

ESTRATEGIA NACIONAL DE
**REDES ELÉCTRICAS
INTELIGENTES**
2021-2031



COSTA RICA
GOBIERNO DEL BICENTENARIO
2018 - 2022



MINAE
Ministerio de Ambiente y Energía



SEPSE
Secretaría Planificación
Subsector Energía



COSTA RICA
GOBIERNO DEL BICENTENARIO
2018 - 2022



ESTRATEGIA NACIONAL DE

REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

2021-2031

Con el apoyo de:



THE WORLD BANK



Colaboraron:



IDB Banco Interamericano
de Desarrollo



Ministerio de Ambiente y Energía:

Andrea Meza, Ministra Rectora

Rolando Castro, Viceministro Energía y Calidad Ambiental

Dirección de la estrategia:

Laura Lizano, Secretaría de Planificación del Subsector Energía

Elaboración:

Alfonso Herrera, Secretaría de Planificación del Subsector Energía

Laura Lizano, Secretaría de Planificación del Subsector Energía

Luisa Quirós, Secretaría de Planificación del Subsector Energía

Francine Solera, Secretaría de Planificación del Subsector Energía

Say-Lheng Solera, Secretaría de Planificación del Subsector Energía

Asesoría:

Mariano González, Banco Mundial

Rafael Ben, Banco Mundial

Carlos Battle, Consultor Banco Mundial

Gustavo Valverde, Consultor Banco Mundial

Edición gráfica:

Oscar Rosabal Ross

Agradecimientos:

A los participantes en el equipo técnico que asesoraron y elaboraron la versión base de la estrategia:

Luis Diego Guerrero, ARESEP

Tony Méndez, ARESEP

Víctor Valverde, ARESEP

Carlos Humberto Guzmán, CNFL

Jeffry Barrientos, CNFL

Jefferson Camacho, COOPEALFARORUIZ

Eder Baltodano, COOPEGUANACASTE

Yuri Alvarado, COOPEGUANACASTE

Kacerine Carranza, COOPELESCA

Mayrone Carvajal, COOPELESCA

Randall Solís, COOPELESCA

Carlos Abarca, COOPESANTOS

Claudio Ureña, COOPESANTOS

Gustavo Jara, COOPESANTOS

Angelo Gomez, ESPH

Lil Hernández, ESPH

Marco Salazar, ESPH

Manuel Barboza, ICE

Rayner García, ICE

Cristian Acuña, JASEC

Marco Centeno, JASEC

José Mario Jara, CECACIER

Catherine Montiel, CECACIER

Guillermo Monge, Consultor BID

Francisco Mora, Consultor PNUD

A los que brindaron comentarios y retroalimentaron durante el proceso de elaboración de la estrategia:

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

Centro Nacional de Control de Energía, ICE

CFS Costa Rica

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.

Consejo Nacional de Rectores

Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.

Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos, R.L.

Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L.

Dirección de Energía, MINAE

Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A

Instituto Costarricense de Electricidad

Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica

Junta Administrativa de Servicios Eléctricos Municipal de Cartago

Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones

Universidad de Costa Rica

Presentación	5
Acrónimos y siglas	7
Glosario	9
Introducción	16
1. Vinculación con las políticas y planes nacionales	18
1.1 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	19
1.2 Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE)	21
1.3 Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050	23
1.4 Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública (PNDIP) 2019-2022	23
1.5 VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (PNE)	24
1.6 Estrategia de Transformación Digital hacia la Costa Rica del Bicentenario 4.0, 2018-2022	25
1.7 Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 2015–2021	26
1.8 Estrategia Nacional de Ciberseguridad 2017	26
1.9 Plan Nacional de Atribución de Frecuencias (PNAF)	27
1.10 Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030 (PNTE)	27
2. Marco legal	28
2.1 Regulaciones en ambiente	29
2.2 Regulaciones en energía	30
2.3 Regulaciones en ciencia y tecnología	34
2.4 Regulaciones en transporte	35
3. Contexto internacional sobre redes inteligentes	36
3.1 Estrategia de Dinamarca	37
3.2 Estrategia de Sudáfrica	39
3.3 Estrategia de Estados Unidos	39
3.4 Estrategia de La Unión Europea	41
3.5 Estrategia de Colombia	42
4. Entorno del sector eléctrico en Costa Rica	43
4.1 Mercado Eléctrico Nacional (MEN)	44
4.2 Servicio eléctrico	48
4.3 Recursos energéticos distribuidos	48
4.3.1 Generación distribuida	50

5. Diagnóstico del entorno nacional de redes inteligentes	53
5.1 Operación del Sistema de Generación y Transmisión	57
5.2 Operación del Sistema de Distribución	58
5.2.1 Avances en gestión de la distribución	60
5.2.2 Avances en medición inteligente	62
5.2.3 Avances en automatización de subestaciones y alimentadores	65
5.2.4 Avances en aplicaciones orientadas a la gestión de activos	66
5.2.5 Participación de los clientes	67
5.2.6 Avances en aplicaciones y esfuerzos orientados a personal de la empresa	69
6 Análisis FODA	71
7 Estrategia Nacional de Redes Inteligentes	77
7.1 Premisas y acciones en la elaboración de la estrategia	78
7.2 Concepto de red eléctrica inteligente para Costa Rica	80
7.3 Visión	80
7.4 Alcance	82
7.5 Principios orientadores	83
7.6 Impulsores nacionales para las redes inteligentes	84
7.7 Ejes, objetivos estratégicos y líneas de acción	87
7.7.1 Eje 1: Confiabilidad y calidad del servicio eléctrico	87
7.7.2 Eje 2: Matriz energética renovable	88
7.7.3 Eje 3: Eficiencia energética y gestión de la demanda	89
7.7.4 Ejes transversales	90
7.8 Matriz estratégica y plan de acción	90
7.9 Hoja de Ruta	103
8 Modelo de gestión	112
8.1 Organización de las instancias ENREI	113
9 Seguimiento y evaluación	117
9.1 Seguimiento	118
9.2 Evaluación	119
Referencias	121
Anexos	124

Presentación

Costa Rica se encuentra en un proceso de transición energética con miras a alcanzar una economía más descarbonizada. Con este norte, tanto el VII Plan Nacional de Energía como el Plan Nacional de Descarbonización establecen como meta y líneas de acción, el desarrollo e implementación de una estrategia nacional que aborde las redes inteligentes desde una perspectiva país.

La Estrategia Nacional de Redes Inteligentes (ENREI) es el resultado de un esfuerzo que tiene como fin mejorar la eficiencia en la operación del sistema eléctrico y lograr una reducción en el costo del servicio brindado, ofreciendo además múltiples beneficios al consumidor del servicio eléctrico. Estos beneficios pasan por la incorporación de innovaciones tecnológicas que generen además un impacto positivo en la competitividad del país y en el logro de sus objetivos ambientales.

Actualmente, el país cuenta con una alta participación de recursos energéticos renovables en la generación eléctrica y sus políticas nacionales se orientan a mantener este enfoque en los próximos años, bajo una mejora en la eficiencia operativa del sistema eléctrico. Para alcanzarlo, el sector tiene varios desafíos importantes que resolver, tales como aumentar la diversificación de la matriz energética con mayor participación de las energías solar y eólica (energías que se caracterizan por su variabilidad en periodos de tiempo cortos), integrar la electrificación del transporte y otros usos finales, así como lograr una mejora en su eficiencia operativa para lograr precios competitivos. Por lo tanto, el reto de las redes eléctricas inteligentes, desde el contexto nacional, es lograr incorporar su propuesta tecnológica de forma que contribuya a la construcción de un sector eléctrico moderno que responda a las metas nacionales en materia energética y de descarbonización.

Las nuevas tecnologías, en especial aquellas asociadas a la energía le conceden al usuario la capacidad de asumir un nuevo rol, al pasar de ser un simple consumidor de electricidad a un administrador de su demanda y participante en la generación eléctrica en pequeña escala y el almacenamiento de energía, aprovechando la disponibilidad de estas tecnologías a un costo cada vez menor. Por esta razón en el abordaje de esta estrategia, se incentiva la participación de los usuarios en su propia gestión energética, en aras de integrar este nuevo rol dentro de la cadena del sistema eléctrico nacional.



Las redes eléctricas inteligentes suponen un cambio importante en el sector eléctrico, al pasar de un modelo de gestión estático y unidireccional, a uno dinámico y bidireccional; apoyando los esfuerzos orientados a consolidar un mercado eléctrico nacional más eficiente.

Para incorporar las redes eléctricas inteligentes se requiere de una perspectiva integral, que contemple la visión global del mercado y permita aprovechar los beneficios que aportan tanto a las empresas eléctricas como a los usuarios del servicio. La Estrategia Nacional de Redes Inteligentes (2021-2031), es el primer paso en esta dirección.



Andrea Meza Murillo
Ministra de Ambiente y Energía

Acrónimos y siglas

ADMS	Sistema de gestión avanzado de red (siglas en inglés)
AMI	Infraestructura de medición avanzada (siglas en inglés)
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CCGD	Cámara Costarricense de Generación Distribuida
CCSD	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
CECACIER	Comité Regional de Centroamérica Comisión de Integración Energética Regional
CENCE	Centro Nacional de Control de la Energía
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
CONACE	Comisión Nacional de Conservación de Energía
CONELECTRICAS R.L.	Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L.
CONICIT	Consejo Nacional para Investigaciones Científicas y Tecnológicas
COOPEALFARO R.L.	Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L.
COOPEGUANACASTE R.L.	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.
COOPELESCA R.L.	Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L.
COOPESANTOS R.L.	Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos, R.L.
CRUSA	Fundación Costa Rica Estados Unidos para la cooperación
DER	Recursos energéticos distribuidos (siglas en inglés)
DMS	Sistema de gestión de red (siglas en inglés)
EIA	Evaluación de impacto ambiental
ENREI	Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes
EOR	Ente Operador Regional
ERV	Energías renovables variables
ESPH S.A.	Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.
GD	Generación distribuida
GEI	Gases efecto invernadero
I+D+I	Investigación, Desarrollo e Innovación
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IEA	Agencia Internacional de Energía (siglas en inglés)
INTECO	Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica
JASEC	Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago
LED	Diodo emisor de luz (siglas en inglés)
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
MICITT	Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones

MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
ODS	Objetivo de Desarrollo Sostenible
OMS	Sistema de Gestión de Averías (siglas en inglés)
OS/OM	Operador del sistema y operador del mercado
PNAF	Plan Nacional de Atribución de Frecuencias
PGR	Procuraduría General de la República
PNCTI	Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 2015–2021
PNE	Plan Nacional de Energía
PNTE	Plan Nacional de Transporte Eléctrico
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
POASEN	Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional
REI	Redes eléctricas inteligentes
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
SCADA	Sistema de supervisión, adquisición y control de datos (siglas en inglés)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEPSE	Secretaría de Planificación del Subsector Energía
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIG	Sistema de Información Geográfica
SUTEL	Superintendencia de Telecomunicaciones
TIC	Tecnologías de Información y Comunicación
VE	Vehículos eléctricos

Glosario

Abonado: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Agregadores: Empresa que actúa como intermediaria entre los propietarios de los recursos energéticos distribuidos y las empresas de energía eléctrica para el aprovechamiento de los servicios provistos por estos recursos.

Almacenamiento de energía: Es toda tecnología (eléctrica, magnética, mecánica, o química) que permite entregar al SEN energía eléctrica que fue generada o retirada en un momento previo, incluyendo centrales de bombeo.

Arquitectura de un sistema: En la infraestructura básica para las redes eléctricas inteligentes son los equipos de campo para la automatización, la infraestructura de comunicación, de información, de almacenamiento de datos y las funciones.

Autoconsumo: Es el aprovechamiento de la energía generada por parte del productor-consumidor para abastecer de forma exclusiva su propia demanda, en el mismo sitio donde la produce.

Automatización de subestaciones: Proceso de modernización de subestaciones que cuentan con sensores que miden y reportan el estado de sus equipos mediante un sistema de comunicaciones, y además actuadores remotos que ejecutan las acciones sin necesidad de la intervención de un operador técnico en sitio. Una subestación no automatizada requiere que un operador técnico ingrese a las instalaciones, brinde información a los centros de control y realice los cambios en los equipos.

Calidad de la energía: Se refiere a las características técnicas (físicas) de la energía eléctrica que se entrega a los abonados o usuarios en función de sus requerimientos e involucra la continuidad con que ésta se ofrece. El nivel de calidad requerido se define según la susceptibilidad de los equipos de uso final sea por problemas o eventos en la red u otros usuarios. Estos problemas se asocian a desviaciones de la tensión, corriente y frecuencia que resultan en daños o reducción del desempeño y vida útil de los equipos de uso final.

Calidad del suministro eléctrico: Integración de la calidad de la energía (calidad de la tensión y continuidad del suministro eléctrico) y la calidad en la prestación del servicio.

Ciberseguridad: Conjunto de herramientas, políticas, conceptos de seguridad, salvaguardas de seguridad, directrices, métodos de gestión de riesgos, acciones, formación, prácticas idóneas, seguros y tecnologías que pueden utilizarse para proteger los activos de la organización y los usuarios en el ciberespacio.

Cliente final: Persona física o jurídica consumidor o usuario del servicio público de energía eléctrica.

Confiabilidad: Es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a un área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (salida de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, centrales eléctricas, etc.).

Continuidad del suministro eléctrico: Medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda para su utilización.

Control Volt/VAR: Herramienta de regulación de tensión en las redes eléctricas por medio de la manipulación automática y remota de activos con capacidad de consumo o entrega de potencia reactiva, tales como bancos de capacitores y reactores, transformadores con cambiador de derivaciones, reguladores de tensión, generadores distribuidos, compensadores estáticos, entre otros. Además de ser un instrumento para el mejoramiento de la calidad de la energía en las redes, actualmente se perfila también como uno de los principales mecanismos para aumentar la capacidad de alojamiento de GD en las redes eléctricas inteligentes.

Cooperativa de electrificación rural: Asociación cooperativa creada para solucionar primordialmente el problema común de la falta de energía eléctrica en las áreas rurales, así como su distribución y comercialización.

Demanda interrumpible: demanda eléctrica de abonado o usuario autorizado que puede ser reducida por instrucción del OS/OM, con el objetivo de aportar al despacho óptimo del SEN.

Digitalización: La captura y la administración de gran cantidad de datos operacionales del sistema eléctrico.

Distribución y comercialización: Actividad que tiene por objeto el trasiego de electricidad a través de la infraestructura construida específicamente para distribuir y comercializar energía eléctrica, así como su venta a los clientes finales, que incluye la medición, lectura, facturación, cobro de energía entregada y otras actividades relacionadas con la atención de todos los clientes finales en un sector o región, ya sean industriales, generales o residenciales; así como el servicio de alumbrado público.

Distribuidor: Persona física o jurídica, titular de una concesión de servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Empresa de energía eléctrica o empresa: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualesquiera de sus etapas.

Empresa de servicios públicos municipales: Organización creada para solucionar el problema de los servicios públicos, primordialmente el de energía eléctrica, en su área de concesión, mediante proyectos y actividades, no sujetos a límites presupuestarios, ni a regulaciones de ningún tipo en materia de endeudamiento y de inversiones públicas, establecidas en cualquier ley o decreto, que aplique la Autoridad Presupuestaria, el Banco Central de Costa Rica o el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica.

Energía renovable variable: es la generación con base en fuentes renovables (ejemplo: generación solar, eólica y centrales hidroeléctricas de filo de agua o de pasada o con embalses de administración horaria) que varían en el muy corto plazo (segundos, minutos y horas), dependiendo de las condiciones meteorológicas o hidrológicas, lo cual las hace difícil de pronosticar con precisión.

Equipos reconectores (recerradores): Dispositivos inteligentes de protección que son programados para que abran y cierren en intervalos secuenciales con el fin de despejar fallas momentáneas o aislar fallas sostenidas en la red. Estos dispositivos son parte esencial de la automatización de la red de distribución y son de operación remota y automática. Los reconectores ayudan a reducir el tiempo de indisponibilidad de los circuitos y la cantidad de consumidores afectados por una falla.

Funciones: Conjunto de características de tecnologías, de comunicación e información de red inteligente para ser aplicadas en la solución o mejora de procesos de planificación u operación de la red eléctrica o del proceso de comercialización de la electricidad; también llamados aplicativos.

Generación de energía eléctrica: Es el proceso que involucra la construcción, instalación, operación y mantenimiento de plantas de producción de electricidad, sus respectivas líneas de conexión a redes de transmisión o distribución y equipos de transformación del SEN, con el fin de producir y vender energía.

Generación distribuida para autoconsumo: La alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.

Gestión de la demanda: Acciones por parte del consumidor para reducir la facturación eléctrica y brindar servicios en favor de la operación segura y eficiente de la red. Incluye tanto la eficiencia energética como la respuesta a la demanda.

Infraestructura básica de redes eléctricas inteligentes: La infraestructura primordial para el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, consiste en un conjunto de sistemas para la automatización, digitalización, monitoreo y gestión de la red eléctrica, para lo cual cada sistema cuenta con su propia arquitectura para su funcionamiento.

Mantenimiento basado en condición de activos: Acción de dar el mantenimiento a los elementos que componen la red basados en la información recopilada por los sensores o monitores instalados en los mismos elementos. Gracias a esto, es posible mantener una continua visualización del estado de los activos y, por ende, tomar acciones oportunas ya sea para la sustitución o para el mantenimiento preventivo del mismo activo cuando sea necesario.

Microredes: Sistema donde se encuentran interconectados los recursos de generación distribuida, almacenamiento de energía y consumidores, el cual tiene a su vez la capacidad de operar tanto paralelamente como eléctricamente aislado del sistema eléctrico de potencia. Las microredes presentan algunos beneficios, tanto para sus propios consumidores como para el sistema eléctrico de potencia, ya que pueden operar aún en condiciones de contingencia del sistema eléctrico externo, proveyendo servicios de apoyo a este, pero siendo capaces de desconectarse del mismo en tiempo oportuno; además, pueden perfilarse como instrumento para abastecer poblados remotos y con dificultad de interconectarse al SEN por restricciones ambientales o costos.

Norma técnica: Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Prestador de servicio público: Sujeto público o privado que presta servicios públicos por concesión, permiso o ley.

Prosumidores: Consumidores activos de energía que consumen y producen electricidad.

Reconfiguración automática de alimentadores: Sistema basado en el mismo principio de reconfiguración remota, con la diferencia de que las decisiones de seccionamiento y traslado de carga entre circuitos se toman de forma autónoma por parte de un control automático, sin necesidad de la intervención de un operador de la red. Estos sistemas presentan mejoras en la reducción del tiempo de ejecución y en la optimización de la reconfiguración final de la red, basado en la información disponible del circuito.

Reconfiguración remota de alimentadores: Se basa en la transferencia de carga parcial o total de un alimentador hacia otro por medio de equipos de protección y seccionamiento. Con la inclusión de sistemas de medición y comunicación en redes inteligentes, la reconfiguración de alimentadores se puede ejecutar de forma remota, enviando señales a los equipos actuadores desde un centro de control, reduciendo así el tiempo de reconfiguración y evitando el desplazo de recurso humano al lugar de seccionamiento.

Recursos energéticos distribuidos: Consiste de varios tipos de recursos y tecnologías que pueden estar ubicadas en redes eléctricas de baja y media tensión o en las instalaciones de los usuarios e incluyen sistemas de generación distribuida, almacenamiento, vehículos eléctricos y opciones de respuesta a la demanda.

Red eléctrica inteligente: Es la red eléctrica que utiliza tecnologías digitales de información y comunicación para monitorear y gestionar el sistema de potencia, incluyendo la gestión y comunicación entre las fuentes de energía eléctrica, los elementos de transporte y distribución de la electricidad y los usuarios finales.

Red eléctrica: El conjunto de dispositivos, en un sistema de potencia, mediante el cual se distribuye la energía eléctrica a los abonados o usuarios, con las características técnicas apropiadas para su utilización.

Reguladores de tensión de distribución: Autotransformadores con relación de vueltas autoajustables para regular el perfil de tensión en circuitos largos de distribución en respuesta a cambios de la demanda del circuito.

Respuesta de la demanda: Proceso que permite a los consumidores modificar sus patrones de consumo de electricidad para proveer servicios a la red de forma individual o por medio de agregadores.



SCADA: Sistema encargado de recopilar información proveniente de los sensores y monitores instalados de una red para su supervisión y control en tiempo real y registros históricos para consultas. Es posible comunicarse con los dispositivos de campo para controlar la red o la planta desde el centro de control. Posee la ventaja de que puede operar con mínima intervención humana y a su vez tiene la capacidad de comunicar y activar alarmas sobre problemas en la red.

Servicio eléctrico: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.

Servicio público: El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de la Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Servicios auxiliares: Son los servicios que administra el OS/OM para contar con la capacidad de respuesta y soporte al sistema eléctrico, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y CCSD establecidos en la regulación nacional y regional y las obligaciones de servicios auxiliares regionales que asigne el EOR al SEN.

Sistema de gestión de averías: Sistema que, basado en la recopilación continua de datos, permite detectar equipos de protección que operaron después de una falla, la cantidad de clientes fuera de servicio, ejecutar estrategias para la restauración del servicio y realizar reportes y estadísticas para el análisis de contingencias y de confiabilidad de la red. Tiene la misión de organizar de manera eficiente las cuadrillas para restaurar el servicio en el menor tiempo posible, reducir la posibilidad de nuevas averías y minimizar los impactos para los usuarios.

Sistema de gestión de red: Conjunto de aplicaciones de software que facilita el monitoreo y control de la red basado en los datos recopilados por el SCADA y medidores inteligentes. Permite aplicar esquemas de soporte, planificación y de protección en caso de contingencias.

Sistema eléctrico nacional: Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución, sistemas de almacenamiento y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la ARESEP.

Sistemas de almacenamiento de gran escala: Sistemas que permiten almacenar energía para utilizarla en otro momento como energía eléctrica o convertida en algún otro tipo, por ejemplo, térmica o mecánica. La red eléctrica inteligente permite optimizar el uso de los sistemas de almacenamiento, al automatizar los tiempos y profundidad de carga y descarga de los mismos. Una correcta automatización de los sistemas de almacenamiento puede permitir un uso ampliado de sistemas de generación renovable variable, participación en mercado de servicios auxiliares, el aplazamiento de inversiones en la red para disminuir los picos de demanda, la disminución de las pérdidas de transmisión y distribución de la energía, e inclusive el aumento de los índices de confiabilidad, entre otros.

Sistemas de información geográfica: Sistema de información geo-referenciada de los activos que conforman la red eléctrica. Permite la visualización de la información en mapas y realizar consultas de las características de placa de cada activo, su localización y registro de mantenimientos, entre otros. Este sistema se integra con los sistemas de gestión de red, el sistema de gestión de averías, sistemas de facturación, medición inteligente y otras herramientas de análisis de red de las empresas de energía eléctrica.

Smart grid: Red inteligente, en inglés.

Tarifa: Precios fijados por la Autoridad Reguladora por la prestación de un servicio público.

Usuario en alta tensión: Abonado conectado en alta tensión, persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.

Usuario: Persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.



Introducción

La necesidad de contar con una Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI) se establece desde la formulación del VII Plan Nacional de Energía (PNE) en el año 2015 y se retoma en el Plan de Descarbonización en su eje 4, que busca consolidar el sistema eléctrico nacional con capacidad, flexibilidad, inteligencia y resiliencia necesaria para abastecer y gestionar energía renovable a costo competitivo.

El proceso de formulación de esta estrategia ha estado a cargo de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) en colaboración con el equipo técnico de redes inteligentes de la Comisión Nacional para la Conservación de la Energía (CONACE), en la que participan representantes de los entes que conforman el sector energía. Además, como parte del proceso se consideraron insumos importantes como el “Modelo de madurez en redes eléctricas inteligentes” implementado por las empresas distribuidoras con el apoyo del Comité Regional de la Comisión de Integración Energética Regional (CECACIER). En la primera fase se contó también con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), CECACIER y la Fundación Costa Rica -Estados Unidos para la Cooperación (CRUSA).

Producto de este esfuerzo se logró generar una primera versión de la estrategia, la cual fue mejorada gracias a los aportes obtenidos en el taller de consulta en el que participaron representantes del sector energía, así como actores de otros sectores relacionados. En una segunda etapa, gracias a la colaboración del Banco Mundial se logró que esta propuesta fuera revisada y fortalecida por expertos en el tema, complementándola con un diagnóstico del estado actual del desarrollo de las redes eléctricas en el país e incorporando la experiencia internacional en estos temas.

La ENREI está organizada en tres ejes estratégicos que contienen las orientaciones necesarias para alcanzar los beneficios que ofrece esta innovación tecnológica al sector eléctrico. Para lograr su implementación efectiva, el plan de acción también incluye la programación necesaria: indicadores, metas, plazos así como los coordinadores y ejecutores.

Los ejes sobre los cuales se fundamenta la estrategia y se establecen las distintas acciones del plan son los siguientes:

Eje No 1. Confiabilidad y calidad del servicio eléctrico

Este eje establece acciones para alcanzar una mayor eficiencia, calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, por medio de la digitalización y automatización de las redes eléctricas logrando a su vez un sector cada vez más competitivo y transparente.

Eje No. 2. Matriz energética renovable

Este eje busca operar de forma integrada los recursos de las plantas de generación renovable variable de gran escala y los recursos distribuidos para lograr una matriz eléctrica diversificada y reducir el uso de derivados de petróleo.

Eje No. 3. Eficiencia energética y gestión de la demanda

Este eje incentiva la participación de los usuarios en su propia gestión energética, además busca generar beneficios para el sistema eléctrico mediante la mejora de los factores de carga y aumentos en la recaudación con el uso de las redes inteligentes.

Además, la ENREI se complementa con dos ejes transversales enfocados al desarrollo de las capacidades en términos de formación técnica y profesional, así como a la participación de la academia y del sector privado en acciones de investigación involucrando a las instituciones del sector eléctrico para fomentar la innovación que se requiere.



1 VINCULACIÓN CON LAS POLÍTICAS Y PLANES NACIONALES



Costa Rica ha desarrollado una serie de políticas y planes nacionales que fijan el rumbo del país, a continuación, se destacan aquellas que tienen una vinculación con la ENREI.

1.1 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

En septiembre de 2015, los países adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todas las personas, como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible; Costa Rica suscribió estos compromisos denominándolo Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030.

El cumplimiento de los ODS para Costa Rica se encuentra bajo la coordinación del Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN), en su calidad de Secretaría Técnica para la implementación de la Agenda 2030, según lo estableció el Decreto Ejecutivo N° 40203 PLAN-REMINAE-MDHIS, en conjunto con el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) como órgano asesor estadístico y el apoyo de las partes interesadas.



Debido al planteamiento de la ENREI se puede mencionar que sus acciones podrán apoyar en el cumplimiento de los siguientes ODS y sus metas:



Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna

7.1 De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.



Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación

9.1. Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad, incluidas infraestructuras regionales y transfronterizas, para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano, haciendo especial hincapié en el acceso asequible y equitativo para todos.



Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles

11.1 De aquí a 2030, asegurar el acceso de todas las personas a viviendas y servicios básicos adecuados, seguros y asequibles y mejorar los barrios marginales.



Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles

12.2 De aquí a 2030, lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales.

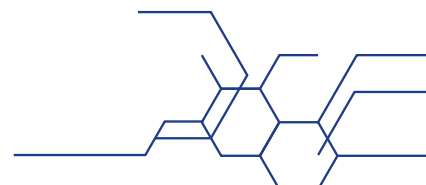
1.2 Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE)

La Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) es una organización que agrupa 37 países, cuya misión es promover políticas que mejoren el bienestar social, económico y ambiental de los países miembros, así como establecer estándares internacionales dentro de un amplio rango de temas de políticas públicas.

La OCDE realiza espacios de discusión para los miembros e invitados a fin de crear sinergias y compartir experiencias en temas específicos donde se busca dar soluciones a los problemas comunes. De igual forma, se mide la productividad y los flujos globales del comercio e inversión, se analizan estadísticas y comparan datos para realizar pronósticos de tendencias futuras.

En el año 2012, Costa Rica anunció su interés en ser parte de esta organización. En el 2015, la OCDE comenzó con el proceso de evaluación para determinar si calificaba para lo cual se conformaron 22 comités técnicos con personal de diversas instituciones de todos los sectores de nuestro país, éstos se encargaron de analizar una gama de temáticas rindiendo evaluaciones en diferentes áreas. Finalmente, en el año 2020 Costa Rica recibe la invitación para incorporarse como miembro activo de la OCDE. Costa Rica aprueba el Acuerdo sobre los términos de adhesión a la OECD en Ley N° 9981 de 21 de mayo de 2021, "APROBACIÓN DEL ACUERDO SOBRE LOS TÉRMINOS DE LA ADHESIÓN DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA A LA CONVENCION DE LA ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICOS, SUSCRITO EN SAN JOSÉ, COSTA RICA, EL 28 DE MAYO DE 2020; LA CONVENCION DE LA ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICOS, SUSCRITA EN PARÍS, FRANCIA, EL 14 DE DICIEMBRE DE 1960; EL PROTOCOLO ADICIONAL N° 1 A LA CONVENCION DE LA ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICOS, SUSCRITO EN PARÍS, FRANCIA, EL 14 DE DICIEMBRE DE 1960; Y EL PROTOCOLO ADICIONAL N° 2 A LA CONVENCION DE LA ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICOS, SUSCRITO EN PARÍS, FRANCIA, EL 14 DE DICIEMBRE DE 1960, Y NORMAS RELACIONADAS", el cual fue publicado en La Gaceta N° 98, Alcance N° 103 del 24 de mayo del 2021.

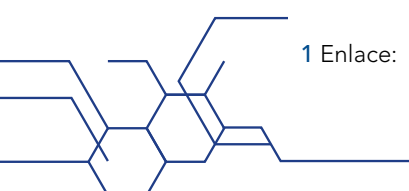
En el tema de energía, se analizaron cuatro instrumentos/recomendaciones que abarcan las cuestiones relacionadas con energía; uno de los instrumentos proporciona un vínculo entre el consumo de energía y la contaminación del aire. Entre las recomendaciones que brinda la OCDE a los países, está asegurar que las políticas ambientales y energéticas a largo plazo se encuentren



integradas en todas las etapas, desde la formulación de políticas hasta la implementación, a fin de mejorar la conservación y la eficiencia energética y reducir los impactos ambientales de la producción y el uso de energía, incluyendo medidas específicas para los sectores residencial y comercial. De igual forma recomienda que los países promuevan combustibles más limpios y fuentes de energía renovable, así como opciones de energía favorables con el medio ambiente que sean coherentes con objetivos sociales y económicos de mayor alcance.

Debido a la emergencia sanitaria mundial y a la necesidad de una pronta recuperación económica, la OCDE¹ elaboró un informe de perspectivas económicas, en la cual considera que, fortaleciendo la coordinación de políticas internacionales es esencial para incrementar los beneficios de las acciones de políticas nacionales para hacer frente a la pandemia, mejorar la resiliencia y garantizar una recuperación sólida e inclusiva.

Por ende, medidas enfocadas en inversiones planificadas en infraestructura pública en redes digitales, transporte y energía, pueden ayudar a soportar la demanda, mejorar la productividad y ser una fuente importante de nuevos puestos de trabajo para trabajadores desplazados. De igual forma se menciona que los esfuerzos de los gobiernos para apoyar la recuperación económica también debe incorporar acciones para fomentar el cambio de los combustibles fósiles a las energías renovables y limitar la amenaza a largo plazo del cambio climático, por tanto, grandes proyectos de inversión en infraestructura bien diseñados, que incluyan redes eléctricas ampliadas y modernizadas, gastos en energías renovables, y proyectos con una amortización más corta en edificios y electrodomésticos más eficientes desde el punto de vista energético también pueden ser una fuente de demanda y nuevas oportunidades de empleo en una etapa temprana de la recuperación. Basado en esto, se puede indicar que las acciones de la ENREI se encuentran alineadas y pueden aportar a las perspectivas económicas indicadas por la OCDE.



¹ Enlace: [34bfd999-en.pdf \(oecd-ilibrary.org\)](https://www.oecd-ilibrary.org/publications/34bfd999-en)

1.3 Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050²

El Plan Nacional de Descarbonización con un horizonte al 2050, establece las actuaciones clave requeridas para consolidar el proceso de descarbonización de la economía costarricense, mediante una serie de rutas de transformación necesarias para el cumplimiento de los compromisos adquiridos a nivel internacional en la Agenda 2030 y el Acuerdo de París.

El plan busca revertir el crecimiento de emisiones de GEI, así como fomentar la modernización y dinamización de la economía verde, para ello definió diez ejes sectoriales con paquetes de políticas delimitados en tres períodos: inicio (2018-2022), inflexión (2023-2030) y despliegue masivo (2031-2050), acompañado de ocho estrategias transversales para potenciar el cambio.

El tema energético se visualiza en siete ejes sectoriales, las redes inteligentes se abordan en el *“Eje 4: Consolidación del sistema eléctrico nacional con capacidad, flexibilidad, inteligencia, y resiliencia necesaria para abastecer y gestionar energía renovable a costo competitivo”*, en la actividad *“4.1.3 Establecer una visión o estrategia nacional para el funcionamiento”*, donde se especifican los siguientes puntos a trabajar:

- Impulsar procesos asociados a la digitalización, establecimiento de redes inteligentes.
- Adquisición e instalación de los medidores.
- Realizar inversiones relacionadas con los componentes de redes inteligentes.

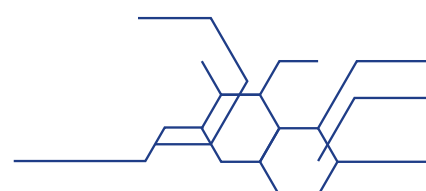
Cabe destacar que estas disposiciones han sido abarcadas en la ENREI.

1.4 Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública (PNDIP) 2019-2022³

El PNDIP es el marco de la política nacional cuyo objetivo es “(...) *Generar un crecimiento económico inclusivo en el ámbito nacional y regional, en armonía con el ambiente, generando empleos de calidad, y reduciendo la pobreza y la desigualdad (...)*”. Este objetivo se ve reflejado en las diferentes áreas estratégicas de articulación donde se combina el trabajo interinstitucional e intersectorial.

2 Enlace: PLAN.pdf (cambioclimatico.go.cr)

3 Enlace: [Alfresco » PNDIP 2019-2022.pdf \(mideplan.go.cr\)](#)



Dentro de *“Infraestructura, Ordenamiento Territorial y Ordenamiento Territorial Movilidad”* se encuentra plasmado el tema energético, precisamente en la meta *“Descarbonización de la economía”*.

Las intervenciones estratégicas del PNDIP relacionadas corresponden a:

1. Energías renovables y su uso racional, cuyo objetivo es contribuir a la descarbonización de la matriz energética del país.
2. Descarbonización del transporte.
3. Programa de medidores inteligentes del sistema eléctrico nacional, con el cual se espera mejorar la competitividad.
4. Mejoramiento y ampliación de la infraestructura de RECOPE, para asegurar el abastecimiento nacional de combustibles y asfaltos de manera confiable.

Justamente la intervención *“Programa de medidores inteligentes del sistema eléctrico nacional, con el cual se espera mejorar la competitividad”*, pasa a ser parte de la línea base para la ENREI, considerando que la meta de *1.091.178 medidores inteligentes instalados* representa un avance importante para la estrategia.

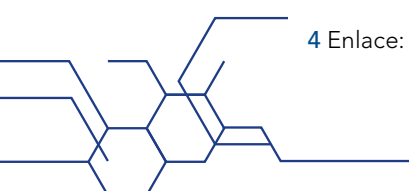
1.5 VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (PNE)⁴

El VII Plan Nacional de Energía (PNE) 2015-2030 establece en su política una orientación central de sostenibilidad energética con bajo nivel de emisiones, basándose en el uso de fuentes limpias y renovables.

En materia de redes eléctricas inteligentes, la política plantea en el *“Eje 1: En la senda de la eficiencia energética”*, el objetivo estratégico 4 *“Optimizar la eficiencia energética en la oferta”*, a fin de alcanzar niveles crecientes de eficiencia energética en los procesos de prestación del servicio eléctrico. Particularmente en el objetivo específico *“1.4.5 Fomentar las redes eléctricas inteligentes”*, se establecen las metas de elaborar una hoja de ruta y ejecutar un plan piloto para redes inteligentes.

Durante el proceso de actualización del VII PNE, período 2019-2030, el objetivo específico se modificó a *“1.4.3. Estrategia de redes eléctricas inteligentes y de digitalización desarrollada”*, cuya meta se cumple con el presente documento.

⁴ Enlace: [Política Energética | SEPSE](#)



1.6 Estrategia de Transformación Digital hacia la Costa Rica del Bicentenario 4.0, 2018-2022⁵

Esta estrategia tiene como objetivo *acelerar la productividad, la competitividad y el desarrollo socioeconómico de Costa Rica, tomando ventaja de la cuarta revolución industrial y las sociedades del conocimiento, para procurar el bienestar de todos los habitantes*, de manera inclusiva, y potenciar el desarrollo sostenible del país. Establece seis ejes estratégicos asociados a una serie de proyectos.

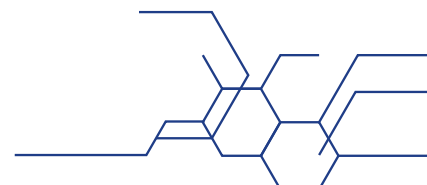
La visión del Gobierno Digital del Bicentenario busca proyectar a Costa Rica como una nación digital y centrada en los ciudadanos, interoperable, segura y eficiente en la prestación de sus servicios, que propicia la competitividad, la productividad de las empresas y el bienestar de sus habitantes.

La estrategia reúne iniciativas de desarrollo económico, político y social que están transversalizadas por medios digitales y buscan convertir a Costa Rica en una nación más competitiva, siendo las tecnologías de información y comunicación los ejes principales de la competitividad y de la mejora en la provisión de servicios. El acceso y uso de estas tecnologías es fundamental para cerrar brechas de desarrollo.

La ENREI se puede vincular a los siguientes ejes estratégicos de la estrategia en mención:

- **“Transformación Empresarial 4.0”:** busca facilitar los mecanismos necesarios para el incremento de la productividad y la competitividad de las empresas en el contexto de la Industria 4.0, principalmente en su línea de acción “1. Desarrollo de capacidades y cultura digital para la industria 4.0”, que pretende una transformación digital mediante mecanismos que promuevan la adopción de tecnologías relacionadas con la industria 4.0 y permitan la coordinación de la oferta nacional de capacitación para el sector productivo. Para efectos del sector energía, lo anterior corresponde a la innovación tecnológica en la industria energética orientada a potenciar la prospección de nuevas tecnologías para la mejora en la producción, distribución y expansión energética.
- **“Buena Gobernanza”:** promueve la participación ciudadana y la transparencia de la gestión pública impulsando la rendición de cuentas, mediante el desarrollo de mecanismos que permitan generar, interoperar, analizar, sintetizar y producir conocimiento de valor para la toma de decisiones y la gestión de riesgos, a partir de datos e información pública en manos

⁵ Enlace: [Print \(micit.go.cr\)](http://micit.go.cr)



de las instituciones del sector público costarricense. Este eje considera las soluciones de interoperabilidad y aprovechamiento de datos mediante tecnologías como la inteligencia artificial y el big data, los modelos de inteligencia y análisis masivo de datos públicos y la gobernanza de datos públicos y fuentes de datos auténticas.

1.7 Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 2015–2021⁶

El plan tiene como objetivo *contribuir al bienestar social y fortalecer el crecimiento económico del país basado en conocimiento e innovación mediante políticas para la articulación, aplicación y apropiación social de la Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones.*

El tema de redes eléctricas inteligentes está vinculado al capítulo IV, sección 4.2. “Proyectos Intersectoriales” donde se abarca el tema de energía y claramente establece proyectos tales como:

- *Integración de fuentes de energía no gestionables a la Red Eléctrica Nacional mediante tecnologías de almacenamiento de energía a gran escala y Smart Grid, a fin de proveer desarrollos científicos y tecnológicos nacionales que faciliten la integración de fuentes renovables de manera estable a la red eléctrica nacional para apoyar la transformación de la matriz energética mediante investigación de Smart Grid. El proyecto busca medir el índice de sofisticación de la Red Eléctrica Nacional.*

1.8 Estrategia Nacional de Ciberseguridad 2017⁷

La estrategia tiene como objetivo general *desarrollar un marco de orientación para las acciones del país en materia de seguridad en el uso de las TIC, fomentando la coordinación y cooperación de las múltiples partes interesadas y promoviendo medidas de educación, prevención y mitigación frente a los riesgos en cuanto al uso de las TIC para lograr un entorno más seguro y confiable para todos los habitantes del país.* Es una estrategia que marca la pauta a seguir en materia de ciberseguridad en el país y plantea objetivos específicos de interés relacionados a la protección de infraestructuras críticas que buscan *promover mecanismos para la identificación y protección de las infraestructuras críticas, así como la creación de políticas públicas específicas, como paso crucial para prevenir y/o mitigar incidentes de seguridad cibernética dirigidos a dañar o discontinuar operaciones sensibles.*

⁶ Enlace: [Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación | MICITT](#)

⁷ Enlace: [estrategia-nacional-de-ciberseguridad-costa-rica-19-10-17.pdf \(micit.go.cr\)](#)

La vinculación con la ENREI se enmarca en la necesidad de contar con tecnologías digitales de forma segura, a fin de evitar accesos no autorizados y maliciosos a la hora de extraer datos de los sistemas de redes eléctricas inteligentes.

1.9 Plan Nacional de Atribución de Frecuencias (PNAF)⁸

El Plan Nacional de Atribución de Frecuencias es un instrumento que permite la regulación nacional de manera óptima, racional, económica y eficiente del espectro radioeléctrico nacional, con miras a satisfacer oportuna y adecuadamente las necesidades de frecuencias que se requieren, tanto para el desarrollo de las actuales redes de telecomunicaciones, como para responder eficientemente a la demanda de segmentos de frecuencias de las redes que hagan uso del espectro radioeléctrico; promoviendo el uso de tecnologías que optimicen el uso del espectro.

Este plan se aplica a todos los usuarios del espectro radioeléctrico que emitan o reciban ondas radioeléctricas y que operen dentro del territorio de Costa Rica, incluido su mar territorial y su espacio aéreo.

La vinculación con la ENREI se debe a la necesidad de contar con una banda de frecuencia que garantice la seguridad y transmisibilidad de los datos generados en las redes eléctricas inteligentes.

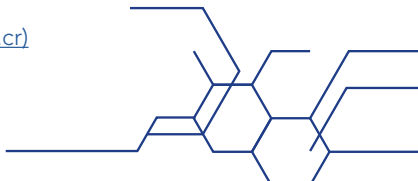
1.10 Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030 (PNTE)⁹

Este plan busca consolidar la electrificación del transporte nacional promoviendo el uso de fuentes limpias y renovables de energía para contribuir al modelo de desarrollo del país mediante la sostenibilidad ambiental, reduciendo así la dependencia del uso de los combustibles derivados del petróleo y la generación de gases de efecto invernadero.

La vinculación de la ENREI con movilidad eléctrica se centra, principalmente, en el reto de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los circuitos de distribución, tomando como base que las redes inteligentes permitirán incorporar y aprovechar las cargas y el almacenamiento de los vehículos eléctricos.

⁸ Enlace: [plan_nacional_de_atribucion_de_frecuencias_pnaf_con_reforma.pdf\(sutel.go.cr\)](https://sutel.go.cr/plan_nacional_de_atribucion_de_frecuencias_pnaf_con_reforma.pdf)

⁹ Enlace: [Transporte eléctrico | SEPSE](https://www.sepse.gob.cr/transporte-electrico)



2 MARCO LEGAL



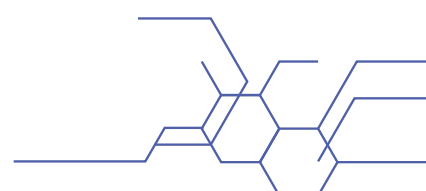
La Administración Pública en Costa Rica sólo puede realizar aquellos actos para los que se encuentre autorizada, en apego a los principios de legalidad y transparencia, ambos desarrollados en nuestra Constitución Política y en la Ley General de la Administración Pública, siendo en ambas normativas el artículo 11, respectivamente. Por lo tanto, la presente Estrategia se articula al marco legal que rige la materia y que brinda el sustento para su aplicabilidad. A continuación, se brinda el detalle.

2.1 Regulaciones en ambiente

Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (ONU), ratificado mediante la Ley N° 7414 del 13 de junio de 1994. Esta ley aprueba la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y sus Anexos I y II. Firmada por Costa Rica el 13 de junio de 1992.

Aprobación del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, ratificado mediante la Ley N° 8219 del 08 de marzo del 2002. La ley indica que se deben formular programas nacionales para mejorar la calidad de los factores de emisión, datos de actividad y/o modelos locales que sean eficaces en relación con el costo y que además reflejen las condiciones socioeconómicas de cada parte para la realización y actualización periódica de los inventarios nacionales de las emisiones antrópicas por las fuentes y la absorción por los sumideros de todos los GEI.

Aprobación del Acuerdo de París, ratificada mediante la Ley N° 9405 del 04 de octubre del 2016. Costa Rica firmó en el 2015 el Acuerdo de París, convenio internacional adoptado por 195 países, considerado por tanto de alcance universal. En el marco de este acuerdo, el país asumió compromisos de Contribuciones Nacionalmente Determinadas a la Mitigación del Cambio Climático (NDC, por sus siglas en inglés). Dicho acuerdo fue ratificado mediante la Ley N° 9405 en octubre de 2016. En el 2020 el país revisó estas NDC y las presentó ante la Convención. Las principales contribuciones esperadas de nuestro país son:

- En primer lugar, Costa Rica reafirma la aspiración de orientar su economía hacia la Carbono Neutralidad para el año 2021, como parte de sus acciones voluntarias pre-2020.
 - En segundo lugar, el país se compromete a un máximo absoluto de emisiones de 9.374.000 TCO₂eq netas al 2030, con una trayectoria propuesta de emisiones de 1.73 toneladas netas per cápita para el 2030; 1.19 toneladas netas per cápita al 2050 y -0,27 toneladas netas per cápita al 2100.
- 

Ley Orgánica del Ambiente N° 7554 del 04 de octubre de 1995. Los objetivos de esta ley procuran dotar a los costarricenses y al Estado de los instrumentos necesarios para conseguir un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, defender y preservar ese derecho en busca de un mayor bienestar para todos los habitantes de la Nación. Define como ambiente el sistema constituido por los diferentes elementos naturales que lo integran y sus interacciones e interrelaciones con el ser humano. Recoge y sintetiza los principios modernos de la legislación internacional, vinculando la actuación de los órganos estatales y particulares en campos tales como: a) el principio del ambiente como patrimonio común de los habitantes, b) el derecho a un ambiente sano y ecológicamente sostenible, c) la utilización racional de los elementos ambientales, d) el principio de la responsabilidad ambiental, e) la participación ciudadana en la toma de decisiones tendientes a proteger el ambiente y, f) la contaminación ambiental, incluyendo un artículo completo dedicado a la protección atmosférica y a la prevención y control del deterioro de la atmósfera.

Decreto Ejecutivo N° 23597-RE denominado “Acepta y Ratifica la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” del 10 agosto de 1994. Aceptar y Ratificar la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, firmada por Costa Rica el 13 de junio de 1992.

2.2 Regulaciones en energía

Aprobación del segundo protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico América Central, ratificado mediante la Ley N° 9004 del 31 de octubre del 2011. Establece la emisión de los protocolos necesarios para el adecuado funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo, ratificado mediante la Ley N° 7848 del 20 de noviembre de 1998. Tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.

Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) N° 449 del 08 de abril de 1949. Tiene por objeto crear al Instituto Costarricense de Electricidad al cual se le encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos. La responsabilidad fundamental del ICE es el de encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar de Costa Rica.



Ley Orgánica del Ministerio de Ambiente y Energía N° 7152 del 05 junio de 1990.

Transformó el Ministerio de Industria, Energía y Minas a Ministerio del Ambiente y Energía, asumiendo los campos de acción y las responsabilidades que la ley le asigne, de igual forma se menciona que el Ministro será el rector del sector Recursos Naturales, Energía y Minas, ahora denominado Sector de Ambiente, Energía y Mares.

Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela mediante la Ley N° 7200 del 28 de setiembre del 1990 y su reforma.

La ley define la generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional. No obstante, dicha ley es modificada con la "Reformas a la Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela", N° 7508 de 9 de mayo de 1995, la cual cambia la estructura original, dividiéndola en dos capítulos: el capítulo I que se designa "Generación eléctrica autónoma o paralela" y adiciona el capítulo II y las disposiciones finales, denominándolo "Compra de energía bajo régimen de competencia".

Regulación del uso Racional de la Energía mediante la Ley N° 7447 del 03 de noviembre de 1994.

Tiene como objeto consolidar la participación del Estado en la promoción y la ejecución de regulaciones tendientes a propiciar un uso racional de la energía. La Ley establece mecanismos para la regulación de la eficiencia de los equipos que, por su uso generalizado, inciden en la demanda energética, entre los cuales están los vehículos automotores. Asimismo, establece mecanismos de exoneración para promover equipos que contribuyan al uso eficiente de la energía o al desarrollo de fuentes de energía renovables que reduzcan la dependencia del país de los combustibles fósiles.

Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) N° 7593 del 09 de agosto de 1996.

Transforma el Servicio Nacional de Electricidad en una institución autónoma, denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Le otorga autonomía técnica y administrativa, y la faculta para fijar precios y tarifas, así como para velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima en los servicios públicos como: suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización; cualquier medio de transporte público remunerado de personas, salvo el aéreo; servicios marítimos y aéreos en los puertos nacionales; transporte de carga por ferrocarril; entre otros.

Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia ESPH mediante la Ley N°7789 del 30 de abril de 1998. Establece la transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia en una sociedad anónima de utilidad pública y plazo indefinido, con domicilio social en la ciudad de Heredia. Entre las facultades de la empresa se establecen los servicios de agua potable, alcantarillado sanitario y evacuación de aguas pluviales; así como la generación, distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público, en convenio con las municipalidades de la provincia de Heredia incorporadas, dentro de la jurisdicción de ésta.

Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC mediante la Ley N° 7799 del 30 de abril de 1998. Establece la creación de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago, como un organismo semiautónomo que tiene a su cargo la administración de la empresa eléctrica de la Municipalidad del cantón Central de Cartago. Dispone además que el Instituto Costarricense de Electricidad le traspase a JASEC, los bienes de su propiedad como las redes eléctricas de la Ciudad de Cartago, parte oriental y occidental de El Carmen, San Nicolás, San Francisco, Guadalupe, Tierra Blanca, El Sanatorio, Dulce Nombre, Distrito 1° de Paraíso, San Rafael de Oreamuno, Cot, Potrero Cerrado, Santa Rosa, El Tejar de El Guarco, San Isidro, Barro Morado y El Radio.

Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional N° 8345 del 26 de febrero del 2003. Establece el marco jurídico regulador de las siguientes actividades: a) La concesión para el aprovechamiento de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas de dominio público del territorio nacional, al amparo de lo dispuesto en el inciso 14) del Artículo 121 de la Constitución Política, a las asociaciones cooperativas de electrificación rural, a consorcios formados por estas y a empresas de servicios públicos municipales. b) La generación, distribución y comercialización de energía eléctrica por parte de los sujetos indicados en el inciso anterior, utilizando recursos energéticos renovables y no renovables en el territorio nacional, al amparo de la Ley N° 7593, de 1996.

Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones mediante Ley N° 8660 del 08 de agosto del 2008. Esta ley crea al sector telecomunicaciones, desarrolla las competencias y atribuciones que tendrá el Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones (Micitt). Además, moderniza y fortalece al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y sus empresas; y modifica la Ley N° 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, creando la Superintendencia de Telecomunicaciones, órgano encargado de regular, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones.

Decreto Ejecutivo N° 23335-MINAE denominado “Crea la Comisión Nacional de Conservación de Energía (CONACE)” del 20 mayo del 1994. Dicha Comisión tiene como función primordial la elaboración del Programa Nacional de Conservación de Energía (PRONACE), que engloba el marco de acción del uso racional de la energía aplicado al Sector Energía. Desde esta plataforma se dieron las primeras acciones enfocadas a la promoción de los vehículos eléctricos (VE). Como resultado, en el 2016 se elaboró la hoja de ruta para la incorporación de vehículos eléctricos en Costa Rica, donde se establecieron las acciones a desarrollar en el corto plazo, 2016-2018.

Decreto Ejecutivo N° 29732-MP denominado “Reglamento a la Ley Reguladora de los Servicios Públicos” del 16 de agosto del 2001. Desarrolla la naturaleza jurídica de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), como una institución autónoma con personalidad jurídica, patrimonio propio y presupuesto independiente, que goza de autonomía técnica y administrativa y se rige por su Ley constitutiva, sus reglamentos, así como por las demás normas jurídicas complementarias. En materia de fiscalización presupuestaria, la ARESEP está sometida únicamente a las disposiciones de la Contraloría General de la República, con exclusión de todo otro órgano del Gobierno Central.

Decreto Ejecutivo N° 29847-MP-MINAE-MEIC denominado “Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos” del 11 de noviembre del 2001. Define y dispone las condiciones generales bajo las cuales se ejercerá la regulación del servicio eléctrico que brindan las empresas a los abonados y usuarios, en las áreas técnica y económica.

Decreto Ejecutivo N° 30065-MINAE denominado “Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica” del 28 de noviembre del 2001. Establece los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia de prestación del servicio público para el suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley N° 7593. Este reglamento no resulta de aplicación en lo relacionado con las concesiones de aprovechamiento de aguas reguladas por la Ley N° 276 de Aguas vigente.

Decreto Ejecutivo N° 35991-MINAET denominado “Reglamento de Organización del Subsector Energía” del 19 de enero del 2010 y sus reformas. Establece al Subsector Energía como parte integral del Sector de Ambiente, Energía y , Mares y Ordenamiento Territorial y le asigna como objetivo fundamental cumplir con lo establecido en la Ley de Planificación Nacional, (Ley N° 5525 del 2 de mayo de 1974) lo que incluye la reglamentación, especialmente el Decreto Ejecutivo N° 37735 denominado “Reglamento General del Sistema de Planificación” del 6 de

mayo de 2013 y el Decreto Ejecutivo N° 41187, denominado “Reglamento Orgánico del Poder Ejecutivo” del 20 de junio de 2018. (Decreto Ejecutivo N° 38536-MP-PLAN de 25 de julio de 2014). Este reglamento fue reformado mediante Decreto Ejecutivo N° 41135-MINAE, publicado el 18 de julio de 2018, Gaceta N° 130.

Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE denominado “Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla” del 14 de setiembre del 2015. Regula la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, de forma que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país, y se asegure la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados.

Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN y sus reformas, Reglamento 24. Publicado en el Alcance N° 25 de La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016. Tiene como propósito definir y describir el marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, operación técnica y acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico.

Resolución RE-0140-JD-2019, Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional, publicado en La Gaceta N° 238 del 13 de diciembre del 2019, Alcance N° 279. Establece el marco técnico y operativo con que se realizará la prestación del servicio considerando la planeación, operación, asignación, supervisión, evaluación y administración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Costa Rica.

2.3 Regulaciones en ciencia y tecnología

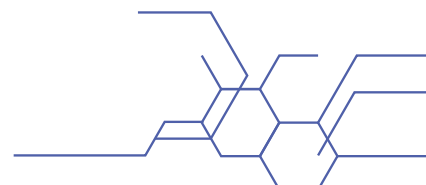
Promoción Desarrollo Científico y Tecnológico y Creación del MICYT (Ministerio de Ciencia y Tecnología) mediante la Ley N° 7169 y sus reformas del 26 de junio de 1990. Crea al Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT), con el objetivo de facilitar la investigación científica y la innovación tecnológica que conduzcan a un mayor avance económico y social en el marco de una estrategia de desarrollo sostenido integral. Por otra parte, promueve el desarrollo de políticas específicas para el fomento del desarrollo científico y tecnológico en general. Asimismo, apoya la actividad científica, tecnológica e



incentiva la innovación tecnológica. Dicha ley, le atribuye al MICITT la definición de la política científica tecnológica, así como la coordinación de labores del sector Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones.

2.4 Regulaciones en transporte

Ley de Incentivos y promoción para el transporte eléctrico N° 9518 del 25 de enero del 2018. Esta ley crea el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en el país y fortalecer las políticas públicas que incentiven su uso dentro del sector público y en la ciudadanía en general. También regula la organización administrativa pública vinculada al transporte eléctrico, las competencias institucionales y su estímulo, por medio de exoneraciones, incentivos y políticas públicas, en cumplimiento a los compromisos adquiridos en los convenios internacionales ratificados por el país y al Artículo 50 de la Constitución Política.



3 CONTEXTO INTERNACIONAL SOBRE REDES INTELIGENTES



Una red eléctrica inteligente es aquella que utiliza tecnologías digitales de información y comunicación para monitorear y gestionar el sistema de potencia, incluyendo la gestión y comunicación entre las fuentes de energía eléctrica, los elementos de transporte y distribución de la electricidad y los usuarios finales. Esto con el objetivo de minimizar costos e impactos ambientales y maximizar la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, así como facilitar la participación de los usuarios finales en las estrategias de eficiencia energética y en la gestión de la red.

La digitalización del sector eléctrico es uno de los pilares del proceso de transición energética hacia una economía más descarbonizada que las sociedades modernas deben llevar a cabo. La aplicación del concepto de digitalización a los sistemas eléctricos no es nueva y se basa en la experiencia previa de lo que se ha llamado redes inteligentes, pero va englobando nuevos elementos como las comunidades energéticas, el comercio entre pares, la recarga inteligente de vehículos eléctricos, o el aprovechamiento de recursos energéticos distribuidos para la mejor operación de la red.

Varios países han reconocido la importancia de este proceso de digitalización y han intentado guiarlo, elaborando estrategias nacionales u hojas de ruta que definen alcances, objetivos, retos e hitos. En este apartado se presenta una revisión de algunas de estas estrategias, con el fin de identificar los objetivos y las acciones recurrentes en estos planes. El objetivo principal es aprovechar la experiencia internacional para identificar todos los aspectos tanto técnicos como regulatorios y políticos que se abordan en un plan nacional de digitalización.

3.1 Estrategia de Dinamarca

El principal desafío del sector eléctrico danés es ser capaz de integrar la enorme penetración de energía eólica existente, y más aún la que se espera en el futuro cercano, tanto de proyectos en tierra como de generación eólica marina. Actualmente, la generación eólica supone más del 50% de la energía eléctrica producida en el país, en un sistema que no dispone de recursos de almacenamiento de ningún tipo (la generación hidroeléctrica es casi inexistente). Sin embargo, sus países vecinos del norte, en particular Noruega, sí disponen de abundante capacidad de almacenamiento hidráulico. Por este motivo, para Dinamarca es necesario que la demanda se vuelva más elástica y flexible, acompañando y supliendo a la volatilidad de la producción eólica y mejorando la coordinación con los sistemas eléctricos de los países vecinos.



En este contexto, la digitalización del sector tiene como objetivo primario crear un entorno favorable en el que se desarrollen soluciones innovadoras, capaces de dar a los consumidores y a los prosumidores las señales adecuadas para su participación en diferentes segmentos del mercado eléctrico, alineando así sus intereses con los intereses del conjunto del sistema.

La participación activa de la demanda requiere el despliegue de medidores inteligentes. La estrategia danesa preveía que la cobertura de esta tecnología pasase del 50% de usuarios en 2013 al 100% de los usuarios en 2020. Una vez terminado el despliegue, la estrategia se centra en la modernización de las tarifas para los usuarios finales, a través de precios de energía horarios y de cargos para la recuperación de los costes de la red de distribución que den señales económicas para que los usuarios ayuden a reducir el riesgo de congestión en estas redes. En este nivel, es importante tener en cuenta que Dinamarca es el país en el que los consumidores residenciales pagan las tarifas más altas del mundo. Este hecho facilita mucho emprender nuevas inversiones en tecnología, puesto que la carga relativa que supone para los usuarios es significativamente menor.

Otro aspecto que juega un rol central en la estrategia danesa es la creación de mercados de flexibilidad. En una primera fase de implantación, la flexibilidad es transada mediante acuerdos bilaterales con grandes usuarios (con demandas superiores a los 100 MWh por año). En una segunda fase, se espera que este mercado de flexibilidad se integre a los mercados eléctricos, tanto mayoristas como minoristas, a través de nuevos agentes agregadores.

La mayor participación de los usuarios finales en el mercado eléctrico debe pasar por un aumento de la resiliencia del sector eléctrico frente a ciberataques. Al aumentar el número de agentes, se incrementa también la cantidad de información sensible que se genera y con ello, el riesgo de ataques informáticos y en particular el potencial costo de los mismos. El sistema tiene que proteger tanto el intercambio de datos en las plataformas de mercado (como en la iniciativa DataHub del operador del sistema danés¹⁰), como los protocolos de comunicación utilizados para operar el sistema. Otros elementos incluidos en el marco de la estrategia nacional danesa son la creación de un fondo para las estaciones de recarga de vehículos eléctricos y la reducción de los impuestos para este tipo de actividad, así como auditorías energéticas voluntarias u obligatorias a los grandes consumidores de electricidad cada cuatro años.

¹⁰ Desde 2013, Energinet.dk, el operador del Sistema de transmisión, opera el llamado DataHub, donde se recoge toda la información sobre el consumo eléctrico del país, se estandarizan los procesos de gestión de cambio de suministrador y se les da acceso a sus propios datos a través de internet a los más de tres millones de usuarios daneses (<https://en.energinet.dk/Electricity/DataHub#Documents>).

3.2 Estrategia de Sudáfrica

La visión estratégica sobre la necesidad de digitalizar el sistema eléctrico de Sudáfrica tiene como principales objetivos: i) la mejora de la continuidad y calidad de las redes (alcanzar el 80% de satisfacción por parte de los consumidores) y la reducción de las pérdidas, ii) el aumento de la elasticidad de la demanda (reducir la demanda de punta en un 20%) y iii) integrar de manera eficiente los nuevos recursos distribuidos (con un objetivo de penetración de la generación distribuida del 8%).

Entre las acciones previstas, se cuenta con un despliegue de los medidores inteligentes para los usuarios con consumos inferiores a 1 000 MWh por mes. Estos medidores se espera permitan la aplicación de tarifas más eficientes, con señales de mayor granularidad temporal; también podrían ayudar en la gestión de las tarifas sociales (en Sudáfrica, hay tarifas progresivas por tramos con una exención total para ciertos grupos y para consumos inferiores a los 50 kWh/mes), los impagos y las pérdidas comerciales.

Otra área de intervención es la operación avanzada de las redes de distribución. Para mejorar la continuidad de la operación de las redes, muy deteriorada, se considera necesario un proceso de automatización que permita la activación automática de medidas de estabilización o la gestión en remoto. En este ámbito, se promueve la instalación de sensores en toda la red y sistemas avanzados de detección de averías. Otro avance que permitiría una operación más fiable de las redes es el impulso de proyectos de micro-redes, capaces de funcionar en modalidad aislada en caso de una desconexión repentina del sistema de distribución.

3.3 Estrategia de Estados Unidos

El Gobierno de los Estados Unidos no ha elaborado una estrategia federal, porque el ámbito de las redes de distribución es de competencia de los estados. Sin embargo, el Departamento de Energía elabora cada dos años un informe sobre el desarrollo de las redes inteligentes y el proceso de digitalización del sector eléctrico, en el que se definen los desarrollos recientes y se presentan recomendaciones no vinculantes. El proceso de digitalización tiene dos motivaciones principales: i) la necesidad de mejorar la eficiencia y la confiabilidad de las redes eléctricas y ii) preparar estas últimas para la penetración masiva de recursos de energía distribuidos.



Las instituciones de Estados Unidos ponen especial énfasis en la necesidad de coordinar el proceso de digitalización, tanto entre los diferentes estados como con los diferentes actores involucrados en el proceso que tendrán un rol prominente en el sector eléctrico del futuro. El Departamento de Energía evidencia sobre todo el papel de estándares y protocolos comunes, que permitan alcanzar la interoperabilidad de las redes inteligentes y garantizar su seguridad frente a posibles ciberataques.

El Departamento de Energía señala el papel fundamental del diseño regulatorio en la digitalización del sector eléctrico. Por un lado, destaca que los avances técnicos, como el despliegue de los medidores inteligentes permiten introducir nuevos diseños de mercado y tarifas más eficientes. Por otro, se declara a favor de las políticas seguidas por algunos reguladores estatales, que obligan a modificar a veces de manera radical, los procedimientos existentes, como el caso de la planificación de las redes de distribución y la necesidad de incluir alternativas a adecuaciones de red.

Según el Gobierno Federal, estos cambios regulatorios se están acelerando, pero en un buen número de casos, esto ocurre sin la debida coordinación entre los agentes involucrados, con el riesgo de que la regulación no sea capaz de adecuarse para permitir extraer el máximo valor de los avances tecnológicos.

La aparición de una enorme cantidad de recursos en las redes de distribución aumenta la variabilidad en el tiempo real tanto de la demanda como de la generación. Esta situación requiere aumentar la visibilidad de estos recursos que no pertenecen a las empresas tradicionales, por lo que las redes tendrán que ser capaces de adaptarse automáticamente a cambios repentinos de operación.

Otro desafío estadounidense es la necesidad de incorporar nuevos perfiles en los recursos humanos de las empresas activas en el sector eléctrico. Estos perfiles tendrán además que tener un marcado carácter interdisciplinario, porque las nuevas habilidades tendrán que cubrir áreas de conocimiento tan dispares como el modelado avanzado de los sistemas y las ciencias de comportamiento.



3.4 Estrategia de La Unión Europea

La estrategia de digitalización de la Unión Europea se enmarca en el contexto del Paquete de Energía Limpia (Clean Energy Package- CEP), publicado en 2019. Este paquete representa un conjunto de reglas sobre seguridad energética, diseño del mercado interior de la energía, eficiencia energética y penetración de renovables, innovación e investigación. El CEP exige a los Estados Miembro que elaboren los llamados planes integrados de energía y clima. Estos planes también podrían contener estrategias nacionales sobre digitalización.

De momento, la Comisión Europea publicó una hoja de ruta para la digitalización del sector energético de sus Estados Miembro. En ella se pueden identificar los elementos que la Comisión considera centrales en este proceso, a continuación se detallan.

- **Coordinación entre los operadores de red.** La creciente penetración de recursos distribuidos y la participación activa de la demanda requieren una relación totalmente diferente entre el operador del sistema y el operador de distribución, este último está llamado a operar de manera eficiente y segura su red, pero también a servir de interfaz para la relación entre el operador del sistema y los recursos distribuidos. Además, en algunos contextos, los recursos distribuidos podrían proporcionar servicios tanto al sistema de transmisión como a la red de distribución; también en este sentido, es necesaria una coordinación estricta para evitar duplicidades.
 - **Definición de los productos y servicios de flexibilidad.** La participación de los recursos distribuidos en el mercado eléctrico requiere cambiar la definición de algunos productos o crear directamente unos nuevos. Esto resulta evidente cuando se habla de flexibilidad, es necesario identificar qué tipo de servicios pueden proporcionar los agentes conectados a la red de distribución y definir claramente derechos, obligaciones e interacciones entre todos los agentes involucrados.
 - **Rol activo del operador de distribución.** El operador de la red de distribución tiene un rol fundamental en el proceso de digitalización, porque se basa o depende de las inversiones que lleve a cabo. Por esta razón, la Comisión Europea cree necesario reformar la regulación de la actividad de distribución para introducir una remuneración que premie al operador según sus resultados, incluyendo los relativos a digitalización.
- 

- Rol de los agregadores. La participación de los recursos distribuidos y la demanda en el mercado eléctrico está sujeta a costos de transacción, economías de escala y algunos fallos de mercado (como la asimetría de la información). Los agregadores independientes (en el caso europeo, entendidos como agentes distintos de la comercializadora, que compra la energía para el usuario) podrían ayudar a solucionar muchos de estos aspectos.
- Acceso y protección de los datos. El proceso de digitalización y la aparición de nuevos agentes generará una enorme cantidad de datos. Algunos de estos datos tendrán un rol central en mejorar la eficiencia del sistema en su conjunto, permitiendo una operación más eficiente de las redes, la definición de tarifas que reflejen los costos subyacentes y su granularidad (espacial y temporal), o una mejor previsión de las variables relevantes para la operación del sistema. Sin embargo, hay que definir claramente la propiedad y la modalidad de acceso a estos datos, garantizando también la interoperabilidad de su gestión (sobre todo en lo que concierne al uso de los nuevos medidores inteligentes y los protocolos que lo regulan). Por otro lado, hay que asegurar la privacidad de los usuarios y proteger estos datos de posibles ciberataques.

3.5 Estrategia de Colombia

Colombia elaboró en el 2016 una visión a 2030 sobre redes inteligentes que contiene una hoja de ruta indicativa con la definición de algunos objetivos no vinculantes. La visión se basa en un estudio de viabilidad técnica y económica de las tecnologías que tendrían que componer una red inteligente. Este estudio ha permitido identificar las tecnologías que en principio podrían aportar mayores beneficios a la sociedad colombiana (medidores inteligentes, automatización de la red de distribución, recursos de energía distribuidos, vehículos eléctricos) y definir las fases para su introducción en el sector eléctrico.

La visión también incluye propuestas de cambios regulatorios, por ejemplo en el diseño tarifario (introduciendo tarifas con una mayor granularidad temporal) y en la gestión de datos producidos por las redes inteligentes.

La digitalización ha estado muy presente en la transformación y modernización del sector eléctrico colombiano. A nivel regulatorio, se recomienda cambiar el diseño tarifario, proceder con un despliegue prudente, basado en los beneficios esperados de los medidores inteligentes, modificar la planificación de las redes y la remuneración de los distribuidores así como la creación de plataformas distribuidas para la adquisición de servicios de los nuevos agentes.



4 ENTORNO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COSTA RICA



La electricidad es uno de los servicios fundamentales que influye directamente en el bienestar de la población y en el crecimiento económico del país. La estructura del mercado eléctrico costarricense está concebida en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, organizado de forma tal que los prestadores entreguen la electricidad a los usuarios:

- a. *Generación*: Es el proceso que involucra la construcción, instalación, operación y mantenimiento de plantas de producción de electricidad, sus respectivas líneas de conexión a redes de transmisión o distribución y equipos de transformación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el fin de producir y vender energía en bloque al distribuidor.
- b. *Transmisión*: Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica en alta tensión y su transformación, desde el punto de entrega de dicha electricidad hasta el punto de recepción.
- c. *Distribución*: Actividad que tiene por objeto el trasiego de electricidad a través de la infraestructura construida en media y baja tensión específicamente para distribuir y comercializar la energía eléctrica.
- d. *Comercialización*: Es la venta a los clientes finales e incluye la medición, lectura, facturación, cobro de energía entregada y otras actividades relacionadas con la atención de todos los clientes finales en un sector o región, ya sea industriales, generales o residenciales.

Con respecto a las etapas c) y d), el Decreto Ejecutivo N° 30065-MINAE, “Reglamento de Concesiones para el Suministro de Energía Eléctrica”, reguló como una sola etapa la distribución y comercialización.

4.1 Mercado Eléctrico Nacional (MEN)

En Costa Rica las leyes establecen que la actividad del mercado eléctrico tiene rango de servicio público en beneficio de los usuarios, lo que significa que esta actividad económica se reserva al Estado; por lo tanto solo puede ser realizada por éste, por los que la ley autorice o los que sean autorizados por un acto administrativo emitido conforme a una ley general de habilitación para ingresar al mercado, e implica que no puede ser desarrollada por la simple voluntad de una persona de participar en este mercado. Esto es concebido como el modelo tradicional del mercado eléctrico costarricense.



El SEN es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución, sistemas de almacenamiento y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la ARESEP.

La definición de políticas y planes del sector energía es responsabilidad de la rectoría del sector y está liderado por el Ministro(a) del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). Mediante la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) se elabora el Plan Nacional de Energía (PNE) que establece la política energética nacional.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es responsable de la fijación de las tarifas del servicio público eléctrico, de acuerdo con el principio de servicio al costo.

Los actores que participan del MEN son los siguientes:

- El ICE es responsable de la satisfacción de la demanda nacional de electricidad. Participa en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Además, tiene a su cargo la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y la Planificación Eléctrica Nacional. El ICE también es accionista de la Empresa Propietaria de la Red del Mercado Eléctrico Regional.
- La CNFL participa en generación hasta su propia demanda, distribución y comercialización de electricidad, en su zona de concesión legal.
- Los generadores privados participan en generación eléctrica con contratos de compra de energía suscritos con el ICE, según dispone la Ley N° 7200, capítulos I y II.
- La ESPH S.A., participa en generación (según los términos que autoriza la Ley N° 8345), distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- La JASEC participa en generación (según los términos que autoriza la Ley N° 8345), distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.

- Las Cooperativas de Electrificación Rural (abajo citadas) participan en generación hasta su propia demanda, según los términos que les autoriza la Ley N° 8345, así como, en distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
 - Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L. (COOPEALFARORUIZ, R.L.),
 - Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L. (COOPEGUANACASTE R.L.),
 - Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. (COOPELESCA, R.L.) y
 - Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos, R.L. (COOPESANTOS R.L.).
 - El Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L. (CONELECTRICAS R.L.) participa en la generación de electricidad en conjunto con las cooperativas asociadas, de conformidad a la Ley N° 8345.
 - Los usuarios en alta tensión son abonados conectados en alta tensión, persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.
 - Y otros que legalmente sean autorizados.
- 

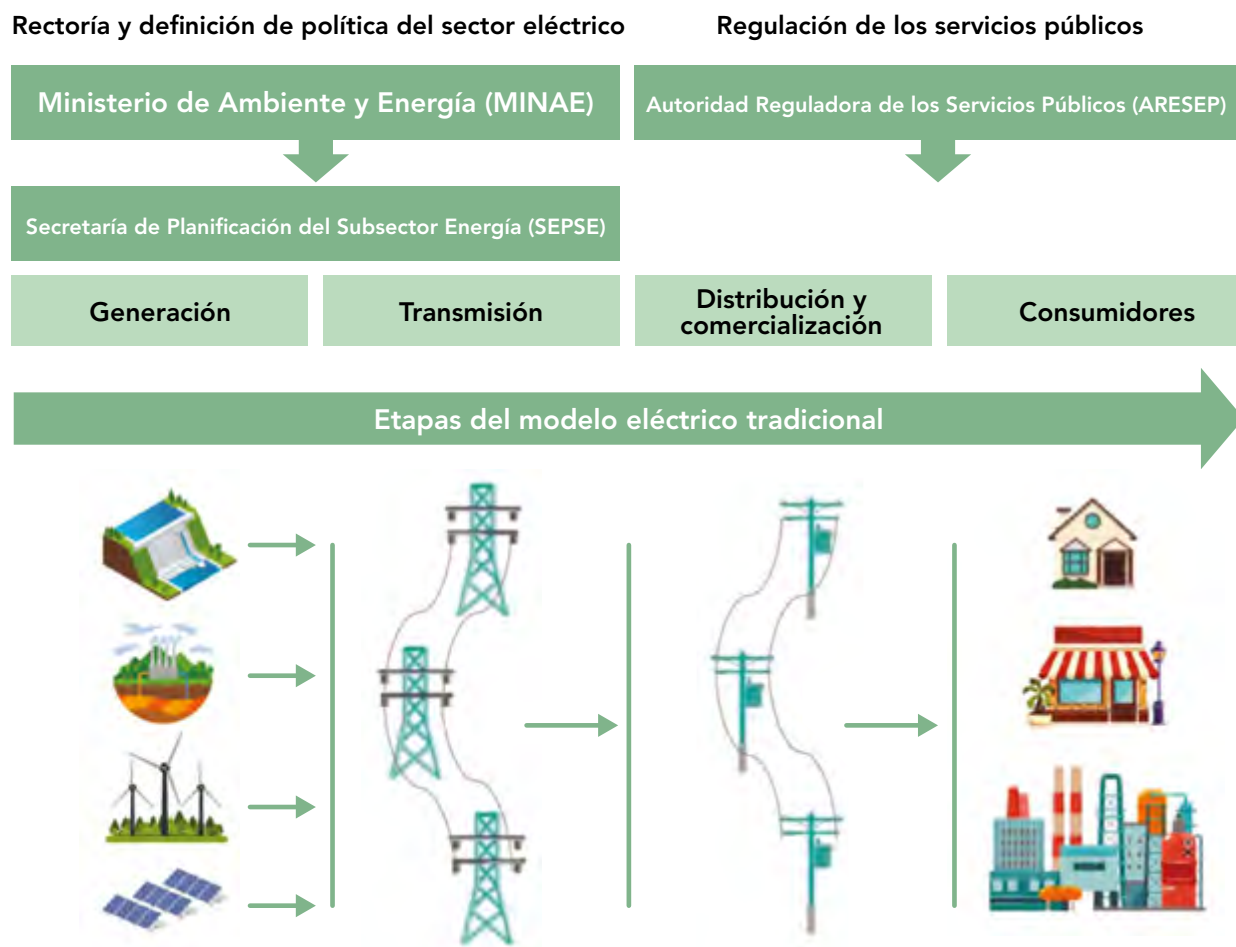


Figura 1. Etapas del Mercado Eléctrico Nacional vigente.
Fuente: Elaboración propia

4.2 Servicio eléctrico

La Ley N° 7593 de la ARESEP declaró que el suministro de energía eléctrica es un servicio público. La legislación vigente es la que organiza los roles de los actores que participan en este modelo del mercado eléctrico, a partir de las definiciones que les asigna a los prestadores del servicio público y a los usuarios o abonados; siendo que el prestador es el *“sujeto público o privado que presta servicios públicos por concesión, permiso o ley”*, mientras que el usuario o abonado es la *“persona física o jurídica consumidor de la energía eléctrica suministrada por un prestador”*. Por tanto, la relación del prestador con el usuario se basa en el suministro o la entrega de un producto (electricidad), mientras que la relación del usuario con el prestador consiste en recibir el producto (electricidad) y pagar por el servicio recibido, según consumo y tarifa que corresponda.

La actividad, por ser servicio público, está totalmente regulada en calidad y tarifa, además los actores que intervienen en el mercado de la industria eléctrica tienen su tarifa para pago de inversiones, operación, mantenimiento y rédito para el desarrollo o lucro si es del caso para los actores privados.

Actualmente, el sector eléctrico del país cuenta con una alta participación de recursos energéticos renovables en generación eléctrica y las políticas nacionales se orientan a mantener este enfoque en los próximos años, bajo una mejora en la eficiencia operativa con precios competitivos. Para alcanzarlo, el sector tiene varios retos importantes, tales como aumentar la diversificación de la matriz energética con mayor participación de las energías solar y eólica (se caracterizan por su variabilidad en períodos de tiempo cortos), integrar la electrificación del transporte y otros usos finales, y lograr una mejora en la eficiencia operativa del sistema eléctrico para obtener precios competitivos. Por lo tanto, el reto de las redes eléctricas inteligentes es incorporar las innovaciones tecnológicas que demuestren un impacto positivo a fin de lograr un sector eléctrico moderno que permita alcanzar las metas nacionales en materia energética.

4.3 Recursos energéticos distribuidos

Debido a los avances tecnológicos, el país cuenta con un modelo eléctrico en transición que está pasando del modelo tradicional de generación-transmisión-distribución a un modelo de dos vías, en donde la generación de energía se acerca al consumidor, como sucede con la generación distribuida. Estos recursos forman parte de los recursos energéticos distribuidos.



Los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), son aquellos conectados a nivel de distribución o en el lado del medidor del cliente como: la generación distribuida, el almacenamiento de energía, la eficiencia energética, los vehículos eléctricos y las tecnologías de gestión y respuesta a la demanda.

En las nuevas propuestas de avance de mercados eléctricos que consideran las opciones tecnológicas de redes inteligentes, el consumidor pasa a tener una relación activa con el mercado eléctrico, o sea, se puede convertir en un actor más y no solo en un beneficiario de la industria eléctrica.

En el país se puede diferenciar los DER por los servicios auxiliares que pueden aportar a la red de distribución (ver figura 2):

- a. *DER a gran escala*: pueden brindar servicios a la red eléctrica como plantas virtuales, agregadores, o de manera directa como GD y almacenamiento a gran escala.
- b. *DER a pequeña escala*: pueden brindar servicios a la red eléctrica como eficiencia energética, almacenamiento, vehículos eléctricos, cargas flexibles y GD para autoconsumo.

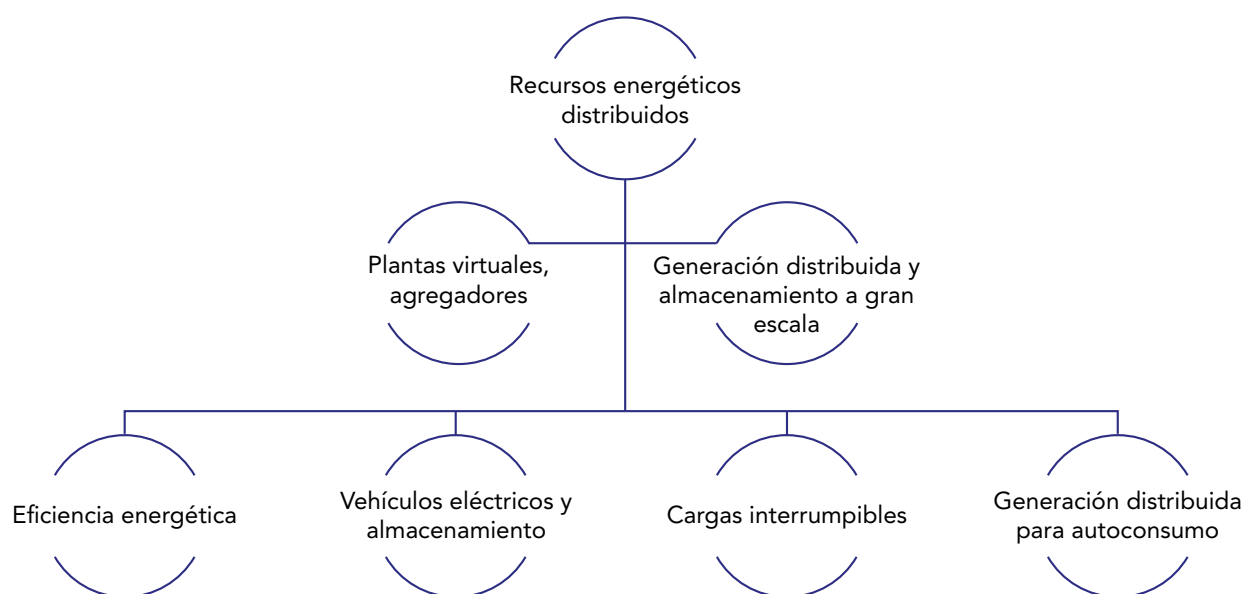


Figura 2. Recursos energéticos distribuidos.
Fuente: Elaboración propia

4.3.1 Generación distribuida

La GD para autoconsumo es un recurso energético distribuido que inició desde el año 2010 como un proyecto piloto, ya para el año 2015 se regula mediante el *Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla*.

La regulación del acceso de los sistemas de GD a la red se establece en la norma *AR-NT-POASEN, "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional*, donde se establecen las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y operará el SEN, así como las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará el acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el SEN. Inicialmente la norma fue aprobada en el año 2014, no obstante, el Poder Ejecutivo, mediante el MINAE, procedió a realizar una consulta ante la Procuraduría General de la República (PGR) para determinar si esta actividad era o no un servicio público. Mediante el dictamen N° C-165-2015 del 25 de junio del 2015, la PGR emitió el siguiente criterio:

"...

1. *El servicio público es una actividad de prestación a los administrados, a quienes se reconoce el derecho de acceso a esta prestación.*
2. *La prestación es un elemento fundamental de la actividad de servicio público, por lo que una actividad que no sea de prestación al público no puede ser considerada servicio público. Ese es el caso de la generación de energía eléctrica para autoconsumo.*
3. *Generación distribuida designa una generación de electricidad en la propia instalación, generalmente de pequeña potencia, con la particularidad de que hay conexión a la red de distribución. Así el calificativo de "distribuida" asociada a la generación alude a la circunstancia de que el generador vierte energía a la red de distribución.*
4. *Esa generación puede presentar diversas modalidades. Entre ellas la medición neta sencilla, conocida también como de balance neto, y la medición neta compleja.*
5. *En esta última modalidad los excedentes generados por la generación distribuida y vertidos a la red son objeto de compra por la empresa de distribución, por lo que no se trata solamente del autoconsumo.*
6. *Supuesto en que estamos ante una prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la Ley N. 7200 de cita y la Ley de la ARESEP. Por lo que la generación distribuida con venta de excedentes requiere concesión de servicio público, conforme lo dispuesto en las citadas Leyes.*

7. *En la generación con neteo simple, que es objeto de la presente consulta, el generador vierte la energía consumida, originándole un derecho a un consumo diferido de la energía producida e incorporada a la red. Derecho que es de crédito. Se habla de una compensación entre la energía vertida y la energía consumida con posterioridad a la inyección realizada.*
8. *Para efectos de verter los excedentes generados, el generador requiere acceso y conexión a la red de distribución. Red y servicio de distribución que son regulados.*
9. *La distribución es, por disposición de ley, un servicio público regulado que debe responder a una prestación óptima en orden a su calidad, confiabilidad, continuidad y oportunidad. Para lo cual se somete a las normas técnicas elaboradas por la ARESEP.*
10. *El acceso e interconexión a la red de distribución se formalizan en un contrato entre la empresa distribuidora y el generador distribuido,*
11. *Con las normas técnicas emitidas por la ARESEP para garantizar la seguridad y calidad de la prestación, la eficiencia del servicio de distribución y de la red correspondiente.*
12. *La definición de la política en materia de energía, la planificación de las distintas fuentes energéticas, en particular de las fuentes renovables, su posición en la estructura energética del país y la contribución de los generadores distribuidos en la producción con fuentes renovables es competencia del Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Ambiente y Energía.*
13. *Corresponde al citado Ministerio elaborar normativa en relación con el uso racional y la protección de los recursos naturales y las energías, incluyendo las fuentes de energía renovables, así como propiciar su utilización en el marco del desarrollo económico sostenible.*
14. *Los objetivos esenciales de eficiencia y razonabilidad y de respeto al ambiente obligan a propiciar el empleo de estas fuentes energéticas, que puede desarrollarse a través de la generación distribuida. ...”.*

En resumen, el neteo simple pasa por autoconsumo y no requiere habilitación de servicio público, como sí lo requiere el neteo compuesto.

Partiendo de que los demás recursos energéticos distribuidos se encuentren suministrando generación a la red de distribución por parte de un tercero distinto del distribuidor autorizado, se requeriría concesión de servicio público de generación.

Debido al dictamen de la PGR, la norma *AR-NT-POASEN* fue modificada quedando en firme en el año 2016. Esta norma se encarga de definir la regulación de la GD, describiendo en su capítulo XII, los aspectos relacionados con la GD para autoconsumo. De igual forma, se indica que los productores-consumidores no conectados a la red de distribución, no estarán sujetos a la regulación dictada por ARESEP, además se definen dos modalidades de los sistemas de GD conectados a la red: neta sencilla y neta completa (venta de excedentes).

Ese mismo año, el MINAE definió el contrato de interconexión y la ARESEP aplicó por primera vez la metodología para acceso a la red. Actualmente, las empresas de energía eléctrica se encuentran recibiendo solicitudes, haciendo estudios técnicos e interconectando sistemas GD para autoconsumo.

En resumen, los DER a nivel nacional se encuentran en evolución desde hace varios años, lo cual, sumado a las políticas actuales, genera la necesidad de establecer lineamientos para orientar esa transformación de un modelo eléctrico tradicional a uno más bidireccional. Aspecto que precisamente espera contemplar la estrategia.



5 DIAGNÓSTICO DEL ENTORNO NACIONAL DE REDES INTELIGENTES



El propósito del desarrollo y modernización de la infraestructura del sector eléctrico es brindar el servicio de energía eléctrica a los usuarios bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad a precios competitivos, basándose siempre en un modelo solidario y sostenible. Tradicionalmente el SEN ha abastecido la demanda del país en un flujo unidireccional. Sin embargo, debido al desarrollo de nuevas tecnologías, los usuarios tienen ahora la capacidad de producir y almacenar su propia energía, además se han desarrollado sistemas de comunicación que permiten obtener más información de los diferentes participantes.

El rector del sector eléctrico es el ministro (a) del MINAE quien se encarga de establecer, promover y darle seguimiento a las políticas energéticas que se alinean con las políticas nacionales establecidas por el Poder Ejecutivo. Por otro lado, el sector de electricidad como servicio público se encuentra regulado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) que define y vela por el cumplimiento de sus normas técnicas, monitorea la calidad y continuidad de los servicios de electricidad y se encarga de evaluar y establecer ajustes tarifarios del sector eléctrico.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) en el ICE es el operador del sistema de Costa Rica. Entre otras cosas, se encarga de realizar la planificación operativa con un horizonte de cero a cinco años (optimización de los recursos), administrar el despacho del sistema de generación, realizar la operación de la red de transmisión, así como de los intercambios de energía con los demás países del MER y las coordinaciones con el EOR.

El sistema de generación de energía eléctrica de Costa Rica se basa en el aprovechamiento de las energías renovables, en el año 2019 el 99,25% de la energía eléctrica provino de fuentes renovables tales como la hidráulica, geotérmica, eólica, biomásica y solar. Las fuentes de energía renovables variables como la solar, eólica e hidro de filo de agua dependen de la disponibilidad estacional u horaria del recurso.

En el año 2019 la capacidad instalada del parque de generación fue de 3.566,4 MW y la demanda máxima de 1.716 MW durante el mes de febrero. Del total de la capacidad instalada (figura 3), el 65,7% corresponde a plantas hidroeléctricas, 13,3% a plantas térmicas, 7,3% plantas geotérmicas, 11,5% plantas eólicas, 2% biomasa y un 0.2% solar.



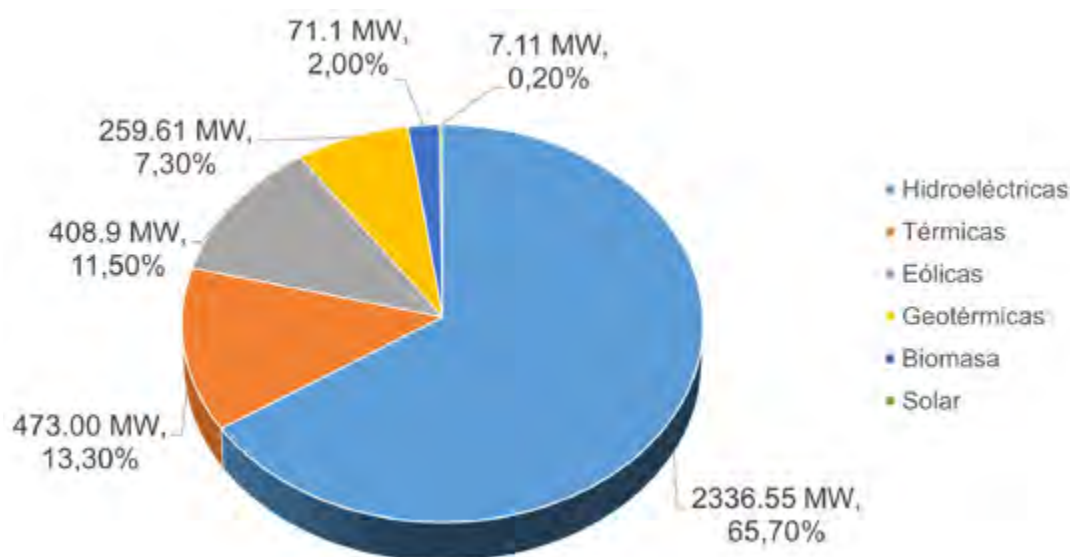


Figura 3. Datos oficiales de la capacidad instalada por tipo de fuente energética en Costa Rica al 2019, CENCE 2020. Fuente: CENCE 2020

Adicionalmente, de acuerdo con datos recopilados en la encuesta a mediados del 2020, la capacidad instalada de generación distribuida, que también interactúa con el SEN, se reporta como aproximadamente 80 MW (figura 4).

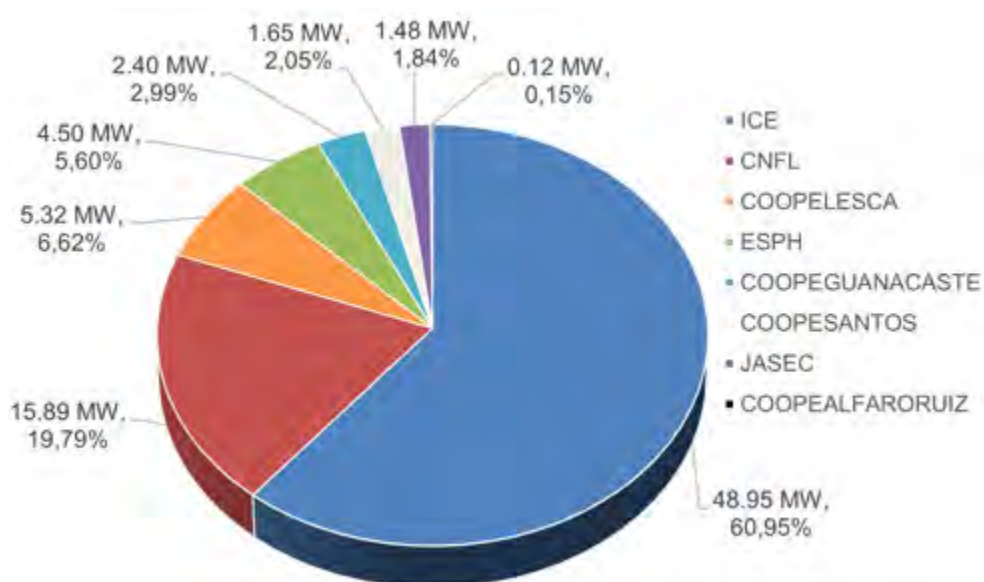


Figura 4. Capacidad instalada de generación distribuida para autoconsumo (en MW) por empresa distribuidora, SEPSE 2020.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico.

El parque de generación debe tener la capacidad de mantener el balance entre la generación y la demanda, abastecer los picos de demanda a un costo competitivo, generar con recursos variables, y tener la capacidad de asumir rampas de demanda crecientes y decrecientes, por medio de estrategias de respaldos y reservas, incluso para operar en periodos críticos de alta demanda.

Las redes de distribución están operadas por 8 empresas: ICE, CNFL, ESPH, JASEC, COOPESANTOS, COOPELESCA, COOPEALFARO y COOPEGUANACASTE. En la actualidad estas empresas y cooperativas también se encargan de la comercialización de la electricidad en sus áreas de concesión (figura 5).

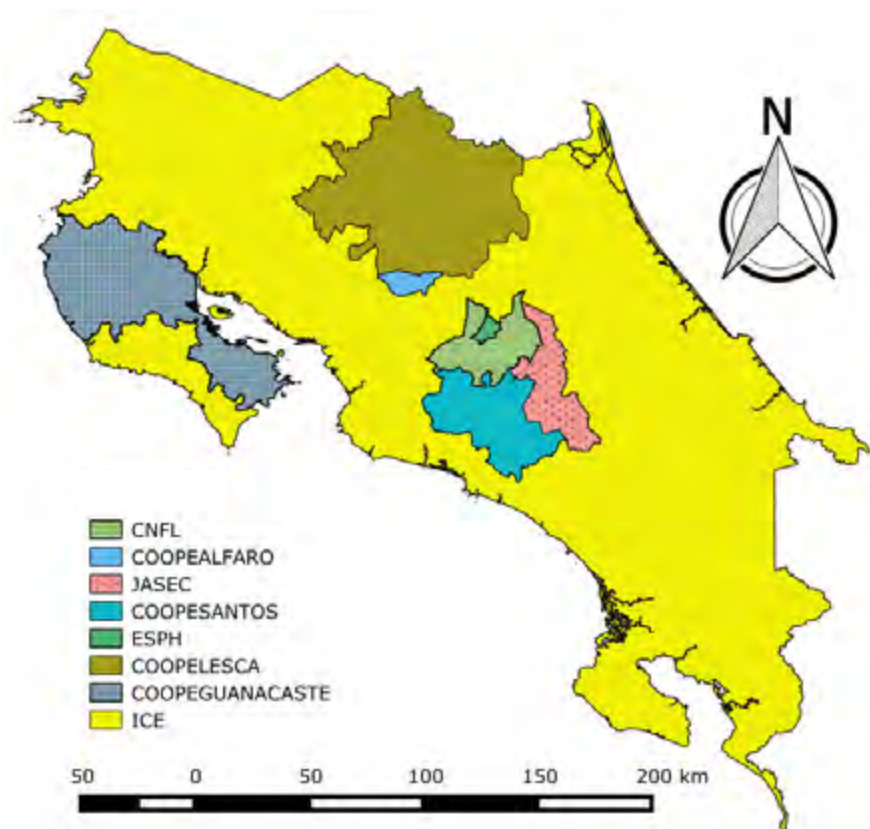


Figura 5. Mapa de concesiones (aproximadas) por empresa distribuidora en Costa Rica, UCR 2020.
Fuente: UCR 2020.

5.1 Operación del Sistema de Generación y Transmisión

A fin de satisfacer la demanda eléctrica del país, el OS/OM tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar el sistema de generación y transmisión; su operación debe buscar el costo óptimo (utilizando los recursos nacionales y los disponibles en el MER), maximizar la generación a partir de fuentes renovables, minimizar el uso de generación térmica y mantener los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad definidos por el ente Regulador. Para la correcta programación de la operación es necesario que las plantas de generación disponibles estén interconectadas con el Operador y brinden información en tiempo real sobre la capacidad y producción que pueden aportar.

La operación del sistema de generación y transmisión tiene los siguientes desafíos:

- Un sistema de generación eléctrica con alta participación de energías renovables variables como la eólica y la hidroeléctrica de filo de agua, con limitada capacidad de regulación y respaldo.
 - Aumento en la incertidumbre de la gestión del parque de generación debido a los impactos del cambio climático en la disponibilidad de los recursos renovables variables.
 - Creciente capacidad instalada de generación por parte de las empresas de distribución, las cuales deben integrarse de manera óptima para la operación del SEN.
 - Aumento de la capacidad instalada de generación distribuida no monitoreada y ubicada en las instalaciones de los consumidores, que debe integrarse de manera segura con el resto del sistema para evitar riesgos en el SEN.
 - Aumento de la demanda máxima y consumo de energía en general por el transporte eléctrico, impulsado por el Plan Nacional de Transporte Eléctrico y el Plan de Descarbonización.
- 

Los sistemas de generación y transmisión se encuentran bastante avanzados en tecnología de red inteligente debido a la alta necesidad de monitoreo y control que requieren. Los principales avances en Costa Rica asociados al Sistema de Generación y Transmisión en materia de red eléctrica inteligente son:

- Automatización y monitoreo de subestaciones.
- Instalación de sistemas avanzados de monitoreo en algunas barras de transmisión con sincro-fasores.
- Implementación de una estrategia de digitalización en el CENCE.
- Instalación y puesta en marcha de fibra óptica para las necesidades del CENCE y con capacidad de funcionar como red troncal para el resto de los actores del SEN.

5.2 Operación del Sistema de Distribución

La prestación del servicio de distribución está sujeta al cumplimiento de requerimientos técnicos establecidos por la ARESEP. Las normas vigentes son:

- AR-NT-SUCAL: Norma técnica para la supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión.
- AR-NT-SUINAC: Norma técnica para la supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas.
- AR-NT-SUMEL: Norma técnica para la supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica.
- AR-NT-SUCOM: Norma técnica para la supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.
- AR-NT-POASEN: Norma técnica para planificación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional. (Esta norma aplica para el Operador del sistema de transmisión y generadores).

En cuanto a la generación distribuida para autoconsumo, esta se regula mediante el “Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla y sus reformas”.



La operación del sistema de distribución y comercialización de la electricidad presenta los siguientes desafíos:

- Se espera una alta interacción con los abonados, quienes adoptan nuevas tecnologías como generación distribuida para autoconsumo, vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento.
- Transición hacia redes de distribución más activas que conlleva un aumento en la observabilidad y controlabilidad del sistema para asegurar la confiabilidad y calidad del servicio.
- Por la inserción de los recursos energéticos distribuidos a nivel de media y baja tensión, los operadores de distribución deberán aumentar su coordinación con el Operador del sistema.
- Considerar a sus abonados como actores activos, capaces de regular su demanda para aumentar la eficiencia energética, desplazar picos de demanda o para participar en prestación de servicios auxiliares.

Uno de los grandes retos que enfrentan las distribuidoras es el control de las pérdidas eléctricas tanto las técnicas como las no técnicas. Según análisis de CONACE, todas las empresas reconocen el problema de reducción de pérdidas. Sin embargo, las acciones para atenderlo o evaluarlo en la mayoría de las distribuidoras son de seguimiento general, sin atacar el problema con datos o estudios previos. Se prevé que la gestión de pérdidas será particular y específica para cada empresa, dependiendo de los niveles de estas y particularmente al costo/beneficio que demande su tratamiento.

Desde el punto de vista de alumbrado público, algunas empresas han avanzado significativamente en la sustitución de su parque de luminarias por tecnologías más eficientes en el consumo, algunas incluso han logrado desde el año 2018 que más del 90% de su parque esté compuesto por lámparas de tecnología LED. Otras distribuidoras aún se encuentran en etapa de prueba de dicha tecnología, pero tienen planes agresivos para la sustitución de su parque por lámparas LED. Este tipo de tecnologías también ofrece la posibilidad de registrar y brindar información sobre el comportamiento de la red eléctrica para facilitar la atención de averías.



Desde la década de los años 80 las empresas de energía eléctrica de Costa Rica iniciaron inversiones que a la fecha se enmarcan entre las tecnologías de red inteligente, estos avances se clasifican en 6 grandes campos:

5.2.1 Avances en gestión de la distribución

El sistema de supervisión, adquisición y control de Datos (SCADA) es una de las tecnologías más utilizadas en los centros de control de las empresas de energía eléctrica. Esto ha permitido aumentar la observabilidad de la red eléctrica de distribución, particularmente a nivel de Media Tensión (MT).

En la actualidad los sistemas de monitoreo y control de plantas de generación propia de las distribuidoras están muy avanzados. La mayoría de las empresas de distribución reportan avances de 50% o más en uso de SCADA, seguido por monitoreo y control de plantas de generación propia, el uso de los Sistemas de Información Geográfico (SIG) y la gestión de calidad de la energía. También, la coordinación entre el ente operador de transmisión y las distribuidoras se encuentra entre los aspectos de mayor avance, según reportan las empresas de energía eléctrica.

Otras aplicaciones más avanzadas como el sistema de gestión de red (DMS) y de averías (OMS) presentan avances que no superan el 50%. Además, funciones de redes inteligentes relacionadas con estimación de estados o visualización e integración de generación distribuida para autoconsumo, vehículos eléctricos y almacenamiento de energía, tienen muy poco avance, lo cual puede mejorarse con la implementación masiva de medidores inteligentes. Finalmente, las funciones de los inversores inteligentes de sistemas de generación para autoconsumo relacionados con el control de tensión no se aprovechan en la actualidad, pero tienen gran potencial de participar en mejoramiento de la calidad de la energía.

Las figuras 6 y 7 resumen los resultados promedio de la importancia asignada (evaluada del 1 al 5, siendo 5 muy importante y 1 sin relevancia) y el porcentaje de avance (evaluada del 0% al 100%, siendo 100% avance completo y 0% avance nulo) de las aplicaciones en la gestión de distribución en las empresas de energía eléctrica.



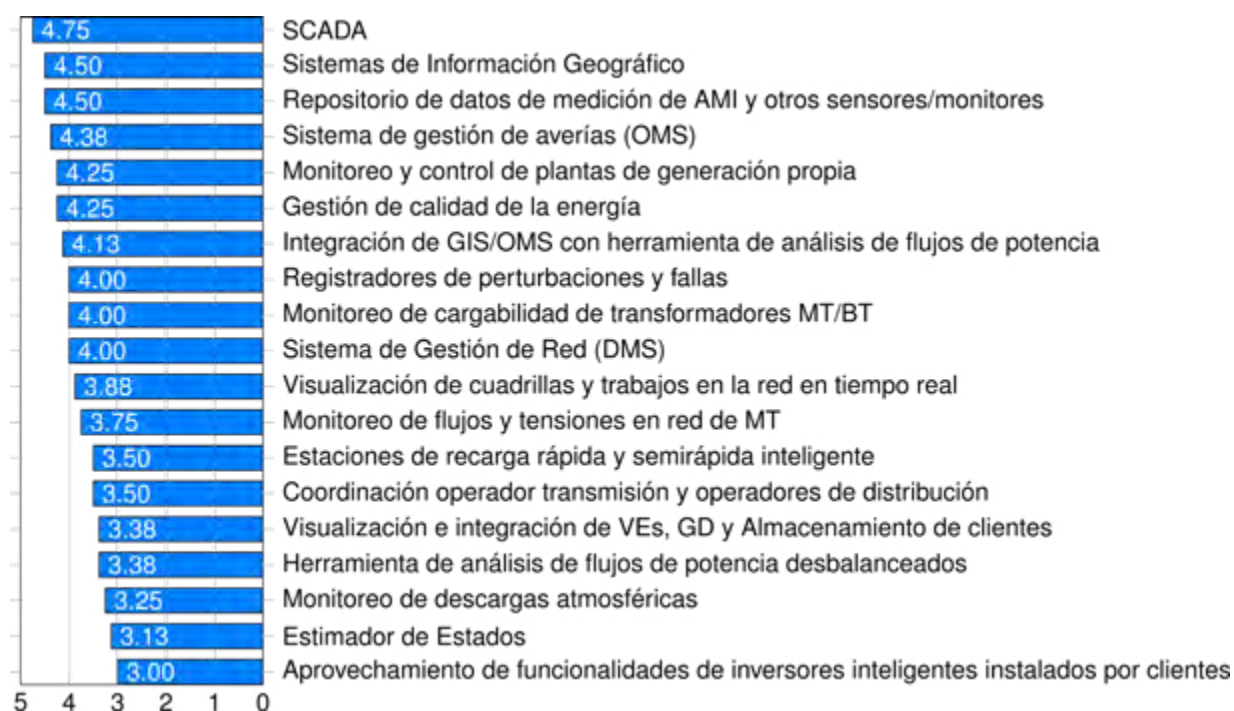


Figura 6. Resultado promedio de la categorización de importancia de las aplicaciones en la gestión de distribución en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico, 2020.

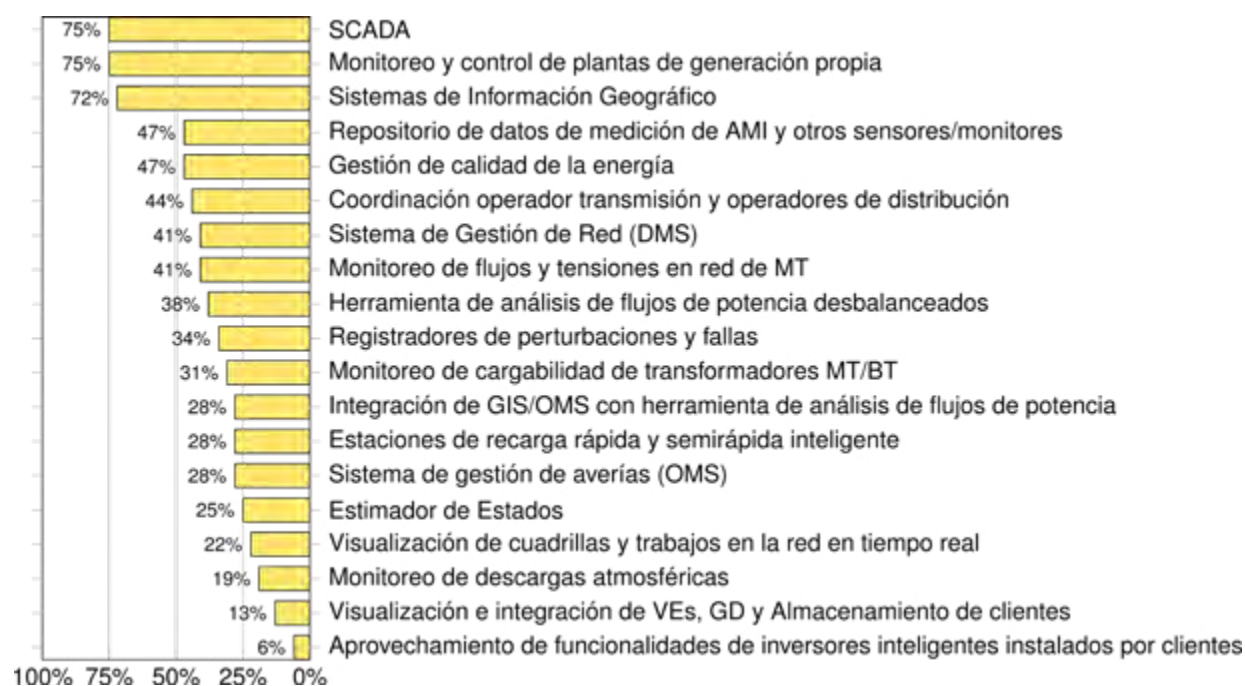


Figura 7. Resultado promedio del porcentaje de avance de las aplicaciones en gestión de distribución en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

5.2.2 Avances en medición inteligente

Desde el año 2013 las empresas de energía eléctrica iniciaron inversiones en medición inteligente. De acuerdo con estimaciones de las propias distribuidoras, al cierre del año 2026, el 100% de los abonados tendrían instalado su medidor inteligente.

En la actualidad, el porcentaje de circuitos con medidores inteligentes va desde el 10% hasta el 90% dependiendo de la distribuidora. Los mayores avances que tienen las empresas de energía eléctrica con medición inteligente son la capacidad de lectura remota de datos, la integración con el SIG de la distribuidora, funciones de corte y reconexión y capacidad de detección de hurto y manipulación de los medidores. Otras funciones como envío de información a clientes sobre su patrón de consumo, notificación de averías y posibilidad de facturación prepago se encuentran en menor avance.

Las aplicaciones que muestran mayores rezagos en Costa Rica se relacionan con aprovechamiento de los medidores para integrar la gestión de la demanda de los usuarios. Por ejemplo, facilitar la participación de la demanda para reducción de picos, aprovechamiento de tarifas horarias, control directo de cargas flexibles o la conectividad de medidores con sistemas de gestión de edificios, entre otros. Sin embargo, estos rezagos son de esperar pues estas aplicaciones corresponden al último eslabón de una red inteligente. Los resultados de la importancia promedio de las aplicaciones de los medidores inteligentes y el porcentaje de avance se encuentran en las figuras 8 y 9, respectivamente. Se utilizan las mismas escalas definidas en las figuras 6 y 7.





Figura 8. Resultado promedio de la categorización, según la importancia de las aplicaciones de medición inteligente en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

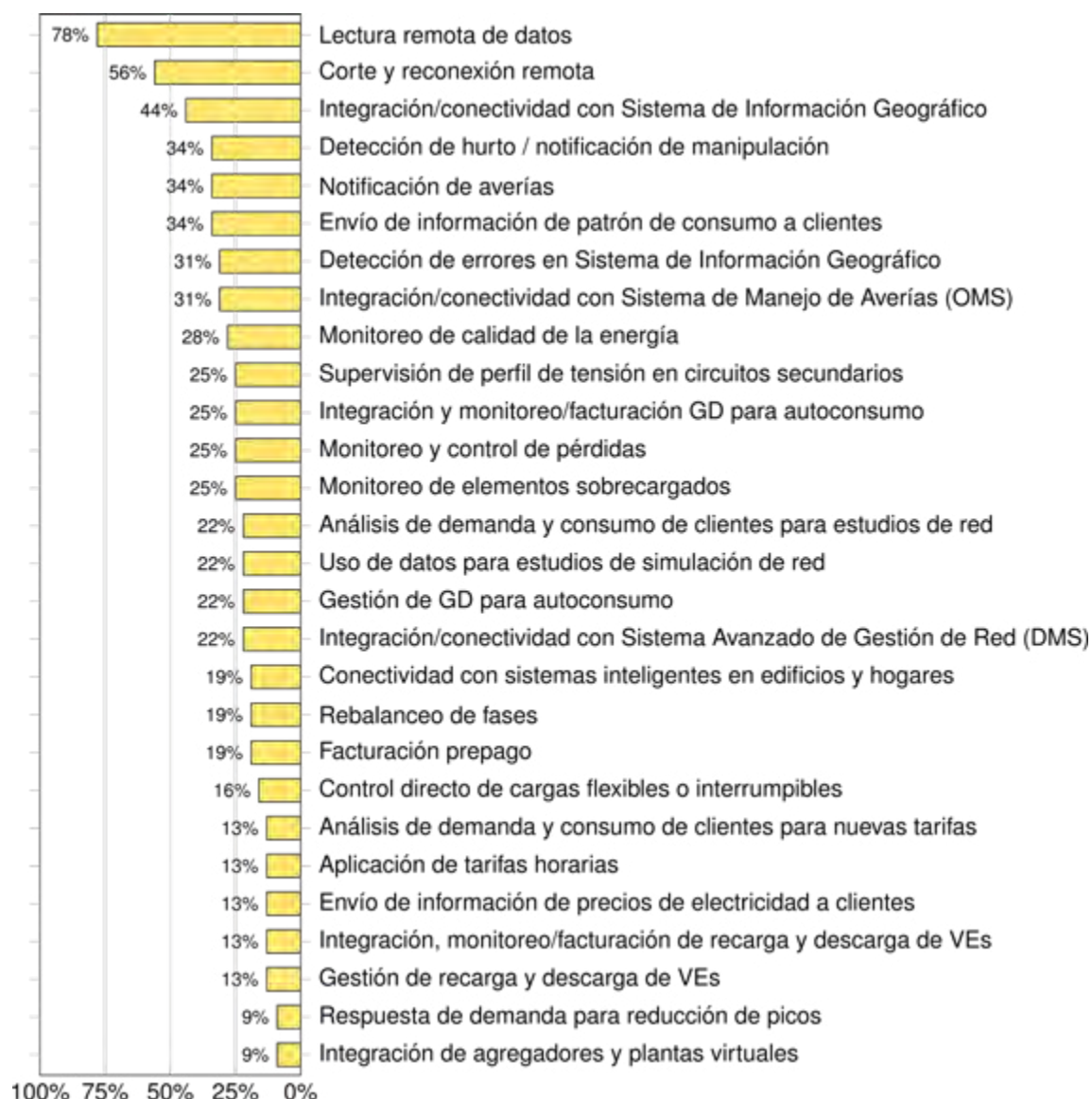


Figura 9. Resultado promedio del porcentaje de avance de las aplicaciones de medición inteligente en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

5.2.3 Avances en automatización de subestaciones y alimentadores

Las empresas de energía eléctrica iniciaron inversiones en automatización de alimentadores y subestaciones desde los años 80, pero fue hasta el 2015 cuando todas las empresas reportaron iniciativas e inversiones en esta dirección.

Entre los principales avances que tiene el país están la instalación de reconectadores a nivel de MT con capacidad de monitoreo y transmisión de datos y automatización de subestaciones con avances superiores al 50% en todas las empresas. En menor medida se reportan avances en reconfiguración remota de alimentadores, detección de fallas, alumbrado público eficiente e inteligente y el control Volt/VAR.

Con poco o nulo avance se encuentra la participación en mercado de servicios auxiliares, la integración de sistemas de almacenamiento propio, la estimación y uso de capacidad térmica dinámica de activos y la posibilidad de operar en microredes.

Las figuras 10 y 11 muestran la importancia promedio y el porcentaje de avance de las aplicaciones de automatización de alimentadores y subestaciones en las empresas de energía eléctrica.

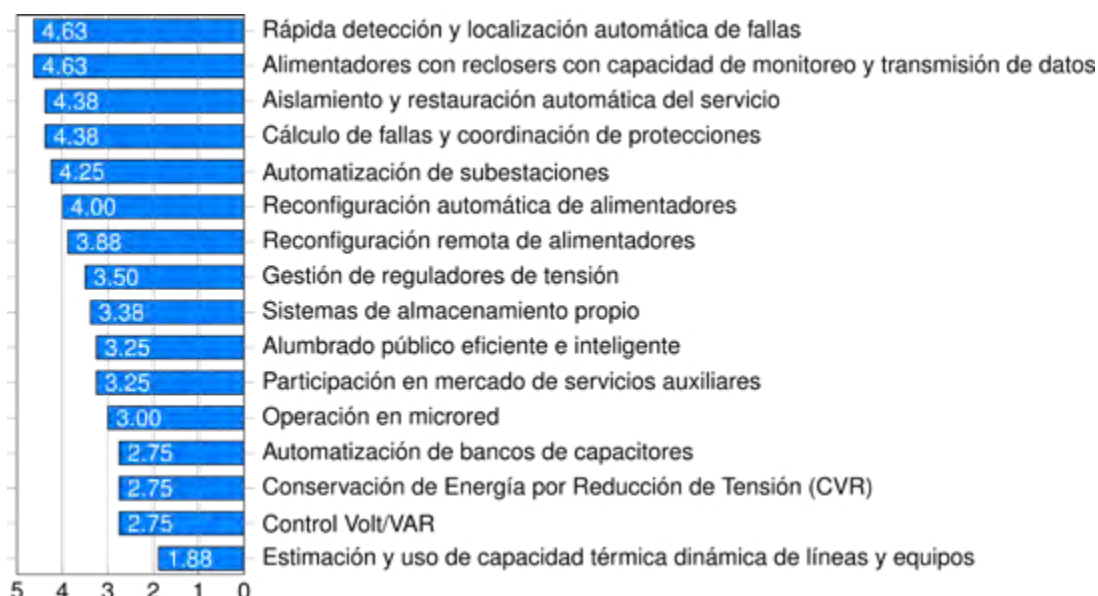


Figura 10. Resultado promedio de la categorización, según la importancia de las aplicaciones orientadas a la automatización de alimentadores y subestaciones en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

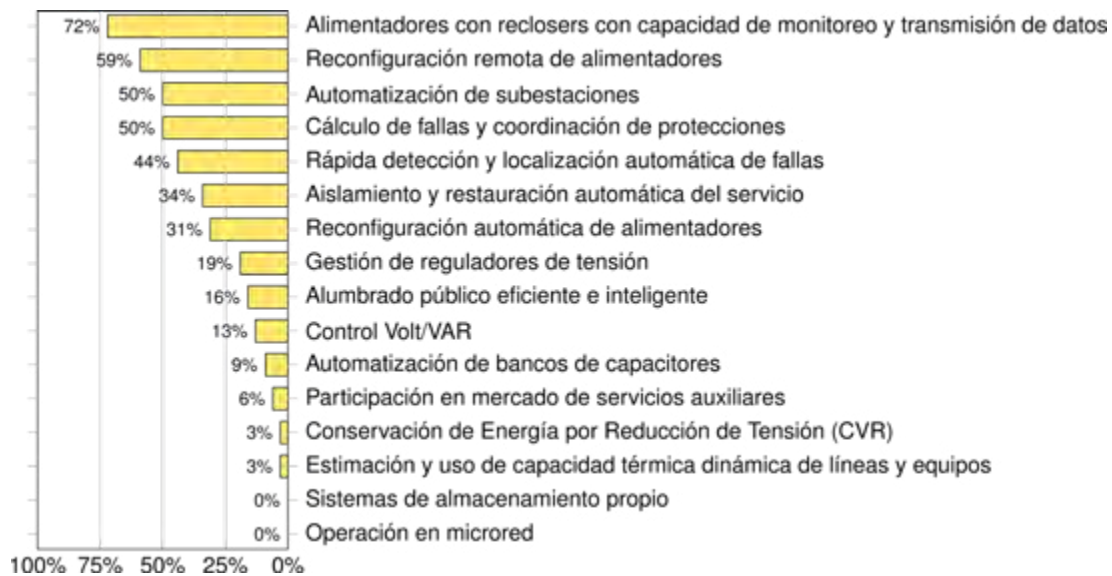


Figura 11. Resultado promedio del porcentaje de avance de las aplicaciones orientadas a la automatización de alimentadores y subestaciones en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

5.2.4 Avances en aplicaciones orientadas a la gestión de activos

Las empresas de energía eléctrica de Costa Rica muestran gran interés en desarrollar aplicaciones relacionadas a una mejor gestión de los activos. A pesar de esto, en promedio se tiene un avance de 25% o menos en monitoreo de condición y salud de los equipos, monitoreo de cargabilidad de los equipos y mantenimiento basado en condición de los activos. Estas aplicaciones tienen mucha relevancia cuando los costos de mantenimiento de los equipos son cada vez más altos y las empresas deciden sustituir los mantenimientos preventivos por mantenimiento basado en condición y monitoreo de los activos, siendo esta la tendencia internacional. Lo anterior también requiere de los análisis costo-beneficio que justifiquen eventuales inversiones orientadas a la gestión de los activos.

Las figuras 12 y 13 muestran la importancia promedio y el porcentaje de avance de las aplicaciones de gestión de activos en las empresas de energía eléctrica.

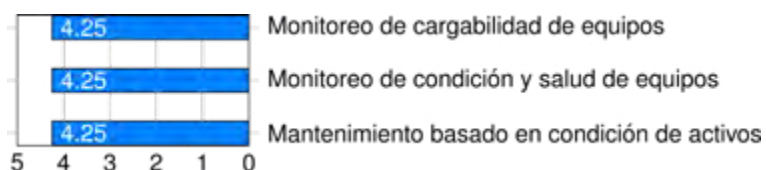


Figura 12. Resultado promedio de la categorización, según importancia de las aplicaciones orientadas a la gestión de activos en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

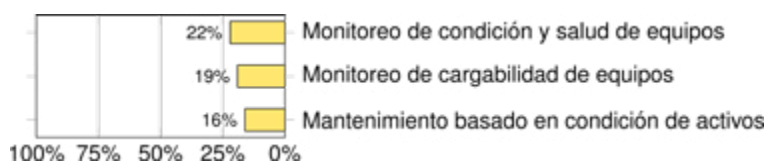


Figura 13. Resultado promedio del porcentaje de avance de las aplicaciones orientadas a la gestión de activos en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

5.2.5 Participación de los clientes

Los clientes de las empresas de energía eléctrica buscan más oportunidades para reducir sus costos globales, para ello optan por la sustitución de equipos ineficientes o la adquisición de tecnologías de generación distribuida para autoconsumo, que les permita reducir el pago de su factura eléctrica. Esta situación genera una merma en la demanda eléctrica.

No obstante, la instalación de sistemas de recarga por parte de los usuarios, producto de la electrificación del transporte impulsada por el Gobierno, implicará un aumento en la demanda.

Aproximadamente el 95% de los clientes residenciales cuentan con tarifa plana. Esto quiere decir que no existen tarifas o señales de precios que incentiven patrones de consumo que beneficien la operación del SEN. La instalación masiva de los medidores inteligentes habilitará desde el punto de vista técnico las tarifas horarias, lo que requiere a su vez de la implementación de nuevas tarifas definidas por ARESEP.

Las tarifas prepago están pronto a ser implementadas en Costa Rica y serán de gran utilidad para mejorar la captación de ingresos y reducir costos, por clientes con altos índices de morosidad o clientes con necesidades de servicio temporal, similar a los servicios prepago de telefonía móvil.

El sector productivo también reclama por la reducción de las tarifas eléctricas para atenuar los gastos de operación y aumentar la competitividad con respecto a otros países. Estos clientes comerciales e industriales buscan servicios de electricidad de la más alta calidad y con altos índices de confiabilidad.

En Costa Rica, las aplicaciones de redes eléctricas inteligentes orientadas al cliente se encuentran aún en etapa incipiente. En general, las empresas de energía eléctrica tienen un avance medio en sistemas de servicio y relaciones con el cliente. En menor medida, se encuentran iniciativas orientadas al desarrollo de aplicaciones de información para los clientes sobre consumo, información de averías o calidad de la energía. Y con muy poco o nulo avance están las iniciativas para la integración de medidores inteligentes con dispositivos de gestión de demanda para los propios clientes.

Las figuras 14 y 15 revelan los resultados de la importancia promedio y el porcentaje de avance de las aplicaciones orientadas al cliente en las empresas de energía eléctrica.

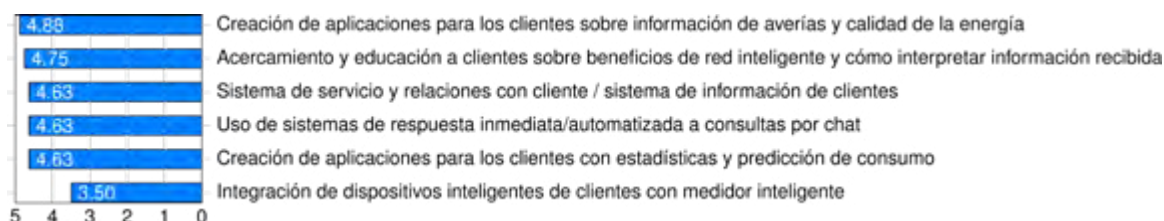


Figura 14. Resultado promedio de la categorización, según importancia de las aplicaciones orientadas a los clientes.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

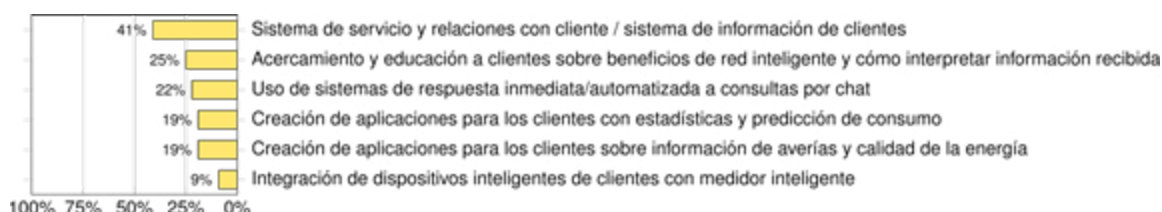


Figura 15. Resultado promedio del porcentaje de avance de las aplicaciones orientadas a los clientes.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

5.2.6 Avances en aplicaciones y esfuerzos orientados a personal de la empresa

La modernización y digitalización en el sector eléctrico conlleva cambios de equipos e infraestructura, pero también debe ir de la mano con una estructura organizacional preparada para la implementación de la red inteligente y un recurso humano altamente capacitado.

En términos generales, el país muestra avances de 50% o más en la capacitación de personal para manejo de los SIG, gestión y automatización de la red de distribución e informaciones. Hay esfuerzos que apenas inician en la capacitación de personal referente al modelo común de información, gestión de la fuerza de trabajo y programas de contratación y relevo generacional para asumir nuevas tareas de red inteligente.

La estructura organizacional de las empresas de energía eléctrica también requiere de revisión y avances que permitan el impulso a la innovación, desarrollo y eficacia de los proyectos de red inteligente. En el año 2015 las ocho empresas de energía eléctrica de Costa Rica se sometieron al instrumento Modelo de Madurez de Redes Eléctricas Inteligentes diseñado por la Universidad de Carnegie Mellon. Las empresas realizaron un diagnóstico interno para conocer el nivel de avance en ocho dominios diferentes, entre los que se encontraban estrategia y gobernanza, y organización y estructura. Para ese año, la gran mayoría de las empresas se encontraban en el inicio del proceso de transformación hacia redes inteligentes.

Las figuras 16 y 17 muestran la importancia promedio y el porcentaje de avance de las aplicaciones orientadas al personal en las empresas de energía eléctrica.



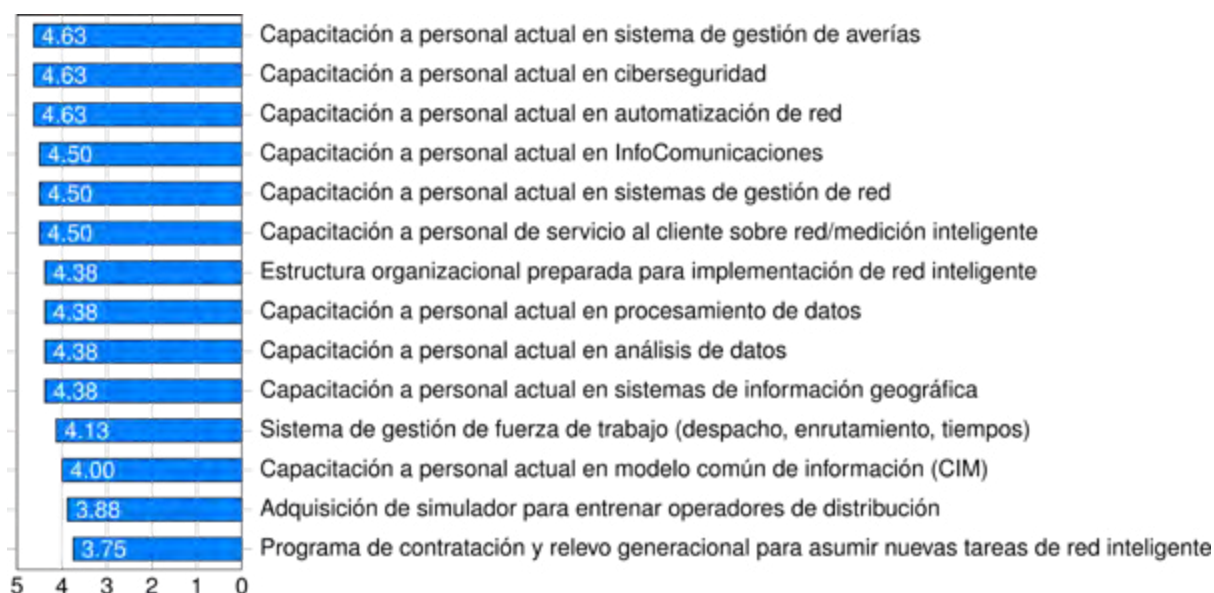


Figura 16. Resultado promedio de la categorización, según la importancia de las aplicaciones orientadas al personal en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

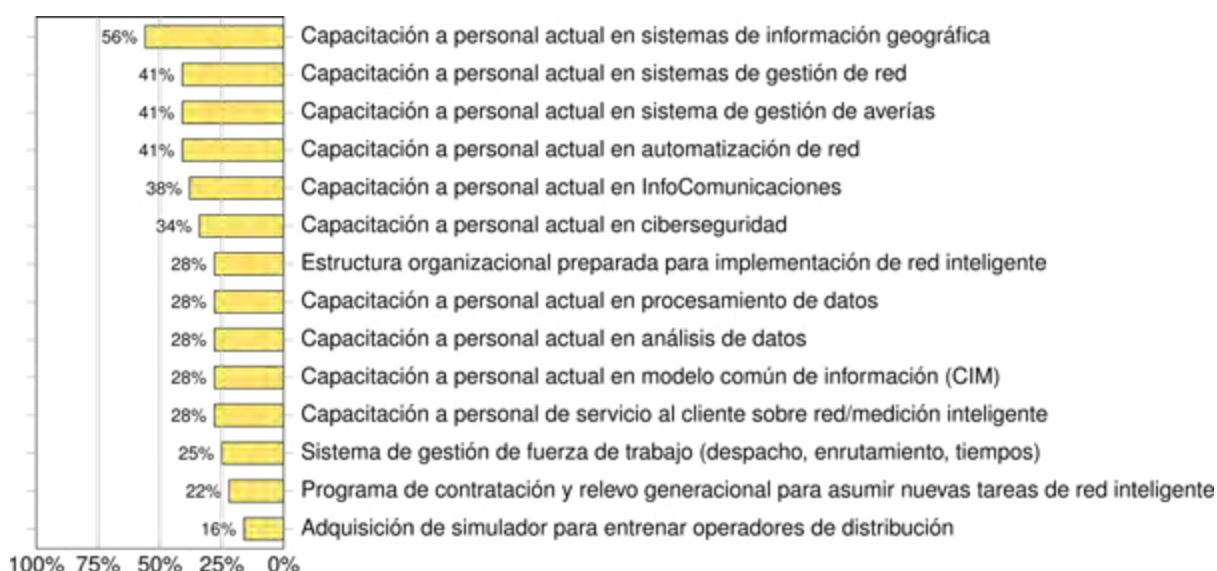


Figura 17. Resultado promedio del porcentaje de avance de las aplicaciones orientadas al personal en las empresas de energía eléctrica.

Fuente: Encuesta a empresas del sector eléctrico (2020).

6 ANÁLISIS FODA

Tomando en consideración las políticas, los planes vigentes, el marco legal existente, el entorno del sector eléctrico actual, el diagnóstico realizado sobre redes eléctricas inteligentes, así como, la experiencia que han tenido otros países en relación con redes eléctricas inteligentes, se realizó un análisis de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas para el caso de Costa Rica. A continuación, el resumen:



FORTALEZAS

Políticas nacionales establecidas

Actualmente, en Costa Rica existe voluntad política que refleja el interés de trabajar y avanzar en las redes eléctricas inteligentes, esto se ve manifestado en planes como: el Plan Nacional de Descarbonización, el Plan Nacional de Energía, la Estrategia de Transformación Digital y la Estrategia Nacional de Ciberseguridad, entre otros.

Matriz eléctrica renovable

El país es reconocido a nivel mundial por el uso de fuentes de energía renovables para la generación de energía eléctrica, por más de cinco años se ha logrado una producción del 98% con energía renovable.

Cobertura eléctrica

La electricidad llega al 99,4% de los habitantes.

Despliegue de la tecnología de medidores inteligentes

La política de gobierno para el período 2019-2022, establece el programa de medidores inteligentes del sistema eléctrico nacional, cuya meta es instalar 1.091.178 medidores inteligentes al año 2022, lo cual representa aproximadamente un 52% del parque nacional de medidores.

Avances en redes eléctricas inteligentes en las empresas de energía eléctrica

Las etapas de generación y transmisión del país están bastante avanzadas en el tema de redes inteligentes. Algunas empresas cuentan con SCADA desde hace 20 años.



OPORTUNIDADES

Tecnologías e innovación

Las redes eléctricas inteligentes harán uso de la tecnología y la innovación para la mejora en la eficiencia operativa.

Servicios auxiliares a la red

La creciente adquisición de recursos distribuidos por parte de los usuarios podría ceder parcial o totalmente la gestión de estos recursos para brindar servicios a la red.

Alto nivel de educación

El país cuenta con altos niveles de educación lo cual facilita la preparación y entrenamiento de personal técnico para adoptar nuevas tecnologías.

Venta de servicios e intercambios con otros países

El conocimiento y la experiencia que adquiera el país en redes inteligentes podrá ser exportado como servicios de asesoría y consultoría a países vecinos más rezagados.

Fuente: Elaboración propia



DEBILIDADES

Financiamiento limitado para proyectos piloto en tecnologías inteligentes

Costa Rica debe buscar fondos para probar y documentar las funciones de tecnología de red inteligente que sirvan además como parte de los procesos de evaluación de inversiones de las empresas eléctricas.

Dificultad para realizar estudios de costo-beneficio de las tecnologías y falta de personal para actividades de I+D+I

La falta de tiempo y personal asignado para evaluar estudios de costo-beneficio aumentan las dudas de los tomadores de decisión. La creación de departamentos de I+D+I con personal dedicado a estas tareas puede llegar a facilitar el proceso de escogencia de las tecnologías más apropiadas para la empresa. Estos departamentos deben ser apoyados por un programa de contratación de personal técnico altamente capacitado.

Falta de una estrategia de red inteligente dentro de las empresas de energía eléctrica

Las empresas de energía eléctrica deben definir y seguir sus propios planes estratégicos que les permita alcanzar sus objetivos al más bajo costo. Estos planes deben estar alineados con los planes y estrategias nacionales, inclusive la ENREI.

Falta de capacitación del personal actual y escasez de fuerza laboral para desarrollar redes inteligentes

Las empresas de energía eléctrica deberán definir e implementar dentro de sus planes estratégicos programas de capacitación para su personal actual y por contratar, de forma que puedan operar hardware, software y otras tecnologías de redes inteligentes.

Espacio limitado para equipos de redes inteligentes en la infraestructura del sistema de distribución

Debe asegurarse el espacio físico necesario en los postes de la red de distribución para la instalación de equipos de redes inteligentes. Las empresas de energía eléctrica deberán tener un control más detallado sobre las políticas de alquiler de sus postes y sobre los equipos de telecomunicación instalados en los mismos, amparados en la reglamentación existente sobre el uso compartido de infraestructura para el soporte de redes públicas de telecomunicaciones.



AMENAZAS

Falta de bandas de frecuencia para la comunicación en las redes inteligentes

La definición de bandas de frecuencia seguras para el trasiego de los datos constituye una base para el desarrollo y aprovechamiento de las tecnologías inteligentes. El MICITT es el ente competente para definir la banda de frecuencia que permitirá habilitar el continuo desarrollo de los sistemas de comunicación en las redes inteligentes y SUTEL es el encargado de aprobar el procedimiento de homologación para el uso de las bandas de frecuencia.

Pocas tarifas para incentivar la gestión de la demanda y la eficiencia energética

El país debe aplicar tarifas prepago y tarifas horarias en el corto plazo como medidas de control indirecto de la demanda, para dar opción de disminuir la factura eléctrica de los clientes y reducir los picos de demanda. Además, se debe facilitar el acceso a la información de los usuarios finales de manera que puedan tomar decisiones informadas que respondan a las señales económicas brindadas.

Falta de reglamentación en estandarización, seguridad y almacenamiento de datos

La estandarización y la definición de requerimientos mínimos de información es una de las acciones prioritarias que el país debe adoptar para lograr una transición hacia la digitalización del sector. La conformación de fuerzas de tareas y coordinación interinstitucional permitirían superar estas barreras.

Falta mejorar el modelo de regulación tarifaria para promover las redes inteligentes

La regulación del sector eléctrico debe ser impulsora de las redes inteligentes. Se deberá revisar y actualizar el modelo para reconocer inversiones en redes inteligentes siempre y cuando estén técnica y económicamente justificadas.

Falta de mecanismos que faciliten la prestación de servicios por parte de la demanda

Las cargas flexibles y la generación distribuida para autoconsumo pueden llegar a brindar servicios a la red. Esta actividad requerirá primero de la identificación de los servicios y mecanismos de remuneración. El país ya muestra avances importantes en el nuevo reglamento de servicios auxiliares, pero aún no se definen los mecanismos de remuneración. Se deberán analizar los mecanismos para lograr la participación de los clientes en la prestación de servicios, ya sea de manera directa o por medio de futuros agregadores que despierten el interés de los usuarios en la actividad.

Altos costos de inversión en tecnologías inteligentes

Las empresas deben ser cautelosas a la hora de adquirir tecnologías de red inteligente para evitar asumir tecnología y funcionalidades que no son de utilidad en el corto y mediano plazo o que conlleven a duplicidad de recursos y gastos innecesarios. Por su parte, una vez adquiridas, después de los análisis de costo-beneficio y el aseguramiento de su integración con tecnología existente y futura, debe existir una garantía del máximo uso y aprovechamiento de los nuevos activos.



7 ESTRATEGIA NACIONAL DE REDES INTELIGENTES

Esta sección detalla la estrategia nacional de redes inteligentes en Costa Rica. Primeramente, se describe el proceso de elaboración de la estrategia, luego se define el concepto de una red inteligente para el país, posteriormente se detallan la visión y el alcance que tendrá la estrategia, los principios orientadores y los impulsores para las redes eléctricas inteligentes. Se continúa con la descripción de los ejes, los objetivos estratégicos y las líneas de acción para las redes inteligentes y se finaliza con el detalle de la matriz estratégica y el plan de acción con la hoja de ruta de la estrategia.

7.1 Premisas y acciones en la elaboración de la estrategia

La necesidad de la ENREI surgió a partir de la publicación de la política energética, VII Plan Nacional de Energía (PNE) en el año 2015, que establece en su “Eje 1 En la senda de la eficiencia energética”, el objetivo estratégico “1.4. Optimizar la eficiencia energética en la oferta” con el cual se busca alcanzar niveles crecientes de eficiencia energética en los procesos de prestación del servicio eléctrico, mediante varios objetivos específicos, entre los cuales destaca “1.4.5. Fomentar las redes eléctricas inteligentes”. Posteriormente en el Plan de Descarbonización el tema se retoma en el eje 4, donde se busca consolidar el sistema eléctrico nacional con capacidad, flexibilidad, inteligencia, y resiliencia necesaria para abastecer y gestionar energía renovable a costo competitivo.

La Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) inició el proceso de elaboración de la ENREI en colaboración con el *equipo técnico de redes inteligentes* de la Comisión Nacional para la Conservación de la Energía (CONACE) donde participan representantes de los entes que conforman el sector energía. Se contó con insumos importantes como el “*Modelo de madurez en redes eléctricas inteligentes*” implementado por las empresas de energía eléctrica con el apoyo del Comité Regional de la Comisión de Integración Energética Regional (CECACIER). En la etapa inicial del proceso, se contó además con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), CECACIER y la Fundación Costa Rica Estados Unidos para la Cooperación (CRUSA).

Con el propósito de recibir aportes tanto de representantes del sector energía como de otros sectores, en el 2018 se realizó el primer taller de consulta que le permitió a la SEPSE mejorar la propuesta inicial. Posteriormente, en el año 2020, con la colaboración del Banco Mundial, la propuesta fue revisada y fortalecida por expertos en el tema, así como complementada con un diagnóstico del estado actual del desarrollo de las redes eléctricas en el país. La incorporación de una visión internacional sobre estos temas permitió mejorar los contenidos y alcances de la propuesta.

Durante el trabajo con el Banco Mundial se identificó la necesidad de discutir dentro del sector eléctrico el tema de los recursos energéticos, por tal motivo en agosto del 2020 se realizó el taller “Integración de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes” con el propósito de recibir retroalimentación. Finalmente, en octubre del 2020 se presentó la propuesta de la ENREI tanto a los responsables de su implementación como a otros actores relacionados con el tema.

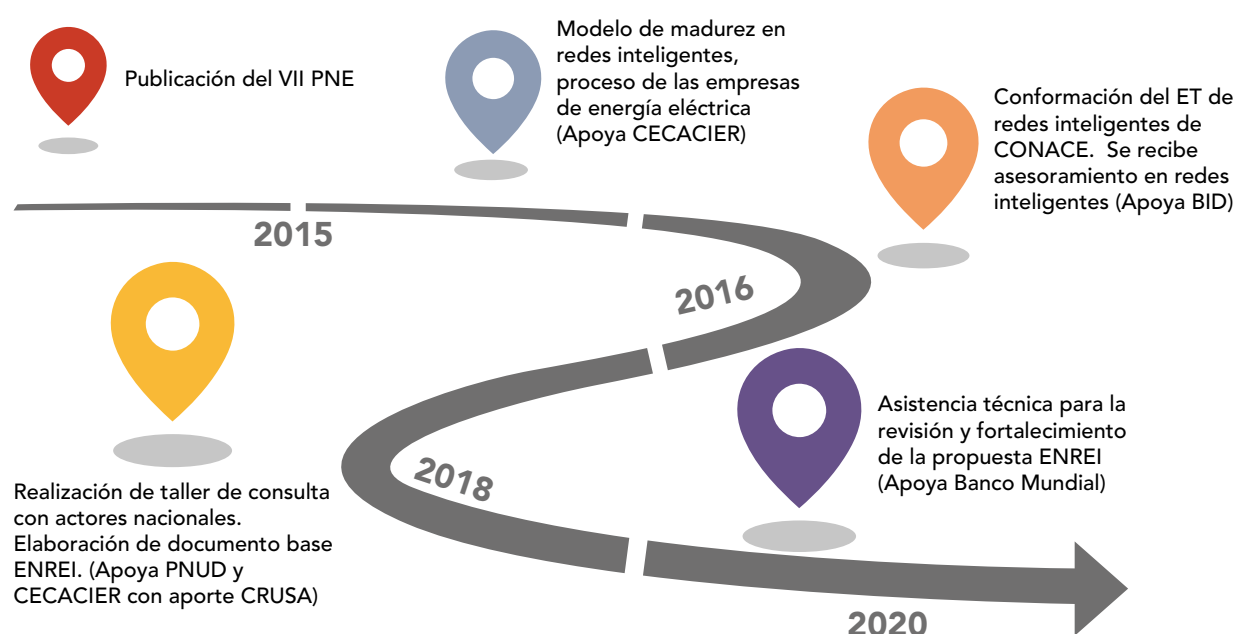


Figura 18. Esquema del proceso de construcción de la ENREI.
Fuente: Elaboración propia

7.2 Concepto de red eléctrica inteligente para Costa Rica

Una red eléctrica inteligente es aquella que utiliza tecnologías digitales de información y comunicación para monitorear y gestionar el sistema de potencia, incluyendo la gestión y comunicación entre las fuentes de energía eléctrica, los elementos de transporte y distribución de la electricidad y los usuarios finales. Las nuevas tecnologías, en especial aquellas asociadas a la energía han habilitado al usuario para asumir un nuevo rol al pasar de ser solo un consumidor de electricidad a un participante en la generación eléctrica en pequeña escala y el almacenamiento de energía, aprovechando la disponibilidad de estas tecnologías a un costo cada vez menor. A futuro también se espera un aumento en la electrificación del transporte y otros usos finales, así como la posibilidad por parte de los usuarios de implementar programas de gestión de la demanda.

7.3 Visión

La adopción de redes eléctricas inteligentes busca aprovechar los beneficios de la innovación tecnológica para lograr un sistema eléctrico inteligente, flexible y al más bajo costo.

Se visualiza que la digitalización y automatización en las redes eléctricas sea un vehículo para mejorar la calidad, confiabilidad y resiliencia del servicio eléctrico, que además facilite la optimización de los procesos operativos y administrativos de las empresas de energía eléctrica, logrando a su vez un sector cada vez más competitivo y transparente. Los operadores utilizarán procedimientos estandarizados, bajo estrictas normas de ciberseguridad para la extracción, transmisión, procesamiento y almacenamiento de los datos, así como equipos interoperables que faciliten los sistemas de gestión a lo interno de las empresas y la coordinación con otros operadores.

La red del futuro debe contribuir al desarrollo de una matriz energética sostenible, a partir de una diversificación de las tecnologías de generación y, además, aportar al proceso de descarbonización de la economía costarricense, a partir de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico y transporte como parte del cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.



En la búsqueda de la eficiencia energética, se concibe una red eléctrica inteligente que incentive la participación de los usuarios en su propia gestión energética, aproveche los recursos del lado de la demanda y utilice tecnologías novedosas para el beneficio de la operación inteligente del sector eléctrico.

Esta red inteligente se construirá gracias al esfuerzo del personal técnico y administrativo altamente capacitado para atender los nuevos retos del sector, las empresas de energía eléctrica bien organizadas y un esquema de regulación y reglamentación que permita inversiones técnica y económicamente justificadas. Asimismo, brindará la posibilidad de nuevos modelos de negocio, la participación de los usuarios en eficiencia energética, la mejora de la gestión de la red y la seguridad operativa del sistema.



Lograr un sistema eléctrico inteligente, flexible y al más bajo costo, que aproveche los beneficios de la innovación tecnológica y haga frente a los retos de la descarbonización; para aumentar la confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico, integrar mayor cantidad de energía renovable en la matriz eléctrica e incentivar la eficiencia energética y la gestión de la demanda.

Figura 19. Visión de la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (ENREI).
Fuente: Elaboración propia

7.4 Alcance

La ENREI es principalmente de aplicación para las instituciones y empresas del sector eléctrico. Busca orientar la transformación de la red eléctrica tradicional a una más inteligente, pasando por un proceso de análisis costo-beneficio y de desarrollo progresivo, procurando la sostenibilidad del sistema eléctrico. Para ello, las empresas de energía eléctrica, a partir de la infraestructura existente, integrarán los cambios y la tecnología requerida para realizar la transición hacia una red eléctrica inteligente.

Para alcanzarlo, la estrategia propone el desarrollo de una infraestructura básica de redes eléctricas inteligentes que incluye los siguientes sistemas:

- Sistema de supervisión, adquisición y control de datos (SCADA).
- Automatización de la red de distribución con equipos de campo.
- Sistema de medición inteligente (AMI).
- Sistema de información geográfica (SIG) modelado y con información de clientes.
- Sistemas de gestión de red (DMS), y
- Sistema de gestión de averías (OMS)

Para cada uno de estos sistemas se debe contemplar la arquitectura de los mismos, correspondiente a los equipos de campo, la infraestructura de comunicación, información, almacenamiento de datos y las funciones.

Este proceso de transformación requiere una nivelación y estandarización de conceptos en la temática de redes eléctricas inteligentes, específicamente, lo concerniente a sistemas y sus arquitecturas, entre las empresas de energía eléctrica y otros actores.



7.5 Principios orientadores

Los principios orientadores que guían la implementación de las tecnologías eléctricas en las redes nacionales son:

Competitividad y racionalidad financiera

La toma de decisiones asociadas a redes inteligentes debe basarse en criterios de conveniencia de inversiones, con el propósito de mantener la competitividad en el costo de la energía.

Innovación

La innovación deberá incorporarse en todas las etapas de la cadena de valor del sector eléctrico.

Seguridad de suministro

Se debe procurar que los usuarios cuenten con un servicio público con calidad, continuidad y confiabilidad, no poniendo en riesgo el suministro de electricidad.

Coordinación e interoperabilidad

Se debe asegurar la comunicación entre instituciones, el intercambio de datos entre los elementos de la red y la integración de los usuarios.

Datos seguros y ciberseguridad

Los datos generados en los procesos de extracción, transmisión, procesamiento y almacenamiento deben ser resguardados de forma segura. La digitalización y automatización del sector eléctrico debe incorporar la ciberseguridad como un elemento esencial que garantice la seguridad operativa de toda la cadena del servicio eléctrico.

Beneficio al usuario

Las redes inteligentes deben orientarse a crear beneficios al usuario en términos de nuevos servicios, reducción del costo en el uso de la energía y flexibilidad del sistema aportando servicios auxiliares, que redunden en un mejor servicio eléctrico y calidad de vida.

7.6 Impulsores nacionales para las redes inteligentes

Los impulsores están divididos en tres grupos principales asociados a los siguientes criterios: confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, matriz energética renovable y eficiencia energética, y gestión de la demanda.

Confiabilidad y calidad del servicio eléctrico

Mejora en la calidad, confiabilidad y resiliencia del servicio eléctrico

Como parte del desarrollo productivo del país, los requerimientos de un servicio eléctrico de calidad, confiable y resiliente se vuelven cada vez más rigurosos, por lo que la integración de tecnologías inteligentes que permitan incrementar estas características en el servicio de las empresas de energía eléctrica es una prioridad actual en el país.

Mejora de la competitividad por reducción de costos administrativos, operativos y de mantenimiento

El servicio eléctrico es uno de los pilares del desarrollo del país. La necesidad de mejorar la competitividad de los sectores productivos demanda el uso de tecnología y aplicaciones que faciliten la prestación de un servicio eléctrico de alta calidad, y al mismo tiempo una reducción en los costos del sector.

Mayor visualización, monitoreo y acceso de datos de la red eléctrica

La transformación de redes pasivas a redes activas requiere de una infraestructura que permita mayor automatización, monitoreo de la red eléctrica, sistemas de control y gestión inteligentes de datos, así como una gestión de activos por condición, que permita incorporar analítica y predicción de fallas en los equipos.

Mejora en captación de ingresos y facturación más eficiente, oportuna y exacta

Existe una necesidad de nuevas tecnologías que faciliten procesos de medición y facturación de una manera más eficiente y exacta. Además, se requiere diversificar las tarifas actuales para ofrecer opciones de pago más convenientes a algunos sectores de la población, como las tarifas prepago.

Matriz energética renovable

Mayor flexibilidad en la operación con energías renovables variables

Ante la mayor participación futura de las energías renovables variables en la matriz eléctrica y a los efectos climáticos sobre la disponibilidad de los recursos hídricos, se requiere que el sistema de generación opere con niveles apropiados de seguridad y tenga la capacidad de prever y reaccionar a cambios rápidos para mantener el equilibrio necesario entre oferta y demanda. Además, el país debe aprovechar las oportunidades que le brinda el MER para vender excedentes de energía o captar los faltantes del país a un menor costo.

Incorporación de nuevas tecnologías y recursos energéticos distribuidos a la red

La integración de unidades de generación distribuida, propiedad de las distribuidoras o de los usuarios, conlleva a retos y oportunidades para los operadores de la red. Por su parte, los sistemas de almacenamiento son reconocidos como una tecnología que puede proveer diferentes servicios para los clientes y la red misma.

Mayor coordinación entre operador de transmisión y distribución

Debido a la creciente incorporación de la generación en la red de distribución y las posibilidades de gestionar cargas flexibles, es cada vez más necesario una mejor comunicación y coordinación de actividades entre los operadores de transmisión y distribución. Adicionalmente, se espera que el operador tenga una mayor visualización de los recursos energéticos distribuidos y esté al tanto de las oportunidades de gestión de la demanda para incorporarlos en la operación del sistema eléctrico.

Movilidad eléctrica

Los VE de transporte público y privado representan un reto para la operación del SEN y los circuitos de distribución, ya que podrían ser cargados en periodos coincidentes con horas punta y dependiendo del porcentaje de penetración, pueden llegar a presentarse problemas de calidad de la energía para los usuarios o sobrecarga de activos de la red. En el mediano plazo se espera que los dueños de vehículos eléctricos firmen contratos de gestión remota de sus baterías, que les permitan modificar las horas de conexión y desconexión.

Eficiencia energética y gestión de la demanda

Participación e interés del usuario en la eficiencia energética

Los consumidores se interesan cada día más en la eficiencia energética, como un mecanismo de ahorro en su factura eléctrica. Las tecnologías inteligentes de medición le permiten al cliente acceder a información detallada de su consumo y actúan como herramientas informativas para la auto gestión de su demanda. La participación de los clientes en la gestión de su demanda puede activarse con la incorporación de tarifas horarias y las plataformas de información al cliente.

Gestión de la demanda para mejora de operación y uso de la red

Para alcanzar un sistema eléctrico cada vez más eficiente y seguro, el operador de la red podría ampliar las opciones de maniobra y operación con cargas flexibles e interrumpibles.

Gestión de pérdidas eléctricas y eficiencia del alumbrado público

La disponibilidad de información de la red de distribución permitirá realizar los balances energéticos necesarios para determinar los niveles de pérdidas eléctricas de las distribuidoras. Por otro lado, la procura de un sistema de alumbrado público inteligente y eficiente representa una oportunidad de ahorro para las empresas y ofrece la posibilidad de utilizarse en el monitoreo de las localidades con fines de seguridad, transmitiendo datos e información, como parte de una ciudad inteligente.

Desarrollo en nuevos servicios

Apoyándose en la nueva estructura de medición inteligente, las empresas de energía eléctrica buscan la diversificación de servicios, lo que conllevará a una mayor recaudación de ingresos, no solo por la venta de kWh a sus clientes.

7.7 Ejes, objetivos estratégicos y líneas de acción

Para la ENREI se han establecido tres ejes estratégicos, cada uno cuenta con su objetivo estratégico y líneas de acción que se detallan a continuación.

7.7.1 Eje 1: Confiabilidad y calidad del servicio eléctrico

Objetivo estratégico

Lograr una mayor eficiencia, calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, por medio de la digitalización y automatización de las redes eléctricas, logrando un sector cada vez más competitivo y transparente.

Líneas de acción

- Mejora de la eficiencia operativa y reducción de costos de las redes eléctricas.

¿Hacia dónde vamos?

- Dotar a la red eléctrica de inteligencia para mejorar su operación técnica mediante la automatización y el acceso a los datos de la red y de los usuarios.
- Estandarizar la operación de las redes inteligentes y la gestión de datos para garantizar la calidad del servicio, la comunicación y la ciberseguridad.
- Mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico mediante la red eléctrica inteligente.
- Optimizar la operación de los activos de la red eléctrica aprovechando la inteligencia de la red.
- Contar con señales tarifarias e incentivos que motiven la eficiencia y la calidad del servicio eléctrico.

7.7.2 Eje 2: Matriz energética renovable

Objetivo estratégico

Operar de forma integrada los recursos de las plantas de generación renovable variable de gran escala y los recursos distribuidos para lograr una matriz energética diversificada que reduzca el uso de derivados de petróleo.

Líneas de acción

- Integración de plantas de generación renovable variable en el SEN.
- Integración de los recursos energéticos renovables distribuidos.
- Impulso de la movilidad eléctrica.

¿Hacia dónde vamos?

- Mantener la flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con la entrada de nuevas energías renovables variables (ERV) y aprovechar las oportunidades que brindan el MER.
- Continuar con la integración de generación distribuida y almacenamiento de energía de forma segura en la red.
- Planificar el sistema eléctrico nacional considerando los recursos energéticos renovables distribuidos.
- Monitorear y gestionar los recursos energéticos renovables distribuidos.
- Aprovechar los servicios auxiliares ofrecidos por los recursos energéticos distribuidos.
- Aprovechar la gestión de la demanda como parte de un servicio energético distribuido para beneficio del SEN.
- Promover tarifas que propicien la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos considerando la sostenibilidad del modelo eléctrico costarricense.
- Aprovechar la movilidad eléctrica para optimizar la operación del SEN.
- Asegurar el suministro de electricidad para la movilidad eléctrica.

7.7.3 Eje 3: Eficiencia energética y gestión de la demanda

Objetivo estratégico

Incentivar la participación de los usuarios en su propia gestión energética y generar beneficios para el sistema eléctrico mediante la mejora de los factores de carga y aumentos en la recaudación, utilizando las redes inteligentes.

Líneas de acción

- Participación del usuario en la eficiencia energética y gestión de la demanda para generar beneficios al sistema eléctrico (reducción del pico de la demanda) y a los propios usuarios.
- Mejora en la eficiencia de la red eléctrica y aumento de la recaudación.

¿Hacia dónde vamos?

- Dar señales tarifarias acordes a los costos del sistema eléctrico.
- Brindar a los usuarios el acceso a la información de la medición inteligente para la gestión de su demanda.
- Desarrollar servicios para facilitar la eficiencia energética y la gestión de la demanda en los sectores de consumo mediante las funciones disponibles por la medición inteligente.
- Gestionar las pérdidas eléctricas y los sistemas de alumbrado público mediante las redes inteligentes.

7.7.4 Ejes transversales

1. Educación y desarrollo de capacidades

Objetivo estratégico

Desarrollar capacidades a nivel nacional sobre redes eléctricas inteligentes.

Líneas de acción

- Formar capacidades, competencias y habilidades en los actores relacionados con el sector eléctrico para propiciar las condiciones de las redes eléctricas inteligentes aplicables al país.

¿Hacia dónde vamos?

- Incrementar el conocimiento para el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes.

2. Investigación, desarrollo e innovación

Objetivo estratégico

Fomentar la articulación de los recursos de investigación, desarrollo e innovación para fortalecer las redes eléctricas inteligentes en el país.

Líneas de acción

- Fomentar la articulación de los recursos de investigación, desarrollo e innovación para fortalecer las redes eléctricas inteligentes en el país.

¿Hacia dónde vamos?

- Generar las condiciones para desarrollar el conocimiento científico y tecnológico sobre las redes eléctricas inteligentes en procura de mejorar el sistema eléctrico nacional.
- Implementar y desarrollar proyectos que potencien las aplicaciones técnicas y comerciales de las redes eléctricas inteligentes en las empresas de energía eléctrica (integración de recursos energéticos distribuidos, vehículos a la red, automatización, manejo de datos de la red, gestión de la demanda, entre otros).

7.8 Matriz estratégica y plan de acción

Esta sección presenta la matriz estratégica y el plan de acción de la estrategia para la implementación de redes eléctricas inteligentes en Costa Rica. La matriz se divide en tres ejes estratégicos, que anidan las acciones a realizar en el país según el tema, a saber: confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, matriz energética renovable y eficiencia energética. Además, se contemplan dos ejes transversales: el desarrollo de capacidades y la promoción de la investigación y el desarrollo de redes inteligentes y temas asociados a nivel nacional.

Eje 1: Confiabilidad y calidad del servicio eléctrico

Objetivo estratégico:

Lograr una mayor eficiencia, calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, por medio de la digitalización y automatización de las redes eléctricas, logrando un sector cada vez más competitivo y transparente.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
1.1. Mejora de la eficiencia operativa y reducción de costos de las redes eléctricas.	1.1.1. Dotar a la red eléctrica de inteligencia para mejorar su operación técnica mediante la automatización y el acceso a los datos de la red y de los usuarios.	1.1.1.1. Analizar el costo-beneficio de la infraestructura básica de la red eléctrica inteligente. (complementaria a la existente).	Cantidad de estudios costo-beneficio realizados.	8 estudios de costo-beneficio de la infraestructura básica de red eléctrica inteligente realizados.	dic-22	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
				1 estudio nacional económico de infraestructura básica que considere las características y avances de cada empresa.	dic-22	Rectoría del subsector energía (SEPSE)	Empresas de energía eléctrica, ARESEP.
		1.1.1.2. Elaborar el plan de inversión de la infraestructura básica de red eléctrica inteligente, que incluya los sistemas y sus arquitecturas.	Cantidad de planes de inversión implementados.	1 plan de inversión para la infraestructura básica de red eléctrica inteligente por empresa elaborado, total 8 planes.	dic-23	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
		1.1.1.3. Implementar el plan de inversión de la infraestructura básica de red eléctrica inteligente, que incluya los sistemas y sus arquitecturas.	Porcentaje de implementación del SCADA.	Sistema de supervisión, adquisición y control de datos (SCADA) implementado.	dic-24	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
			Porcentaje de equipos de campo instalados para la automatización de la red.	Automatización de la red de distribución con equipos de campo instalados.	dic-28	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
			Porcentaje de implementación del SIG con información de clientes.	Sistema de información geográfica (SIG) modelado y con información de clientes implementado.	dic-24	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
			Porcentaje de instalación del sistema de medición inteligente.	Sistema de medición inteligente instalado y operando en el 100% de los abonados.	dic-22 (meta PNDIP) dic-26 (80%) dic-28 (100%)	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
			Porcentaje de implementación del sistema de gestión de red.	Sistema de gestión de red eléctrica implementado.	dic-30	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
			Porcentaje de implementación del sistema de gestión de averías.	Sistema de gestión de averías implementado.	dic-30	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
		1.1.1.4. Establecer perfiles de tensión y continuidad del servicio por circuito mediante el sistema de medición inteligente (medidores e infraestructura de comunicación y almacenamiento de la información asociada), según avance en la instalación de los medidores inteligentes.	Cantidad de usuarios que se les monitorea tensión y continuidad.	Perfiles de tensión y continuidad del servicio por circuito establecidos.	dic-26	ARESEP	Empresas de energía eléctrica, ARESEP.
	1.1.2. Estandarizar la operación de las redes inteligentes y la gestión de datos para garantizar la calidad del servicio, la comunicación y la ciberseguridad.	1.1.2.1. Contar con una banda de frecuencia para garantizar la seguridad y transmisibilidad de los datos de las redes eléctricas inteligentes.	Número de gestiones aprobadas.	Banda de frecuencia de seguridad y transmisibilidad de los datos de las redes eléctricas inteligentes aprobada y asignada.	dic-22	MICITT	MICITT, Rectoría del subsector energía (SEPSE), Empresas de energía eléctrica.
		1.1.2.2. Establecer la normativa de variables eléctricas mínimas y de periodos de almacenamiento de datos de los medidores inteligentes.	Número de instrumentos normativos y regulatorios publicados.	Normativa de variables mínimas y de periodos de almacenamiento de datos de medidores inteligentes publicada.	dic-22	ARESEP	ARESEP, Empresas de energía eléctrica.
				Normativa de información mínima y formatos de archivos para extracción de datos compatibles con el SIG publicada.	dic-22	ARESEP	ARESEP, Empresas de energía eléctrica, INTECO.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
		1.1.2.3. Establecer normativas sobre las características técnicas mínimas y de comunicación de equipos y sistemas de medición, transmisión y almacenamiento de datos.	Número de normativas publicadas.	Normativa sobre las características técnicas y de comunicación de los equipos y sistemas de medición, transmisión y almacenamiento de datos publicada.	dic-22	ARESEP	ARESEP, MICITT, INTECO, Empresas de energía eléctrica.
		1.1.2.4. Elaborar normativas de equipos y sistemas de las empresas para lograr la interoperabilidad.	Número de normativas publicadas.	Equipos y sistemas de información estandarizados para permitir interoperabilidad implementados.	dic-23	ARESEP	Empresas de energía eléctrica, MICITT, INTECO
		1.1.2.5. Elaborar normativas para asegurar la privacidad y la ciberseguridad del uso y el trasiego de datos e información.	Número de instrumentos normativos publicados.	Normativa para asegurar la privacidad y seguridad de la información registrada en los medidores inteligentes publicada.	dic-24	MICITT	MICITT, MINAE, Empresas de energía eléctrica, ARESEP.
				Normativa para asegurar la ciberseguridad en el almacenamiento y trasiego de datos publicada.	dic-24	MICITT	MICITT, MINAE, Empresas de energía eléctrica, ARESEP, INTECO.
	1.1.3. Mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico mediante la red eléctrica inteligente.	1.1.3.1. Habilitar las funciones de gestión comercial en los medidores inteligentes para las poblaciones meta identificadas (lectura, corte y reconexión remota, y prepago), según avance en la instalación de los medidores inteligentes.	Porcentaje de medidores inteligentes con funciones de gestión comercial implementadas.	Medidores inteligentes con las funciones de gestión comercial implementadas.	dic-23	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
		1.1.3.2. Implementar e integrar el SIG con los sistemas de gestión de red y sistema de averías.	Número de empresas distribuidoras con sistemas de gestión de red y sistema de averías integrados con SIG.	Sistema de gestión de red y sistema de averías implementado e integrado al SIG por empresa.	dic-30	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
		1.1.3.3. Integrar las funciones de los medidores inteligentes con el sistema de gestión de red y sistema de averías empresarial.	Porcentaje de medidores inteligentes integrados al sistema de gestión de red y sistema de averías empresarial.	Sistema de gestión de red y sistema de averías que incorpora las funciones de los medidores inteligentes.	dic-30	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
		1.1.3.4. Actualizar las normativas de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico basándose en los nuevos datos de red inteligente.	Número de normativa actualizadas.	Normativas de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico actualizadas.	dic-26	ARESEP	ARESEP
	1.1.4. Optimizar la operación de los activos de la red eléctrica aprovechando la inteligencia de la red.	1.1.4.1. Implementar programa de monitoreo y análisis para el mantenimiento preventivo de equipos de la red eléctrica.	Porcentaje de equipos de la red eléctrica con programa de mantenimiento basado en el sistema de monitoreo y análisis implementado.	Programa de mantenimiento basado en el sistema de monitoreo y análisis de equipos de la red eléctrica implementado.	dic-30	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
	1.1.5. Contar con señales tarifarias e incentivos que motiven la eficiencia y la calidad del servicio eléctrico.	1.1.5.1. Diseñar esquemas tarifarios que incluyan incentivos para las empresas distribuidoras, basado en resultados y casos de éxito por inversión en red inteligente.	Número de esquemas de incentivos aprobados.	Esquemas tarifarios de incentivos diseñados y aprobados.	dic-24	ARESEP.	ARESEP.

Eje 2: Matriz energética renovable

Objetivo estratégico:

Operar de forma integrada los recursos de las plantas de generación renovable variable de gran escala y los recursos distribuidos para lograr una matriz energética diversificada que reduzca el uso de derivados de petróleo.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
2.1. Integración de plantas de generación renovable variable en el SEN.	2.1.1. Mantener la flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con la entrada de nuevas energías renovables variables (ERV).	2.1.1.1. Planificar la operación del sistema eléctrico con un alto índice de flexibilidad mediante el desarrollo de mecanismos y requerimientos para ajustarlo a una alta participación de las energías renovables variables (ERV).	Número de plantas de ERV conectadas al SEN.	Mecanismos y requerimientos para aumentar las ERV desarrollados.	Permanente	ICE (CENCE)	ICE (CENCE), ARESEP.
				Mecanismos y requerimientos para aumentar las ERV implementados.	Permanente	ICE (CENCE)	ICE (CENCE).
		2.1.1.2. Operar de forma integrada el sistema eléctrico incorporando los recursos centralizados y los recursos energéticos distribuidos.	Porcentaje de recursos de la oferta y recursos energéticos distribuidos incorporados al SEN.	Sistema eléctrico con recursos de la oferta y recursos energéticos distribuidos incorporados.	dic-30	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
2.2. Integración de los recursos energéticos renovables distribuidos.	2.2.1. Continuar con la integración de generación distribuida y almacenamiento de energía de forma segura en la red.	2.2.1.1. Lograr la integración del almacenamiento de energía en la red eléctrica.	Número de normativas elaboradas.	Normativa para el almacenamiento de energía elaborada.	dic-23	MINAE.	MINAE, CONACE.
			Número de estudios de viabilidad de las aplicaciones de almacenamiento de energía en las redes eléctricas finalizados y presentados.	Estudios de viabilidad de las aplicaciones de almacenamiento de energía en las redes de transmisión y distribución finalizados y presentados.	dic-23	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica, CONACE, ICE (CENCE), Academia, Sector privado.
			Cantidad de proyectos piloto de almacenamiento de energía realizados.	Desarrollo de proyectos piloto para diferentes aplicaciones de almacenamiento de energía en la gestión de red y en servicios auxiliares, según resultados del análisis de viabilidad.	2021-2026	ARESEP.	ICE (CENCE), Empresas de energía eléctrica, Academia, Sector privado.
			Número de proyectos de almacenamiento de energía implementados.	Proyectos de almacenamiento de energía viables implementados.	dic-27	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica, Sector privado.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
		2.2.1.2. Determinar y publicar la capacidad de alojamiento de generación distribuida en los circuitos de distribución.	Número de circuitos de distribución con la información de la capacidad de alojamiento de GD.	Información de la capacidad de alojamiento de generación distribuida en los circuitos de distribución publicados.	dic-24	Empresas de energía eléctrica.	MINAE (DE), ARESEP, ICE (CENCE), Empresas de energía eléctrica.
		2.2.1.3. Elaborar la normativa y el esquema para la certificación de instaladores de sistemas solares fotovoltaicos.	Cantidad de normativas aprobadas.	Normativa y esquema de certificación elaborada.	dic-22	Rectoría del subsector energía (SEPSE).	INTECO, ACESOLAR, Empresas de energía eléctrica, Cámara Costarricense de Generación de Distribuida.
	2.2.2. Planificar el sistema eléctrico nacional considerando los recursos energéticos renovables distribuidos.	2.2.2.1. Incluir los recursos energéticos distribuidos en los planes de expansión de la generación y transmisión del país.	Número de planes de expansión con los recursos energéticos distribuidos incorporados.	Plan de expansión con los recursos energéticos distribuidos incorporados.	A partir del 2022 cada dos años	ICE.	ICE.
	2.2.3. Monitorear y gestionar los recursos energéticos renovables distribuidos.	2.2.3.1. Implementar un procedimiento para el monitoreo y la gestión de los recursos energéticos distribuidos (GD, almacenamiento de energía, otros).	Cantidad de procedimientos de monitoreo y gestión de los recursos energéticos distribuidos desarrollados.	Procedimiento de monitoreo y gestión de los recursos energéticos distribuidos desarrollado.	dic-25	ICE (CENCE).	ICE (CENCE) Empresas de energía eléctrica.
			Cantidad de procedimientos de monitoreo y gestión de los recursos energéticos distribuidos implementados.	Procedimiento de monitoreo y gestión de los recursos energéticos distribuidos implementado.	dic-29	ICE (CENCE).	ICE (CENCE) Empresas de energía eléctrica.
	2.2.4. Aprovechar los servicios auxiliares ofrecidos por los recursos energéticos distribuidos.	2.2.4.1. Establecer protocolos de coordinación entre operador de transmisión y distribución para la prestación de servicios auxiliares.	Número de protocolos de coordinación establecidos y aprobados.	Protocolos de coordinación establecidos y aprobados.	dic-25	ARESEP.	ARESEP, ICE (CENCE), Empresas de energía eléctrica.
		2.2.4.2. Incorporar en la operación del sistema eléctrico, los servicios auxiliares ofrecidos por los recursos energéticos distribuidos.	Número de servicios auxiliares operando en el sistema eléctrico.	Servicios auxiliares incorporados en la operación del sistema eléctrico.	dic-30	ICE (CENCE).	ICE (CENCE), Empresas de energía eléctrica.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
	2.2.5. Aprovechar la gestión de la demanda como parte de un servicio energético distribuido para beneficio del SEN.	2.2.5.1. Implementar proyectos piloto para la integración de los recursos de la demanda en el despacho nacional.	Número de proyectos piloto implementados.	Proyectos piloto para la integración de los recursos de gestión de la demanda en el despacho nacional implementado.	2021-2026	ICE (CENCE).	ICE (CENCE), Sector privado o usuarios.
		2.2.5.2. Establecer las normativas que permitan gestionar e integrar los recursos de la demanda	Número de documentos aprobados.	Normativa para que las empresas de energía eléctrica gestionen los recursos de la demanda elaborado y aprobado.	dic-27	ARESEP.	ARESEP, Empresas de energía eléctrica, MINAE.
			Número de documentos aprobados.	Normativa para la integración de los recursos de la demanda en el despacho nacional elaborado y aprobado.	dic-27	ICE (CENCE).	ARESEP, ICE (CENCE), Empresas de energía eléctrica, MINAE.
		2.2.5.3. Analizar esquemas de agregación para el aprovechamiento de los recursos de la demanda (cargas flexibles).	Número de esquemas de agregación analizados.	Esquemas de agregación analizados.	dic-27	Rectoría del subsector energía (SEPSE).	Rectoría del subsector energía (SEPSE), CONACE.
		2.2.5.4. Implementar tecnologías de gestión de la demanda para reducción y desplazamiento de picos.	Número de tecnologías de gestión de la demanda implementadas.	Tecnologías de gestión de la demanda implementadas.	dic-31	CONACE.	Empresas de energía eléctrica.
	2.2.6. Promover tarifas que propicien la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos considerando la sostenibilidad del modelo eléctrico costarricense.	2.2.6.1. Revisar y actualizar la tarifa vigente de generación distribuida para garantizar que refleje los costos relacionados, garantizando la sostenibilidad del SEN.	Número de propuestas aprobada.	Propuesta metodológica presentada y aprobada	dic-21	ARESEP.	ARESEP, CONACE, Empresas de energía eléctrica.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
2.3. Impulso de la movilidad eléctrica.		2.2.6.2. Determinar la tarifa de compensación de los servicios auxiliares proporcionados por los recursos energéticos distribuidos.	Número de tarifas de compensación de servicios auxiliares determinadas.	Tarifa de compensación de los servicios auxiliares determinada.	dic-25	ARESEP.	ARESEP, ICE (CENCE), Empresas de energía eléctrica.
		2.2.6.3. Determinar la tarifa de compensación de los servicios de gestión de la demanda proporcionados por los usuarios.	Número de tarifas de compensación de los servicios de gestión de la demanda determinadas.	Tarifa de compensación de los servicios de gestión de la demanda determinada.	dic-27	ARESEP.	ARESEP, Rectoría del subsector energía (SEPSE), Empresas de energía eléctrica.
	2.3.1. Aprovechar la movilidad eléctrica para optimizar la operación del SEN.	2.3.1.1. Implementar tarifas que incentiven la recarga fuera de períodos de demanda máxima.	Número de tarifas aprobadas.	Tarifa de tiempo de uso para VE implementada.	dic-23	ARESEP.	ARESEP, Empresas de energía eléctrica.
		2.3.1.2. Evaluar tecnología de red inteligente para la gestión de la demanda de los VE.	Número de estudios de evaluación de tecnologías para la gestión de la demanda de los VE realizados.	Tecnologías para la gestión de la demanda de los VE evaluadas.	dic-24	CONACE.	CONACE, Empresas de energía eléctrica.
		2.3.1.3. Desarrollar la plataforma informática única para la red nacional de centros de recarga eléctrica que mantenga un registro de la información de consumo y demanda de potencia.	Porcentaje de avance del desarrollo de la plataforma informática.	Plataforma informática única nacional de centros de recarga eléctrica desarrollada.	Jun-22	Rectoría del subsector energía (SEPSE), Empresas de energía eléctrica.	Rectoría del subsector energía (SEPSE), Empresas de energía eléctrica.
		2.3.1.4. Conocer el perfil de carga de los VE en el sector residencial mediante la medición inteligente, según avance en la instalación de los medidores inteligentes.	Números de perfiles de carga generados.	Perfil de carga de VE residencial generado.	dic-26	ARESEP.	ARESEP, Empresas de energía eléctrica.
	2.3.2. Asegurar el suministro de electricidad para la movilidad eléctrica.	2.3.2.1. Incluir la demanda de vehículos eléctricos (VE) en el plan de expansión de la generación eléctrica y transmisión.	Número de planes aprobados.	Plan de expansión de la generación eléctrica con la demanda de VE incorporada.	A partir del 2022 cada dos años	ICE.	ICE.

Eje 3: Eficiencia energética y gestión de la demanda

Objetivo estratégico:

Incentivar la participación de los usuarios en su propia gestión energética y generar beneficios para el sistema eléctrico mediante la mejora de los factores de carga y aumentos en la recaudación, utilizando las redes inteligentes.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
3.1. Participación del usuario en la eficiencia energética y gestión de la demanda para generar beneficios al sistema eléctrico (reducción del pico de la demanda) y a los propios usuarios.	3.1.1. Dar señales tarifarias acordes a los costos del sistema eléctrico.	3.1.1.1. Elaborar curvas de carga de los sectores con base en los perfiles de carga de los medidores inteligentes.	Número de curvas de carga elaboradas.	Curvas de cargas elaboradas.	Curva comercial e industrial: ago-21 Curva sector público: dic-22	ARESEP.	Empresas de energía eléctrica.
		3.1.1.2. Desarrollar tarifas horarias para usuarios residenciales y no residenciales para incentivar la gestión de la demanda utilizando la información disponible de los medidores inteligentes.	Número de tarifas aprobadas y publicadas.	Tarifa horaria residencial implementada.	dic-21	ARESEP.	ARESEP, Empresas de energía eléctrica.
			Número de tarifas aprobadas.	Tarifa horaria no residencial implementada.	dic-23	ARESEP.	ARESEP, Empresas de energía eléctrica.
	3.1.2. Brindar a los usuarios el acceso a la información de la medición inteligente para la gestión de su demanda.	3.1.2.1. Implementar programas de comunicación y educación para promover la gestión de la demanda utilizando la información de la medición inteligente.	Número de programas de comunicación y educación implementados.	Programas de comunicación y educación implementados.	dic-23	CONACE.	CONACE.
		3.1.2.2. Implementar los mecanismos y aplicaciones que permitan a los usuarios acceder a la información de la medición inteligente para incentivar la gestión de la demanda, según avance en la instalación de los medidores inteligentes.	Cantidad de mecanismos y aplicaciones con acceso a la información de la medición inteligente implementadas.	Mecanismos y aplicaciones con acceso a la información de la medición inteligente implementados.	dic-23	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
	3.1.3. Desarrollar servicios para facilitar la eficiencia energética y la gestión de la demanda en los sectores de consumo mediante las funciones disponibles por la medición inteligente.	3.1.3.1. Crear cartera de servicios de eficiencia energética y de gestión de la demanda aprovechando las funciones de la medición inteligente.	Número de servicios de eficiencia energética y de gestión de la demanda creados.	Cartera de servicios de eficiencia energética y de gestión de la demanda creada.	dic-26	CONACE.	Sector privado, Empresas de energía eléctrica.
		3.1.3.2. Analizar la viabilidad de integrar los dispositivos inteligentes de los usuarios a los medidores inteligentes o tecnologías complementarias de internet de las cosas (IoT).	Número de estudios de viabilidad finalizados.	Estudios de viabilidad sobre la integración de dispositivos inteligentes a los medidores inteligentes o tecnologías complementarias de internet de las cosas (IoT) realizados.	dic-28	CONACE.	Empresas de energía eléctrica, Academia, Sector privado.
3.2. Mejora en la eficiencia de la red eléctrica y aumento de la recaudación.	3.2.1. Gestionar las pérdidas eléctricas y los sistemas de alumbrado público mediante las redes inteligentes.	3.2.1.1. Habilitar las funciones de uso de datos y alarmas de los medidores inteligentes para la detección de hurto y manipulación.	Número de hurtos y manipulación de medidores detectados al año.	Funciones para la detección de hurto y manipulación de medidores habilitadas en el parque instalado de medidores inteligentes.	dic-22	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
		3.2.1.2. Aprovechar la información de la medición inteligente para gestionar las pérdidas eléctricas.	Porcentaje de pérdidas técnicas gestionadas.	Pérdidas eléctricas gestionadas con medición inteligente.	dic-25	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
		3.2.1.3. Crear e implementar tarifas prepago en todas las empresas de energía eléctrica.	Número de tarifas aprobadas.	Tarifa prepago-creada.	dic-22	ARESEP.	ARESEP, Empresas de energía eléctrica.
				Tarifa prepago-implementada.	dic-23	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.
		3.2.1.4. Implementar un sistema para monitorear y gestionar la red de alumbrado público.	Porcentaje de luminarias monitoreadas y gestionables.	Sistema de monitoreo y gestión de alumbrado público implementado.	dic-31	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica.

Ejes transversales

1. Educación y desarrollo de capacidades

Objetivo estratégico:

Desarrollar capacidades a nivel nacional sobre redes eléctricas inteligentes.

Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
Formar capacidades, competencias y habilidades en los actores relacionados con el sector eléctrico para propiciar las condiciones de las redes eléctricas inteligentes aplicables al país.	Incrementar el conocimiento para el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes.	Estandarizar conceptos de redes eléctricas inteligentes entre el personal de todas las empresas de energía eléctrica.	Cantidad de actividades realizadas.	Nivelación de conceptos de redes eléctricas inteligentes en el personal de las empresas de energía eléctrica realizado.	2021-2022	Rectoría del subsector energía (SEPSE).	Rectoría del subsector energía (SEPSE), Empresas de energía eléctrica, Academia.
		Elaborar un plan de capacitación entre el personal de todas las empresas de energía eléctrica, que considere los requerimientos de capacitación e identifique los capacitores para la temática de redes eléctricas inteligentes	Número de documentos aprobados.	Plan de capacitación sobre redes eléctricas inteligentes elaborado.	2021-2022	CONACE.	Empresas de energía eléctrica, Academia.
		Implementar el plan de capacitación de redes inteligentes, entre el personal de todas las empresas de energía eléctrica.	Cantidad de eventos propuestos y desarrollados en temas de redes eléctricas inteligentes.	Personal de las empresas de energía eléctrica capacitados en redes eléctricas inteligentes.	2022-2025	Empresas de energía eléctrica.	Academia, Empresas de energía eléctrica.
		Incorporar los contenidos de redes eléctricas inteligentes en los programas de educación técnica y profesional.	Cantidad de programas de educación con contenidos de redes inteligentes.	Contenidos de redes inteligentes incorporados en los programas de educación técnica y profesional.	2022-2025	CONACE.	Academia, INA, MEP, Empresas de energía eléctrica.

2. Investigación, desarrollo e innovación

Objetivo estratégico:

Promover la investigación, el desarrollo y la innovación de las redes eléctricas inteligentes y temas asociados a nivel nacional.

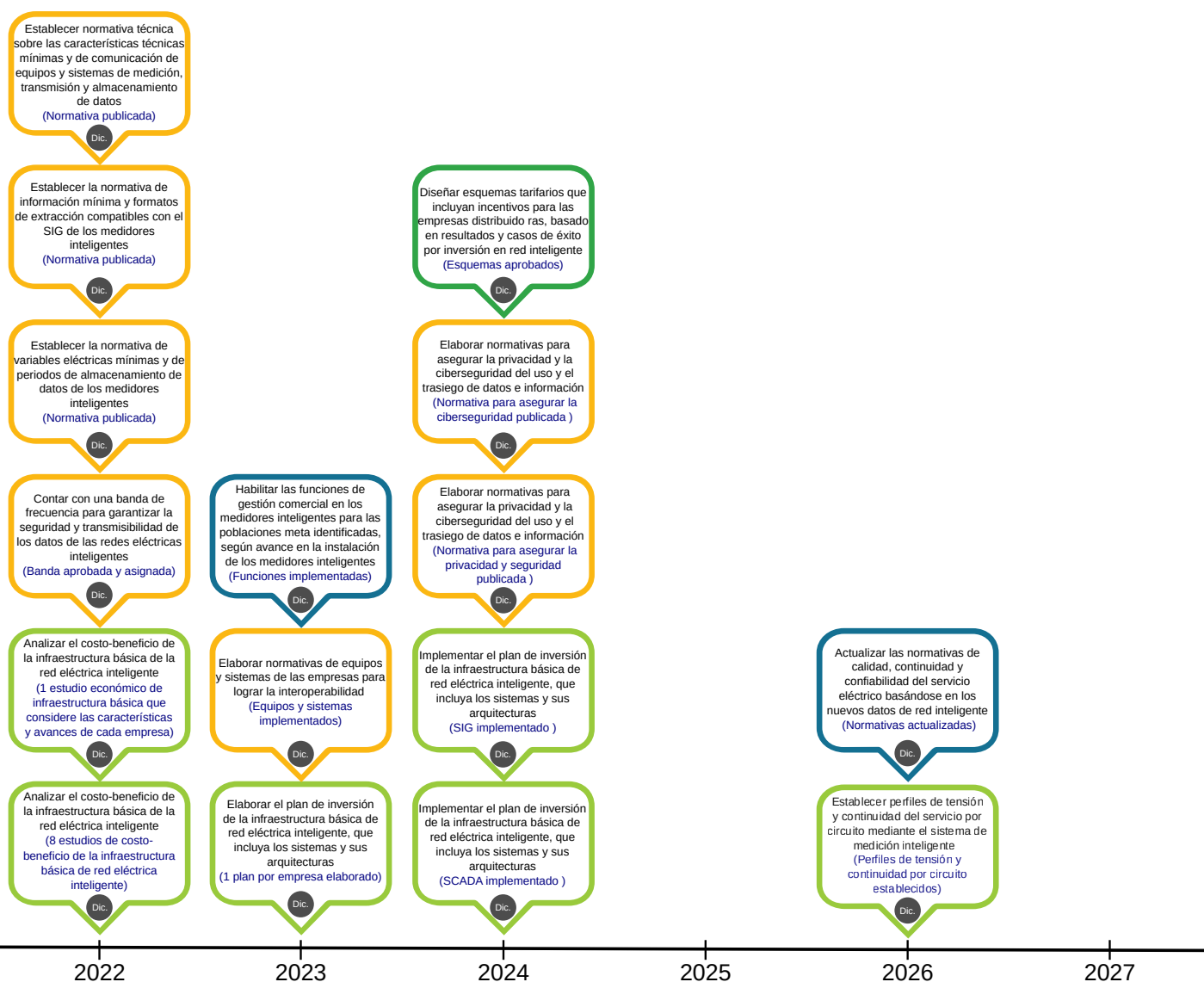
Estrategia		Plan de acción					
Línea de acción	¿Hacia dónde vamos?	Acción	Indicador	Meta	Plazo	Coordinador	Ejecutores
Fomentar la articulación de los recursos de investigación, desarrollo e innovación para fortalecer las redes eléctricas inteligentes en el país.	Generar las condiciones para desarrollar el conocimiento científico y tecnológico sobre las redes eléctricas inteligentes en procura de mejorar el sistema eléctrico nacional.	Implementar proyectos de I+D+I entre los diferentes actores.	Cantidad de proyectos de I+D+I	Proyectos de I+D+I implementados.	Permanente	Rectoría del subsector energía (SEPSE).	Empresas de energía eléctrica, Academia, Sector privado.
	Implementar y desarrollar proyectos que potencien las aplicaciones técnicas y comerciales de las redes eléctricas inteligentes en las empresas de energía eléctrica (integración de recursos energéticos distribuidos, vehículos a la red, automatización, manejo de datos de la red, gestión de la demanda, entre otros)	Desarrollar proyectos piloto en redes eléctricas inteligentes a nivel de las empresas de energía eléctrica.	Cantidad de proyectos piloto en redes eléctricas inteligentes realizados.	Proyectos piloto en las redes eléctricas inteligentes desarrollados.	2022-2026	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica, CONICIT, Academia, Sector privado.
		Desarrollar nuevos modelos de negocios asociados a las redes eléctricas inteligentes.	Cantidad de propuestas aprobadas.	Propuestas de modelos de negocios desarrollados.	2021-2026	Empresas de energía eléctrica.	Empresas de energía eléctrica, Sector Privado, Academia.

7.9 Hoja de Ruta

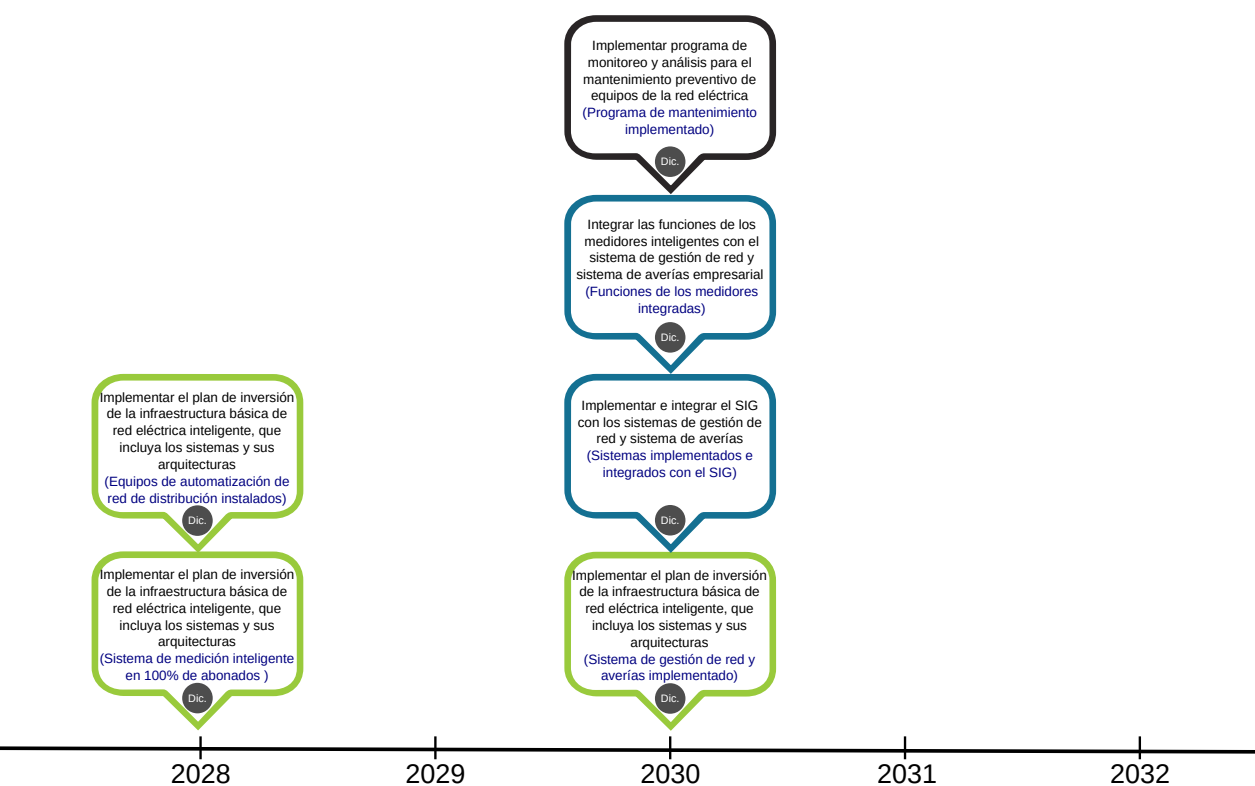
En esta sección se presenta la hoja de ruta para la ejecución de las acciones descritas en la matriz estratégica y en el plan de acciones de la sección 5.5.



Eje 1: Confiabilidad y calidad del servicio eléctrico



Lograr una mayor eficiencia, calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, por medio de la digitalización y automatización en las redes eléctricas logrando a su vez un sector cada vez más competitivo y transparente



Líneas de acción

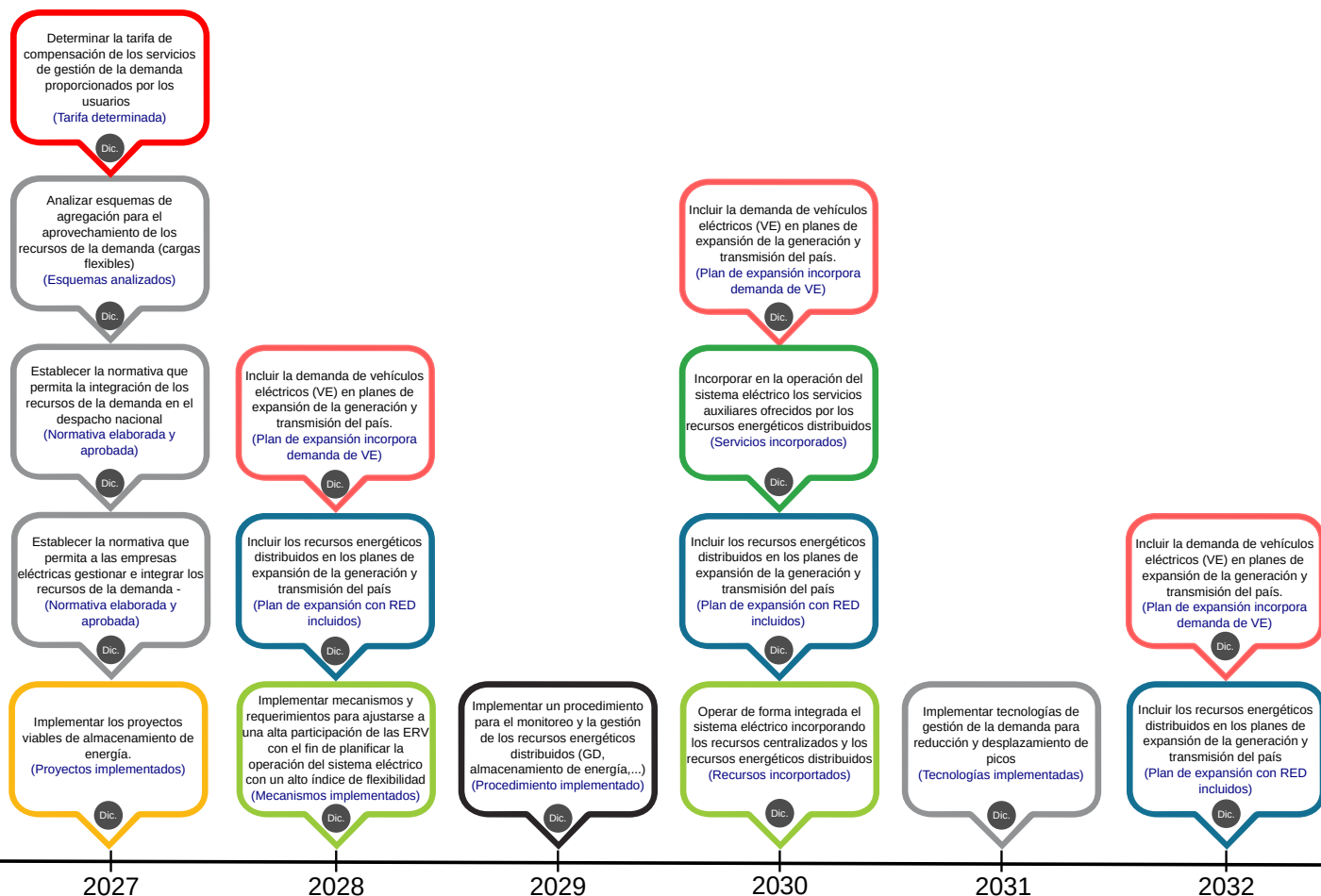
Mejora de la eficiencia operativa y reducción de costos de las redes eléctricas

- Dotar a la red eléctrica de inteligencia para mejorar su operación técnica mediante la automatización y el acceso a los datos de la red y de los usuarios
- Estandarizar la operación de las redes inteligentes y la gestión de datos para garantizar la calidad del servicio, la comunicación y la ciberseguridad
- Mejorar la calidad, la continuidad y la confiabilidad del servicio eléctrico mediante la red eléctrica inteligente
- Optimizar la operación de los activos de la red eléctrica aprovechando la inteligencia de la red
- Contar con señales tarifarias e incentivos que motiven la eficiencia y la calidad del servicio eléctrico

Eje 2: Matriz energética renovable



Operar de forma integrada los recursos de las plantas de generación renovable variable de gran escala y los recursos distribuidos para lograr una matriz eléctrica diversificada y reducir el uso de derivados de petróleo



Líneas de acción

Integración de plantas de generación renovable variable en el SEN

Mantener la flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con la entrada de nuevas energías renovables variables (ERV)

Integración de los recursos energéticos renovables distribuidos

Continuar con la integración de generación distribuida y almacenamiento de energía en la red.

Planificar el sistema eléctrico nacional considerando los recursos energéticos renovable distribuidos.

Monitorear y gestionar los recursos energéticos renovable distribuidos.

Aprovechar los servicios auxiliares ofrecidos por los recursos energéticos distribuidos.

Aprovechar la gestión de la demanda como parte de un servicio energético distribuido para beneficio del SEN.

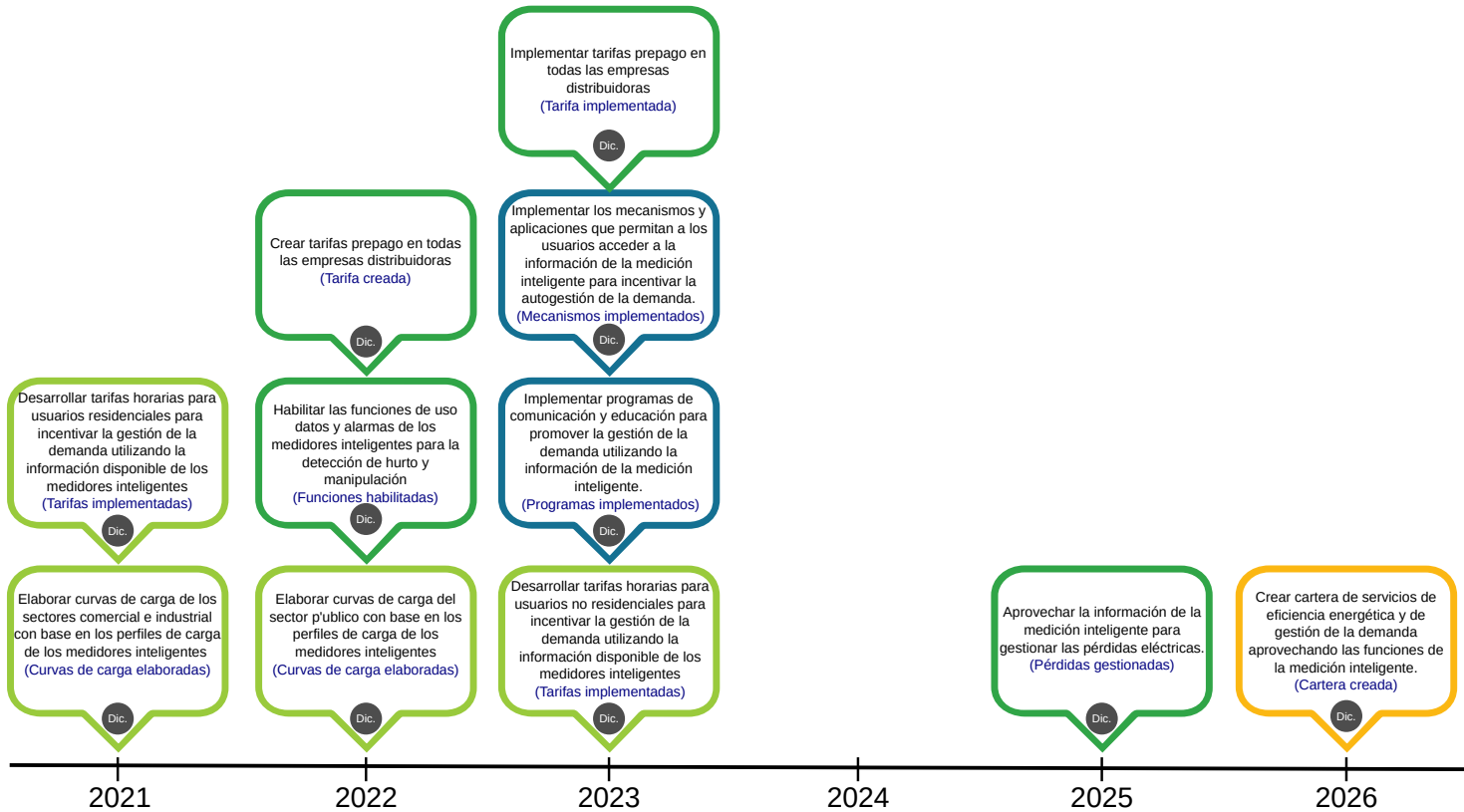
Promover tarifas que propicien la adecuada integración de los RED considerando la sostenibilidad del modelo eléctrico costarricense

Impulso de la movilidad eléctrica

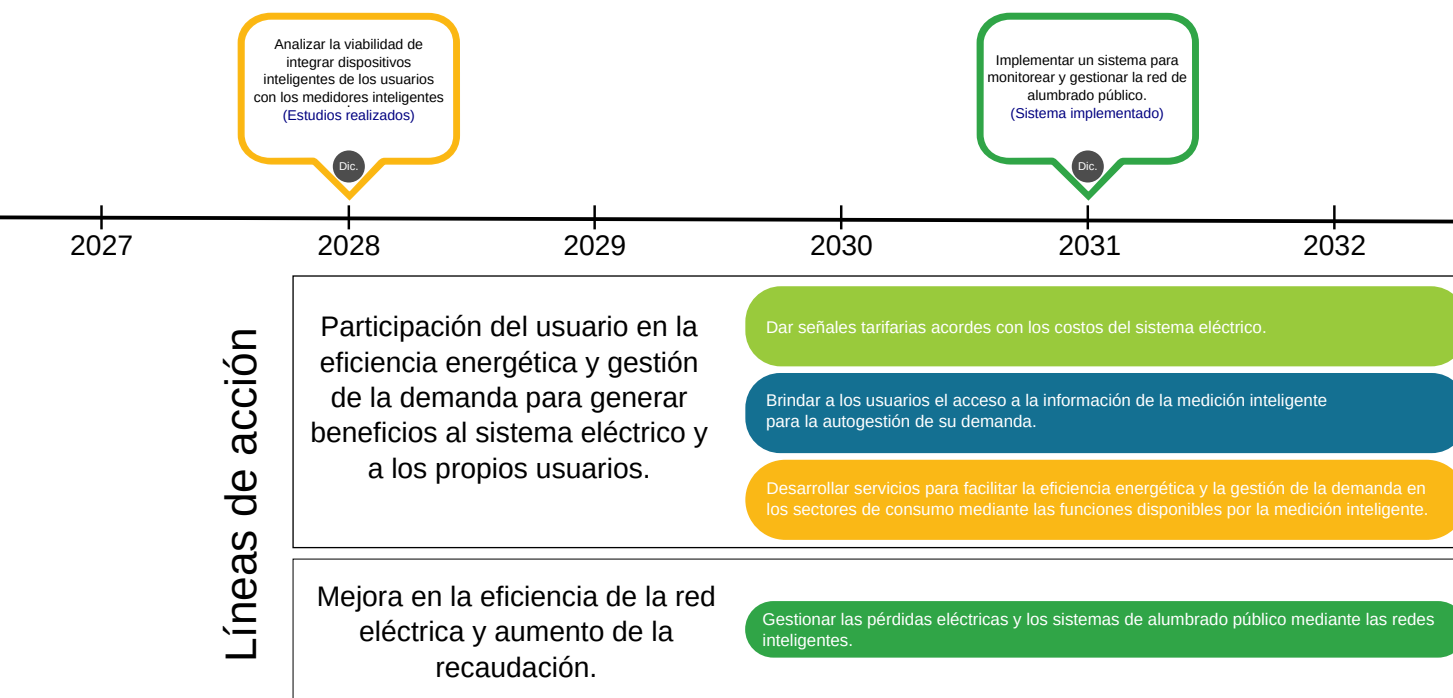
Aprovechar la movilidad eléctrica para optimizar la operación del SEN

Asegurar el suministro de electricidad para la movilidad eléctrica

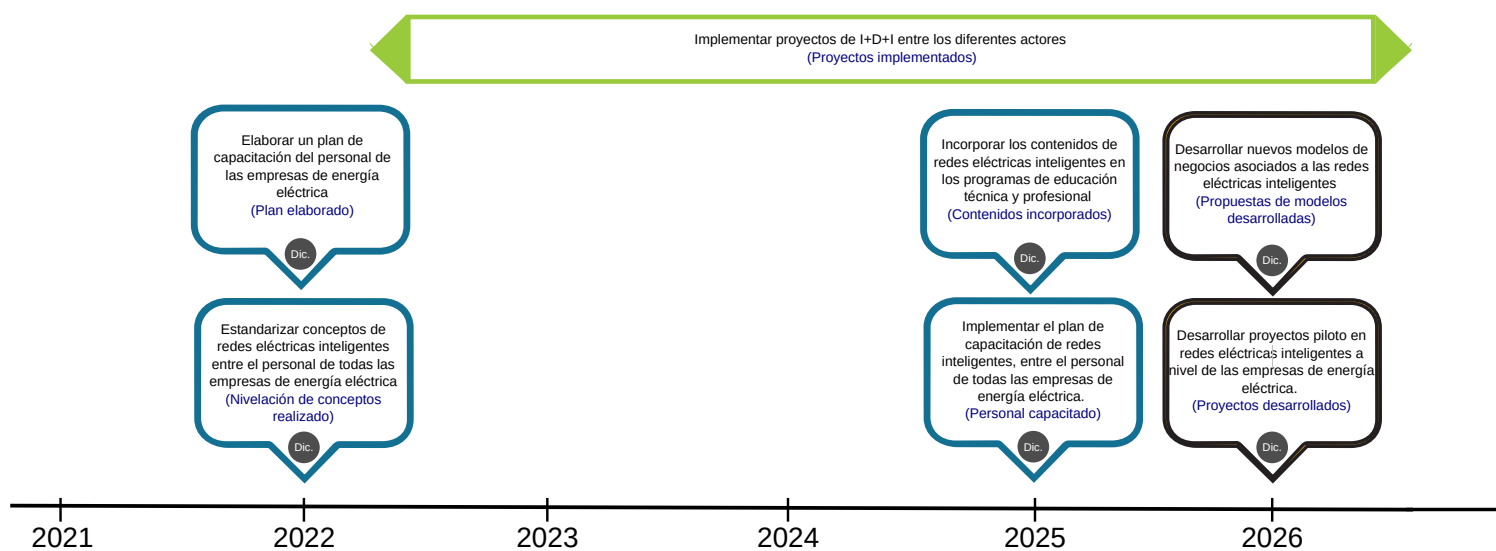
Eje 3: Eficiencia energética y gestión de la demanda



Incentivar la participación de los usuarios en su propia gestión energética y generar beneficios para el sistema eléctrico mediante la mejora de los factores de carga y aumentos en la recaudación utilizando las redes inteligentes



Ejes transversales



- Desarrollar capacidades a nivel nacional sobre redes eléctricas inteligentes.
- Promover la investigación, el desarrollo y la innovación de las redes eléctricas inteligentes y temas asociados a nivel nacional.

2027

2028

2029

2030

2031

2032

Líneas de acción

Formar capacidades, competencias y habilidades en los actores para propiciar las condiciones de las REI aplicables al país.

Incrementar el conocimiento para el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes

Fomentar la articulación de los recursos de investigación, desarrollo e innovación para fortalecer las redes eléctricas inteligentes en el país.

Implementar y desarrollar proyectos que potencien las aplicaciones técnicas y comerciales de las redes eléctricas inteligentes en las empresas de energía eléctrica

Generar las condiciones para desarrollar el conocimiento científico y tecnológico sobre las redes eléctricas inteligentes en procura de mejorar el sistema eléctrico nacional.

8 MODELO DE GESTIÓN



El modelo de gestión para ENREI tiene como propósito establecer los mecanismos de organización para que todos los actores vinculados a la ejecución y seguimiento de la estrategia, interactúen y coordinen esfuerzos para llevarla a cabo. Esto se logrará mediante una organización compuesta por varias instancias ya existentes en el sector energía que tendrá las siguientes tareas:

- Dirigir, articular y coordinar la parte política-estratégica de ENREI.
- Coordinar y ejecutar las acciones de ENREI.
- Gestionar y dar seguimiento a la ENREI.

8.1 Organización de las instancias ENREI

En cuanto a la dirección, la articulación y la coordinación política-estratégica, se tomará en consideración la organización descrita en el *Decreto Ejecutivo N° 35991-MINAET, Reglamento de Organización del Subsector Energía* y sus reformas, correspondiente al Consejo Subsectorial de Energía (CSE), donde participan los jefes de las instituciones y empresas del sector eléctrico, con la particularidad de que se integrarán los jefes de las cooperativas de electrificación rural. Por lo tanto, se denominará como “Consejo Subsectorial de Energía ampliado”.

Este Consejo ampliado tendrá como fin brindar la dirección política, facilitar la coordinación y la organización entre los diferentes ejecutores, además, emitirá las disposiciones para la implementación de la estrategia. Será presidido y convocado por el (la) Ministro (a) MINAE en su calidad de Rector (a) del sector de Ambiente, Energía y Mares, y estará conformado por el Regulador General de los Servicios Públicos y los Presidentes Ejecutivos o Gerentes de las empresas de energía eléctrica. La SEPSE funcionará como secretaria del Consejo y dará el apoyo en la dirección y asesoría técnico-estratégica.



Instancia	Empresas	Responsabilidades
Consejo Subsectorial de Energía (CSE) ampliado	■ Rector (a) del sector energía, Ministro (a) MINAE ■ ARESEP ■ Jerarcas de las instituciones y empresas públicas de energía eléctrica (ICE, CNFL, JASEC, ESPH) ■ Jerarcas de las cooperativas de electrificación rural (COOPEALFARORUIZ R.L., COOPEGUANACASTE R.L., COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L.) ■ SEPSE	Brindar la dirección política, facilitar la coordinación y la organización entre los diferentes ejecutores. Conocer y aprobar los ajustes a la ENREI. Emitir los lineamientos generales para articular la ENREI. Promover la puesta en práctica de las políticas, planes, programas y proyectos de ENREI. Coordinar los planes, programas y proyectos con los actores fundamentales de la ENREI. Tomar decisiones inherentes a la implementación de la ENREI. Facilitar y/o gestionar recursos financieros-económicos para el desarrollo de la ENREI. Ordenar la vinculación de la ENREI en los planes estratégicos e institucionales de las diferentes organizaciones. Rendir cuentas sobre el avance de ENREI. Convocar a los actores que se precisen a fin de recibir recomendaciones y asesorías técnicas.

Cuadro 1. Integrantes del Consejo Subsectorial de Energía ampliado y sus responsabilidades.

Fuente: Elaboración propia

Para coordinar y ejecutar la ENREI, adicionalmente a las empresas de energía eléctrica y el regulador de los servicios públicos también participarán la academia, el sector privado, cámaras, organizaciones, asociaciones y otros mecanismos de coordinación dentro del sector energía.

Para cada acción de la ENREI se han establecido coordinadores y ejecutores:

- *Los coordinadores* de la ENREI tendrán la responsabilidad de liderar la organización de las acciones vinculadas a la estrategia, con la participación de los ejecutores, quienes apoyarán según sus competencias y atenderán los lineamientos o disposiciones que indique el *CSE ampliado*.
- *Los ejecutores* de la ENREI tendrán la responsabilidad de operativizar e implementar las acciones de la estrategia. Se contará con la participación de otros sectores que apoyarán la implementación de la estrategia, tal como se mencionó anteriormente.

Seguidamente el detalle de las instancias, las empresas y las responsabilidades:

Instancia	Empresas	Responsabilidades
Coordinadores	■ Empresas de energía eléctrica (CNFL, COOPEALFARORUIZ R.L., COOPEGUANACASTE R.L., COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L., ESPH, ICE, JASEC) ■ ARESEP ■ CONACE ■ MICITT ■ SEPSE	Ser el enlace coordinador para organizar la implementación de la ENREI junto con los ejecutores.
		Atender y comunicar los lineamientos o disposiciones que indique el CSE ampliado.
		Articular los requerimientos técnicos que se requieran para el cumplimiento de ENREI junto con los ejecutores.
		Reportar los avances y riesgos que se presenten en el cumplimiento de la ENREI.
		Consolidar los insumos de avance de ENREI.
	■ Empresas de energía eléctrica (CNFL, COOPEALFARORUIZ R.L., COOPEGUANACASTE R.L., COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L., ESPH, ICE, JASEC) ■ ARESEP ■ SEPSE	Mantener una comunicación y una coordinación constante y fluida con el CSE ampliado.
Ejecutores	■ SEPSE	Liderar y coordinar la implementación de la ENREI junto con los enlaces coordinadores.
		Consolidar los insumos de avance de ENREI y elaborar los informes.
		Coordinar y articular los requerimientos técnicos que se requieran para el cumplimiento de ENREI junto con los enlaces coordinadores.
		Operativizar e implementar las acciones de la ENREI.
		Velar porque las acciones de la ENREI estén vinculadas a los planes estratégicos e institucionales.
	■ Empresas de energía eléctrica (CNFL, COOPEALFARORUIZ R.L., COOPEGUANACASTE R.L., COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L., ESPH, ICE, JASEC) ■ ARESEP ■ ASESOLAR ■ CCGD ■ CONACE ■ CONICIT ■ INA ■ INTECO ■ MEP ■ MICITT ■ MINAE ■ Sector privado ■ SEPSE	Mantener una comunicación y una coordinación constante y fluida con los coordinadores de la ENREI.
		Gestionar la información y reportar los avances y los riesgos que se presenten en la implementación ante los coordinadores de la ENREI.
		Brindar los insumos de avance de las acciones ENREI ante los coordinadores de ENREI cuando sea requerido.

Cuadro 2. Coordinadores y ejecutores de la ENREI y sus responsabilidades.

Fuente: Elaboración propia

Para el seguimiento y evaluación de la ENREI, se tomará en consideración la organización descrita en el *Decreto Ejecutivo N° 35991-MINAET, Reglamento de Organización del Subsector Energía*, correspondiente al Comité Técnico Subsectorial de Energía (CTSE), donde participa el Director (a) de la SEPSE, quien lo preside, junto a los jefes o responsables de las unidades de planificación de las instituciones y empresas públicas que conforman el sector eléctrico, con la particularidad de que se integrarán los jefes o responsables de las unidades de planificación de las cooperativas de electrificación rural, denominándose “*Comité Técnico Subsectorial de Energía ampliado*”.

Instancia	Empresas	Responsabilidades
Comité Técnico Subsectorial de Energía (CTSE) ampliado	■ SEPSE ■ ARESEP ■ Empresas de energía eléctrica (CNFL, COOPEALFARORUIZ R.L., COOPEGUANACASTE R.L., COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L., ESPH, ICE, JASEC)	Vincular las acciones de la ENREI a los planes estratégicos e institucionales a fin de prever los recursos necesarios (presupuestarios y administrativos).
		Servir de enlace entre el CSE ampliado, los coordinadores y los ejecutores de la ENREI dentro del sector energía.
		Suministrar la información que sea solicitada sobre ENREI.
		Dar seguimiento a los lineamientos y disposiciones que establezca el CSE ampliado sobre ENREI.
		Informar y reportar los riesgos que se presenten en la implementación de la ENREI.
		Revisar y validar los informes de avance semestrales de la ENREI.
	■ SEPSE	Coordinar y promover el alineamiento del proceso de planificación de las instituciones y empresas coordinadoras y ejecutoras con la ENREI.
		Establecer los mecanismos e instrumentos para darle seguimiento a la ENREI.
		Gestionar y elaborar los informes de avance de la ENREI.
		Gestionar y elaborar las evaluaciones de la ENREI.
		Servir de enlace entre el CSE ampliado y el CTSE ampliado.

Cuadro 3. Integrantes del Comité Técnico Subsectorial de Energía ampliado y sus responsabilidades.
Fuente: Elaboración propia

9 SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN



El seguimiento y evaluación de la ENREI, considera lo establecido en los apartados “8.8 Matriz estratégica y plan de acción” y “8.9 Hoja de ruta”, donde se establece la programación para cada una de las acciones de la estrategia; de igual forma se aplicarán otros puntos de control que permitirán mostrar el avance de la estrategia y sus resultados.

9.1 Seguimiento

La ENREI tiene una vigencia de 10 años y se actualizará cada dos años para lograr un seguimiento adecuado. En cada proceso de actualización se considerarán los cambios generados en las políticas nacionales de energía, tecnología y ambiente, así como, todas las nuevas disposiciones que se encuentren vigentes.

El principal parámetro de control para el seguimiento de la estrategia será el grado de avance de cada una de las acciones, en concordancia con el cumplimiento de los indicadores, para lo cual se harán informes de seguimiento de forma semestral.

Le corresponderá al *CSE ampliado* tomar las acciones correctivas, de coordinación intersectorial y de ajustes a la estrategia, basados en los informes de avance donde se comparará el grado de avance de lo ejecutado respecto a lo programado. Los responsables de la ejecución deberán entregar estos informes con los resultados obtenidos y el grado de avance de la ENREI, según los instrumentos establecidos por el *CTSE ampliado*. En caso de existir metas no cumplidas o con atrasos en su ejecución, se deberá advertir detallando las consecuencias, así como la propuesta de acciones correctivas.



			Puntos de control		
Año	Períodos de Administración	Horizonte de la ENREI	Actualizaciones de ENREI	Informes de seguimiento y evaluación	Informe final de Administración
2021	2019-2022	2021-2031		2	
2022	2022-2026			2	1
2023			1	2	
2024				2	
2025				2	
2026			1	2	1
2027	2026-2030			2	
2028				2	
2029			1	2	
2030				2	1
2031	2030-2034			2	
203...				1	

Cuadro 4. Puntos de control para la ENREI.
Fuente: Elaboración propia

9.2 Evaluación

El proceso de evaluación consiste en brindar el grado de avance de la ENREI y los resultados que se van obteniendo mediante su implementación.

Para la evaluación se han establecido indicadores de gestión, los cuales están definidos en la matriz del plan de acción del apartado “8.8 Matriz estratégica y plan de acción”.

Adicionalmente, como indicador de resultado para la ENREI, se propone determinar el porcentaje de digitalización y automatización que va alcanzando la red eléctrica del país, con base en la implementación de los sistemas, sus arquitecturas e infraestructura básica definida en la estrategia. El indicador definido es el siguiente:

Elemento	Descripción
Nombre del indicador	Porcentaje de sistemas de infraestructura básica implementados para la digitalización y automatización de la red eléctrica (%).
Descripción	Este indicador medirá individualmente, el grado de avance en la implementación de la infraestructura básica para las redes eléctricas inteligentes (REI). La infraestructura básica contempla los siguientes sistemas con sus arquitecturas: 1- Sistema de supervisión, adquisición y control de datos (SCADA). 2- Automatización de la red de distribución con equipos de campo. 3- Sistema de información geográfica (SIG) modelado y con información de clientes. 4- Sistema de medición inteligente implementado al 100%. 5- Sistema de gestión de red (DMS). 6- Sistema de gestión de averías (OMS). Este indicador está ligado a las metas de la acción 1.1.1.3. Implementar el plan de inversión de la infraestructura básica de red eléctrica inteligente, que incluya los sistemas y sus arquitecturas.
Fórmula de cálculo	$\% \text{ DARE} = \frac{(\sum \% \text{ de avance de empresa N} \times \text{Número de clientes de empresa N})}{(\text{Número de clientes totales})}$ $\% \text{ avance de empresa N} = \frac{\sum \% \text{ de sistemas IB}}{100 \times \text{cantidad de sistemas IB}}$ Donde: Empresa N= cada una de las empresas de energía eléctrica (máximo de 8) Sistemas IB= cantidad de sistemas de la infraestructura básica de REI (máximo 6)
Unidad de medida	Porcentaje
Fuente de información	La fuente de información para el cálculo del indicador se obtendrá de los informes de avance semestrales que brinden cada una de las empresas de energía eléctrica para ENREI.

Cuadro 5. Indicador de resultado para ENREI.
Fuente: Elaboración propia

Para ENREI, también deberán definirse los indicadores de impacto, así como las fuentes de información que permitan alimentar los mismos. Le corresponderá al *CTSE ampliado*, realizar la propuesta conforme se obtengan las estimaciones y evaluaciones de la estrategia.

REFERENCIAS



- [1] AF Mercados EMI, «Turkey Smart Grid 2023 Vision and Strategy Roadmap Summary Report,» Electricity Distribution Services Association (ELDER), 2018.
- [2] Departamento Federal de Medio Ambiente, Transporte, Energía y Comunicaciones, «Hoja de Ruta de la Red Inteligente Suiza Caminos Hacia el Futuro de las Redes Eléctricas Suizas,» Gobierno de Suiza, 2015.
- [3] Agencia Internacional de Energía (IEA), «How 2 Guide for: Smart Grids in Distribution Networks Roadmap, Development and Implementation,» IEA, Paris, 2015.
- [4] Ministerio de Potencia de la India, «Smart Grid Vision and Roadmap for India,» Gobierno de la India, 2013.
- [5] Ministerio Federal de Transporte, Innovación y Tecnología (bmvit), «Smart Grids Austria Technology Roadmap Implementation Steps for the Power System Transition up to 2020,» Gobierno de Austria, Viena, 2015.
- [6] R. Uluski, M. Madrigal y K. Mensan Gaba, «Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy The Case of Distribution,» Grupo Banco Mundial, Washington D.C., 2017.
- [7] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), «Smart Grids Colombia Visión 2030. Mapa de Ruta, Construcción y Resultados,» Colombia Inteligente, Bogotá, 2016.
- [8] M. Wakefield, «Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects,» Electric Power Research Institute (EPRI), 2012.
- [9] V. Cagri Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati y G. Hancke, «A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements,» IEEE Transactions on industrial informatics, vol. 9, n° 1, pp. 28-42, 2013.
- [10] Indian Smart Grid Forum, «Smart Grid Handbook for Regulators and Policy Makers,» 2017.
- [11] G. Dileep, «A Survey on Smart Grid Technologies and Applications,» Renewable Energy, n° 146, pp. 2589-2625, 2019.
- [12] J. Dougherty y W. Stebbins, «"Power Quality: A Utility and Industry Perspective",» 1997 IEEE Annual Textile, Fiber and Film Industry Technical Conference, pp. 5-10, 1997.
- [13] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), «Norma técnica de planeación, operación y acceso al sistema eléctrico nacional (POASEN),» 2016.
- [14] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), «Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCAL),» 2015.
- [15] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), «Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM),» 2016.
- [16] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), «Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas (AR-NT-SUINAC),» 2016.
- [17] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), «Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica (AR-NT-SUMEL),» 2016.

- [18] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), «Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN),» 2019.
- [19] Centro de Control de la Energía (CENCE), «Información técnica - Reportes Anuales de Generación y Despacho,» Instituto Costarricense de Electricidad, 2020. [En línea]. Available: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
- [20] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle y I. Pérez-Arriaga, «The Value of Aggregators in Electricity Systems,» MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 2016.
- [21] República de Sudáfrica, Departamento de Energía, «Strategic National Smart Grid Vision for the South African Electricity Supply Industry,» Ciudad del Cabo, 2012.
- [22] DOE, Departamento de Energía de Estados Unidos, «Smart Grid System Report - 2018 Report to Congress,» Washington, DC, 2018.
- [23] CE, Comisión Europea , «Assessment and Roadmap for the Digital Transformation of the Energy Sector towards an Innovative Internal Energy Market,» 2019.
- [24] Departamento de Energía de Sudáfrica, «Strategic National Smart Grid Vision for the South African Electricity Supply Industry,» Gobierno de Sudáfrica, 2017.
- [25] Smart Grids Colombia, «Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de redes inteligentes en Colombia,» Bogotá, 2016.
- [26] Gobierno de Dinamarca, Ministerio de Clima, Energía y Edificios, «Smart Grid Strategy - The Intelligent Energy System of the Future,» Copenhague, 2013.
- [27] Agencia de información de energía de los Estados Unidos (EIA, siglas en inglés), página web: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/dsm/>
- [28] Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA siglas en inglés). Innovation Landscape for a renewable powered future, 2019.
- [29] Instituto de Tecnologías de Massachusetts (MIT, siglas en inglés), Utility of the future, 2016.
- [30] Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE). Perspectivas económicas de la OCDE, informe provisional. Fortalecimiento de la recuperación: La necesidad de velocidad, marzo 2021, página web: [34bfd999-en.pdf](https://oecd-ilibrary.org/publications/34bfd999-en.pdf) (oecd-ilibrary.org).

Anexo 1: Lista de participantes confirmados en el taller virtual “Integración de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes” realizado el 05 de agosto del 2020.

ARESEP	MARIO MORA QUIRÓS	ESPH S.A.	LIL CATALINA HERNÁNDEZ JIMÉNEZ
ARESEP	ALLAN QUESADA ROJAS.	ICE	JOSÉ PABLO ARGUEDAS BENAVIDEZ
ARESEP	ARIEL SOLÓRZANO GUTIÉRREZ	ICE	JORGE RODRÍGUEZ VARGAS
CNFL	MARÍA GABRIELA RAMÍREZ ARGUEDAS	ICE	SALVADOR LÓPEZ
CNFL	JEFFREY BARRIENTOS CAMPOS	ICE	GASTÓN BROUTIN SHEIK
CNFL	ERIC ESQUIVEL PORRAS	ICE	JUAN CARLOS MONTERO
CNFL	MAURICIO MORENO PANIAGUA	JASEC	CRISTIAN ACUÑA BRENES
CNFL	RAÚL FERNÁNDEZ VÁSQUEZ	JASEC	DIEGO MASÍS
CNFL	RODRIGO ESPINOZA PORRAS	JASEC	ANDRÉS GÓMEZ QUESADA
COOPEALFARORUIZ, R.L.	JOSÉ FABIO AGUILAR SALAS.	MINAE	ROLANDO CASTRO
COOPEALFARORUIZ, R.L.	CARLOS ANDRÉS SALAZAR LÓPEZ.	MINAE	RANDALL ZÚÑIGA
COOPEGUANACASTE, R.L.	MIGUEL GÓMEZ COREA	MINAE	NATALIA BRENES GONZÁLEZ
COOPEGUANACASTE, R.L.	YURI ALVARADO ROJAS	MINAE	ELIUD PALAVICINI GONZÁLEZ
COOPELESCA, R.L.	GERARDO ARCE ARGUELLO	MINAE, SEPSE	ALFONSO HERRERA HERRERA
COOPELESCA, R.L.	LUCÍA LUNA SALAS	MINAE, SEPSE	FRANCINE SOLERA MENESES
COOPELESCA, R.L.	MAYRONE CARVAJAL SALAS	MINAE, SEPSE	JORGE PÉREZ MORA
COOPELESCA, R.L.	RANDALL SOLÍS MIRANDA	MINAE, SEPSE	LAURA LIZANO RAMÓN
COOPELESCA, R.L.	MARLON VARGAS MEJÍAS	MINAE, SEPSE	LUISA FDA. QUIRÓS DUCCA
COOPELESCA, R.L.	MILTON GONZÁLEZ TENORIO	MINAE, SEPSE	PAÚL DELGADO ARCE
COOPESANTOS, R.L.	MARIO PATRICIO SOLÍS SOLÍS	MINAE, SEPSE	SAY-LHENG SOLERA CHING
COOPESANTOS, R.L.	ENRIQUE MADRIGAL GÓMEZ	WORLD BANK	CARLOS BATLLE LÓPEZ
COOPESANTOS, R.L.	GUSTAVO JARA ALVARADO	WORLD BANK	GUSTAVO VALVERDE
ESPH S.A.	JOSÉ FRANCISCO HIDALGO MOREIRA	WORLD BANK	MARIANO GONZÁLEZ
ESPH S.A.	MARCO SALAZAR BLANCO	WORLD BANK	RAFAEL BEN

Anexo 2: Lista de participantes registrados a la “Presentación de la propuesta de la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes” realizado el 15 de octubre del 2020.

ACOPE	MARIO ALVARADO MORA	COOPEGUANACASTE, R.L.	CARLOS ANDRÉS CASCANTE SÁNCHEZ	ITECNA	FAURICIO ACUÑA ROJAS
ARESEP	ADRIANA ARGUELLO	COOPEGUANACASTE, R.L.	MIGUEL GÓMEZ COREA	JASEC	ANDRÉS GÓMEZ QUESADA
ARESEP	ARIEL SOLÓRZANO GUTIÉRREZ	COOPEGUANACASTE, R.L.	YURI ALVARADO ROJAS	JASEC	CARLOS EDUARDO BONILLA ELIZONDO
ARESEP	CARSO TH FARISSA FARRIER SOTO	COOPELESCA R.L.	ÁLVARO CHAVERRI SOLÍS	JASEC	CRISTIAN ACUÑA BRENES
ARESEP	DAVID CHACÓN HUAMAN	COOPELESCA R.L.	ANDREY JIMÉNEZ OSES	JASEC	DIEGO MASÍS NAVARRO
ARESEP	LUIS DIEGO GUERRERO ÁVILA	COOPELESCA R.L.	JOSÉ LUIS GAMBOA QUESADA	JASEC	JONATHAN GAMBOA ARAYA
ARESEP	MARCO CORDERO	COOPELESCA R.L.	LUCÍA LUNA SALAS	JASEC	MARCO MORA RAMÍREZ
ARESEP	MARIO MORA QUIRÓS	COOPELESCA R.L.	MAYRONE CARVAJAL SALAS	JASEC	MINOR HERNÁNDEZ NAVARRO
ARESEP	MARLON YONG CHACÓN	COOPELESCA R.L.	MILTON GONZÁLEZ TENORIO	JASEC	WILLIAM BLANCO CASTILLO
ARESEP	MAURICIO CASCANTE SOLANO	COOPESANTOS, R.L.	CARLOS ABARCA	MICITT	TEODORO WILLINK CASTRO
ARESEP	TONY ALONSO MÉNDEZ PARRALES	COOPESANTOS, R.L.	CLAUDIO UREÑA UREÑA	MIDEPLAN	ROSAURA ELIZONDO CERDAS
ARESEP	VÍCTOR VALVERDE ESPINOZA	COOPESANTOS, R.L.	ENRIQUE MADRIGAL GÓMEZ	MINAE	FRANCISCO JOSÉ GÓMEZ BUENO
BID	SYLVIA LARREA	COOPESANTOS, R.L.	GUSTAVO J. JARA ALVARADO	MINAE	PATRICIA CAMPOS MESÉN
CECACIER	JOSÉ MARIO JARA CASTRO	ELMEC S.A.	BERNAL SOLANO GRANADOS	MINAE	RANDALL ZÚÑIGA
CECACIER	RAFAEL AVENDAÑO VALVERDE	ELMEC S.A.	GUSTAVO MARÍN BRUMLEY	MINAE	ROLANDO CASTRO
CENAT/CONARE	ALLAN JOSUÉ CAMPOS GALLO	EMBAJADA DE EE.UU	REBECA ESPINOZA-BENSON	PNUD	ESTEBAN BERMÚDEZ FORN
CNFL, S.A.	ÁLVARO VÁSQUEZ MONGE	ESPH SA	JOSÉ FRANCISCO HIDALGO MOREIRA	PNUMA ROLAC	FABRÍCIO PIETROBELLI
CNFL, S.A.	BRYAN MOLINA GUZMÁN	ESPH SA	LUIS HUMBERTO FALLAS FERNÁNDEZ	SEPSE, MINAE	ALFONSO HERRERA
CNFL, S.A.	CARLOS HUMBERTO GUZMÁN LEÓN	ESPH SA	MARCO SALAZAR BLANCO	SEPSE, MINAE	ANA CATALINA VILLALOBOS GONZÁLEZ
CNFL, S.A.	ERIC ESQUIVEL PORRAS	FUNDACIÓN CRUSA	CAROLINA RODRÍGUEZ	SEPSE, MINAE	FRANCINE SOLERA MENESES
CNFL, S.A.	IVÁN MONTES	ICE	ALBERTO GRANADOS LÓPEZ	SEPSE, MINAE	JORGE ARTURO PÉREZ MORA
CNFL, S.A.	JEFFREY BARRIENTOS CAMPOS	ICE	ANABELLE ZAGLUL FIATT	SEPSE, MINAE	LAURA LIZANO
CNFL, S.A.	MARÍA GABRIELA RAMÍREZ ARGUEDAS	ICE	GASTÓN BROUTIN SHEIK	SEPSE, MINAE	NOBELTY SANCHEZ ACUÑA
CNFL, S.A.	MAURICIO CÉSPEDES MELÉNDEZ	ICE	IRENE CAÑAS DÍAZ	SEPSE, MINAE	PAÚL DELGADO ARCE
CNFL, S.A.	RAÚL FERNÁNDEZ VÁSQUEZ	ICE	JOSÉ ANTONIO ARAGÓN SOTO	SEPSE, MINAE	SAY-LHENG SOLERA CHING
CNFL, S.A.	RODRIGO ESPINOZA PORRAS	ICE	LORENA MARIÑO AVENDAÑO	UNIVERSIDAD DE COSTA RICA	JUAN MARCOS DELGADO ZUMBADO
CNFL, S.A.	VÍCTOR JULIO SOLÍS RODRÍGUEZ	ICE	MANUEL BARBOZA CHACÓN	UNIVERSIDAD DE COSTA RICA/	
COMEX	ALEJANDRA AGUILAR	ICE	YENDRY GARCÍA CHAVARRÍA	RECTORIA	EMILIA MARTÉN ARAYA
COMEX	MARÍA JOSÉ JIMÉNEZ HIDALGO	INA	DIEGO VARGAS HERNÁNDEZ	WORLD BANK	CARLOS BATLLE LÓPEZ
COMEX	NATALIA PORRAS	INA	ELAINE CAROLINA MENDOZA FERNÁNDEZ	WORLD BANK	GUSTAVO VALVERDE
CONELECTRICAS R.L.	ERICK ROJAS SALAZAR	INA	JAIR ARBUSTINI BONILLA	WORLD BANK	MARIANO GONZÁLEZ
CONELECTRICAS R.L.	MELVIN PACHECO VÁSQUEZ	INA	LUIS DIEGO GONZÁLEZ ESQUIVEL	WORLD BANK	RAFAEL BEN
COOPEALFARORUIZ R.L.	ANDRÉS F. MONTTOYA A	INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA			
COOPEALFARORUIZ R.L.	BAYRON OVIEDO MORA	APLICADA S.A.	JORGE CHAVERRY		
COOPEALFARORUIZ R.L.	JEFFERSON CAMACHO GÓMEZ	ITCR	CARLOS MEZA BENAVIDES		
COOPEALFARORUIZ R.L.	JOSÉ FABIO AGUILAR SALAS	ITCR	GUSTAVO ADOLFO GÓMEZ RAMÍREZ		

