizar la movilización de cuadrillas y equipos de respuesta.
- c. Establecer centros de acopio de repuestos y equipos, ubicados estratégicamente según el análisis de datos históricos y predicciones de incidencias, para facilitar una rápida respuesta a emergencias.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ASEP

Prioridad: ALTA

Esta línea de acción es prioritaria por su impacto directo en la confiabilidad y eficiencia de la respuesta a incidencias en la red eléctrica.

Hitos

- a. Lanzamiento del Sistema Predictivo, luego de completar el desarrollo del sistema de gestión de incidentes basado en IA, con integración completa de tecnologías de localización para cuadrillas y equipos. (Q4-2025).
- b. Establecimiento Operativo de Centros de Acopio, habiendo identificado y equipado estos centros en ubicaciones estratégicas, listos para ser desplegados en respuesta a incidentes predichos por el sistema. (Q2-2027)
- c. Implementación total del sistema de gestión de respuesta a incidentes en toda la red de distribución, demostrando una reducción significativa en los tiempos de restablecimiento

tras incidencias y una mejora notable en la eficiencia operativa. (Q4-2028)

7.3 Objetivo estratégico 3. Mejorar la estimación de consumo eléctrico de los clientes y optimizar los tiempos de reconexión de los clientes, a través del incremento de medición inteligente.

La implementación de medidores inteligentes facilita la detección y resolución rápida de problemas, lo que resulta en una restauración más eficiente del servicio en caso de interrupciones. Además, estos sistemas permiten a los clientes monitorizar y gestionar su consumo en tiempo real, fomentando un uso más consciente y eficiente de la energía. En conjunto, la medición inteligente no solo mejora la eficiencia operativa y la confiabilidad del servicio eléctrico, sino que también respalda la transición hacia redes eléctricas más inteligentes y sostenibles, alineándose con las tendencias globales de digitalización y gestión energética avanzada.

Línea de acción 7: Análisis de Barreras en Reglamentaciones para la Instalación Masiva de Medidores AMI.

Al identificar y abordar las restricciones regulatorias que limitan la adopción de infraestructuras de medición avanzada, se facilita la modernización del sistema eléctrico, permitiendo una gestión más eficiente y precisa del consumo de energía. Esto no solo mejora la eficiencia operativa y la fiabilidad del servicio eléctrico, sino que también habilita la implementación de estrategias de gestión de demanda más sofisticadas, promoviendo el uso eficiente de recursos energéticos y apoyando la integración de fuentes renovables. En última instancia, esta línea de acción es crucial para superar obstáculos normativos y tecnológicos, sentando las bases para una transición energética más ágil y una infraestructura eléctrica adaptada a las necesidades futuras.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a. Desarrollar un documento de análisis regulatorio que mapea el entorno actual, identificando las barreras específicas que limitan la implementación de medidores AMI.
- b. Elaborar un conjunto de recomendaciones de política en un documento que propone cambios regulatorios necesarios para facilitar la adopción de medidores AMI, apoyando así la modernización de la infraestructura eléctrica de forma masiva, al igual los posibles fondos directos del gobierno central como política de aceptarse.
- c. Desarrollar un plan de implementación estructurado que detalla la aplicación de las recomendaciones de política, incluyendo asignación de roles, responsabilidades, y cronogramas para avanzar efectivamente hacia la implementación masiva de medidores AMI.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ASEP, MEF.

Prioridad: ALTO

Hitos

- a. Presentación de un análisis regulatorio que detalla las barreras regulatorias para la implementación de medidores AMI, proporcionando una base sólida para la reforma normativa. (Q4-2024)
- b. Presentación de una propuesta de políticas que brinde presenta un conjunto de recomendaciones que abogan por cambios regulatorios y apoyo gubernamental para facilitar la adopción de medidores AMI, marcando un paso esencial hacia la modernización de la red. (Q1-2025)
- c. Lanzamiento del Plan de Implementación: Este hito inicia la fase de ejecución, detallando cómo se llevarán a cabo las recomendaciones de política para la instalación masiva de medidores AMI, comenzando la transformación hacia una red eléctrica inteligente. (Q2-2025)

Línea de acción 8. Implementación Gradual y Estratégica de Medidores Inteligentes (AMI):

Establecer un plan de despliegue progresivo de medidores inteligentes, enfocado inicialmente en áreas urbanas para maximizar el impacto en eficiencia y servicio al cliente. El objetivo principal es minimizar las lecturas manuales en un 10% e introducir la capacidad de reconexión automática para una proporción equivalente de la base de clientes urbanos, aprovechando la tecnología de medidores AMI para avanzar hacia una gestión más autónoma y eficiente de los servicios de distribución eléctrica.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Planificar y evaluar la infraestructura, desarrollando un plan de implementación de medidores AMI, comenzando por análisis de la infraestructura de comunicaciones existente, para priorizar áreas urbanas y avanzar hacia las rurales.
- b.** Implementar proyectos pilotos que validarán la integración de medidores AMI y guiarán las actualizaciones tecnológicas necesarias en la red de comunicaciones y sistemas de gestión.
- c.** Desarrollar y ejecutar programas de capacitación para técnicos y campañas de sensibilización para usuarios apoyarán la expansión gradual de medidores AMI hacia la meta de 2035.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ASEP, AIG.

Prioridad: MEDIA

Hitos

- a.** Plan de Despliegue Finalizado: Se completa el análisis y planificación de la infraestructura para medidores AMI, priorizando la implementación desde zonas urbanas a rurales. (Q4-2025)

- b.** Proyectos Pilotos Concluidos: Los proyectos piloto demuestran éxito, iniciando las actualizaciones tecnológicas para soportar la expansión de medidores AMI. (Q4-2026)
- c.** Capacitación y Expansión en marcha: Se ejecutan programas de capacitación y sensibilización, logrando un avance significativo en la instalación de medidores AMI hacia la meta de 2035. (Q1-2030)

Línea de acción 9: Evaluación Regulatoria de Disposición exclusiva de bandas de comunicación para empresas distribuidoras.

Al asegurar bandas de comunicación dedicadas para las empresas distribuidoras, se facilita una infraestructura de comunicaciones más fiable y segura, esencial para la operación eficiente de medidores inteligentes (AMI) y otras tecnologías de red inteligente. Esta disposición mejora la capacidad de recopilación y gestión de datos en tiempo real, optimiza la respuesta a incidentes y soporta funciones avanzadas como la reconexión automática. Por lo tanto, establecer canales de comunicación exclusivos es un paso crucial hacia la modernización de la infraestructura eléctrica y el logro de los objetivos de eficiencia y automatización para 2035.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Realizar un análisis técnico de las bandas de comunicación idóneas y realizar consultas con actores claves para evaluar la asignación exclusiva.
- b.** Elaborar propuestas para modificar normativas y asignar bandas exclusivas a empresas distribuidoras, fortaleciendo la red eléctrica, sobre su viabilidad.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ASEP, Operadores, AIG.

Prioridad: ALTA

Hitos:

- a.** Concluye el estudio técnico y las consultas, estableciendo claridad sobre opciones para la asignación de bandas de comunicación. (Q3-2024)
- b.** Revisión y adaptación de estrategias de comunicación de las empresas distribuidoras basadas en la respuesta regulatoria y necesidades operativas. (Q1-2025)

Línea de acción 10: Creación de Regulación y Homologación Nacional de Parámetros Técnicos de Telecomunicación de Medidores AMI en Clientes Regulados:

La creación de una regulación y homologación nacional de parámetros técnicos para la telecomunicación de medidores AMI en clientes regulados es esencial para garantizar la uniformidad, eficiencia y fiabilidad en la gestión del sistema eléctrico de Panamá. Al establecer un conjunto estándar de parámetros técnicos, se asegura que todos los medidores AMI operen bajo las mismas especificaciones, facilitando así una comunicación fluida y precisa en toda la red eléctrica. Esto no solo mejora la capacidad del Centro Nacional de Despacho para realizar liquidaciones comerciales de forma eficiente y precisa, sino que también contribuye a la resolución de problemas de comunicación remota y de precisión en la medición. Un marco regulatorio bien definido y coherente para estos medidores es crucial para optimizar la distribución de energía, mejorar la transparencia en el mercado eléctrico y fomentar la confianza entre los consumidores, los proveedores de servicios y las autoridades regulatorias, lo que a su vez impulsa un mercado eléctrico más robusto y sostenible.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Formar un subcomité técnico con representantes del Centro Nacional de Despacho, ASEP, empresas distribuidoras y expertos en telecomunicaciones, para desarrollar y actualizar normativas técnicas,

incluyendo la integración de nuevos parámetros en la normativa AN-Elec 5999 del 13 de marzo de 2013. Este comité se enfocará en asegurar la compatibilidad, eficiencia, y precisión en la telecomunicación de medidores AMI.

- b.** Establecer un marco regulatorio que facilite la interoperabilidad y la recopilación eficiente de datos, asegurando la actualización de normativas existentes para reflejar las necesidades modernas de transmisión de datos.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, ASEP.

Prioridad: ALTA

Establecer un marco regulatorio claro y actualizado que asegure la interoperabilidad, eficiencia y precisión en la telecomunicación de medidores AMI es esencial para la modernización de la infraestructura eléctrica, la gestión eficiente de la energía y la satisfacción de las demandas futuras del sistema de distribución eléctrica.

Hitos:

- a.** Subcomité Técnico capacitado y con las competencias necesarias para iniciar el desarrollo y revisión de las normativas técnicas. (Q4-2024)
- b.** Integración completa en la Normativa AN-Elec 5999 del 13 de marzo de 2013. Se completa la integración de los nuevos parámetros técnicos y especificaciones en la normativa, tras una revisión exhaustiva. (Q1-2026)

7.4 Objetivo estratégico 4. Fortalecer la comunicación entre las instituciones del sector, sus agentes y clientes finales del sector eléctrico.

La estructuración de portales de comunicación interinstitucional encriptados y la implementación de un portal digital para consultas generales, como seguimiento de luminarias, la publicación de indicadores de servicio, información detallada sobre medidores inteligentes y autoconsumo, un

cronograma detallado de inspecciones, estadísticas actualizadas del mercado eléctrico, y un centro de recursos para procedimientos, junto con la transparencia en los tiempos de trámite, facilitará un intercambio de información eficiente y seguro.

Línea de Acción 11. Digitalización de Procesos y Servicios

El objetivo de esta línea de acción es transformar y modernizar el sector eléctrico mediante la conversión de todos los procedimientos que tradicionalmente requerían presencialidad en procesos digitales accesibles. Al implementar plataformas en línea y aplicaciones móviles, se facilitan las solicitudes y trámites para los usuarios, mejorando significativamente la eficiencia operativa, la accesibilidad y la experiencia del cliente.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Realizar un inventario completo de los procesos del sector eléctrico, identificando aquellos que aún no han sido digitalizados. Esto incluye la solicitud de nuevos servicios, reportes de averías, pagos, y consultas.
- b.** Diseñar y desarrollar aplicaciones móviles y portales web que permitan a los usuarios acceder a servicios, realizar trámites y obtener información de manera sencilla y segura. Estas plataformas deben ser intuitivas, accesibles desde diferentes dispositivos, y asegurar la protección de datos personales.
- c.** Asegurar la interoperabilidad entre las diferentes plataformas digitales de las instituciones involucradas en el sector eléctrico, para que los datos y procesos fluyan de manera eficiente y segura entre ellas.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, SNE, ASEP, AIG, ETESA.

Prioridad: ALTA

Hitos:

- a.** Desarrollo y presentación del análisis exhaustivo y la priorización de todos los procesos del sector eléctrico para su digitalización, asegurando un plan detallado que establezca las bases para la transformación digital integral del sector. (Q2-2025)
- b.** Lanzamiento de una suite integral de aplicaciones móviles y portales web que cubran todos los servicios críticos identificados, ofreciendo una experiencia de usuario segura, intuitiva y accesible desde cualquier dispositivo, con un enfoque en la protección de datos personales. (Q4-2025)
- c.** Integración completa y operativa de sistemas entre todas las instituciones del sector eléctrico, permitiendo un flujo de datos seguro y eficiente, y estableciendo una plataforma unificada para la gestión y el acceso a servicios digitales. (Q2-2026)

Línea de Acción 12. Implementación de un Sistema de Seguimiento Transparente para Usuarios

El objetivo de esta línea de acción es establecer un sistema avanzado y accesible de seguimiento en línea que permita a los clientes finales o usuarios del sector eléctrico dar seguimiento a sus solicitudes o trámites de manera transparente y en tiempo real. Este sistema tiene como finalidad mejorar la comunicación y satisfacción del cliente, optimizando la transparencia y eficiencia en la gestión de servicios y trámites.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Programar un sistema con actualizaciones en tiempo real, notificaciones y acceso seguro, basado en un análisis previo de requisitos de los usuarios.
- b.** Desarrollar e implementar interfaces de programación de aplicaciones (APIs) para integrar de manera segura sistemas internos y externos, facilitando una sincronización eficiente de datos.

- c. Diseñar y ejecutar una campaña de comunicación efectiva para informar a los usuarios sobre el nuevo sistema y cómo utilizarlo, maximizando su adopción.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, SNE, ASEP, AIG, ETESA

Prioridad: MEDIA

La asignación de una prioridad media a la implementación de un sistema de seguimiento transparente para usuarios en el sector eléctrico se fundamenta en la necesidad de equilibrar la urgencia y la importancia de este proyecto con otros compromisos críticos, considerando las limitaciones de recursos disponibles y el estado actual de planificación y desarrollo. Aunque esencial para mejorar la experiencia del cliente y la eficiencia operativa, el proyecto debe ser balanceado con iniciativas que impactan directamente en objetivos inmediatos, como la seguridad de la red o la conformidad regulatoria

Hitos:

- a. Desarrollo del sistema completamente funcional con características de actualizaciones en tiempo real, notificaciones, y seguridad avanzada.(Q4-2025)
- b. Integración total de sistemas internos y externos mediante APIs, asegurando una sincronización de datos sin interrupciones. (Q2-2026)
- c. Ejecución de una campaña de lanzamiento integral que maximice la adopción del sistema por parte de los usuarios. (Q3-2026)

Línea de Acción 13. Portales de comunicación seguros y multifuncionales

Objetivo de esta línea de acción está en establecer portales en línea seguros y encriptados para la comunicación interinstitucional mediante tecnología Blockchain y desarrollar un portal unificado para clientes que centralice el acceso a información y servicios, con el fin de mejorar la experiencia del usuario en el sector eléctrico.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a. Implementar tecnologías Blockchain para comunicaciones seguras.
- b. Crear un portal digital unificado para acceso de clientes a servicios e información.
- c. Integrar mecanismos de soporte y asistencia en línea.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, SNE, ASEP, AIG, ETESA

Prioridad: MEDIA

La prioridad media asignada refleja la estrategia de priorizar la digitalización inicial de procesos y manejar eficientemente los recursos disponibles, mientras se abordan las preocupaciones de seguridad y se prepara adecuadamente a los usuarios para la transición.

Hitos:

- a. Selección de las tecnologías de encriptación adecuadas para la plataforma, garantizando la seguridad en la transferencia de información no confidencial (Q4-2025).
- b. Lanzamiento de la versión inicial del portal unificado para clientes, ofreciendo acceso a servicios determinados como no confidenciales y permitidos por el regulador (Q2-2026).
- c. Implementación completa de herramientas de soporte y asistencia en línea para facilitar la interacción de los usuarios con el portal (Q3-2026).

7.5 Objetivo estratégico 5. Garantizar la Ciberseguridad en el Sector Eléctrico.

Garantizar la ciberseguridad en el sector eléctrico es fundamental para llevar a cabo una transformación digital segura y eficiente de esta área vital. La adopción de un enfoque proactivo, que incorpore las mejores prácticas y estándares de referencia

en la industria, es clave para defenderse de las crecientes amenazas cibernéticas. Esta estrategia no solo protegerá la infraestructura y los datos esenciales, sino que también reforzará la confianza de los actores interesados y consumidores en el sector eléctrico. Por lo tanto, la implementación de acciones específicas de ciberseguridad se convierte en un elemento crucial para avanzar hacia una infraestructura eléctrica más resiliente y adaptada a los desafíos tecnológicos presentes y futuros.

Línea de Acción 14: Desarrollo de una Normativa de Ciberseguridad

El objetivo de esta línea de acción es establecer una normativa de ciberseguridad específica para el sector eléctrico, incorporando las mejores prácticas de ISO/IEC 27001 y adaptándolas a estándares relevantes del sector, como IEEE 1686. La normativa abordará la protección de infraestructura crítica y datos sensibles, y sentará las bases para una gestión efectiva de la seguridad de la información.

Esta línea de acción se compone de las siguientes subactividades:

- a.** Conformar el subcomité de Ciberseguridad, en el marco del Comité Técnico Intersectorial al Servicio de la Digitalización del Sector Eléctrico, con representantes de todas las entidades clave para guiar el desarrollo de la normativa.
- b.** Analizar y adaptar los estándares y controles existentes, incluyendo prácticas de ISO/IEC 27001, para el contexto específico del sector eléctrico.
- c.** Redactar políticas y procedimientos que conformarán la normativa oficial de ciberseguridad del sector.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, SNE, ASEP, ETESA, CND, AIG

Prioridad: MEDIA

La asignación de una prioridad media refleja la importancia crítica de establecer una normativa robusta de ciberseguridad para asegurar la

infraestructura y datos sensibles, equilibrando este esfuerzo con otras iniciativas urgentes en el sector.

Hitos:

- a.** Formación efectiva del subcomité de Ciberseguridad, integrando a representantes de todas las entidades involucradas, para supervisar el desarrollo de la normativa (Q2-2025).
- b.** Finalización del análisis de estándares y controles existentes, así como, las adaptaciones necesarias para el sector eléctrico (Q4-2025).
- c.** Aprobación de la normativa de ciberseguridad, estableciendo un marco sólido para la protección de la infraestructura crítica y los datos sensibles (Q2-2026).

Línea de Acción 15: Evaluación y Gestión de Riesgos Basada en ISO/IEC 27001.

El objetivo de esta línea de acción es implementar un enfoque de gestión de riesgos en el sector eléctrico alineado con ISO/IEC 27001. Esto incluirá la evaluación continua de riesgos y la implementación de estrategias adecuadas para modificar, compartir, evitar y retener riesgos, asegurando que la organización permanezca resiliente frente a las ciberamenazas emergentes.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a.** Realizar evaluaciones de riesgo regulares para identificar y analizar amenazas potenciales.
- b.** Adoptar estrategias de tratamiento de riesgos, incluyendo la modificación y transferencia de riesgos.
- c.** Establecer un proceso continuo de monitoreo y revisión de riesgos para asegurar la efectividad de las estrategias de gestión.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, SNE, ASEP, ETESA, CND, AIG

Prioridad: MEDIA

La asignación de una prioridad media subraya la importancia de una gestión de riesgos efectiva para la seguridad y resiliencia del sector, equilibrando este enfoque con otras iniciativas críticas en curso.

Hitos:

- a. Realización de la primera serie de evaluaciones de riesgo para identificar amenazas potenciales al sector eléctrico (Q3-2025).
- b. Implementación de estrategias de tratamiento de riesgos seleccionadas para abordar los riesgos identificados (Q4-2025).
- c. Inicio del proceso de monitoreo y revisión de riesgos para garantizar la actualización y efectividad de las estrategias de gestión (Q1-2026).

7.6 Objetivo estratégico 6. Construir las capacidades del recurso humano para la implementación y desarrollo de equipos y sistemas de inteligencia.

En un entorno donde la gestión de la energía se vuelve cada vez más compleja debido a la integración de fuentes renovables, sistemas de medición inteligente y demandas de sostenibilidad, capacitar a los profesionales en las últimas tecnologías digitales, como la inteligencia artificial, el Big data y la ciberseguridad, es fundamental. Esto no solo mejora la resiliencia y la seguridad de la red eléctrica, sino que también facilita una gestión más eficiente y sostenible del suministro de energía, lo que resulta en un servicio más confiable y de mayor calidad para los consumidores finales.

Línea de Acción 16: Evaluación Institucional de Necesidades de Recursos Humanos.

El objetivo de esta línea de acción es realizar un análisis detallado para determinar las necesidades de formación en análisis de potencia y sistemas de inteligencia, identificando competencias clave y brechas de habilidades esenciales para la gestión avanzada en el sector eléctrico.

Esta línea de acción estará compuesta por las siguientes subactividades:

- a. Realizar un diagnóstico de habilidades actuales del personal del sector eléctrico.
- b. Determinar requisitos de formación para el manejo de sistemas de inteligencia.
- c. Crear un plan de acción para el desarrollo de capacidades.

Actores Involucrados: Empresas Distribuidoras, SNE, ASEP, ETESA, INADEH, Universidades

Prioridad: ALTA

Hitos:

- a. Diagnóstico de habilidades del personal completado(Q4-2024).
- b. Identificación de requisitos de capacitación específicos (Q4-2024).
- c. Desarrollo de un plan de acción para el desarrollo de capacidades (Q4-2024).

Línea de Acción 17: Programa de Formación Técnica en Innovación y Transformación Digital.

Esta línea de acción tiene el objetivo de fomentar la colaboración con universidades tecnológicas para desarrollar programas de formación en innovación y transformación digital, preparando a los profesionales para integrar y optimizar nuevas tecnologías en su labor cotidiana relacionada al sector eléctrico.

Esta línea de acción se compone de las siguientes subactividades:

- a. Establecer alianzas con instituciones académicas.
- b. Integrar módulos de IA, Blockchain, Robotización, Drones (Localización de fallas, termografía, verificación de poda) y Cloud Computing en programas de formación.
- c. Ofrecer certificaciones profesionales en tecnologías emergentes.

Actores Involucrados: Empresas Distribuidoras, SNE, ASEP, ETESA, Universidades

Prioridad: MEDIA

Hitos:

- a. Alianzas establecidas con universidades para el desarrollo de currículos (Q1-2025).
- b. Lanzamiento de módulos específicos de aprendizaje en IA, Blockchain, Robotización, Drones, y Cloud Computing (Q2-2025).
- c. Emisión de certificaciones profesionales a los primeros graduados (Q2-2026).

7.7 Objetivo estratégico 7. Permitir el desarrollo de nuevos modelos de negocio.

Introduciendo nuevos modelos de negocio que van desde la comercialización de energía renovable hasta el empleo de tecnologías como los gemelos digitales. Estas acciones impulsan una red eléctrica sostenible y eficiente, preparando al sector para futuros desafíos y asegurando un suministro energético adaptativo y confiable, lo que representa un paso crucial hacia la sostenibilidad y la digitalización energética.

Línea de Acción 18: Implementación de Plataformas para la Venta y Comercialización de Excedentes de Energía

El objetivo de esta línea de acción es de facilitar el desarrollo de un sistema que permita a los productores de energía renovable, como hogares y empresas, vender excedentes de energía al mercado, promoviendo la generación distribuida y el autoconsumo.

Esta línea de acción se compone de las siguientes subactividades:

- a. Evaluar los requisitos técnicos y legales para habilitar la comercialización de excedentes de energía renovable.

- b. Diseñar y desarrollar una plataforma digital que facilite la interacción entre productores de energía renovable y potenciales compradores, incluyendo funcionalidades para la gestión de transacciones y seguimiento.

- c. Lanzar un proyecto piloto de la plataforma para evaluar su funcionamiento, recoger feedback y realizar ajustes necesarios.

Actores Responsables: SNE, CAPES, CCIAP, AGRANDEL

Prioridad: MEDIA

Hitos:

- a. Análisis de requisitos y normativa completado para la comercialización de excedentes de energía renovable, estableciendo un marco legal y técnico claro (Q3-2026).
- b. Desarrollo y lanzamiento de la plataforma tecnológica que permite la venta y comercialización de excedentes de energía, con una interfaz amigable y funcionalidades completas (Q2-2027).
- c. Ejecución exitosa del proyecto piloto con feedback recopilado para la optimización de la plataforma, garantizando su adecuación a las necesidades del mercado y los productores (Q4-2027).

Línea de Acción 19: Creación de un Mercado Completo de Servicios Auxiliares.

El objetivo de esta línea de acción es de desarrollar un mercado de servicios auxiliares que incluya almacenamiento de energía, respuesta a la demanda y servicios de ajuste, abriendo nuevas oportunidades de negocio y mejorando la estabilidad del sistema eléctrico.

Esta línea de acción se compone de las siguientes subactividades:

- a. Identificar las necesidades del mercado de servicios auxiliares mediante un estudio detallado.

- b.** Colaborar en la creación de un marco regulatorio que facilite un mercado de servicios auxiliares justo y competitivo.
- c.** Desarrollar plataformas para gestionar eficientemente las transacciones y servicios del mercado auxiliar.

Actores Responsables: Empresas Distribuidoras, SNE, SNE, CAPES, CCIAP, AGRANDEL

Prioridad: MEDIA

Hitos:

- a.** Finalización del análisis de mercado y necesidades para identificar requerimientos del mercado de servicios auxiliares. (Q2-2027)
- b.** Finalización del desarrollo de un marco regulatorio que facilite la operación eficiente del mercado de servicios auxiliares. (Q4-2027)
- c.** Lanzamiento de plataformas tecnológicas diseñadas para la gestión y operación del mercado de servicios auxiliares. (Q2-2028)

7.8 Objetivo estratégico 8. Mejorar la fiscalización de los activos de distribución y transmisión mediante la utilización de sistemas de información digital.

Línea de Acción 20: Avance en la Gestión de Activos mediante Análisis de Datos, alineada con ISO 55001.

El objetivo de esta línea de acción es implementar y optimizar el uso de tecnologías avanzadas de Business Intelligence (BI) y Machine Learning (ML) para el análisis detallado y la gestión predictiva de los activos de distribución y transmisión, siguiendo los principios de la norma ISO 55001 sobre gestión de activos.

Esta línea de acción se compone de las siguientes actividades:

- a.** Seleccionar y adoptar tecnologías de Business Intelligence (BI) y Machine Learning (ML) que apoyen una gestión basada en datos y predictiva de los activos.
- b.** Desarrollar y aplicar algoritmos de ML específicos para la predicción de fallos y la optimización del mantenimiento de activos.
- c.** Crear modelos predictivos que anticipen la necesidad de intervención en los activos, basándose en el análisis profundo de los datos recopilados.

Actores Responsables: ASEP, ETESA, Empresas Distribuidoras

Prioridad: MEDIA

Hitos:

- a.** Selección e integración de las herramientas de BI y ML en los sistemas de gestión de activos existentes. (Q2-2025)
- b.** Desarrollo y aplicación inicial de algoritmos de ML para la optimización de la gestión de mantenimiento. (Q4-2025)
- c.** Implementación y ajuste de modelos predictivos en la gestión operativa de activos para una anticipación efectiva de necesidades de mantenimiento y renovación. (Q2-2027)

Línea de Acción 21: Optimización de la Planificación de Inversiones mediante Inteligencia Artificial

El objetivo de esta línea de acción es emplear la inteligencia artificial para realizar análisis predictivos y simulaciones que guíen la planificación estratégica de inversiones en infraestructura de distribución y transmisión, asegurando que estas estén alineadas con las tendencias futuras de demanda, crecimiento demográfico y avances tecnológicos, para promover una red sostenible y tecnológicamente avanzada.

Esta línea de acción incluye las siguientes actividades:

- a. Realizar análisis predictivos con IA para evaluar tendencias de consumo y crecimiento demográfico.
- b. Implementar modelos de simulación para una planificación de inversiones flexible.
- c. Utilizar los análisis y simulaciones para guiar las decisiones de inversión.

Actores Responsables: ASEP, ETESA y Empresas Distribuidoras.

Prioridad: MEDIA

Hitos:

- a. Análisis predictivo para guiar la estrategia de inversión finalizado. (Q4-2025)
- b. Modelos de simulación para la planificación de inversiones desarrollados y en aplicación. (Q2-2026)
- c. Resultados de los análisis y simulaciones en la toma de decisiones de inversión aplicados, y con actualizaciones periódicas basadas en nuevas tendencias. (Q4-2027)

Línea de Acción 22: Implementación del Modelo de Madurez de Redes Inteligentes (SGMM)

Utilizar el Smart Grid Maturity Model (SGMM) para realizar una evaluación exhaustiva y orientar la transformación hacia redes eléctricas inteligentes. Coordinada por la Secretaría Nacional de Energía, esta iniciativa busca establecer estándares nacionales y promover inversiones estratégicas en tecnologías fundamentales para la modernización de la infraestructura eléctrica.

Esta línea de acción se enfoca en las siguientes actividades:

- a. Llevar a cabo una evaluación detallada del estado actual de la infraestructura eléctrica con el SGMM para identificar brechas y oportunidades de mejora.
- b. Determinar áreas prioritarias para el desarrollo e inversión, guiadas por los resultados de la evaluación SGMM.
- c. Desarrollar un plan estratégico nacional que marque la hoja de ruta para la implementación efectiva de redes inteligentes siguiendo las recomendaciones del SGMM.

Actores Responsables: SNE, ASEP, ETESA, Centro Nacional de Despacho (CND), Empresas Distribuidoras.

Prioridad: MEDIA

Hitos:

- a. Evaluación inicial del SGMM completada, lo que servirá para mapear el estado de madurez actual de la red y definir un punto de partida claro para la modernización. (Q3-2025)
- b. Identificación de áreas clave para desarrollo e inversión finalizada, y culminar un plan estratégico para avanzar hacia la implementación de redes inteligentes, basado en las directrices del SGMM. (Q3-2026)

Línea de Acción 23: Implementación de Gemelos Digitales para la Regulación y Operación Eficiente.

El objetivo de esta línea de acción es integrar la tecnología de gemelos digitales para simular y optimizar la regulación y operación de los sistemas eléctricos. Esta innovación permitirá modelar escenarios complejos, facilitar la planificación estratégica y la toma de decisiones, y elevar la eficiencia operativa de toda la red.

Esta línea de acción comprende las siguientes actividades:

- a.** Evaluar soluciones de gemelos digitales para identificar las más adecuadas para el sector eléctrico.
- b.** Establecer un marco regulatorio que soporte la implementación efectiva de gemelos digitales, asegurando su alineación con estándares internacionales.
- c.** Desarrollar un plan sistemático para la incorporación de gemelos digitales en la operación y regulación de la red.

Actores Responsables: ASEP, ETESA, Empresas Distribuidoras.

Prioridad: MEDIA

Hitos:

- a.** Evaluación y selección de tecnologías de gemelos digitales óptimas para las necesidades específicas del sector. (Q4-2025)
- b.** Establecimiento de un marco regulatorio adaptado y promoción de políticas para la adopción de gemelos digitales. (Q2-2026)
- c.** Implementación de un plan estratégico para la integración de gemelos digitales, incluyendo la evaluación inicial de prototipos en segmentos seleccionados de la red. (Q4-2026)

Línea de Acción 24: Integración de Generación Distribuida con la Operación del SIN

El propósito de esta línea de acción es coordinar la implementación de la generación distribuida (GD) con la operación y planificación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para promover una incorporación armónica que fortalezca la estabilidad y eficiencia de la red eléctrica.

Esta línea de acción comprende las siguientes actividades:

- a.** Establecer directrices para una incorporación efectiva de la GD al SIN.
- b.** Crear un plan de acción detallado para la integración operativa entre la GD y el SIN.
- c.** Instalar y poner en marcha sistemas de monitoreo y control adecuados para gestionar la integración de la GD.

Actores Responsables: ASEP, ETESA, Empresas Distribuidoras, CAPES

Prioridad: MEDIA

Hitos

- a.** Formulación de directrices para la integración de GD en el SIN. (Q3-2024)
- b.** Desarrollo del plan de acción para la coordinación entre GD y SIN. (Q3-2026)
- c.** Implementación de sistemas de monitoreo y control para la GD. (Q3-2028)

Tabla 3. Resumen de las líneas de acción de la Hoja de Ruta de Digitalización del Sector Eléctrico

Objetivo estratégico 1. Mejorar la calidad del servicio eléctrico a través de la implementación de sistemas digitales de monitoreo y control	Objetivo estratégico 2. Mejorar la autonomía y capacidad de restauración de las redes de distribución y transmisión	Objetivo estratégico 3. Mejorar la estimación de consumo eléctrico de los clientes y optimizar los tiempos de reconexión de los clientes, a través del incremento de medición inteligente	Objetivo estratégico 4. Fortalecer la comunicación entre las instituciones del sector, sus agentes y clientes finales del sector eléctrico
Línea de acción 1. Sistematización en extracción, procesamiento y publicación de los indicadores de confiabilidad mediante la implementación de sistemas que utilicen Big Data, Inteligencia Artificial y Cloud Computing.	Línea de acción 4: Capacitación avanzada y simulaciones en operaciones de restablecimiento.	Línea de acción 7: Análisis de Barreras en Reglamentaciones para la Instalación Masiva de Medidores AMI.	Línea de Acción 11. Digitalización de Procesos y Servicios
Línea de acción 2: Desarrollo e Implementación de Sistemas Avanzados de Monitoreo en Tiempo Real mediante el aumento de sensorización.	Línea de acción 5: Implementación de la Normativa IEEE-2030 para la Interoperabilidad de la Red Inteligente.	Línea de acción 8. Implementación Gradual y Estratégica de Medidores Inteligentes (AMI).	Línea de Acción 12. Implementación de un Sistema de Seguimiento Transparente para Usuarios
Línea de acción 3: Desarrollo y despliegue de software de análisis predictivo de fallos en el sistema de transmisión y distribución mediante la utilización de "Edge Computing".	Línea de acción 6: Implementación de un Sistema Avanzado de Gestión de Respuesta a Incidentes en el sistema de distribución.	Línea de acción 9: Evaluación Regulatoria de Disposición exclusiva de bandas de comunicación para empresas distribuidoras.	Línea de Acción 13. Portales de comunicación seguros y multifuncionales.
		Línea de acción 10: Creación de Regulación y Homologación Nacional de Parámetros Técnicos de Telecomunicación de Medidores AMI en Clientes Regulados.	

Continuación tabla 3. Resumen de las líneas de acción de la Hoja de Ruta de Digitalización del Sector Eléctrico

Objetivo estratégico 5. Garantizar la Ciberseguridad en el Sector Eléctrico	Objetivo estratégico 6. Construir las capacidades del recurso humano para la implementación y desarrollo de equipos y sistemas de inteligencia	Objetivo estratégico 7. Permitir el desarrollo de nuevos modelos de negocio	Objetivo estratégico 8. Mejorar la fiscalización de los activos de distribución y transmisión mediante la utilización de sistemas de información digital
Línea de Acción 14: Desarrollo de una Normativa de Ciberseguridad	Línea de Acción 16: Evaluación Institucional de Necesidades de Recursos Humanos.	Línea de Acción 18: Implementación de Plataformas para la Venta y Comercialización de Excedentes de Energía	Línea de Acción 20: Avance en la Gestión de Activos mediante Análisis de Datos, alineada con ISO 55001.
Línea de Acción 15: Evaluación y Gestión de Riesgos Basada en ISO/IEC 27001.	Línea de Acción 17: Programa de Formación Técnica en Innovación y Transformación Digital.	Línea de Acción 19: Creación de un Mercado Completo de Servicios Auxiliares.	Línea de Acción 21: Optimización de la Planificación de Inversiones mediante Inteligencia Artificial
			Línea de Acción 22: Implementación del Modelo de Madurez de Redes Inteligentes (SGMM)
			Línea de Acción 23: Implementación de Gemelos Digitales para la Regulación y Operación Eficiente
			Línea de Acción 24: Integración de Generación Distribuida con la Operación del SIN.

8. Análisis de impacto de las Líneas de acción para lograr los Objetivos Estratégicos

Cada línea de acción presentada en esta hoja de ruta conlleva riesgos específicos, como retrasos tecnológicos, resistencia al cambio y desafíos regulatorios, lo que hace esencial establecer medidas de mitigación adecuadas. Las estrategias de mitigación incluyen capacitaciones, adaptaciones tecnológicas y revisión de regulaciones. Además, es importante establecer indicadores de monitoreo y seguimiento para evaluar el progreso de las iniciativas y realizar ajustes cuando sea necesario. En cuanto a los aspectos legales y regulatorios, la implementación de nuevas tecnologías y procesos podría requerir cambios en la legislación existente, como la adaptación de la Ley 6 de electricidad y la creación de normativas para la interoperabilidad y seguridad de los datos.

El impacto de estas líneas de acción en la eficiencia del sistema eléctrico y en los costos asociados es significativo. Es crucial considerar tanto la inversión inicial como los costos de operación y mantenimiento a largo plazo para garantizar la sostenibilidad financiera de los proyectos. Además, el impacto en los consumidores y la sostenibilidad general del sector eléctrico son aspectos fundamentales. Las iniciativas no solo apuntan a mejorar la calidad del servicio y la transparencia para los consumidores, sino también a promover una gestión más eficiente del consumo de energía y a contribuir a la sostenibilidad a largo plazo del sector, integrando energías renovables y mejorando la seguridad y resiliencia de la red.

A continuación se presentará una reflexión de los impactos de las diversas líneas de acción en base a los objetivos estratégicos.

Objetivo estratégico 1. Mejorar la calidad del servicio eléctrico a través de la implementación de sistemas digitales de monitoreo y control.

Se proponen diversas líneas de acción que incorporan tecnologías avanzadas como Big Data, Inteligencia Artificial, Cloud Computing y Edge Computing. La primera línea de acción se enfoca en la sistematización, en la extracción, procesamiento y publicación de indicadores de confiabilidad, lo cual permitirá una visión más clara y precisa del estado de la red eléctrica y su desempeño. La utilización de Big Data e Inteligencia Artificial facilitará la identificación de patrones y la predicción de posibles fallos antes de que estos ocurran, mejorando así la capacidad de respuesta y la prevención de interrupciones. Sin embargo, esta implementación conlleva riesgos como la vulnerabilidad a ataques cibernéticos y el manejo adecuado de grandes volúmenes de datos, lo que requiere robustas medidas de ciberseguridad y la adopción de protocolos de gestión de datos eficientes.

Por otro lado, la segunda y tercera líneas de acción buscan fortalecer el monitoreo en tiempo real y el análisis predictivo de fallos en el sistema de transmisión. El incremento en la sensorización permitirá recolectar datos detallados del funcionamiento de la red, mientras que el desarrollo y despliegue de software de análisis predictivo, apoyado en Edge Computing, facilitará el procesamiento de datos cerca de la fuente, agilizando la detección de anomalías y la toma de decisiones. Estas acciones, aunque prometedoras, presentan desafíos como la inversión inicial alta y la necesidad de capacitación especializada para el personal. Las medidas de mitigación incluyen la planificación financiera detallada, asegurando la rentabilidad a largo plazo, y programas de formación continua para el personal técnico. Los indicadores de éxito para estas líneas de acción abarcan la reducción en el número y duración de las interrupciones del servicio, la mejora en los tiempos de respuesta a fallos y un aumento en la satisfacción del cliente, reflejando así el impacto positivo en la calidad del servicio eléctrico.

Objetivo estratégico 2. Mejorar la autonomía y capacidad de restauración de las redes de distribución y transmisión.

Es fundamental adoptar enfoques que no solo refuercen la infraestructura física, sino también el conocimiento y las habilidades del personal encargado de gestionar y responder ante incidentes. La cuarta línea de acción se centra en la capacitación avanzada y simulaciones en operaciones de restablecimiento, lo que preparará al personal para manejar eficazmente situaciones de emergencia, minimizando así el tiempo de inactividad del servicio y mejorando la resiliencia de la red. Estas capacitaciones y simulaciones deben ser diseñadas para cubrir una amplia gama de escenarios posibles, desde fallos comunes hasta situaciones extremas provocadas por desastres naturales. Los riesgos asociados con esta línea de acción incluyen la obsolescencia del material de capacitación frente a la rápida evolución de la tecnología y los cambios

en el marco regulatorio. Para mitigar estos riesgos, es crucial establecer un programa de actualización continua que asegure que el personal siempre esté al tanto de las mejores prácticas y tecnologías emergentes.

Por otro lado, la implementación de la Normativa IEEE-2030 para la Interoperabilidad de la Red Inteligente y el desarrollo de un Sistema Avanzado de Gestión de Respuesta a Incidentes en el sistema de distribución son esenciales, para facilitar una gestión más eficiente y una rápida restauración del servicio tras incidentes. La Normativa IEEE-2030 proporcionará un marco estandarizado para asegurar que los diferentes componentes de la red inteligente puedan comunicarse y operar de manera coherente, lo cual es vital para la rápida detección y resolución de problemas. Sin embargo, la adaptación a esta normativa puede presentar desafíos, como la necesidad de modificar o actualizar equipos y sistemas existentes, lo que implica considerables esfuerzos financieros y técnicos. La implementación de un sistema avanzado de gestión de respuesta a incidentes mejorará significativamente la capacidad de las redes de distribución para responder de manera autónoma a las interrupciones, reduciendo los tiempos de restauración y aumentando la satisfacción del cliente. Los indicadores clave para medir el éxito de estas iniciativas incluyen la reducción en la frecuencia y duración de las interrupciones, mejoras en los tiempos de respuesta a emergencias y un aumento en la interoperabilidad de los componentes de la red inteligente.

Objetivo estratégico 3. Mejorar la estimación de consumo eléctrico de los clientes y optimizar los tiempos de reconexión de los clientes, a través del incremento de medición inteligente.

Para lograr este objetivo hay que superar barreras regulatorias y procedimentales, implementar de manera gradual y estratégica los medidores inteligentes (AMI), evaluar la disposición exclusiva de bandas de comunicación para las empresas distribuidoras y establecer una regulación y

homologación nacional de los parámetros técnicos para la telecomunicación de estos medidores en clientes regulados. La línea de acción 7, que se centra en el análisis de barreras en reglamentaciones para la instalación masiva de medidores AMI, es crucial para identificar y superar los obstáculos legales y regulatorios que impiden la adopción de esta tecnología. La implementación gradual y estratégica de medidores inteligentes, contemplada en la línea de acción 8, permite adaptar la infraestructura existente y minimizar los impactos negativos sobre la operatividad del sistema eléctrico durante el proceso de transición.

Además, la línea de acción 9 busca garantizar la eficiencia en la transmisión de datos mediante la evaluación regulatoria de la disposición exclusiva de bandas de comunicación para empresas distribuidoras. Esto es vital para asegurar una comunicación fluida y segura entre los medidores y los sistemas de gestión de la empresa distribuidora, permitiendo una respuesta rápida a las necesidades de reconexión y una mejor estimación del consumo. Por otro lado, la creación de regulación y homologación nacional de parámetros técnicos para la telecomunicación de medidores AMI, propuesta en la línea de acción 10, establecerá un marco uniforme que garantice la compatibilidad y la interoperabilidad de los sistemas en todo el territorio, facilitando su implementación a gran escala. Los riesgos asociados con estas líneas de acción incluyen desafíos técnicos, resistencia al cambio por parte de los consumidores y posibles brechas de seguridad. Las medidas de mitigación deberán enfocarse en programas de capacitación para usuarios y técnicos, campañas de sensibilización sobre los beneficios de los medidores inteligentes y el fortalecimiento de los sistemas de ciberseguridad. Los indicadores de éxito serán la reducción en los tiempos de reconexión, una mayor precisión en la estimación del consumo y una mejora en la satisfacción del cliente.

Objetivo estratégico 4. Fortalecer la comunicación entre las instituciones del sector, sus agentes y clientes finales del sector eléctrico.

Para lograr el objetivo estratégico de fortalecer la comunicación entre las instituciones del sector eléctrico, sus agentes y los clientes finales, es esencial adoptar un enfoque holístico que abarque la digitalización de procesos y servicios, la implementación de sistemas de seguimiento transparentes para los usuarios y el desarrollo de portales de comunicación seguros y multifuncionales. La digitalización de procesos y servicios, contemplada en la línea de acción 11, no solo optimizará las operaciones internas de las instituciones del sector, sino que también facilitará a los usuarios el acceso a la información y la realización de trámites de manera más eficiente y cómoda. Esta transformación digital debe enfocarse en la mejora de la experiencia del usuario, asegurando que los servicios en línea sean intuitivos, fáciles de usar y accesibles desde diversos dispositivos.

La línea de acción 12, que propone la implementación de un sistema de seguimiento transparente para usuarios, es fundamental para incrementar la confianza y la satisfacción de los clientes. Un sistema así permitiría a los usuarios monitorear el estado de sus solicitudes, reportes de incidencias y consumos en tiempo real, ofreciendo una visibilidad completa sobre los servicios que reciben. Sin embargo, este nivel de transparencia requiere de un sólido marco de seguridad de datos para proteger la información personal y de consumo de los usuarios. Por último, el desarrollo de portales de comunicación seguros y multifuncionales, como se menciona en la línea de acción 13, servirá como un puente directo entre las instituciones del sector, sus agentes y los clientes finales. Estos portales deben ser diseñados para facilitar una comunicación bidireccional efectiva, permitiendo a los usuarios obtener información relevante, realizar consultas y transacciones, y recibir asistencia en tiempo real. Los riesgos asociados

con estas líneas de acción incluyen la resistencia al cambio por parte de usuarios y empleados, así como los desafíos técnicos relacionados con la integración de sistemas y la ciberseguridad. Las medidas de mitigación deberían incluir campañas de educación y sensibilización, así como la implementación de rigurosas políticas de seguridad de la información. Los indicadores de éxito para estas iniciativas podrían incluir el aumento en la satisfacción del cliente, una reducción en los tiempos de respuesta a solicitudes y consultas, y una mejora en la eficiencia operativa de las instituciones del sector eléctrico.

Objetivo estratégico 5. Garantizar la Ciberseguridad en el Sector Eléctrico.

Para cumplir con el objetivo estratégico de garantizar la ciberseguridad en el sector eléctrico, es imperativo desarrollar e implementar un marco robusto que aborde tanto la prevención como la respuesta a incidentes de seguridad cibernética. La línea de acción 14, que se enfoca en el desarrollo de una normativa específica de ciberseguridad para el sector eléctrico, es un paso crucial hacia la creación de un entorno digital seguro. Esta normativa debe establecer estándares claros y obligatorios para la protección de infraestructuras críticas, incluyendo la gestión de vulnerabilidades, la respuesta a incidentes y la recuperación de sistemas. Al definir responsabilidades y protocolos detallados, se facilita la adopción de prácticas de ciberseguridad coherentes y efectivas por parte de todas las entidades involucradas en el sector.

La línea de acción 15, por su parte, propone la evaluación y gestión de riesgos basada en la norma ISO/IEC 27001, una metodología internacionalmente reconocida para la gestión de la seguridad de la información. La adopción de esta norma permitirá a las empresas del sector eléctrico identificar sistemáticamente los riesgos para la seguridad de la información, aplicar las medidas de control adecuadas y establecer un proceso de mejora continua en la gestión de la ciberseguridad. Sin embargo, la implementación efectiva de esta norma requiere no solo una inversión inicial significativa en términos de tiempo y recursos, sino también un compromiso

a largo plazo con la formación y el desarrollo del personal en competencias de ciberseguridad. Las medidas de mitigación para los riesgos asociados con estas líneas de acción incluyen la realización de auditorías regulares, la promoción de una cultura de seguridad entre los empleados y la colaboración con otras entidades y regulador para compartir mejores prácticas y alertas de seguridad. Los indicadores de éxito para estas iniciativas deberían medir la reducción en la frecuencia y gravedad de los incidentes de seguridad, el tiempo de respuesta ante incidentes y el nivel de cumplimiento con la normativa y estándares establecidos.

Objetivo estratégico 6. Construir las capacidades del recurso humano para la implementación y desarrollo de equipos y sistemas de inteligencia.

Para alcanzar el objetivo estratégico de construir las capacidades del recurso humano necesarias para la implementación y desarrollo de equipos y sistemas de inteligencia en el sector eléctrico, es crucial identificar primero las brechas existentes en conocimientos y habilidades. La línea de acción 16, que implica una evaluación institucional de necesidades de recursos humanos, es un primer paso esencial en este proceso. Esta evaluación debe ser exhaustiva y considerar tanto las competencias técnicas actuales como las futuras necesidades derivadas de la adopción de nuevas tecnologías y procesos. Identificar estas brechas permitirá a las organizaciones planificar de manera efectiva las inversiones en capacitación y desarrollo, asegurando que el personal esté preparado para enfrentar los desafíos de la transformación digital.

En respuesta a las necesidades identificadas, la línea de acción 17 propone el desarrollo de un programa de formación técnica enfocado en innovación y transformación digital. Este programa debe estar diseñado para cubrir una amplia gama de temas, desde fundamentos de ciberseguridad hasta el manejo avanzado de sistemas de inteligencia artificial aplicados al sector eléctrico. La implementación de este programa no solo aumentará las competencias del personal, sino que también fomentará una cultura

de innovación continua dentro de la organización. Sin embargo, la efectividad de estas iniciativas de formación depende de su capacidad para adaptarse a los cambios rápidos en la tecnología y las prácticas del sector. Por tanto, es vital que estos programas se revisen y actualicen regularmente, incorporando aprendizaje en línea y métodos de formación práctica para maximizar su relevancia y aplicabilidad. Las medidas de mitigación para los riesgos asociados con la rápida obsolescencia del conocimiento incluyen establecer asociaciones con instituciones académicas y empresas tecnológicas, así como incentivar la formación continua del personal. Los indicadores de éxito de estas líneas de acción deberían incluir el número de empleados capacitados, la mejora en las evaluaciones de competencias técnicas post-formación, y un incremento en la contribución del personal a proyectos de innovación y mejora de procesos.

Objetivo estratégico 7. Permitir el desarrollo de nuevos modelos de negocio.

Para avanzar hacia el objetivo estratégico de permitir el desarrollo de nuevos modelos de negocio en el sector eléctrico, es fundamental adaptarse a las tendencias emergentes y aprovechar las oportunidades que ofrecen las tecnologías modernas y los cambios en las expectativas de los consumidores. La línea de acción 18, enfocada en la implementación de plataformas para la venta y comercialización de excedentes de energía, representa una oportunidad significativa para fomentar la generación distribuida y la participación de los consumidores en el mercado eléctrico. Estas plataformas no solo promueven la eficiencia energética y la sostenibilidad al incentivar el uso de energías renovables, sino que también ofrecen a los productores de energía alternativas más flexibles y rentables para la gestión de sus excedentes. No obstante, la implementación efectiva de estas plataformas requiere superar desafíos regulatorios y técnicos, así como asegurar la integración eficiente con las infraestructuras existentes y la protección de los datos de los usuarios.

Por otro lado, la línea de acción 19, dirigida a la creación de un mercado completo de servicios auxiliares, busca establecer un marco en el cual los servicios necesarios para el mantenimiento de la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico puedan ser ofrecidos y comercializados. La creación de este mercado no solo ampliará las oportunidades de negocio para los proveedores de servicios auxiliares, sino que también contribuirá a la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico al garantizar que exista una oferta adecuada de estos servicios críticos. Sin embargo, desarrollar un mercado así implica retos significativos, incluyendo la definición de estándares técnicos, la garantía de la transparencia y equidad en la competencia, y la adaptación de la legislación existente para facilitar estos nuevos modelos de negocio. Para mitigar estos retos, es esencial una colaboración estrecha entre reguladores, operadores del sistema y participantes del mercado, así como un enfoque gradual y cuidadosamente regulado para su implementación. Los indicadores de éxito para estas iniciativas podrían incluir el número de transacciones realizadas a través de las plataformas de venta de excedentes, la diversidad y disponibilidad de servicios auxiliares en el mercado, y la contribución de estos nuevos modelos de negocio a la reducción de emisiones de carbono y la mejora en la eficiencia energética.

Objetivo estratégico 8. Mejorar la fiscalización de los activos de distribución y transmisión mediante la utilización de sistemas de información digital.

El objetivo estratégico de mejorar la fiscalización de los activos de distribución y transmisión a través del uso de sistemas de información digital aborda la necesidad crítica de modernizar y optimizar la gestión de la infraestructura eléctrica. La línea de acción 20 propone avanzar en la gestión de activos mediante el análisis de datos, alineándose con la norma ISO 55001. Esta estrategia permitirá a las empresas del sector eléctrico realizar un seguimiento preciso del estado y rendimiento de

sus activos, facilitando la toma de decisiones basada en datos para el mantenimiento y la inversión. La implementación de esta norma no solo mejora la confiabilidad y eficiencia de los activos, sino que también contribuye a prolongar su vida útil y a optimizar los recursos financieros destinados a su gestión.

Por otro lado, la línea de acción 21 se enfoca en la optimización de la planificación de inversiones mediante el uso de inteligencia artificial (IA). La IA puede analizar grandes volúmenes de datos para identificar tendencias, predecir fallas y determinar las inversiones más estratégicas en infraestructura. Esta aproximación promueve una asignación de recursos más eficiente y una mejor preparación ante futuras demandas del sistema eléctrico. La implementación del Modelo de Madurez de Redes Inteligentes (SGMM) y de gemelos digitales, según las líneas de acción 22 y 23, respectivamente, introduce metodologías y tecnologías avanzadas para evaluar la capacidad de adaptación de las redes a los nuevos

desafíos y para simular el comportamiento de los activos en entornos virtuales. Esto no solo mejora la fiscalización y la operación de los sistemas de transmisión y distribución, sino que también facilita la integración de fuentes de generación distribuida, como se busca en la línea de acción 24, asegurando su compatibilidad y eficiencia dentro del SIN.

La integración de todas estas estrategias digitales presenta desafíos, como la necesidad de inversiones significativas en tecnología, la formación del personal y la garantía de la ciberseguridad. Sin embargo, las medidas de mitigación pueden incluir el desarrollo de planes estratégicos a largo plazo, programas de capacitación continua y la implementación de soluciones de seguridad informática avanzadas. Los indicadores de éxito para este objetivo estratégico incluyen la mejora en la eficiencia operativa, la reducción de costos de mantenimiento, la optimización de las inversiones y el aumento en la satisfacción del usuario final, evidenciando el impacto positivo.



Anexo 1: Revisión de Estándares Internacionales

Es importante hacer la distinción entre lo que es una norma y lo que es un estándar; ya que lo que se quiere plantear a continuación son guías para las mejores prácticas tienen un mayor enfoque aumento de calidad.

- **Estándar (Del ingl. standard)⁷:** Que sirve como tipo, modelo, norma, patrón o referencia.
- **Norma (Del lat. norma, escuadra)⁸:** Regla que se debe seguir o a que se deben ajustar las conductas, tareas, actividades, etc.

Se plantea a continuación la revisión de estándares internacionales principalmente se circunscribe a tres (3) consideraciones principales:

1. Estándares de Control de Ciberseguridad

Los estándares de control de ciberseguridad son esenciales porque proporcionan un marco estructurado y coherente para proteger la información y los sistemas de las crecientes y variadas amenazas cibernéticas. Estos estándares establecen prácticas, procedimientos y criterios que las organizaciones pueden seguir para garantizar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de sus datos, infraestructura y activos digitales.

- a. IEEE 1686 El estándar IEEE 1686 especifica las funciones y características que deben estar incluidas en los dispositivos de protección y control para asegurar la ciberseguridad. Su principal enfoque es brindar las bases para mejorar la protección contra amenazas y vulnerabilidades en infraestructuras eléctricas⁹.

7 www.rae.es

8 Ibid

9 https://www.techstreet.com/ieee/standards/ieee-1686-2013?gateway_code=ieee&vendor_id=5321&product_id=1856779

- b. Security Profile for AMI: El perfil de seguridad para Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI) establece directrices para asegurar las comunicaciones y dispositivos en redes AMI. Su objetivo es asegurar la integridad, autenticidad y confidencialidad de los datos que se transmiten. Para más información, muchas referencias están disponibles a través de la NIST¹⁰.
- c. NISTIR 7628: "Guidelines for Smart Grid Cybersecurity", proporciona un marco y metodología para identificar y mitigar riesgos de ciberseguridad en redes eléctricas inteligentes¹¹.
- d. IEC 62351: aborda la seguridad de las comunicaciones en sistemas de control y automatización de energía. Su objetivo es garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad en la red eléctrica¹².
- e. IEEE 2030: proporciona un marco para la interoperabilidad de la red eléctrica inteligente. Aunque su enfoque principal no es la ciberseguridad, establece las bases para una comunicación segura entre dispositivos y sistemas¹³.
- f. IEC 62541: es el estándar relacionado con el protocolo OPC Unified Architecture (OPC UA), un protocolo de comunicaciones para la automatización industrial. Asegura la comunicación confiable y segura entre dispositivos y sistemas¹⁴.

10 <https://www.nist.gov/>

11 <https://www.nist.gov/publications/guidelines-smart-grid-cybersecurity>

12 https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:0:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:1412,25

13 <https://standards.ieee.org/ieee/2030/4593/>

14 https://opcfoundation.org/wp-content/uploads/2014/05/OPC-UA_CollaborationOverview_ES.pdf

- g.** IEC 61400-25: especifica las comunicaciones para la monitorización y el control de parques eólicos. Se enfoca en garantizar la interoperabilidad y seguridad de la información entre componentes del parque eólico¹⁵.
- h.** IEEE 1402: proporciona guías para la protección física de subestaciones eléctricas. Aunque su principal enfoque no es cibernético, establece bases para la protección general de infraestructuras críticas¹⁶.
- i.** IEC 62056-5-3: es parte de una serie de estándares relacionados con sistemas de

medición de electricidad y se enfoca en las comunicaciones entre componentes del sistema. Asegura la integridad y confiabilidad de los datos transmitidos¹⁷.

- j.** ISO/IEC 14543: se refiere a sistemas de automatización de hogares y edificios. Establece las bases para una comunicación segura y confiable entre dispositivos en entornos domésticos y comerciales¹⁸.

Ver tabla 4 para un resumen de los estándares de control de Ciberseguridad en sistemas eléctricos¹⁹.

15 <https://www.ensotest.com/es/iec-61400-25/iec-61400-25-comunicaciones-para-monitoreo-y-control-de-centrales-eolicas/>

16 https://www.techstreet.com/ieee/standards/ieee-1402-2021?gateway_code=ieee&vendor_id=6050&product_id=2079990

17 <https://webstore.iec.ch/publication/27065>

18 <https://www.iso.org/standard/80934.html>

19 Rafal Leszyna, *Cybersecurity in the Electricity Sector, Managing Critical Infrastructure*, Springer

Tabla 4. Estándares de control de Ciberseguridad en sistemas eléctricos

No.	Estándar	Alcance	Aplicable
1	IEEE 1686	Ciberseguridad	Subestaciones
2	Security Profile for AMI	Ciberseguridad	AMI
3	NISTIR 7628	Redes Inteligentes y Ciberseguridad	Todos los componentes
4	IEC 62351	Seguridad de protocolos de comunicación	Todos los componentes
5	IEEE 2030	Interoperabilidad de redes inteligentes	Todos los componentes
6	IEC 62541	OPC UA Modelo de Seguridad	Todos los componentes
7	IEC 61400-25	Generación Eólicas	Plantas Eólicas
8	IEEE 1402	Seguridad de sistemas electrónicos	Subestaciones
9	IEC 62056-5-3	AMI Seguridad de intercambio de información	AMI
10	ISO/IEC 14543	Seguridad de sistemas de dispositivos electrónicos en el hogar	Dispositivos del hogar

2. Requisitos estándar de Ciberseguridad

Los requisitos estándar de ciberseguridad son cruciales porque establecen criterios uniformes y específicos que las organizaciones deben cumplir para garantizar la protección adecuada de sus activos digitales contra amenazas cibernéticas. Estos requisitos ofrecen una guía clara sobre las mejores prácticas y protocolos a seguir, asegurando que las vulnerabilidades se reduzcan y que la integridad, confidencialidad y disponibilidad de la información se mantenga.

- a. NISTIR 7628, conocido como “Guidelines for Smart Grid Cybersecurity”, ofrece un marco y metodología extensiva para identificar y mitigar riesgos de ciberseguridad en las redes eléctricas inteligentes. Este informe fue desarrollado por el NIST para proporcionar una guía detallada que aborda múltiples aspectos y niveles de seguridad en la red eléctrica²⁰.
- b. IEEE C37.240 proporciona recomendaciones para contrarrestar el sabotaje de datos y comandos en el sistema eléctrico a través de medidas de ciberseguridad. Se centra en la prevención de manipulaciones maliciosas en subestaciones eléctricas²¹.
- c. Privacy and Security of AMI: La privacidad y seguridad de las Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI) se refieren a las directrices y prácticas para proteger datos de consumo y comunicaciones dentro de las redes AMI. Estas directrices aseguran que la información personal

20 <https://www.nist.gov/publications/guidelines-smart-grid-cybersecurity>

21 https://www.techstreet.com/ieee/standards/ieee-c37-240-2014?gateway_code=ieee&vendor_id=5029&product_id=1890409

y detallada del consumo eléctrico del cliente se maneje de manera segura y confidencial²².

- d. AMI System Security Requirements: Los requisitos de seguridad del sistema AMI establecen normas específicas para garantizar la ciberseguridad de los sistemas de medición avanzada. Estos requisitos abordan tanto aspectos técnicos como organizativos, desde la autenticación hasta el monitoreo regular.
- e. IEC 62351: trata sobre la ciberseguridad en las redes de automatización de energía, proporcionando medidas de protección para sistemas y redes en el sector de la energía. Su objetivo es asegurar la confidencialidad, autenticidad e integridad de la información²³.
- f. IEEE 1686: especifica las funciones y características de seguridad que deben estar disponibles en los dispositivos de control y protección. Se enfoca en establecer un marco de ciberseguridad robusto para dispositivos relacionados con la red eléctrica²⁴.
- g. ISO 15118: establece protocolos y estándares para la comunicación entre vehículos eléctricos y la infraestructura de carga. Parte de este estándar se dedica a asegurar que esta comunicación sea segura desde el punto de vista cibernético²⁵.

Ver tabla 5 para un resumen de los requisitos estándar de Ciberseguridad en sistemas eléctricos²⁶.

22 <https://www.nist.gov/>

23 Ibid

24 https://www.techstreet.com/ieee/standards/ieee-1686-2013?gateway_code=ieee&vendor_id=5321&product_id=1856779

25 <https://www.iso.org/standard>

26 Ibid

Tabla 5. Requisitos de Ciberseguridad estándar en sistemas eléctricos

No.	Estándar	Alcance	Aplicable
1	NISTIR 7628	Redes Inteligentes y Ciberseguridad	Todos los componentes
2	NERC CIP	Ciberseguridad de todo el sistema eléctrico	Todos los componentes
3	IEEE C37.240	Ciberseguridad de los sistemas de comunicación	Subestaciones
4	Privacy and Security of AMI	Requisitos de seguridad y privacidad	AMI
5	AMI System Security Requirements	Requisitos de seguridad para adquisición de información	AMI
6	IEC 62351	Seguridad de protocolos de comunicación	Todos los componentes
7	IEEE 1686	Ciberseguridad	Dispositivos electrónicos inteligentes
8	ISO 15118	Red de comunicación con cargadores de vehículos eléctricos	Comunicación de infraestructura
9	VGB S-175	Requisitos de Ciberseguridad para plantas eléctricas	Plantas Eléctricas



3. Métodos de evaluación estándar de Ciberseguridad.

Los métodos de evaluación estándar de ciberseguridad son vitales porque proporcionan un conjunto coherente y uniforme de procedimientos y criterios para analizar y medir la eficacia de las medidas de seguridad implementadas por una organización. Al seguir estos métodos estandarizados, las organizaciones pueden identificar con precisión las vulnerabilidades y lagunas en sus sistemas y procesos, garantizando una protección más robusta y completa contra amenazas cibernéticas.

- a. NISTIR 7628: titulado “Guidelines for Smart Grid Cybersecurity”, proporciona un marco para identificar y mitigar riesgos de ciberseguridad en las redes eléctricas inteligentes. Fue desarrollado por el NIST y aborda diversos niveles y aspectos de la ciberseguridad en la red eléctrica²⁷.

27 <https://www.nist.gov/publications/guidelines-smart-grid-cybersecurity>

- b. NIST SP 800-82: conocido como “Guide to Industrial Control Systems (ICS) Security”, proporciona prácticas recomendadas para mejorar la seguridad de los sistemas de control industrial. Se centra en proteger los ICS de amenazas y ataques externos e internos²⁸.
- c. IEEE 1402: proporciona directrices para la protección y gestión de sistemas eléctricos. Aunque no se centra exclusivamente en la ciberseguridad, ofrece recomendaciones sobre cómo asegurar sistemas y dispositivos relacionados con la red eléctrica²⁹.

Ver tabla 6 para un resumen de los estándares de evaluación de ciberseguridad en sistemas eléctricos³⁰.

28 <https://csrc.nist.gov/pubs/sp/800/82/r2/final>

29 <https://standards.ieee.org/>

30 Rafal Leszczyna, Cybersecurity in the electricity Sector, Managing Critical Infrastructure, Pág 66-79, 2019, Springer

Tabla 6. Estándares de evaluación de ciberseguridad en sistemas eléctricos

No.	Estándar	Alcance	Aplicable
1	NISTIR 7628	Redes Inteligentes y Ciberseguridad	Todos los componentes
2	NIST SP 800-82	IACS (Industrial Automation and Control System) Security	IACS (SCADA)
3	DHS Catalog	IACS (Industrial Automation and Control System) Security	IACS (SCADA)
4	IEEE 1402	Seguridad de sistemas electrónicos	Subestaciones
5	Energy Infrastructure Risk Management Checklist	Gestión de riesgos de pequeñas/medianas instalaciones	Todos los componentes
6	E.S Cybersecurity Risk Management Process	Gestión de riesgos en el sector eléctrico	Todos los componentes

Bibliografía

Libros impresos:

- Umit Cali, Murat Kuzlu, Manisa Pipattanasomporn, James Kempf and Linqun Bai, Digitalization of Power Markets and Systems Using Energy Informatics, pág. 1, Springer, 2021
- Rafal Leszczyna, Cybersecurity in the electricity Sector, Managing Critical Infrastructure, Pág 66-79, 2019, Springer

Notas:

- Nota remitida por el ASEP a SNE - DSAN No. 2124-23 del 3 de octubre de 2023
- Nota remitida por el CND a SNE - ETE-DCND-GST-DGS-111-2023
- Nota remitida por ENSA a SNE - VPER- 176-23

Sitios web:

- <https://sdgs.un.org/2030agenda>
- Impact of Digital Transformation on the Energy Sector: A Review by Zahra Nazari and Petr Musilek Department of Electrical and Computer Engineering, University of Alberta, Edmonton, AB T6G 1H9, Canada
- <https://www.mdpi.com/1999-4893/16/4/211>
- Digitalization and Energy, IEA 2017, Paris. Figure 3.5 Impact of digitalization on electricity sector assets, pág 77 <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>
- Digitalization and Energy, IEA 2017, Paris. (accedido 12 de septiembre 2023). Pág. 79
- <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>
- Infogramas de Autoconsumo, Dirección de Electricidad. www.asep.gob.pa
- Infogramas de Mercado Eléctrico, Dirección de Electricidad. www.asep.gob.pa
- U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2021 <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49876>
- Estrategias y Hoja de Ruta en la implementación de ATE. www.energia.gob.pa
- <https://web.archive.org/web/20180425050611/https://www.ria.ee/en/introduction-to-xroad-part1.html>
- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118307184>

- https://www.academia.edu/2852526/Benefits_Adoption_Barriers_and_Myths_of_Open_Data_and_Open_Government
- Energy Informatics: Key Elements for Tomorrow's Energy System, By Hartmut Schmeck, Antonello Monti, Veit Hagemeyer, Communications of the ACM, April 2022, Vol. 65 No. 4, Pages 58-63, <https://cacm.acm.org/magazines/2022/4/259415-energy-informatics/fulltext#body-2>
- www.rae.es
- https://www.techstreet.com/ieee/standards/ieee-1686-2013?gateway_code=ieee&vendor_id=5321&product_id=1856779
- <https://www.nist.gov/>
- <https://www.nist.gov/publications/guidelines-smart-grid-cybersecurity>
- https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:0:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:1412,25
- <https://standards.ieee.org/ieee/2030/4593/>
- https://opcfoundation.org/wp-content/uploads/2014/05/OPC-UA_CollaborationOverview_ES.pdf
- <https://www.ensotest.com/es/iec-61400-25/iec-61400-25-comunicaciones-para-monitoreo-y-control-de-centrales-eolicas/>
- https://www.techstreet.com/ieee/standards/ieee-1402-2021?gateway_code=ieee&vendor_id=6050&product_id=2079990
- <https://webstore.iec.ch/publication/27065>
- <https://www.iso.org/standard/80934.html>
- <https://www.nist.gov/publications/guidelines-smart-grid-cybersecurity>
- https://www.techstreet.com/ieee/standards/ieee-c37-240-2014?gateway_code=ieee&vendor_id=5029&product_id=1890409
- <https://www.nist.gov/>
- https://www.techstreet.com/ieee/standards/ieee-1686-2013?gateway_code=ieee&vendor_id=5321&product_id=1856779
- <https://www.iso.org/standard>
- <https://www.nist.gov/publications/guidelines-smart-grid-cybersecurity>
- <https://csrc.nist.gov/pubs/sp/800/82/r2/final>
- <https://standards.ieee.org/>



MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
SECRETARÍA DE ENERGÍA

