



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

MEMORIA DE LABORES

2021

La realización de este documento ha sido gracias al apoyo de las gerencias y coordinaciones técnicas y de gestión del Ente Operador Regional (EOR)

José Hernández
Gerente de Planificación y Operación

Bili Martínez
Gerente de Transacciones de Energía

Marlon Castillo
Gerente de Información y Tecnología

Ana Delmy de Jovel
Gerente de Desarrollo Corporativo

Violeta de los Ángeles Barberena
Gerente de Asuntos Jurídicos

Aura Gutiérrez
Coordinadora de Gestión del Talento Humano

Arturo Rivera
Coordinador de Gestión Financiera

Coordinación, Supervisión y Revisión
Evelyn Flores Flores - Coordinadora de Comunicaciones y RRPP

Edición y Diseño Gráfico
José Revelo - Analista gráfico de Comunicaciones, EOR.

Una publicación del Ente Operador Regional (EOR). Avenida Las Magnolias n°128 colonia San Benito, San Salvador, El Salvador.

© 2022 EOR. Todos los derechos reservados

Este documento puede reproducirse total o parcialmente por cualquier medio, previa autorización de la entidad autora.

INDICE

Mensaje del Presidente	1
Nuestra Filosofía Institucional	3
Junta Directiva 2021	4
Equipo Ejecutivo Estratégico	6
Operación Técnica y Comercial del Mercado y Sistema Eléctrico Regional	7
Gestión de la Planificación y Operación del Sistema	9
Gestión de Transacciones de Energía	15
Gestión de Información y Tecnología	26
Estadísticas de Interés del Sector Eléctrico de América Central	36
Matriz energética 2021	37
Consumo y Demanda de Electricidad 2012-2021.....	37
Máxima Demanda en el Sistema Eléctrico Regional	39
Estadísticas Comerciales del Mercado Eléctrico Regional (MER)	39
Gestión Institucional.....	44
Coordinación de Gestión de Talento Humano	53
Gerencia de Asuntos Jurídicos	56
Gestión Financiera	58
Estados Financieros	60
Siglas y Acrónimos	73
Sitios de Interés	76

Mensaje del Presidente



El año 2021, ha sido un año de muchos retos para todos, considerando que la humanidad aún no se supera los daños causados por la pandemia del COVID 19, que amenazó la seguridad sanitaria y el desarrollo de la economía mundial; ahora, nos enfocamos en convivir con el virus y en la recuperación económica de nuestros países.

Pese a estos retos, el Ente Operador Regional, ha sabido desempeñarse manteniendo la calidad en el servicio de su operación gracias al enorme compromiso y profesionalismo de su talento humano, lo que nos ha permitido alcanzar grandes metas, como lo es:

- ★ El avance continuo de la ejecución del Plan Estratégico 2020-2025.
- ★ El mantenimiento de la Certificación de la norma ISO 9001:2015, por segundo año consecutivo, lo que destaca nuestro compromiso con la mejora continua y la calidad.
- ★ Revisión y actualización de la Estructura Organizacional con el propósito de asegurar el cumplimiento de su nuevo marco y planeación estratégica 2020 – 2025, considerando todas las necesidades funcionales surgidas en los últimos años debido a la ampliación de responsabilidades, adopción de estándares y buenas prácticas. Esta nueva estructura entrará en vigor a partir de enero 2022.
- ★ Estudio Salarial y actualización de la Política de Compensación y Beneficios, que permitió establecer una remuneración a los colaboradores de acuerdo con sus funciones y responsabilidades, valuación del puesto, conocer la situación de la institución dentro del mercado laboral, entre otros.

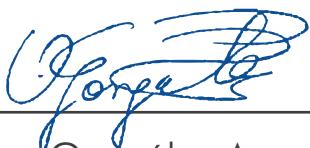
Este ha sido un logro de los más exitosos materializado con la aprobación de los recursos mediante la Resolución No. CRIE-31-2021: *Resuelve aprobar el Presupuesto del EOR para el año 2022, en la cual se aprueba la propuesta de nivelación salarial y beneficios.* Esta resolución fue emitida el nueve de diciembre de dos mil veintiuno.

- ★ Se ha iniciado la adopción de una cultura organizacional innovadora alineada con las mejores prácticas a nivel internacional en temas de talento humano.
- ★ A nuestro talento humano se le han fortalecido sus competencias técnicas y competencias blandas, mediante un Plan de Capacitación que tuvo el 93% de cumplimiento, permitiendo fortalecer su desarrollo profesional.

Dentro de nuestras funciones y responsabilidades hemos focalizado los esfuerzos en estos siguientes retos:

- 1) **Minimizar la ocurrencia de eventos en el Sistema Eléctrico Regional mediante acciones coordinadas con los OSOM,** que han consistido en:

- A. La instalación de esquemas regionales de protección al sistema.** los cuales se han implementado en distintas áreas de control y actúan ante grandes desbalances entre la carga y generación del sistema. Las áreas de control donde se han instalado estos esquemas de protecciones han sido en: Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, así como en la línea de interconexión eléctrica extraregional: Guatemala – México.
- B. Mejorar la coordinación de protecciones a nivel de la Red de Transmisión Regional (RTR).** Para ello, se ha desarrollado una consultoría por medio de cooperación técnica No Reembolsable con GIZ, para llevar a cabo un estudio de revisión y coordinación de protecciones RTR con la empresa SIEMENS. El estudio comprende el análisis y coordinación de las protecciones vigentes en las 230 líneas que conforman la RTR, en niveles de voltaje 230, 138 y 115kV.
- 2) Cumplimiento de la expansión de la transmisión nacional y regional.** El incremento de la demanda nacional de energía de los países de la región impone la necesidad de ampliar las redes de transmisión nacionales y ampliar la red regional para viabilizar el incremento de los intercambios.
- En este sentido el EOR, ha trabajado de la mano con los distintos actores del MER, para que se puedan realizar las inversiones de transmisión identificadas en los planes de expansión que el EOR ha realizado, y así construir los refuerzos necesarios en transmisión que permitan alcanzar y mantener la capacidad operativa mínima de 300MW evitando así, pérdidas de estabilidad del SER, tales como, colapsos totales o parciales en los países.
- 3) Garantizar la continuidad de la operación, administración y supervisión del MER, a través de la creación del Centro Alterno para la Continuidad de la Operación (CENALCO).** Este centro, que es un proyecto a futuro tendrá como función principal el asegurar la continuidad de los procesos críticos de la supervisión de la operación en Tiempo Real, la Seguridad Operativa y la Operación Comercial del MER, ante eventos de fuerza mayor o caso fortuito que imposibilite la operación normal en las oficinas y centro de control principal. El país identificado como el más apropiado para instalar este Centro de Control Alterno, ha sido Panamá.
- 4) Oficinas y Centro de Control Principal del EOR (OCCP).** Permitirá que la institución disponga de instalaciones propias que sean seguras para todo el personal y garanticen la ejecución de los procesos técnicos y comerciales del MER, con la infraestructura tecnológica adecuada y la sostenibilidad del medio ambiente.
- Todas estas apuestas nos permitirán: 1- Contar con una operación más confiable y robusta de todos los sistemas eléctricos nacionales en su conjunto, 2- Evitar la pérdida de estabilidad del SER, 3- Garantizar la ejecución de los procesos del MER y, 4- Respaldar sus funciones críticas con infraestructura tecnológica adecuada y necesaria dar continuidad al MER frente a contingencias que se presenten en el centro de control principal.
- Los retos son grandes, pero la confianza en que estamos dando los pasos adecuados es aún más grande.
- La Memoria de Labores 2021, presenta un resumen de las metas trazadas, alcanzadas y venideras, las cuales estoy seguro cumpliremos con éxito, ya que más allá de la inestabilidad sanitaria o económica, contamos con un talento humano convencido que en tiempos adversos: "Nuestra energía no se detiene".



Víctor González Angulo
Presidente Junta Directiva 2021

Nuestra filosofía institucional



MISIÓN

Unimos la energía de la región facilitando el abastecimiento energético seguro, económico y sostenible de los habitantes de América Central.



VISIÓN

Ser un ente operador de clase mundial reconocido por su compromiso con la innovación, la sostenibilidad y la excelencia en la integración de mercados eléctricos.



NUESTROS VALORES

Liderazgo

Somos una organización proactiva y orientada a resultados. Queremos trabajar junto a nuestros aliados estratégicos para lograr metas comunes, crecer y mejorar.

Transparencia

Facilitamos el acceso a la información del Mercado Eléctrico Regional aplicando estándares de transparencia y respetando la regulación regional.

Excelencia

Trabajamos en equipo promoviendo la innovación y la mejora continua orientada a nuestros clientes.

Imparcialidad

Realizamos nuestra gestión de forma neutral, objetiva y sin discriminación para nuestros clientes.

Integridad

Actuamos con rectitud, respeto, honestidad y legalidad.

Junta Directiva EOR

2021



Víctor González Angulo
Presidente



Salvador López Alfaro
Vicepresidente



Rodolfo López Gutiérrez
Secretario



Edward Fuentes (desde febrero 2021)
Protesorero



Juan Carlos Guevara (desde febrero 2021)
Tesorero



Rolando Castillo García
Prosecretario



Élmer Ruiz (desde febrero 2021)
Vocal



Sigfredo Figueroa (desde febrero 2021)
Vocal



Karla Hernández Saucedo
Vocal



Ramiro Troitiño Márquez
Vocal



Kenneth Lobo
Vocal



Martín Schaffer Pichardo
Vocal

Funciones centrales de la Junta

La Junta Directiva tiene a su cargo la dirección y administración del EOR, en el marco de las funciones establecidas en el Tratado Marco. Entre las funciones que le atribuye el Código de Buen Gobierno y su Reglamento Interno, se destacan:

- ❖ Cumplir y hacer cumplir las funciones y objetivos que le asigna el Tratado Marco al EOR y los acuerdos de Junta Directiva.
- ❖ Constituir Comités de Junta Directiva y formar Grupos de Trabajo.
- ❖ Nombrar al Director Ejecutivo para que éste ejecute las funciones de administración de la Institución bajo las directrices de la Junta Directiva.
- ❖ Ratificar la contratación de los gerentes de área que hayan sido electos por el Director Ejecutivo para el desempeño de su cargo.
- ❖ Establecer por medio de un Reglamento Interno de Trabajo, la organización del EOR, los regímenes de salarios y las prestaciones sociales del Personal Técnico y Administrativo del EOR.
- ❖ Aprobar los informes de memoria de labores y los estados de situación y de resultados del EOR.
- ❖ Aprobar las políticas administrativas y financieras por medio de las cuales el Director Ejecutivo llevará los controles y registros de conformidad con la legislación correspondiente.
- ❖ Aprobar el Plan Estratégico del EOR.
- ❖ Elaborar o modificar los reglamentos, normas o procedimientos requeridos por el Tratado.
- ❖ Determinar la estructura organizativa que se requiera para su funcionamiento.
- ❖ Determinar las dietas, emolumentos o asignaciones para los Directores.
- ❖ Aprobar el Presupuesto Anual del EOR.

Trabajo Junta Directiva 2021



Se alcanzaron **322** acuerdos.



Se realizaron **17** sesiones extraordinarias no presenciales.



Se desarrollaron **3** sesiones ordinarias presenciales

Equipo Ejecutivo y Estratégico



René González Castellón
Director Ejecutivo

GERENCIAS



Ana Delmy de Jovel
Gerente de Desarrollo Corporativo



José Hernández
Gerente de Planificación y Operación



Bili Martínez
Gerente de Transacciones de Energía



Marlon Castillo
Gerente de Información y Tecnología



Violeta Barberena
Gerente de Asuntos Jurídicos

COORDINACIONES



Arturo Rivera
Coordinador de Finanzas



Evelyn Flores
Coordinadora de Comunicación Institucional y RRPP



Antonio Durán
Coordinador Regulatorio



Aura Gutiérrez
Coordinadora de Talento Humano

PERSONAL DE APOYO ADMINISTRATIVO



Susana Figueroa
Asistente Administrativa de Dirección Ejecutiva



Samantha Bendaña
Asistente Ejecutiva de Dirección Ejecutiva



Eunice Martínez
Asistente de Gerencias



Operación Técnica y Comercial del Mercado y Sistema Eléctrico Regional

GERENCIA DE LA PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA



Primera fila (izquierda a derecha) Daniel Polanco; Juan Chinchilla; Carlos Erroa; José Hernández (Gerente); Christian Muñoz; Victor Villeda y Chrystian Celada. **Segunda fila (izquierda a derecha)** Alan Cornejo; Moises Tinoco; Jerry Alemán; Juan Bonilla; Ricardo Herrera; Diego Midence; José Gálvez y Carlos Cuellar.

Gestión de la Planificación y Operación del Sistema

Desde la gestión de la Planificación y Operación del Sistema, se dirige, coordina y vela por el cumplimiento e implementación de los procesos para la supervisión de la operación en tiempo real, estudios eléctricos de seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional (SER) y estudios de planificación de largo y mediano plazo de la expansión del sistema de generación y transmisión regional, así como la revisión de los estudios de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) que presentan los Agentes del MER. También, se coordinan y realizan todas las actividades concernientes a la operación técnica y planificación del SER y MER, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

A continuación, se presentan los logros y actividades principales realizadas en 2021, para los procesos de: Seguridad Operativa y Operación de Tiempo Real:

Seguridad Operativa

Para mitigar los efectos en Nicaragua y en el SER ante eventos regionales, se estableció en coordinación con el OS/OM de Nicaragua (CNDC-ENATREL) el ECS entre Honduras y Nicaragua para evitar el colapso de tensión en el área de control de Nicaragua, con el objetivo de evitar las condiciones para que las líneas de interconexión entre las áreas de control de Costa Rica y Nicaragua se desconecten debido a

eventos similares a los ocurridos el 09 de junio y 07 de julio del 2021, por altos flujos de potencia del sur hacia el triángulo norte. El EOR revisó y válido los estudios remitidos, así como también realizó sus propias simulaciones con los que se establecieron los siguientes parámetros de activación para el ECS NIC-HON que desconecta dicha línea de interconexión.

Parámetros de activación para el ECS entre Nicaragua y Honduras



Voltaje menor a 0.94 P.U.
en subestación Sandino o
subestación León I.



Flujo de potencia en dirección
S – N de Nicaragua hacia
Honduras mayor a 350 MW.



Tiempo de retardo internacional
de 750 ms. Este ECS entró en
operación el 1 de agosto de
2021.

Otro de los logros obtenidos durante este año fue, el inicio de la revisión en conjunto con el CENCE – ICE (Costa Rica) y CND ETESA (Panamá), de los ajustes para el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) y el

ECS en las interconexiones Costa Rica – Panamá, a solicitud del CND – ETESA ante la activación en condiciones normales de operación; y se definieron eventos a analizar y premisas para la realización de estudios.

Consultorías y talleres virtuales con apoyo de cooperación técnica:

Durante 2021 y como parte de la cooperación técnica proporcionada por el Departamento de Estado de Estados Unidos, se desarrollaron talleres virtuales que contaron con el apoyo de Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) y representantes del EOR, OS/OM, Agentes Transmisores y CENACE de México:



También con el apoyo de la Cooperación Alemana (GIZ) se llevó a cabo desde el 25 de noviembre al 10 de diciembre de 2022 el **Taller Virtual de Uso del Software de Coordinación de Protecciones SIEMENS-CAPE**, a cargo de especialistas de SIEMENS y participación de representantes del EOR, OS/OM y agentes transmisores.

La Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) también brindó apoyo para iniciar en conjunto con los OS/OM, agentes transmisores y SIEMENS, la consultoría denominada **"GIZ – EOR Central América Protection and System Restoration"**, que incluyó las siguientes tareas:

- Conformación de la base de datos regional de protecciones en el software SIEMENS – CAPE y estudio de coordinación de protecciones de la RTR.
- Revisión de la regulación regional relacionada con la supervisión de protecciones y esquemas de control suplementarios (ECS).
- Revisión y actualización de la Guía de Restablecimiento Regional y el protocolo de comunicación entre el EOR y los OS/OM.

Durante 2021 se inició el proceso de adquisición de una licencia del programa de cálculo y coordinación de ajustes de protecciones SIEMENS – CAPE. Así mismo, se ejecutó el 16, 17 y 20 de diciembre, la capacitación para el personal de seguridad operativa **“Uso de PSSE/E considerando plantas de generación intermitente y dispositivos de compensación reactiva SVC”**.

En ese mismo año, el área de Seguridad Operativa también desarrolló importantes actividades para el MER, tales como:

- ❖ Calcular y actualizar mensualmente los valores de máximo intercambio seguro de potencia entre las áreas de control del SER, por medio del estudio de “Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)”, con el objetivo de asegurar que las transacciones de energía se realicen en cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en el RMER.
- ❖ Además, se validó eléctricamente de forma diaria, el Predespacho Regional observando el cumplimiento de los valores establecidos en el “Estudio de Máximas Transferencias de Potencia” vigentes.
- ❖ También se coordinó el programa semanal y anual de mantenimientos a realizarse en la Red de Transmisión Regional, para asegurar el cumplimiento de los CCSD.
- ❖ Se realizó el estudio de máxima capacidad de transferencia entre México – Guatemala, el cual se actualizó dos veces correspondiente al período de invierno 2021 y verano 2021 – 2022.
- ❖ Determinación mensual de las Capacidades Operativas de Transmisión para la asignación de Derechos de Transmisión (COTDT).
- ❖ También se elaboraron informes mensuales y cuatrimestrales de evaluación del cumplimiento de los CCSD.
- ❖ Se efectuaron los análisis de seguridad operativa asociados a salidas programadas y no programadas de elementos de la RTR, eventos ocurridos en el SER y actuaciones de esquemas de control o de desconexión.

Reuniones de Comités Técnicos de Seguridad Operativa (CTSO)

En 2021 el área de Seguridad Operativa desarrolló una serie de reuniones virtuales del Comité Técnico de Seguridad Operativo:

- ❖ **Videoconferencia del 15 de julio de 2021:** Se revisaron detalles técnicos del informe final que quedaron pendientes en la videoconferencia realizada el 16 de junio sobre el evento regional ocurrido el 9 de ese mes, así como la revisión de los detalles técnicos del informe preliminar sobre el evento regional del 7 de julio.
- ❖ **Videoconferencia del 29 de julio:** Revisar y coordinar con todos los OS/OM y la EPR la implementación del nuevo ECS en las interconexiones NIC – HON propuesto por el OS/OM de Nicaragua.
- ❖ **Videoconferencia del 11 de noviembre:** Se revisaron los resultados del análisis realizado por el EOR así como la información remitida por todos los OS/OM sobre la factibilidad de disminuir la periodicidad mensual o quincenal del actual proceso de cálculo de las MCTP.

- ◊ **Videoconferencia del 26 de noviembre:** Revisar el informe preliminar de identificación de la RTR 2022 principalmente los resultados de la aplicación del Quinto Paso de la metodología vigente.
- ◊ **Videoconferencia del 9 de diciembre:** Reunión conjunta EOR, OS/OM y representantes de SIEMENS para revisar la migración del programa PSS/E a la versión 35.
- ◊ **Videoconferencia del 15 de diciembre:** Revisar y contextualizar la situación de los flujos circulantes en la asignación de DT y principales características del IRME – EO2 – 2021, así como presentar y obtener retroalimentación por parte de los OS/OM para la aplicación del procedimiento para determinar la matriz de la relación de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y Derechos de Transmisión (DT).
- ◊ **Videoconferencia del 17 de diciembre:** Revisar y determinar aspectos técnicos a convenir con el CENACE de México, para iniciar la revisión conjunta EOR – OSOM – CENACE del ECS EDALTIBV.

Operación en Tiempo Real

Basados en las condiciones de la emergencia mundial por el COVID-19, durante el año 2021 el personal operación en tiempo real, continúo ejecutando las funciones de supervisión del sistema eléctrico regional en dos centros de control habilitados en sitios en ubicación geográfica distinta, esto para evitar el contacto físico del personal y que garantizar la atención 24/7 del SER.

- El Centro Regional de Control de transacciones elaboró y publicó **365** informes diarios de operación.
- Se elaboraron **214** informes preliminares de eventos que resultan de la supervisión del SER, incluyendo **14** estados de emergencia y **6** estados de alerta.
- Se procesaron **13** solicitudes de redespacho, distribuidos de la siguiente manera:

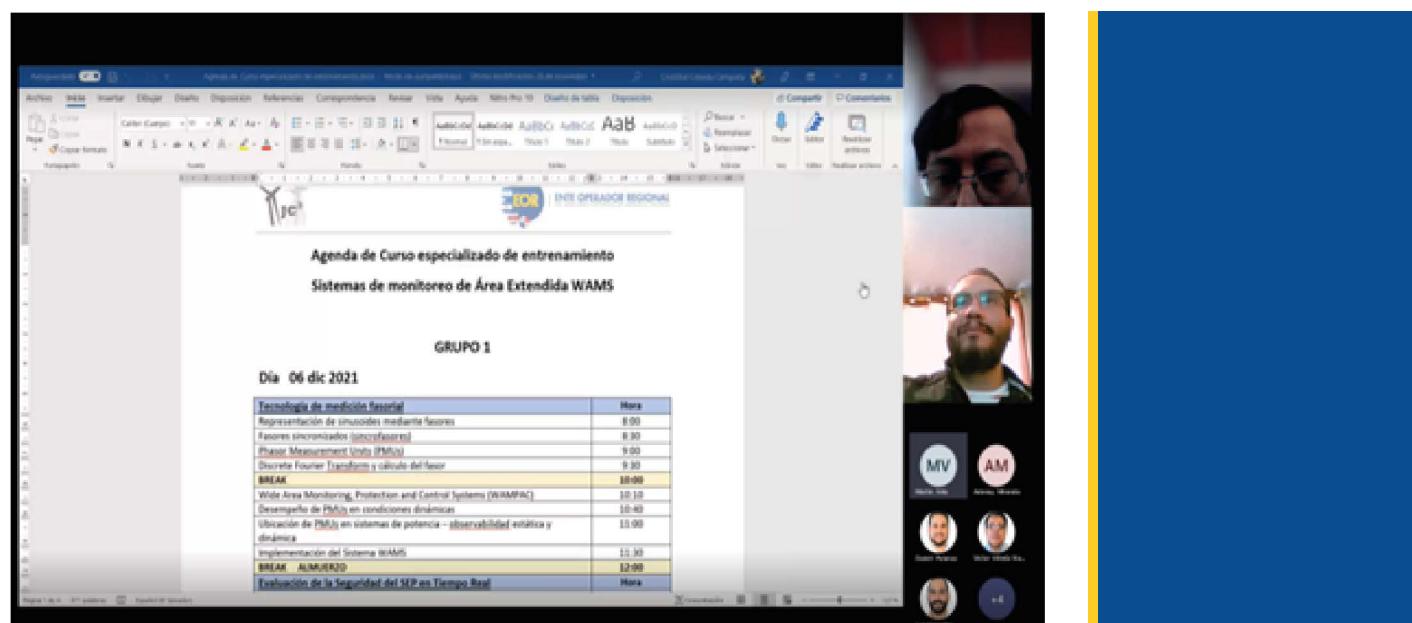
Causal	Costa Rica	EOR	Guatemala	Honduras	Total
Cambios Topológicos de la Red	1	0	2	4	7
Pérdida de Recursos de Generación	0	0	5	0	5
Validación Eléctrica	0	1	0	0	1
Total	1	1	7	4	13

- Se han procesado un total de **1,399** mantenimientos conforme se desglosa en la tabla:

País	Emergencia	No Programado	Programado	Total
Costa Rica	16	55	95	166
El Salvador	22	26	99	147
Guatemala	11	9	129	149
Honduras	74	265	62	401
Interconexión	24	32	31	87
Nicaragua	29	59	45	133
Panamá	79	233	4	316
Total	255	679	465	1399

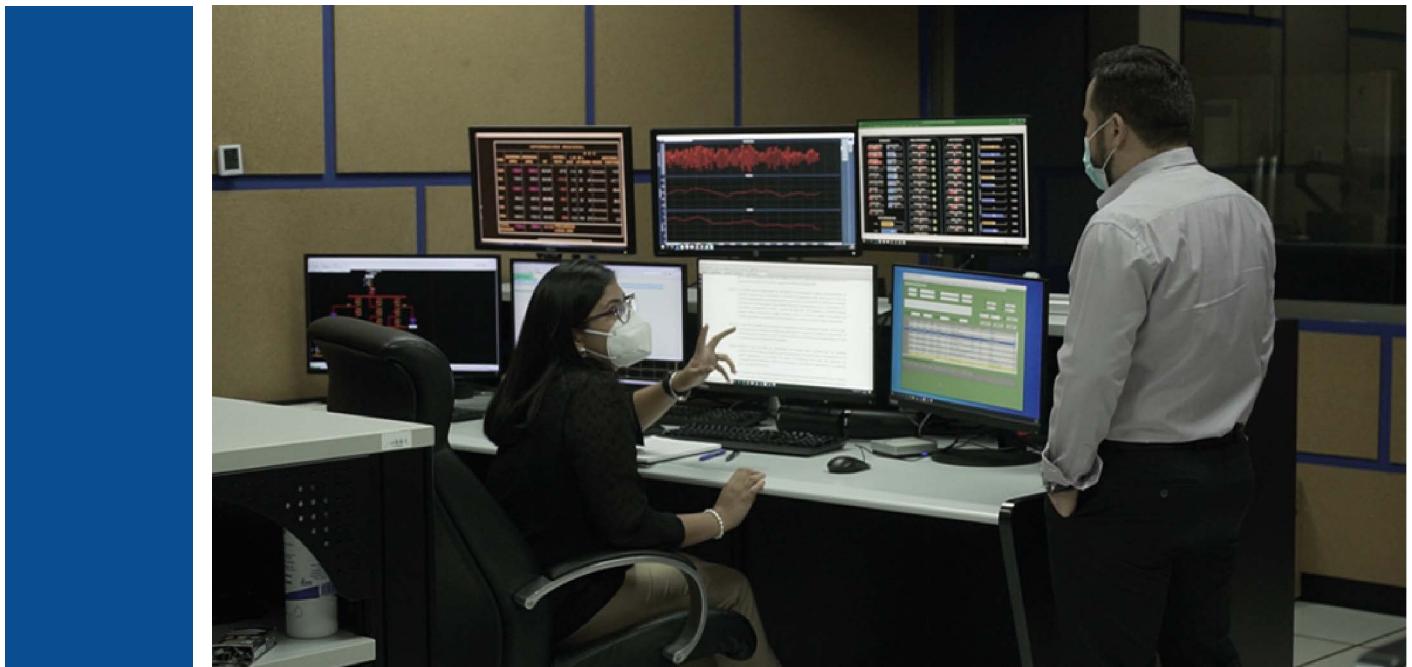
Participación en capacitaciones y talleres técnicos

- ❖ Capacitación técnica en la Confiabilidad del Sistema como parte de consultoría impartida por PNNL-ENR (U.S. State Department) - abril y mayo 2021
- ❖ Participación Taller integración de Energías renovables variables impartida por PNNL-ENR (U.S. State Department) - julio 2021.
- ❖ Capacitación virtual, coordinada por EOR, en el uso de herramientas “Curso especializado de entrenamiento sistemas de monitoreo de Área Extendida WAMS - diciembre 2021.



Otras actividades y logros destacables

- ❖ En 2021 se incorporó al equipo de analistas de operación en tiempo real, a la ingeniera Martha Gabriela Reyes considerada la PRIMERA MUJER oficialmente registrada para laborar en el Centro Regional de la Coordinación de Transacciones Regionales.
- ❖ Durante 2021 se revisó de forma continua el estado real de la red eléctrica regional en las herramientas de red, registrándose más de **38 actualizaciones** en el sistema SCADA, dentro de las cuales se ha incorporado y parametrizado **15 nuevas instalaciones al sistema eléctrico regional, incrementando la observabilidad** del centro de control y **mejorando la convergencia del estimador de estados**.
- ❖ Se participó como integrantes del comité interno de evaluación de ofertas para la licitación LP-2020-004 PROYECTO REPOSICIÓN DEL SCADA/EMS REGIONAL DEL EOR.



GERENCIA DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA



Primera fila (izquierda a derecha) Jocelyn Bolaños; Fantina Orellana; Tatiana Peña; Claudia Cárcamo; Bili Matínez (Gerente); Martín Sánchez; Juan López y Mauricio Grande. **Segunda fila (izquierda a derecha)** Marco Alvarenga; José Tol; Cristian Peláez; Acner Cano; Francisco Valle; Gabriel Deras y Samuel Renderos.

Gestión de Transacciones de Energía

Transacciones de Energía lleva a cabo la gestión de dirigir y coordinar la correcta y eficiente ejecución de las actividades comerciales del MER: Programación de Energía; la Conciliación de Transacciones; los procesos de Asignación de Derechos de Transmisión; así como Facturación, Liquidación y Garantías representadas por las transacciones de energía y por la Subastas de Derechos de Transmisión, así como velar por el cumplimiento y ejecución del RMER y de disposiciones regulatorias en lo referente a la operación comercial.

A continuación, se presentan las principales actividades y logros de la gestión comercial durante el 2021:

Coordinación Técnica de Programación de Energía y Derechos de Transmisión

Logros sobresalientes

- 1) **Implementación de la Resolución CRIE-32-2021.** Se aplicaron satisfactoriamente las modificaciones denominadas:
 - "a) Modificación al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)", para su aplicación a partir del 1 de noviembre de 2021"; y
 - "b) Modificación al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes", para su aplicación a partir del predespacho regional del día de operación 1 de enero de 2022.
- 2) **Actualización de la herramienta de Simulación de Subastas de DT Web (SSW)** para considerar a las modificaciones transitorias de la Resolución CRIE-19-2021 con el fin de que los agentes pudiesen realizar sus simulaciones de la subasta anual A2201.
- 3) Implementación del "**Dashboard de los Derechos de Transmisión** y su Operación Comercial en el MER".

Tareas relevantes

Publicación de **365** Predespachos Regionales
conforme a la Regulación Regional vigente.

Publicación de **12** Subastas Mensuales y **1** Subasta Anual
conforme a la Regulación Regional vigente.

Participación en reuniones de Comités Técnicos Regionales modalidad virtual

- ❖ Comité Técnico Comercial (**CTC**) realizado en **septiembre de 2021** - Presentar y explicar propuesta para el tratamiento de Contratos no Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) y Contratos no Firmes Financieros (CNFF) declarados en nodos aislados eléctricamente.
- ❖ Comité Técnico Comercial (**CTC**) y Comité Técnico de Seguridad Operativa (**CTSO**) realizado en **octubre de 2021** - Contextualizar la situación de flujos circulantes en la asignación de DT y principales características del IRMER-E02-2021, así como presentar y obtener retroalimentación por parte de los OS/OM para la aplicación del Procedimiento para determinar la matriz de relación de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCPT) y Derechos de Transmisión (DT).
- ❖ **29 reuniones** del Comité Técnico Interinstitucional de Derechos de Transmisión (**CTIDT**): Desarrollar la iniciativa estratégica del MER número 5: "Actualizar la regulación de derechos de transmisión".

Coordinación Técnica de Conciliación de Transacciones de Energía

Logros sobresalientes

- 1) **Modificaciones al RMER establecidas en la Resolución CRIE-50-2020**, las cuales se desarrollaron en conjunto con otras coordinaciones del EOR para su correcta y eficiente implementación en el SIIM.
- 2) **Realización de diversas actividades de pruebas en las reglas de conciliación en las transacciones programadas** al igual que mejoras de presentación y nuevos reportes detallando la relación entre los Derechos de Transmisión asignados y los Contratos Firmes, y el origen de las transacciones en el MOR (como son Ofertas de Flexibilidad o de Oportunidad) que son administrados por esta coordinación (p. ej.: el reporte de Conciliación Diaria Programada y el reporte de Reintegros económicos de PDF).
- 3) Elaboración de herramientas para implementar y operar simultáneamente los períodos indicativos con los procesos oficiales.

Implementación de nuevas herramientas enfocadas a mejorar la atención y servicio al cliente externo, tales como:



Dashboards Comerciales:

El Dashboard comercial es una herramienta tecnológica que permite al usuario final del portal web del EOR navegar y consultar información comercial preparada para su fácil comprensión de los resultados del Mercado Eléctrico Regional.

De agosto a diciembre de 2021, el Dashboard de Derechos de Transmisión ha generado más de 1,500 vistas / consultas en el sitio web, representando un promedio de **385 vistas al mes**.

Lanzamiento del Tercer Dashboard denominado “**Dashboard de los Derechos de Transmisión y su Operación Comercial en el MER**”, el cual presenta en términos agregados, los resultados de las asignaciones mensuales y anuales de los Derechos de Transmisión y la operación comercial correspondiente de sus Contratos Firmes.



Los Dashboards pueden ser consultados a través del siguiente vínculo:
<https://www.enteoperador.org/dashboards/>



1. Potencia DT y Energía CF 2. Operación comercial de DT

Dashboard de los Derechos de Transmisión y su Operación Comercial en el MER: Potencia Dt y Energía CF

Información disponible desde enero 2020 a diciembre 2021.

Mes de inicio
enero 2021

Mes fin
diciembre 2021

Tipo de DT
Todo

- Subasta mensual
- A2007
- A2001

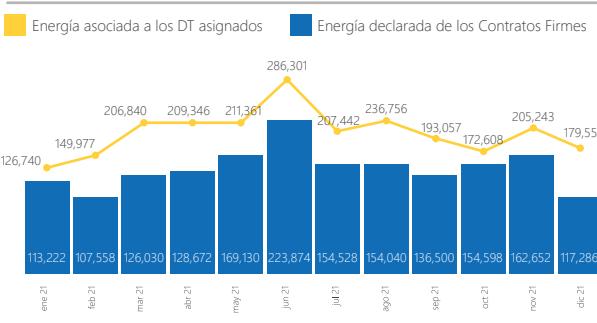
Periodo de validez
Todo

ID Subasta
Todo

ene 21	1100	5000.4
feb 21	1350	5080.8
mar 21	50	0.80
abr 21	1700	50 880.8
may 21	2200	50101
jun 21	2500	50097.6
jul 21	2590	59.8
ago 21	2900	99.2
sep 21	1700	80.1
oct 21	1700	53.0
nov 21	1590	126.1
dic 21	1700	122.3

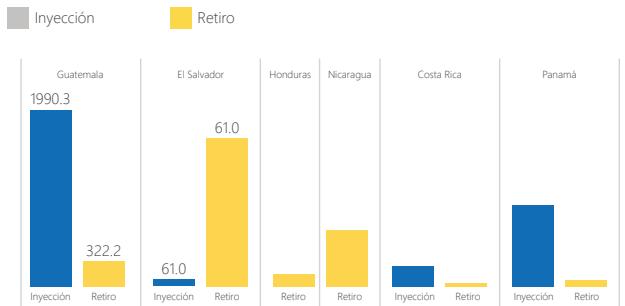
País del Agente
Titular del DT
Todo

Gráfica 1.1 Potencia asignada de Derechos de Transmisión (MW)



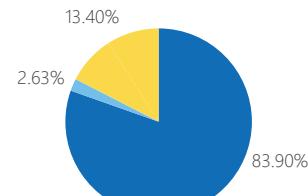
Gráfica 1.3 Relación entre la energía asociada a los DT asignados y la energía declarada de los Contratos Firmes en el Predespacho Regional (MWh).

Nota: Los procesos de asignación de Derechos Financieros Punto a Punto (DFPP) se encuentran suspendidas desde el 20/12/17 bajo la disposición del RESUELVE PRIMERO de la Resolución CRIE-73-2017



Gráfica 1.2 Inyecciones y retiros por línea de control (MW)

Energía Requerida Abonada (programada)
Energía Requerida No Atendida (cortada)



Gráfica 1.4. Energía declarada en el Predespacho Regional (%)



Guías y Formularios:

Se prepararon guías de orientación para el cliente final y su respectivo formulario las cuales fueron publicados en el portal web del EOR. Con estas guías y formularios, los Agentes del MER se han beneficiado para la preparación de sus solicitudes y documentación asociada, lo cual ha mejorado tanto la recepción de los documentos al EOR como la comunicación con ellos y el OS/OM.

Estas guías pueden ser consultadas a través del siguiente vínculo:
<https://www.enteoperador.org/servicio-al-cliente/guias-y-procedimientos-eor/registro-agentes-del-mer-y-autorizacion-para-realizar-transacciones/>



Notificaciones e información:

Las notificaciones a los OS/OM han sido creadas en apoyo para el cumplimiento de la regulación regional por parte de los OS/OM, estas herramientas en MATLAB utilizan la base de datos del SIIM, base de datos SCADA y notificaciones por correo electrónico. Entre ellas se destacan

- a)** Revisión de mediciones en las interconexiones con SCADA.
- b)** Ausencia de mediciones y carga de las mismas con notificaciones automáticas por correo electrónico a los OS/OM.
- c)** Notificación automática de publicación de Posdespacho y Conciliación de desviaciones en tiempo real.

Como un siguiente logro se destacan las mejoras en los procesos comerciales del SIIM y mejoras en los reportes comerciales.

El desarrollo de estas mejoras ha generado múltiples beneficios a la operación del Mercado Eléctrico Regional, como, por ejemplo, la reducción en los tiempos de atención de registro a los nuevos puntos de medida, lo cual es un beneficio para el OS/OM y el Agente del MER, ya que las solicitudes son atendidas eficazmente, permitiéndole hacer uso de éstos en un plazo relativamente menor, y así beneficiando al Agente del MER para presentar sus ofertas al MER.

Desde el 2020, estas mejoras han logrado contabilizarse a través de la plataforma JIRA, en la cual se documenta el proceso de desarrollo, pruebas y resolución de cada mejora informática al SIIM.

La bitácora de registros de las mejoras relacionadas con los procesos administrados por esta coordinación ha mostrado una tendencia constante de trabajo en el SIIM, el cual ha aumentado en el último año.

Estadísticamente, el tiempo de atención de estas solicitudes ha disminuido en promedio, de 8 días en el 2016 a 5 días en el 2021.

Ilustración 2. Comparativo de la hoja TPNC del reporte Conciliación Diaria Programada, 2016 y 2021



OS/OM
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO

ENTE OPERADO REGIONAL

F. Predespacho:
01 de noviembre de 2016

Agente	Período	Punto de Medición	Transacción	MW Predespachados	Precio Exante	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (\$)
COMCOELG	00	1_1124_048	i	0.000	\$61.43	\$0.00
COMCOELG	01	1_1124_048	i	0.000	\$61.47	\$0.00
COMCOELG	02	1_1124_048	i	0.000	\$60.14	\$0.00
COMCOELG	03	1_1124_048	i	0.000	\$60.18	\$0.00
COMCOELG	04	1_1124_048	i	0.000	\$61.48	\$0.00
COMCOELG	05	1_1124_048	i	0.000	\$63.18	\$0.00
COMCOELG	06	1_1124_048	i	0.000	\$60.46	\$0.00



TRANSACCIONES PROGRAMADAS NO COMPROMETIDAS EN CONTRATO

ENTE OPERADO REGIONAL

OS/OM
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Predespacho:
01 de noviembre de 2021

Agente	Período	Punto Medición	Transacciones	Tipo de Oferta	Código Cf	ID DT	IPNC/RPNC	MW Predespachados	Precio Extra (US\$)	Transacciones Programadas no Comprometidas en Contrato (US\$)
CCOMECOELG	00	1_1126_714	r	TOP	N/A	N/A	0.000	0.000	\$108.09	\$0.00
CCOMECOELG	01	1_1126_714	r	TOP	N/A	N/A	0.000	0.000	\$107.72	\$0.00
CCOMECOELG	02	1_1126_714	r	TOP	N/A	N/A	0.000	0.000	\$107.41	\$0.00
CCOMECOELG	03	1_1126_714	r	TOP	N/A	N/A	0.000	0.000	\$107.40	\$0.00
CCOMECOELG	04	1_1126_714	r	TOP	N/A	N/A	0.000	0.000	\$107.43	\$0.00
CCOMECOELG	05	1_1126_714	r	TOP	N/A	N/A	0.000	0.000	107.34	\$0.00

Ilustración 4. Comparativo de la hoja CMORC de la Conciliación Diaria Programada, 2016 y 2021.



CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD ASOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES

ENTE OPERADO REGIONAL

OS/OM
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Predespacho:
01 de noviembre de 2016

Agente	Periodo	Nodo I	Precio I	Nodo R	Precio R	Transacción	Compromiso Contractual CCI (MW)	Cargo en el MErcado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (\$)
GENBIOEN	00	1126	\$62.00	2861	\$68.73	i	6.500	\$43.75
GENBIOEN	00	1710	\$61.97	2861	\$68.73	i	2.000	\$13.52
GENBIOEN	00	1126	\$62.00	3300	\$63.66	i	7.116	\$11.81



CARGO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD SOCIADO A LOS COMPROMISOS CONTRACTUALES

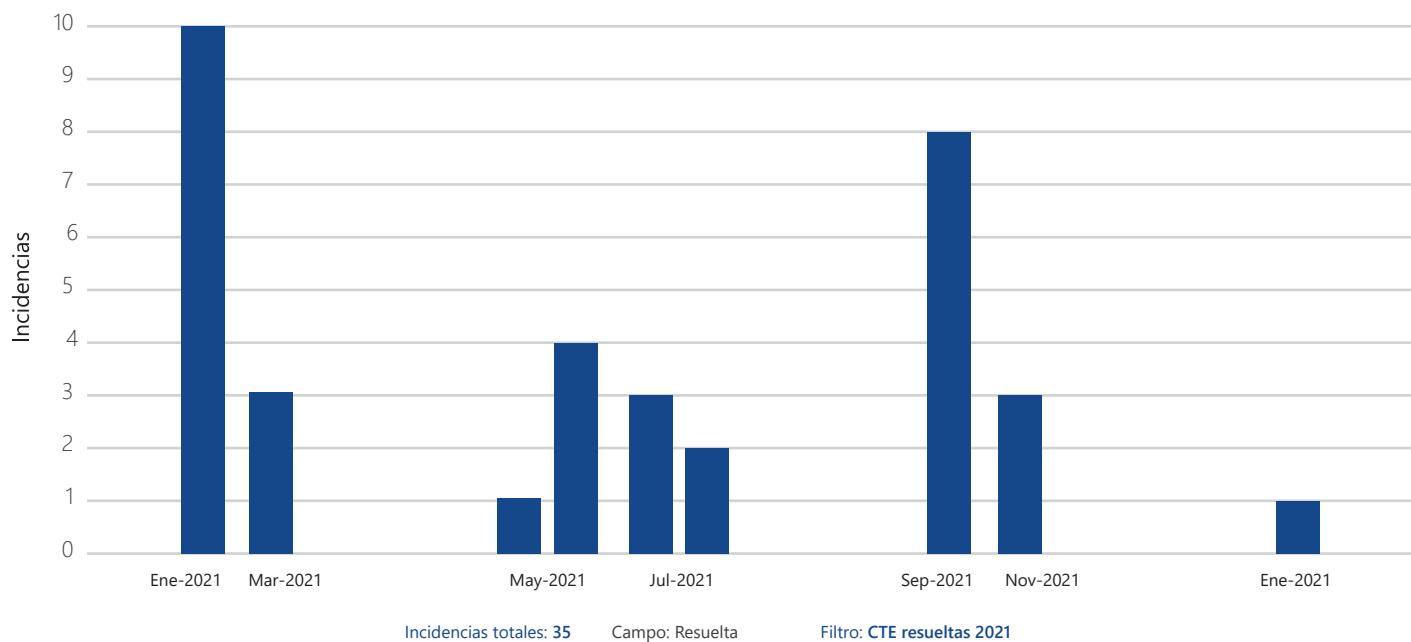
ENTE OPERADO REGIONAL

OS/OM
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

F. Predespacho:
01 de noviembre de 2021

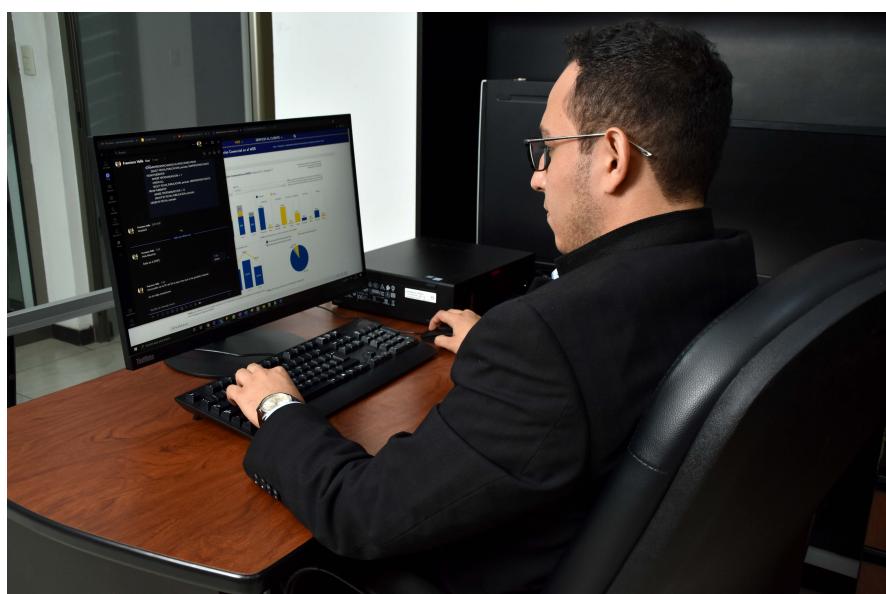
Agente	Período	Tipo Contrato	Código de Cf	ID DT	Nodo 1	Punto Medición 1	Precio I (US\$)	Nodo R	Punto Medición R	Precio R (US\$)	Transacción	Energía Declarada Inicial (MWh)	Compromiso Contractual CCI (MW)	Cargo en el MErcado de Oportunidad Regional asociado a los Compromisos Contractuales (\$)
1 CCOMECONO	00	CF	CF61M0000350	M1121DF00000005	6096	6_6096_034	6096	1710	1_1710_501	108.48	r	7,500	7,500	329.93
1 GGENJAEGL	00	CF	CF12A0000268	A0121-1121DF00000255	1710	1_1710_866	1710	28181	2_28181_620	110.29	i	5,000	5,000	9.05
1 GGENJAEGL	00	CF	CF12A0000266	A0121-1121DF00000254	1124	1_1124_960	1124	28161	2_28161_622	108.95	i	10,000	10,000	28.90
1 COMMERGU	00	CF	CF61M0000353	M1121DF00000006	6263	6_6263_006	6263	1710	1_1710_522	108.48	r	15,000	15,000	688.50
1 GGENHIXAC	00	CF	CF13M0000348	M1121DF00000003	1710	1_1710_892	1710	3183	3_3183_005	108.29	i	20,560	20,560	-3.91

Ilustración 3. Registro de las mejoras informáticas resueltas en las 2021 asociadas con los procesos de la Coordinación Técnica de Conciliación de Transacciones de Energía (Fuente: JIRA)



Otras actividades relevantes

- ◊ Atención a todas las actividades del Sistema de Gestión de Calidad del EOR, registrando en 2021 para el proceso de Conciliación de Transacciones de Energía, ninguna No Conformidad.
- ◊ Atender los desafíos de carácter administrativos y comerciales ocasionados por la pandemia de COVID-19, lo que favoreció en mantener el servicio en esta coordinación sin dejar de ejecutar algún proceso crítico.



Facturación, Liquidación y Garantías del MER

El proceso de Facturación, Liquidación y Garantías tiene como objetivo realizar los procesos de administración de garantías, facturación y liquidación de las transacciones de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER), Cargos Regionales, Servicios de Transmisión, Derechos de Transmisión (DT) y otros servicios que se concilian en el Mercado Eléctrico Regional, según lo establecido en la regulación regional y normativa administrativa interna.

A continuación, se presenta una matriz de los servicios actuales que se brindan a los diferentes participantes en el MER y las mejoras que se han implementado en los mismos:

Tipo de Servicio	Descripción de Proceso/Servicio.	Mejoras Implementadas.
Facturación del MER y Derechos de Transmisión	<p>La facturación es el proceso mediante el cual se emite a cada agente los documentos de cobro o pago por las obligaciones de pago adquiridas en el MER, así como en las asignaciones de Derechos de Transmisión.</p> <p><i>El proceso de facturación del MER se realiza conforme el numeral 2.7 del Libro II del RMER.</i></p> <p><i>La facturación de los Derechos de Transmisión se realiza con base a lo establecido en los numerales 8.8.1 del Libro III del RMER modificado a través de la Resolución CRIE-50-2020.</i></p>	<p>Se han realizado mejoras al sistema de facturación, el cual ha sido desarrollado en el EOR, para acoplarse a la forma en que se emite la facturación en cada país y mejorar la eficiencia del servicio que se proporciona a los agentes y OS/OM del MER:</p> <p>Se logró la realización de 2 mejoras informáticas para la facturación y liquidación del MER relacionadas a:</p> <ul style="list-style-type: none">◆ Reintegro Económico por PDF (2021);◆ Facturación Transacciones Agentes El Salvador (2021).◆ Mejora a los Reportes de Facturación.◆ Cambio de plantilla de certificados de DT anual.◆ Mejora al módulo de facturación para adicionar el cargo enlace ETESA e ICE.
Recolección de pagos y liquidación de las transacciones en el MER y de los Derechos de Transmisión	<p>La liquidación es el proceso de recolección de cobros y distribución de pagos en el MER.</p> <p>El proceso de liquidación se realiza conforme el numeral 2.9 del Libro II del RMER.</p> <p>La liquidación es el proceso de recolección de cobros y distribución de pagos a los agentes adjudicatarios de Derechos de Transmisión, así como del IVDT.</p> <p>El proceso de recolección de pagos y liquidación de los Derechos de Transmisión se realiza con base en lo establecido en los numerales 8.5 y 8.9 del Libro III del RMER modificado a través de la Resolución CRIE-50-2020.</p>	<p>Se han realizado mejoras internas a los sistemas de liquidación, a fin de procesar los pagos de forma más eficiente y generar reportes con la información requerida por las entidades regionales (EOR, CRIE y EPR), así como para generar información puntual solicitada por OS/OM o agentes:</p> <ul style="list-style-type: none">◆ Atención personalizada a los Agentes para ampliar o solventar dudas respecto del proceso de recolección de pagos y liquidación de los rubros del MER, así como de los Derechos de Transmisión, cuando es requerido, ya sea vía teléfono o de forma presencial.

Tipo de Servicio	Descripción de Proceso/Servicio.	Mejoras Implementadas.
Administración de Garantías del MER y Garantías asociadas a los Derechos de Transmisión	<p>Las garantías de pago son depósitos de dinero en efectivo y/o carta de crédito Stand by que se presentan en el MER como respaldo de las obligaciones de pago.</p> <p>El EOR administra las garantías por: Transacciones en el MER, Cargos Regionales, Servicios de Transmisión y Desviaciones, y da seguimiento a las garantías de pago ante cualquier modificación o cambio de esta (Constitución, incremento, disminución o devolución).</p> <p><i>Las garantías de pago se administran con base en lo establecido en la regulación regional, numeral 1.9 y 2.10 del Libro II del MER.</i></p> <p>Las garantías asociadas a los Derechos de Transmisión son dos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantía de Solicitud de Compra de DT: la cual deberá ser al menos al diez por ciento (10%) del total del monto ofertado para el caso de los DF con periodo de validez anual y para los casos de DT con periodo de validez mensual al menos al veinte por ciento (20%) del total del monto ofertado. • Garantía de Debido Cumplimiento: los adjudicatarios de DF anuales que decidan realizar sus pagos en cuotas deberán presentar la garantía de debido cumplimiento por los montos adeudados del valor total del DF. <p>Las garantías asociadas a los Derechos de Transmisión pueden ser depósitos de dinero en efectivo y/o carta de crédito Stand by.</p> <p><i>La administración de garantías asociadas a los Derechos de Transmisión se realiza con base en lo establecido en la Resolución CRIE-50-2020.</i></p>	<p>A) Se han realizado actualizaciones y modificaciones a la "Guía de Garantías", mejorando su redacción para un mejor entendimiento de los Agentes del MER y OS/OM, e incorporando nuevos cambios al proceso con el objeto de mantenerlos informados sobre los procesos a seguir para la constitución, incremento, disminución o devolución de garantías.</p> <p>B) En el año 2021, se realizaron 4 Webinar: "Modificaciones a las Guías de Garantías". Los agentes pudieron realizar consultas tanto generales como específicas y relativas a su país, las cuales fueron, lo cual permitió incrementar el conocimiento para los agentes del MER.</p> <p>C) Atención personalizada a los Agentes para ampliar o solventar dudas respecto de la administración de garantías asociadas a las transacciones, Cargos Regionales, Cargos por Servicios de Transmisión y Desviaciones, ya sea vía teléfono, presencial o videoconferencia.</p> <p>D) Se logró la realización de 17 mejoras informáticas relacionadas a la Mejora a los sistemas de Garantías (2020-2021), de las cuales 12 están finalizadas y se tienen 5 en proceso de ejecución y pruebas.</p> <p>A continuación, las 12 mejoras implementadas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Migración de información de distribución de movimientos de garantías por rubros. 2. Distribución de movimientos de garantías por rubros (EOR, CRIE, entre otros) 3. Centralización de movimientos de garantías de herramientas externas a los movimientos de garantías centralizados. 4. Validación diaria de garantías por ejecuciones de procesos comerciales (Predespacho, Ajuste y Redespacho). 5. Ejecución automática del proceso de validación de garantías al finalizar el predespacho, ajuste o redespacho. (en proceso).

Tipo de Servicio	Descripción de Proceso/Servicio.	Mejoras Implementadas.
Administración de Garantías del MER y Garantías asociadas a los Derechos de Transmisión		<p>A continuación, las 12 mejoras implementadas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 6. Envío de correo automático con resultados de la validación de garantías. 7. Reporte en el SIIM web sobre los resultados de la validación. 8. Bitácora de validación de garantías. 9. Ejecución por parte del usuario de la validación de garantías en el SIIM Web. 10. Mejora para el Desarrollo de Comprobantes de Ingreso de forma digital. 11. Integración en el SIIM de Administración de Garantías Constituidas por OSOM 12. Monto Disponible Garantía Desviaciones publicado Web. <p>A continuación, las 5 mejoras que están en proceso de prueba:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Comprobantes de Ingresos digitales (Publicación en el SIIM Web). 2. Mejoras a los reportes del Portal Garantías y Validación de Garantías. 3.. Mejoras de administración de Garantías de Carta de Crédito Stand By. 4. Cálculo de Garantía Mínima Cargos Regionales. 5. Cálculo de Garantía Mínima desviaciones.
Implementación de la Cuenta General de Compensación	En el 2018 se creó la Cuenta General de compensación (CGC).	<p>La implementación de la CGC derivó en las siguientes actividades:</p> <p>Enero a diciembre 2021:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Elaboración de 12 informes mensuales de la Cuenta General de Compensación para remisión a CRIE y publicación en el portal web del EOR. ◆ Análisis Técnicos Trimestrales del comportamiento de la Cuenta General de Compensación para remisión a CRIE. <p>Abril 2021: Elaboración de 1 informe de amenaza de insolvencia de la Cuenta General de Compensación.</p>



Webinar Modificaciones a Guías de Garantías



Agentes del Mercado Eléctrico
de El Salvador y Nicaragua

Fecha: Jueves 20 de mayo de 2021



Agentes del Mercado Eléctrico
de Guatemala

Fecha: Viernes 21 de mayo de 2021



Otras actividades relevantes realizadas por esta coordinación técnica:

1- Se atendieron 6 auditorías:

- ◊ **Auditorias de ingresos por cobro del cargo por regulación del MER.** En esta auditoría se concluyó que los documentos emitidos por el EOR relacionados al Cargo por Regulación de CRIE se encuentran debidamente registrados y cuentan con el soporte del DTER respectivo, asimismo los montos liquidados están de conformidad a la facturación emitida y pagos realizados por los agentes u OS/OM.
- ◊ **Participación en auditorías a los estados financieros:** Se apoyó a la Coordinación de Gestión Financiera (CGF) suministrando la información requerida para las auditorías a los estados financieros del EOR correspondientes al año 2020 en lo relacionado a las operaciones del Mercado Eléctrico Regional.
- ◊ **Auditorias Técnicas de los Procesos Comerciales:** Se atendió la auditoria Técnica al proceso de Garantías correspondiente al periodo del 1 de enero 2020 al 31 de diciembre 2020.
- ◊ **Auditorías a la Cuenta General de Compensación:** Se atendió las Auditorias de los periodos 2020 suministrando toda la información, explicaciones de los procesos y su correspondiente ejecución.
- ◊ **Contratación de un auditor externo para** la emisión de la "Certificación de Saldos" periodos 2020 suministrando toda la información, explicaciones de los procesos y su correspondiente ejecución.

2- Participación en la Consulta Pública 02-2021:

"Propuesta de modificación a la 'Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional', establecida en la resolución CRIE-NP-19-2012 y sus modificaciones".



Gestión de Información y Tecnología

GERENCIA DE INFORMACIÓN Y TECNOLGÍA



Primera fila (izquierda a derecha) Galileo Solórzano; Gloria Mauricio; Karla Ramírez; Marlon Castillo (Gerente); Javier Sánchez y Héctor Reyes. **Segunda fila (izquierda a derecha)** Julio Martínez; Roberto Arriaza; Delwin Solano; Javier Reyes y Luis González.

Gestión de Información y Tecnología

La gerencia de Información y Tecnología es responsable de asegurar la operación continua de los sistemas de información especializados requeridos para la operación técnica y planificación del SER, así como la programación y gestión comercial del MER. Tiene a su cargo, la administración y mantenimiento de telecomunicaciones, de la infraestructura tecnológica de la institución, el desarrollo de sistemas de información corporativo, la gestión de riesgos tecnológicos de los sistemas, la administración, mantenimiento y desarrollo del Sistema Integrado de Información del Mercado (SIIM) y la gestión de todos los servicios tecnológicos de soporte corporativo de la institución.

A continuación, se presentan los principales logros obtenidos y actividades realizadas durante 2021, en los diferentes procesos a cargo de esta gerencia:

Procesos de las coordinaciones de Sistemas de Tiempo Real e Infraestructura y Tecnología

Logros del Plan Operativo Anual 2021

Se realizó el 100% de actualizaciones en el SCADA/EMS Regional, entre los cuales se puede mencionar los siguientes elementos:



GUATEMALA

Chiquimula: Subestación con actualización de sus elementos, cargas y nombres bilaterales.

La Vega 2: Actualización de nuevos elementos y Transformador en los niveles de 230 y 69 kV.

La Castellana: Adición de carga hacia subestación El Guarda.

Palo Gordo: Actualización y adición de nombres bilaterales.

Héctor Flores: Nueva subestación de nivel 69 kV. Líneas hacia GuateNorte y Llano Largo.

Escuintla: Actualización y depuración de señales, niveles de 69, 138 y 230 kV. Actualización de bahía con elementos.

Guatemala Sur: Actualización y depuración de señales, nivel 230 kV.

Quezaltepeque: Actualización de bahía con elementos y línea hacia Escuintla.

Moyuta: Actualización de elementos.



EL SALVADOR

Ozatlán: Nueva bahía con sus elementos y línea hacia Albireo.

Albireo: Nueva subestación con sus elementos y línea hacia Ozatlán, adición de elementos de planta de generación solar y nivel de voltaje de 34.5 kV.

Ventus: Nueva subestación con sus elementos y línea hacia Guajoyo, adición de elementos de planta de generación eólica y nivel de voltaje de 34.5 kV.

Guajoyo: Nueva bahía con sus elementos y línea hacia Ventus.

San Miguel: Adición de nuevos elementos y actualización de señales.

Ecosolar: Se creó como una carga más en subestación 5PED.

Pedregal: Actualización de bahía y elementos, nueva carga hacia 5ECO.



HONDURAS

Configuración de nuevo enlace ICCP a nivel lógico para habilitar, en el sistema SCADA del Operador del Sistema (ODS) de Honduras, la recepción de señales enviadas por EOR.



NICARAGUA

Villa El Carmen: Se agregó nueva subestación con todos sus elementos y cargas. Actualización de bahía con elementos y línea hacia 5CSF.

La Dalia: Carga subestación La Dalia 24.9 kV.

Planta Blue Power: Nueva subestación nivel 230 kV y 34.5 kV. Adición de nuevos generadores y elementos.

Siuna: Actualización de bahía con sus elementos y línea hacia 5MLK. Actualización de elementos en el nivel de 24.9 kV.

Rosita: Adición de nueva subestación con sus elementos y líneas hacia 5SIU y 5BLW, niveles 138 y 24.9 kV.

Bilwi: Adición de nueva subestación con sus elementos y líneas hacia 5RST, niveles 138 y 24.9 kV.

COSTA RICA

Leesville: Eliminación de niveles de voltaje de 34.5, 138 y 230 kV y sus elementos.

Miravalles: Eliminación de interruptor de reactor en el nivel de 230 kV.



PANAMÁ

Llano Sánchez: Adición de campo de capacitores y elementos en el nivel de 230 KV.

Penonomé: Adición de elementos en nivel de 230, 34.5 y 0.6 KV.

El Coco: Adición de elementos en el nivel de 230 KV.

Higuito: Eliminación de external names.

San Cristóbal: Corrección de mediciones análogas.

Cerro Viento: Depuración y eliminación de señales en modo GARBAGE.

Anton 4: Adición de nueva subestación Anton 4, nuevos elementos y línea hacia Toabre.

Toabre: Adición de nueva subestación Toabre, nuevos elementos y generación. Adición de línea hacia Anton 4.

Principales logros conforme el plan estratégico

- ❖ Impulsar la Transformación Digital de la organización: adquisición de servidor y preparación de entorno para colocar sistema Reporting Services para el trabajo de la bitácora de los operadores (SQL Server2019), en apoyo a las labores del Centro Regional de Coordinación de Transacciones CRCT.
- ❖ Disponer de una plataforma tecnológica innovadora y actualizada para los procesos del EOR:
 - Habilitación de redundancia del portal WEB del EOR: Esta implementación propicia la alta disponibilidad del portal web de la empresa, donde se distribuyen los datos en varios servidores, teniendo un respaldo de la información y de las actualizaciones que se generen sobre el sitio, en dos ambientes separados que conmutan en caso de contingencia.
 - Implementación de nuevos enlaces ICCP redundantes con OS/OM.
 - Implementación de redundancia y ampliación de capacidad del sistema de alimentación ininterrumpida de potencia para el datacenter y centro de control en EOR San Benito (UPS).
 - Robustecimiento de la infraestructura de ciberseguridad, con la implementación de firewalls redundantes de última generación.
- ❖ Modernizar la funcionalidad técnica y operativa del Centro Regional de Coordinación de transacciones (CRCT): Proyecto Reposición del SCADA/EMS Regional del EOR
 - Coordinar el proceso de revisión técnica y evaluación de ofertas de la licitación LP-2021-002, presentadas para el proyecto de reposición del Sistema SCADA/EMS Regional.
 - Coordinar el Proyecto Oficinas y Centro de Control Principal del EOR (OCCP).
 - Coordinar el Proyecto del Respaldo de la Infraestructura Tecnológica del EOR.

Otros logros

- 1) Virtualización de servidor de tiempo real de SCADA Alpha Server ESSA2: Se adquirió una licencia del software AlphaVM-Pro el cual permitió virtualizar Hardware ALPHASERVER DS15 con un sistema operativo Unix Tru64 5.1B junto con sus aplicativos en un entorno ejecutándose sobre hardware Intel. De esta manera se pudo utilizar hardware estándar para ejecutar los aplicativos específicos del sistema operativo Tru64.
- 2) Respaldo de base de datos histórica del Sistema SCADA, actividad necesaria en primer lugar para asegurar los respaldos correspondientes en caso de falla, tarea que forma parte de las actividades de mitigación de riesgos de la Coordinación de Sistemas en Tiempo Real. Este respaldo es parte del proyecto de virtualización de la infraestructura SCADA/EMS , donde se virtualizó el servidor histórico y se generó un escenario colateral al servidor de producción con la base respaldada en ambiente local.

- 3) Implementación de enlace dedicado de datos y conexión al concentrador de datos fasoriales (PDC) del Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá, incluyendo en el sistema WAMS del EOR nuevas señales correspondientes a las siguientes líneas:

País	Señal a incorporar
PANAMÁ	L.I. Progreso - Río Claro
	L.I. Dominical - Río Claro
	L.I. Changuinola - Cahuita
	L.I. Veladero- Llano Sánchez

- 4) Trabajo en conjunto con el Operador del Sistema de Honduras con el objetivo de que el ODS pudiese recibir las señales ICCP de las interconexiones del MER. Se trabajaron diferentes soluciones y se probaron disímiles escenarios, entre GE Canadá, GE Brasil, ODS y EOR, logrando finalmente un resultado satisfactorio, donde ODS logró recibir señales del EOR, sin afectar el envío de sus señales SCADA al EOR.
- 5) Cambio en el sistema SCADA para conexión con el nuevo sistema de ABB del AMM: Se realizaron pruebas en conjunto con AMM hasta que se logró una sincronización perfecta con el nuevo sistema implementado en AMM.
- 6) Configuración de redundancia en ICCP con el CND-ETESA, en Panamá: Se trabajó en una configuración donde convergen dos servicios brindados por diferentes proveedores en un solo equipo en última milla de Panamá, donde se gestiona el cambio de manera automática entre enlaces, propiciando una robustez al sistema y evitando la pérdida de datos.
- 7) Mantenimientos programados a la infraestructura SCADA y del Sistema de Medición Fasorial Sincronizada Regional (SMFSR).
- 8) Asistencia especializada en la mejora de los aplicativos de la matriz de homologación, en conjunto con la Gerencia de Mercado.
- 9) La CSTR trabajó mano a mano en la auditoría interna del EOR junto a la coordinación de SGC, y las demás áreas de la empresa, logrando resultados excelentes en la identificación de no conformidades y observaciones, con vistas a la preparación de la auditoría externa realizada por AENOR, donde de igual manera se obtuvieron resultados satisfactorios, logrando que se mantuviera la certificación de la Norma ISO 9001.
- 10) Participación del personal en las siguientes capacitaciones:
- I Aplicación de estándares en el Diseño de Sistemas SCADA
 - II Firewall Fortinet NSE5

Coodinación Técnica del SIIM

Principales Logros 2021

Se realizó el 100% de actualizaciones en el SCADA/EMS Regional, entre los cuales se puede mencionar los siguientes elementos:

- ❖ Mantener diariamente la disponibilidad del Sistema Integrado de Información del MER (SIIM), garantizando además la confiabilidad e integridad de la información mediante la disponibilidad del personal técnico 24x7x365.
- ❖ Administrar y asegurar el funcionamiento continuo y operacional del SIIM de acuerdo a los requerimientos de la reglamentación regional.
- ❖ Diariamente se brinda soporte técnico tanto a usuarios internos como a usuarios externos (OS/OMs y Agentes del MER), para apoyar de forma inmediata sus necesidades.
- ❖ Mantenimientos preventivos a la infraestructura tecnológica de los sistemas que se encuentran bajo responsabilidad de la Coordinación del SIIM, lo que garantiza la disponibilidad de los procesos críticos del EOR en nivel óptimos.
- ❖ Desarrollo de mejoras a solicitud de los OS/OMs y Agentes del Mercado Eléctrico Regional adicionales a las ya programadas y requeridas por cambios de la regulación regional.
- ❖ Resolución de 15 incidencias reportadas en el SIIM y desarrollo de 34 mejoras al SIIM, de las cuales una se realizó en atención a la Resolución CRIE-19-2021.
- ❖ Apoyo en la preparación y disponibilidad de la información del MER para la creación de los dashboards de gestión comercial disponibles en el portal web.
- ❖ Avance en la migración de la BD Oracle del SIIM.
- ❖ Implementación de primera etapa del proyecto Host to Host de conexión de ERP NAV con Banco de América Central para automatización de procesos bancarios.
- ❖ Implementación de sistema de versionado de código con GITHUB.
- ❖ Participación y apoyo en auditoría al proceso de garantías realizada por CRIE en marzo 2021.
- ❖ Participación en auditoría externa de evaluación de certificación ISO 9001, de la cual no se obtuvieron No Conformidades para los procesos gestionados por la Coordinación del SIIM.
- ❖ Desarrollo continuo del equipo de la Coordinación del SIIM obteniendo los siguientes certificados o diplomas:
 - Certificación de SCRUM Máster para todo el equipo de la coordinación.
 - Diploma de "Sistema de Gestión de Seguridad de la Información ISO-27001".

- Diploma de "Ciberseguridad para empresas de servicio eléctrico y reguladores de América Latina y Caribe".
- Diploma de "Desarrollo Seguro de Aplicaciones".
- Certificado de "Workshop Tableau Online".

Metas y acciones para el año siguiente (2022)

Modernizar la funcionalidad técnica y operativa del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT). Proyecto Reposición del SCADA/EMS Regional del EOR:

- ◊ Coordinar y desarrollar el Statement of Work (SoW) para el Proyecto de Reposición del Sistema SCADA/EMS Regional.
- ◊ Contratación del Proveedor para dar inicio al Proyecto.

Disponer de una plataforma tecnológica innovadora y actualizada para los procesos del EOR:

- ◊ Implementación de Sistema de Seguimiento de casos de TI en la nube: Diseño e implementación de Sistema de Tickets para una mejor gestión del soporte tecnológico y atención a incidencias.
- ◊ Continuar con la virtualización de infraestructura legacy a fin de garantizar la continuidad de funcionalidades del SCADA Regional mientras se adquiere el nuevo Sistema asegurando la coordinación y supervisión del SER.

Continuar el fortalecimiento del Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional (SMFSR)

- ◊ Instalación de nuevos equipos PMU en subestaciones Pavana (Honduras) y La Virgen (Nicaragua)
- ◊ Implementación de enlace dedicado de datos y conexión al concentrador de datos fasoriales (PDC) del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE-ICE) de Costa Rica, para incluir en el sistema WAMS del EOR nuevas señales correspondientes a las siguientes líneas:

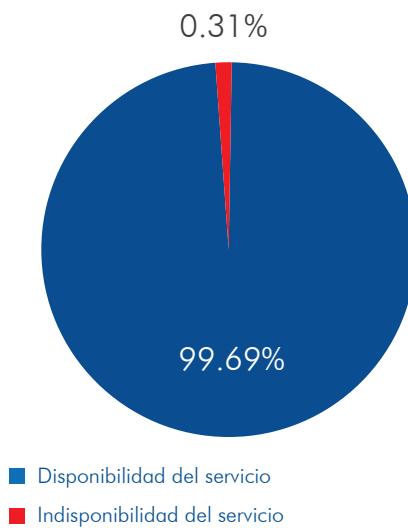
País	Señal a incorporar	Justificación
COSTA RICA	PMU: L.I. Río Claro - Progreso	Línea de Interconexión con Panamá
	PMU: L.I Río Claro - Dominical	Línea de Interconexión con Panamá
	PMU: L.I. Cahuita - Changuinola	Línea de Interconexión con Panamá
	L.I. Cañas - Ticuantepe	Línea de Interconexión con Nicaragua

- ◊ Finalización de migración de BD Oracle del SIIM
- ◊ Desarrollo de mejora para la automatización de los formularios BDSIIM en línea.

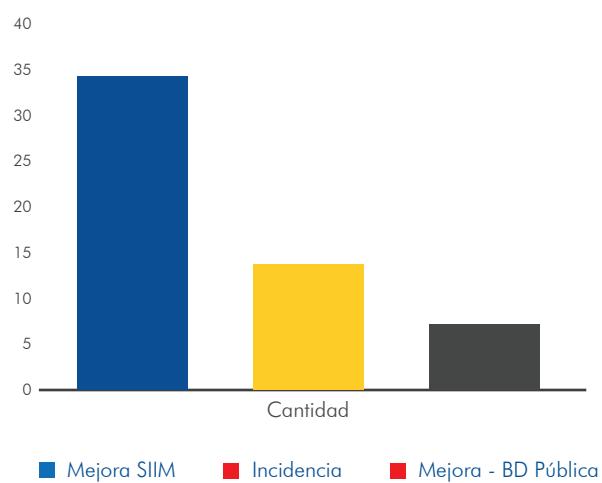
- ◊ Implementación de metodología ágil de desarrollo en el equipo de la Coordinación del SIIM.
- ◊ Desarrollo de plan de mejoras en atención a la Res. CRIE-21-2021.
- ◊ Implementación de segunda etapa del proyecto Host to Host de conexión de ERP NAV con Banco de América Central, como parte de la automatización de procesos de garantías.
- ◊ Implementación de proyecto cálculo quincenal de máximas capacidades de potencia.
- ◊ Implementación de sistema de tickets para manejo de solicitudes de soporte (Jira Service Management).
- ◊ Para el año 2022 se estima el desarrollo de 33 mejoras al SIIM.
- ◊ Desarrollo de las mejoras para la automatización del DTER en el SIIM.
- ◊ Migración de JIRA on premise a JIRA Cloud.

Cifras o estadísticas relevantes

Porcentaje de disponibilidad anual de los enlaces de telecomunicaciones. Año 2021



Mejoras e incidencias desarrolladas en el año 2021.



Soporte y atención a clientes internos y externos.

919 solicitudes de soporte recibidas y atendidas en el año 2021. En promedio, el equipo de la Coordinación del SIIM recibe y atiende un promedio diario de 2.52 solicitudes de soporte.

SISTEMAS INFORMÁTICOS TÉCNICOS

Sistema Integrado de Información del MER



Solicitudes
86%
808 solicitudes

Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia



Solicitudes
4%
33 solicitudes

Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional



Solicitudes
2%
16 solicitudes

Sistema de Correspondencia



Solicitudes
1%
9 solicitudes

ERP Microsoft Dynamic NAV



Solicitudes
7%
69 solicitudes

Portal de Proveedores



Solicitudes
En 2021 no se recibieron solicitudes



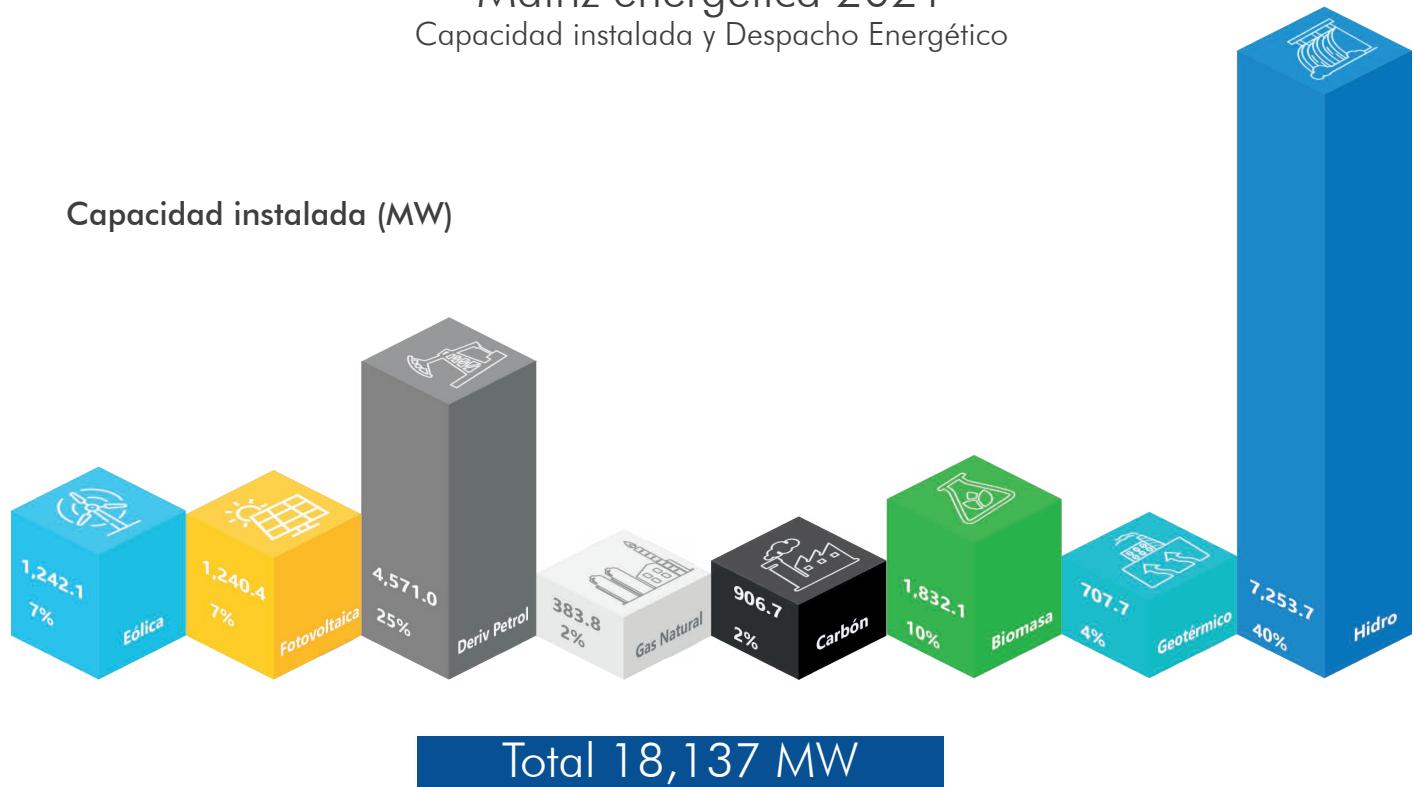
ESTADÍSTICAS DE INTERÉS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL



MATRIZ ENERGÉTICA 2021

Matriz energética 2021 Capacidad instalada y Despacho Energético

Capacidad instalada (MW)



Despacho energético **5,049GWh**

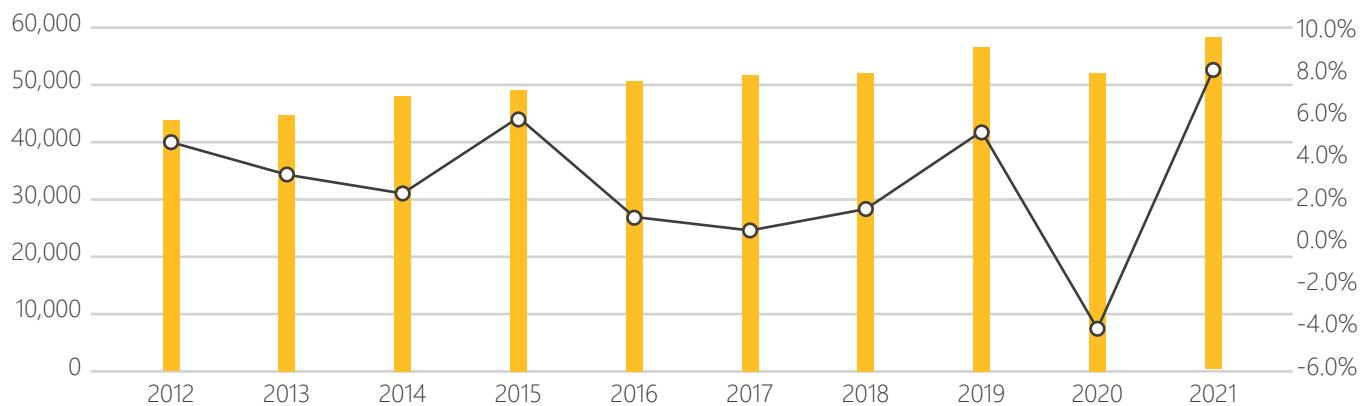
79 fuentes renovables

Hidro, Eólico, Fotovoltaico, Geotérmico, Biomasa

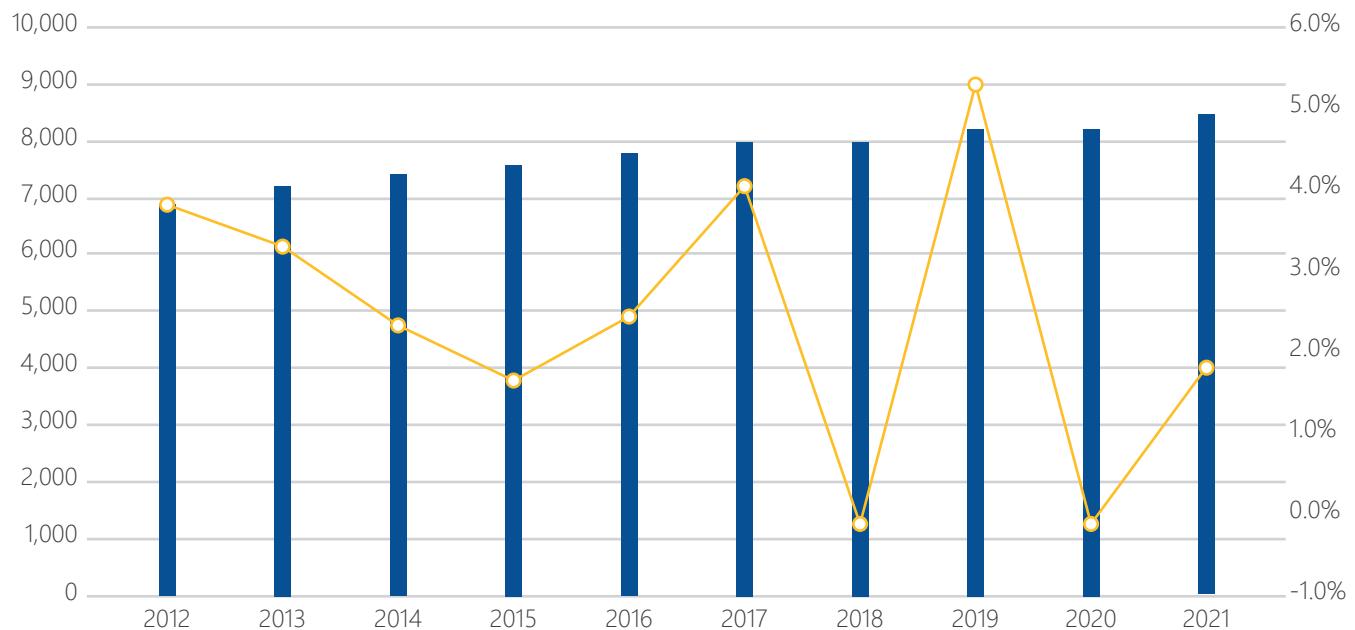


Consumo y Demanda de Electricidad 2012-2021

Consumo de Energía en el SER (GWh)

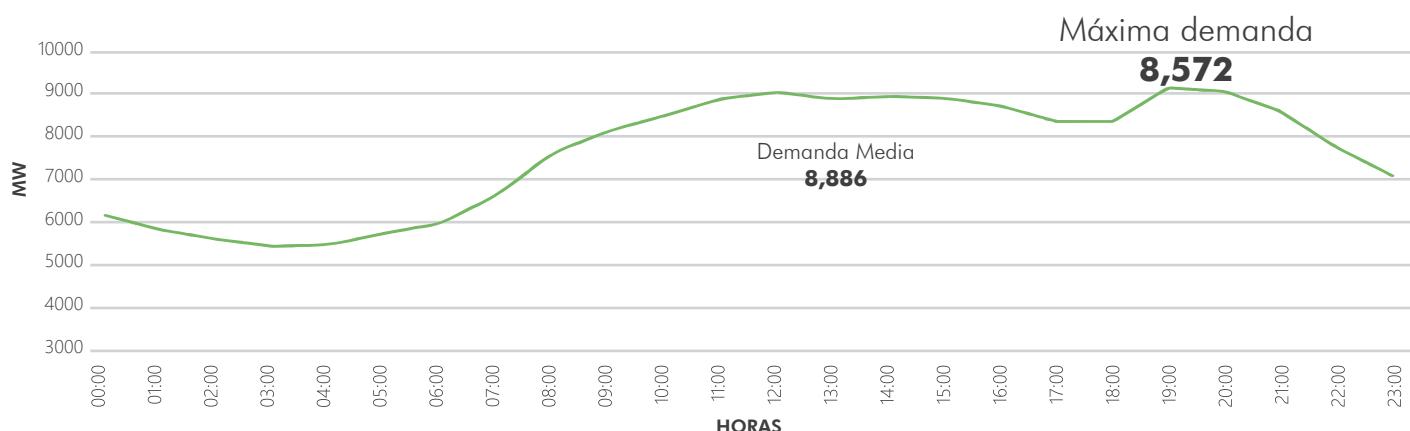


Demanda Máxima coincidente de Potencia (MW)

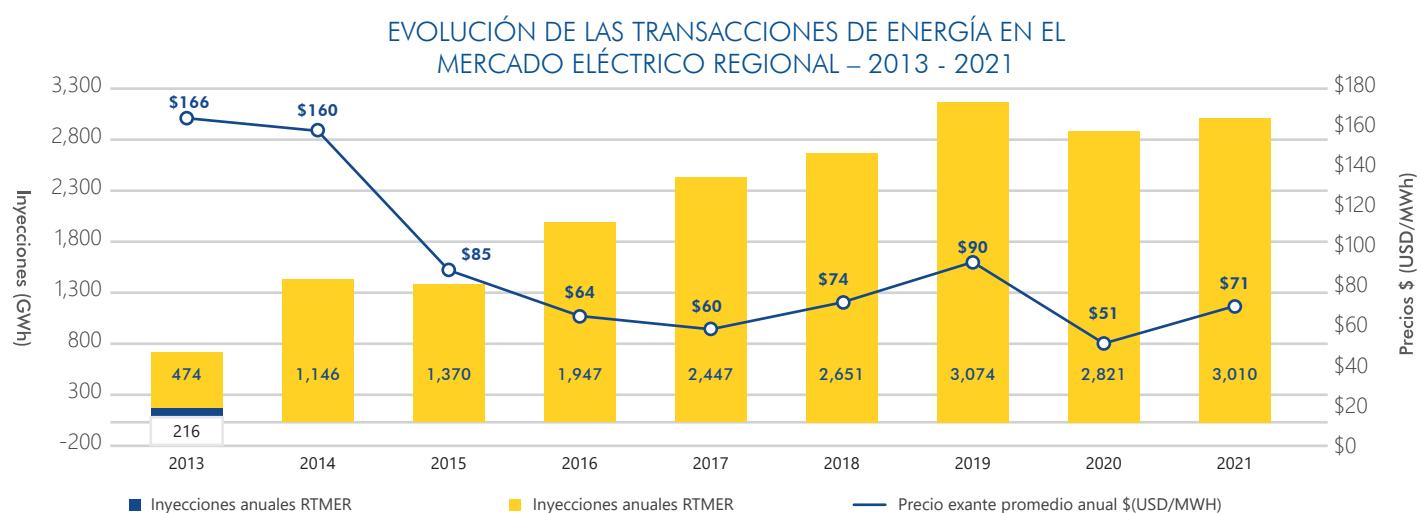


Máxima Demanda en el Sistema Eléctrico Regional

Día: 19 de mayo de 2021, a las 19:00 horas.



ESTADÍSTICAS COMERCIALES DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)

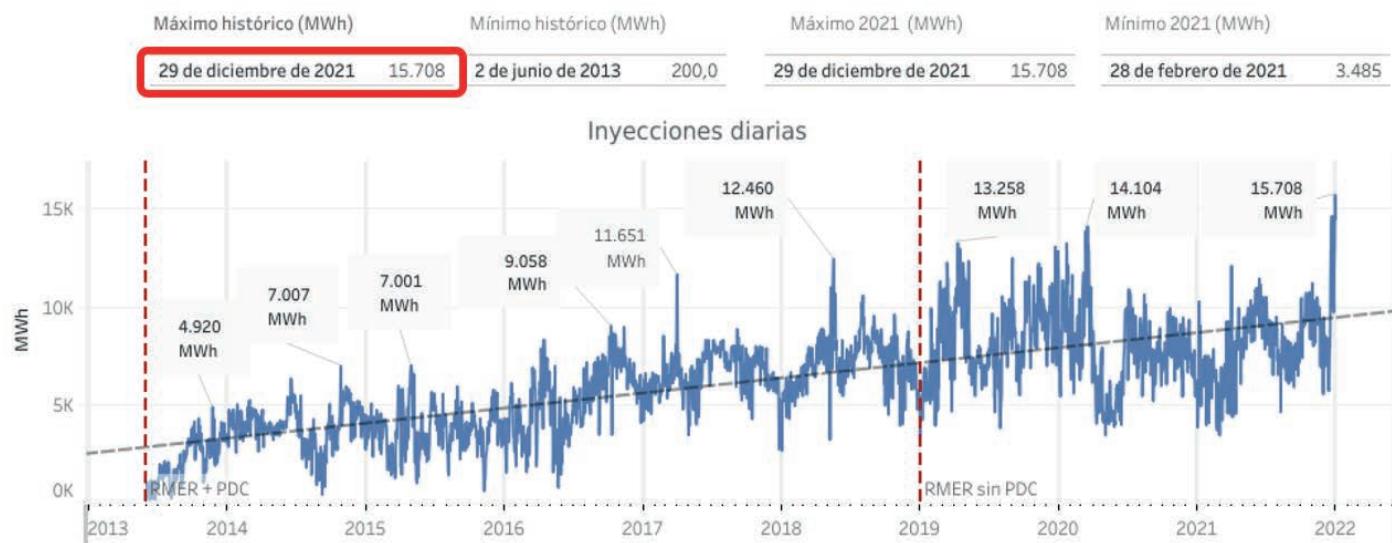


En el gráfico se muestra la evolución que ha tenido el Mercado Eléctrico Regional (MER), desde la entrada en operación del RMER con PDC en junio de 2013 hasta el cierre del año 2021, en donde se destaca el año 2019 como el año con el mayor volumen de energía transada (3,074 GWh), es notable además como las transacciones se vinieron a la baja en el año 2020 con la declaración de estados emergencia en los países miembros, debido a la Pandemia por el COVID-19, sin embargo, se observa la recuperación del MER durante el año 2021.

El 21 de diciembre de 2021, se superó el máximo de inyecciones logrado con fecha 17 de marzo de 2020, previo al cierre de la actividad económica debido a la pandemia por covid-19 en la región.

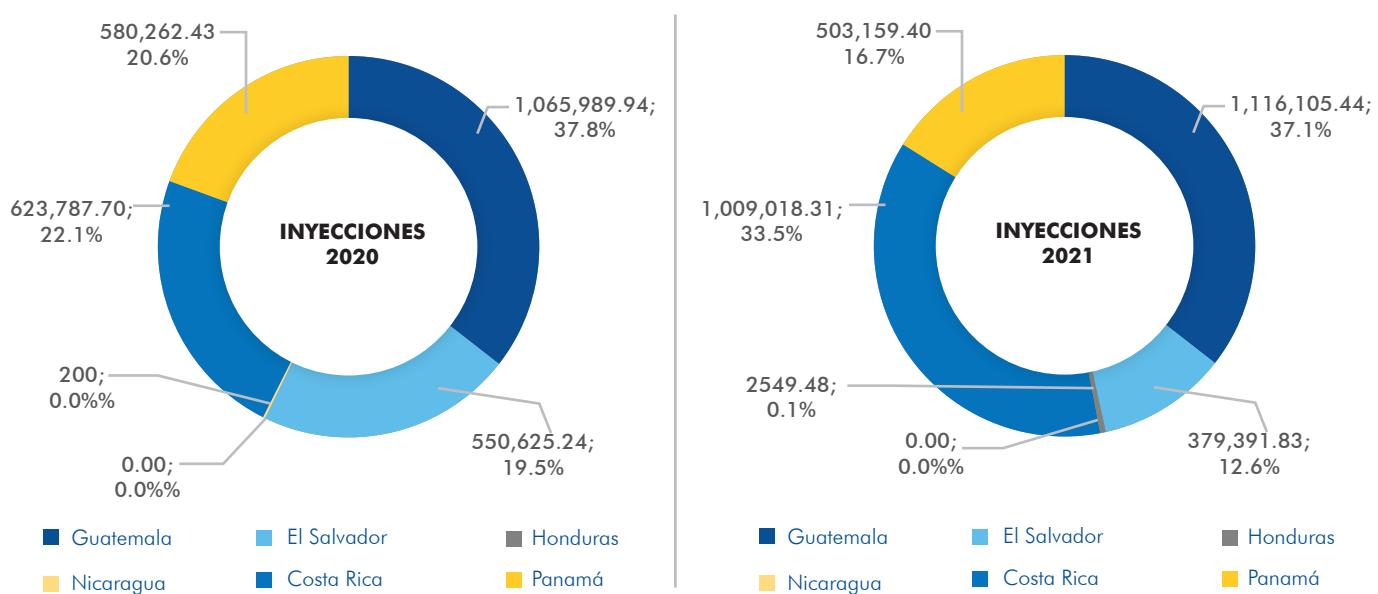
Dicho incremento se da en la etapa de recuperación del MER y además se dio ante la situación de disminución de los caudales de las centrales hidroeléctricas de Panamá, razón por la que, a partir del 17 de diciembre Panamá estuvo importando mayores volúmenes de energía eléctrica.

Nuevo máximo histórico de inyecciones en el MER



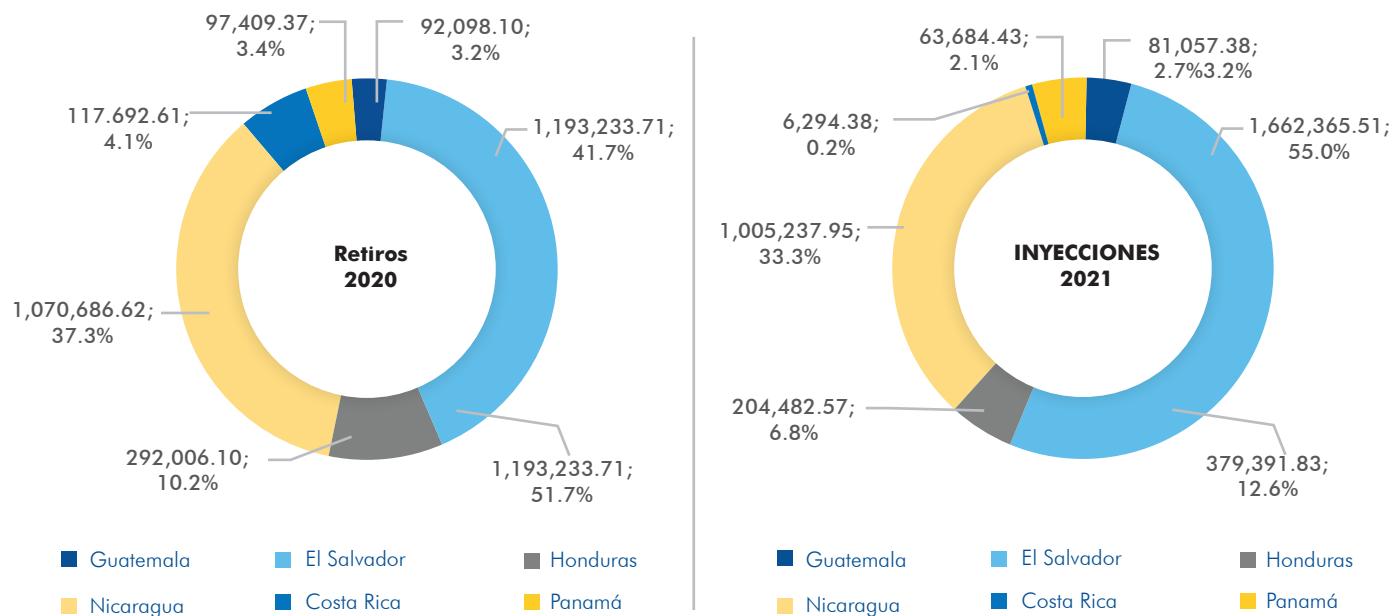
 **El 29 de diciembre de 2021 se obtuvo un récord histórico de inyecciones en el MER: 15,708 MWh.**

Comparativo de Inyecciones 2020 Vrs 2021



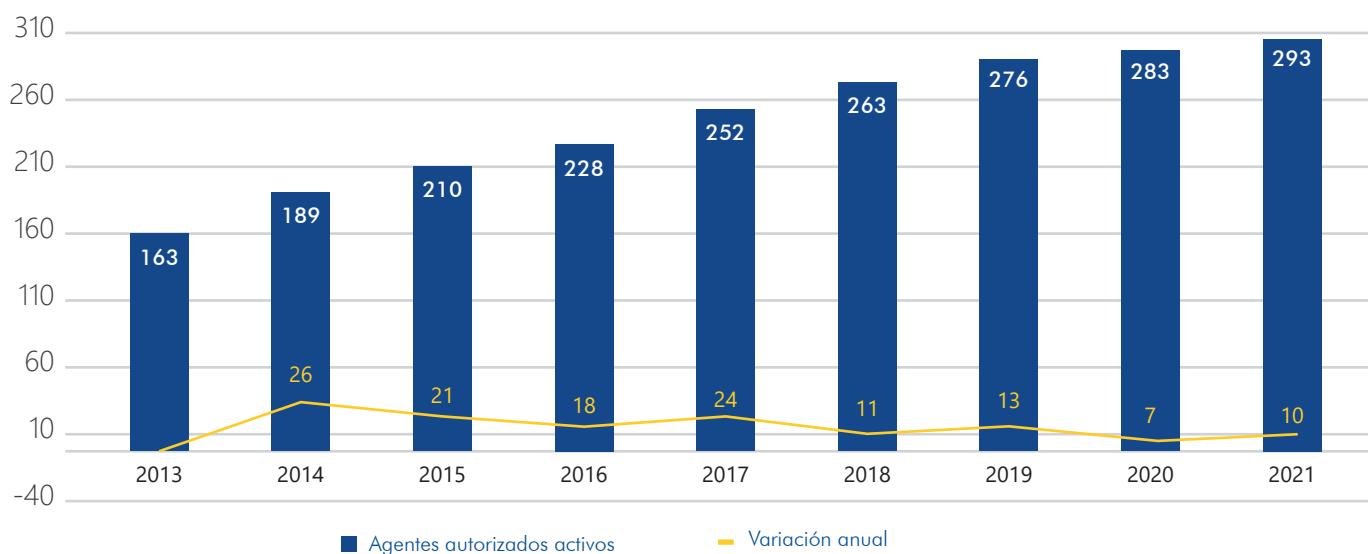
De forma general se observa que todos los países inyectores, incrementaron sus transacciones en el año 2021; sin embargo, es notable el incremento de Costa Rica, país con un mayor potencial de recurso hídrico para generar energía de bajo costo y ofrecerla al MER.

Comparativo de Retiros 2020 Vrs 2021



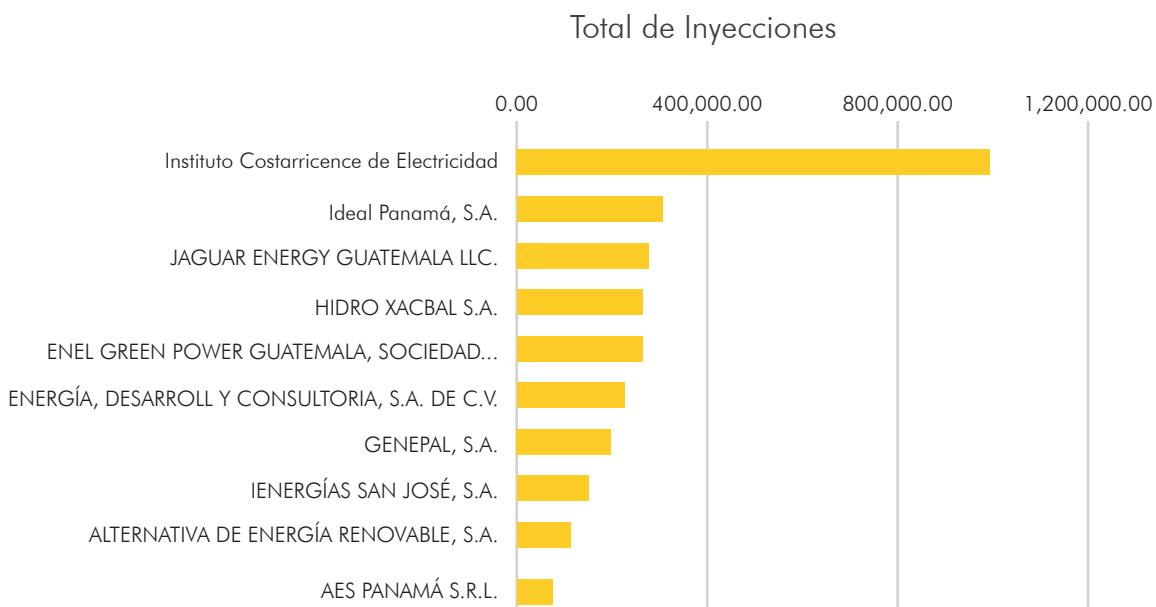
A nivel de retiros, países como Nicaragua, Honduras y Costa Rica retiraron más energía en el año 2020 que en el año 2021, lo que indica que estos países aprovecharon los precios ofertados al MER para realizar sus compras de energía y así suplir su demanda de energía interna.

Agentes Autorizados para realizar transacciones MOR y MCR

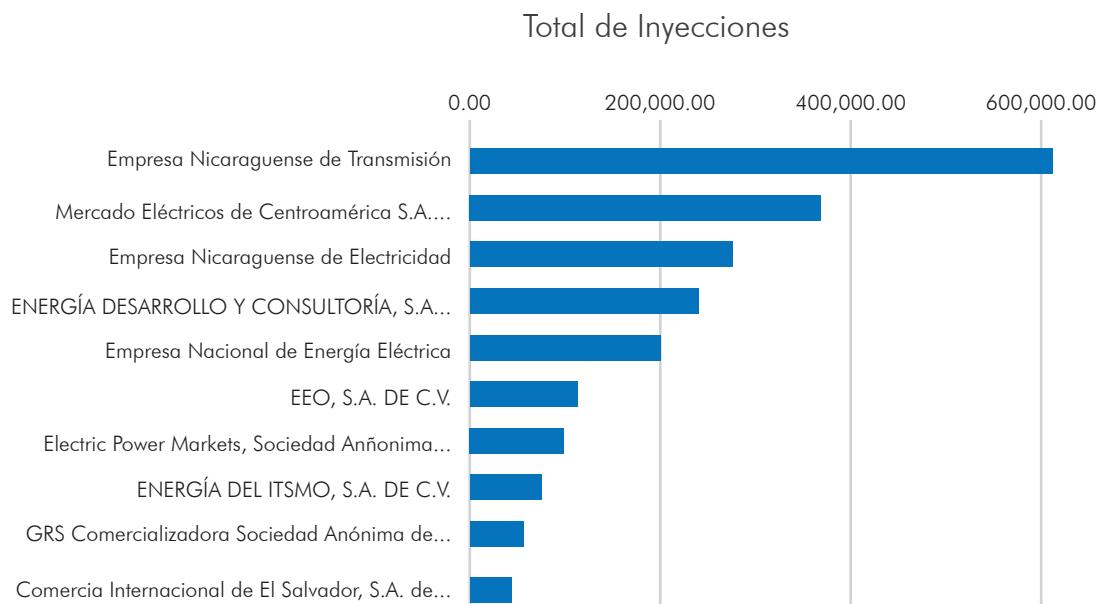


Al cierre del año 2021 se totalizan 293 agentes autorizados para realizar transacciones en el MOR y MCR; durante el año 2021 se autorizaron 15 nuevos agentes y se retiraron 5. Actualmente existen 152 agentes generadores, 81 comercializadores, 43 grande usuarios y 19 agentes distribuidores.

TOP 10 DE LOS AGENTES QUE REALIZAN MÁS TRANSACCIONES EN EL MER

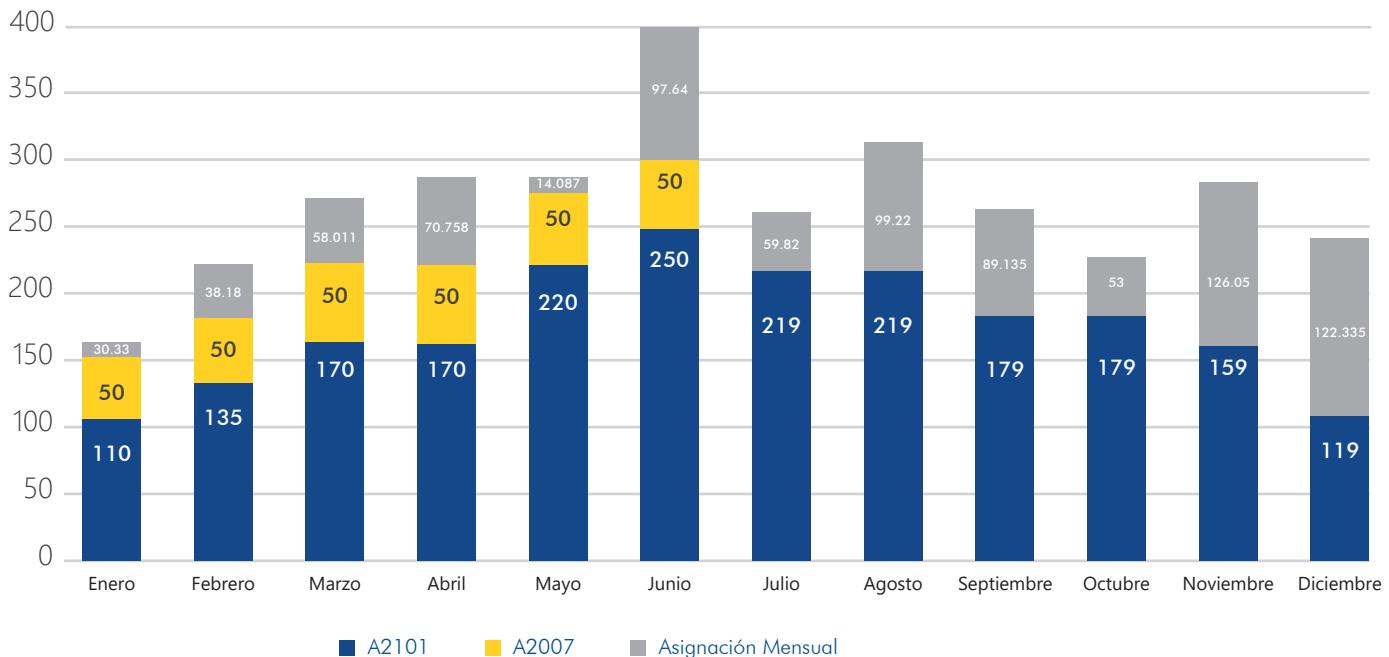


El mayor agente inyector durante el año 2021 fue el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con una fuerte cantidad de energía inyectada en el MOR en los meses de abril (73,458 MWh), mayo (116,462) MWh y diciembre (63,986 MWh).



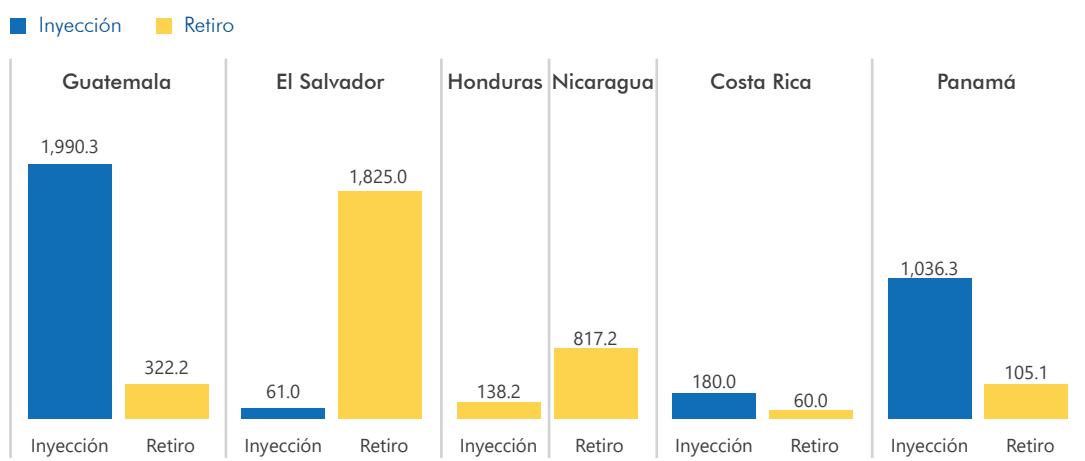
El agente con mayores volúmenes de retiro fue la Empresa Nicaragüense de Transmisión Eléctrica (ENATREL), agente que en el año 2021 absorbió a la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), con lo cual los Contratos Firmes y Derechos Firmes adquiridos por ENEL en la asignación A2101 fueron trasladados a ENATREL a partir de la operación del mes de junio de 2021.

Potencia Asignada de DT



El mes de junio de 2021, fue el mes con mayor energía asignada de Derechos de Transmisión, a partir de julio por regulación regional ya no hubo adjudicaciones de Derechos de Transmisión semestrales, por lo que para el segundo semestre del año 2021 únicamente se tuvieron los DT de la asignación anual A2101 y las respectivas asignaciones mensuales.

PAÍSES CON MAYOR POTENCIA ASIGNADA DE INYECCIÓN POR DERECHOS DE TRANSMISIÓN



Gráfica 1.2. Inyecciones y retiros por área de control (MW)

Los países con mayor potencia asignada de inyección por Derechos de Transmisión fueron Guatemala seguido por Panamá, Costa Rica y El Salvador mientras que, los países con mayor potencia asignada de retiro en Derechos de Transmisión fueron El Salvador, Nicaragua, Guatemala, Honduras, Panamá y Costa Rica.

Gestión Institucional



GERENCIA DE DESARROLLO CORPORATIVO



Primera fila (izquierda a derecha) Rody Zelaya; Sergio Valle; Ana Delmy de Jovel (Gerente); Willy Figueroa; Camila González. **Segunda fila (izquierda a derecha)** Glenda Alas; Pedro Ramos; Fabricio Menjivar; Rodrigo Urias

Gerencia de Desarrollo Corporativo

La Gerencia de Desarrollo Corporativo tiene bajo su responsabilidad, diseñar e implementar un modelo de gestión estratégico, operativo y administrativo, que permita generar condiciones institucionales idóneas para la funcionalidad efectiva de las áreas técnicas y de gestión, el cuál incluye la gestión del planeamiento estratégico y operativo; el monitoreo del desempeño institucional y la mejora de calidad de procesos; la gestión de proyectos estratégicos y cooperación técnica, así como la gestión administrativa y adquisición de bienes y servicios.

Pese a la pandemia por Covid-19 que continúa con fuerza, aún en el periodo que se informa: 2021, la gestión del desarrollo corporativo no se detuvo y enfocó sus esfuerzos en las iniciativas y proyectos estratégicos, prioritarios para la institución.

A continuación, se muestran las actividades y logros salientes por área de gestión:

Gestión Estratégica

Actividades y logros sobresalientes

- ❖ En el marco de la revisión y aprobación del presupuesto 2021, la Junta Directiva mediante Acuerdo ENP-14-2020-3-4: aprobó la ampliación del período del Plan Estratégico 2020-2024, hasta 2025, estableciendo como nuevo período “Plan Estratégico 2020-2025”.
- ❖ Gestión y aprobación de fondos por parte del Regulador Regional para la adquisición del terreno para el Proyecto del Oficinas y Centro de Control Principal (OCCP) para el EOR.
- ❖ Finalización del proceso de licitación para la contratación de la consultoría del “Diseño Conceptual de la Estrategia de Transformación Digital con Enfoque al Cliente del Ente Operador Regional”.
- ❖ Contratación, implementación y capacitación del Sistema Visión Empresarial para la gestión y seguimiento de cumplimiento de las iniciativas estratégicas del EOR.
- ❖ Se logró el cumplimiento de los indicadores estratégicos de la institución, establecidos para 2021.
- ❖ Como parte del proceso de monitoreo y seguimiento a la ejecución de iniciativas estrategias y planes operarios, se logró el cumplimiento de las metas establecidas para el año 2021.
- ❖ Se implementaron proyectos técnicos derivados de recomendaciones de auditoría técnica e informática.

Entre las actividades relevantes del PE para el 2021 se realizaron:

Actividades relevantes por tema estratégico periodo 2020-2021

TE1: Enfoque a cliente y vínculos efectivos con aliados estratégicos.

Contratación de la Consultoría “Diseño conceptual de la estrategia digital 21-25 con enfoque en la atención y servicio al cliente”.

Contratación de la Consultoría “Desarrollo del estudio de Imagen 2015-2021 del EOR y plan de Comunicación Estratégico del EOR 2021-2025”.

TE2: Mejora de la plataforma tecnológica e infraestructura física.

Implementación de redundancia y ampliación de capacidad del sistema de alimentación ininterrumpida de potencia para el Data Center y centro de control en EOR San Benito (UPS).

Ampliación gabinetes Data Center EOR - San Benito.

SQL - Actualización SSDTP.

Mejoras a la infraestructura Corporativa de Seguridad de Redes y Telecomunicaciones (Firewall).

Desarrollo modulo en Sitio Web.

Incorporación de mejoras al SIIM (Auditoría Técnica de CRIE).

TE2: Mejora de la plataforma tecnológica e infraestructura física.

Proceso de contratación de firma internacional proveedora del nuevo Sistema Scada para el Centro de Control principal y de respaldo (75%).

Consultoría para el diseño de Oficinas y Centro de Control con la firma MODUS en su fase final (80%).

TE3: Ampliación y modernización de la funcionalidad técnica y operativa.

Perfil del Proyecto OCCP aprobado por JD y remitido a CRIE para su evaluación (100%).

Estrategia de financiamiento de los proyectos estratégicos con la banca multilateral (50%).

TE6: Potencial del Talento Humano y Bienestar organizacional.

Consultoría Manpower. “Política y estrategia de reclutamiento, selección y contratación empresa sector energético.

Consultoría PwC: “Realización de un estudio salarial y elaboración de la política de compensación y beneficios del EOR”

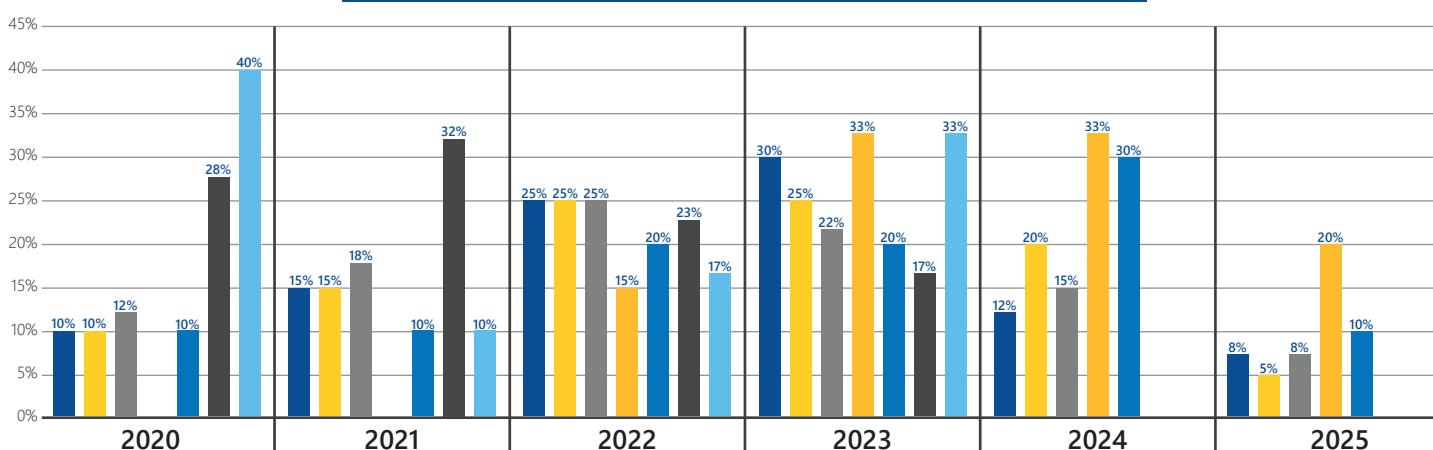
Revisión y actualización del sistema de gestión del desempeño

Implementación gradual de la nueva estructura organizacional del EOR 2021

Consultoría Análisis y Medición de la carga laboral del EOR.

Perspectiva	Temas estratégicos	Retos
	Partes interesadas	Enfoque a cliente y vínculos efectivos con aliados estratégicos Orientación al cliente, cercanía y conexión. Sinergia con aliados estratégicos. Previsibilidad y confianza mutua. Mayor capacidad de influencia. Comunicación estratégica efectiva.
	Procesos	Mejora de plataforma tecnológica e infraestructura física Plataforma tecnológica actualizada continuamente, y contar infraestructura física adecuada, potenciando los servicios al cliente y asegurando la continuidad y permanencia de la operación técnica y comercial del MER.
		Ampliación y modernización de la funcionalidad técnica operativa Funcionalidad más amplia agrega valor al cliente. Capacidad para tratar mayor complejidad operacional. Coordinación de protecciones regionales implementado.
		Implementación efectiva de la planificación del sistema Planificación regional y nacional más coordinada. Impulso del desarrollo de las ampliaciones de la región (nacional y regionales).
	Gerente, Tecnología y Aprendizaje	Implementación efectiva de la planificación del sistema Transformación en organización digital. Procesos innovadores. Cultura organizacional y canales de comunicación modernos. Enfoque y habilidades para gestionar cambios y desafíos tecnológicos.
		Potencial del Talento Humano y bienestar organizacional Sistema de gestión integrado de recursos humanos implementado. Alimentación de sistema de incentivos con tablero de indicaciones.
Recursos financieros	Seguridad y autonomía financiera	Autonomía presupuestaria y de gestión. Mayor eficiencia y seguridad de recursos para financiar la transformación.

Planificación (%) plurianual por tema estratégico



Gestión de la Calidad y Riesgos

Actividades y logros sobresalientes

- Se llevaron a cabo 2 revisiones por la dirección del sistema de gestión de la calidad, 2 auditorías internas de la calidad, una revisión de procesos y 1 auditoría externa de seguimiento de la calidad realizada por el certificador AENOR.
- Se logró mantener vigente la Certificación ISO 9001:2015, por 2º año consecutivo.
- Gracias al sistema de gestión en la plataforma certool de la calidad en la nube se conserva y mantiene la información documentada de los 14 procesos del EOR la cual incluye la gestión permanente de más de 150 documentos entre matrices de información, fichas de procesos, procedimientos y tablas de indicadores y riesgos y oportunidades de cada uno de los procesos.



Para el 2022, la gestión de la Calidad y Riesgo continuará trabajando en la consolidación de los sistemas y la madurez de los procesos buscando la optimización de la productividad a través de la automatización y la medición de la ejecución de las actividades y alineado con las políticas de la alta dirección en el manejo del talento humano y los recursos económicos disponibles y contando para ello con todo el apoyo y el entusiasmo de los colaboradores del EOR, la Dirección Ejecutiva, nuestra Gerencia de Desarrollo Estratégico, el equipo de líderes de los procesos, los auditores internos y los gestores de CERTOOL.

■ TE1

■ TE2

■ TE3

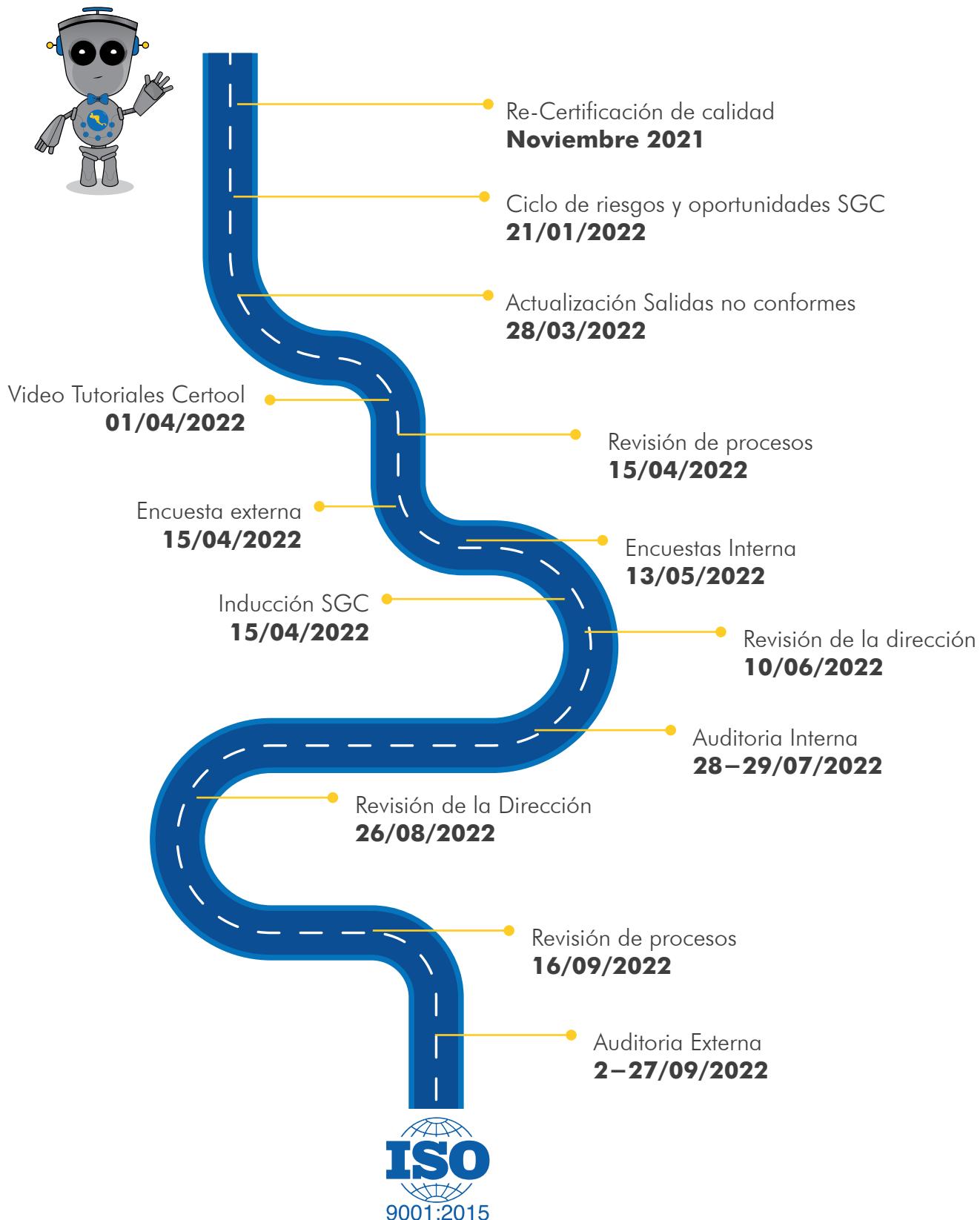
■ TE4

■ TE5

■ TE6

■ TE7

Hoja de ruta de actividades del Sistema de Gestión de Calidad 2022



Gestión de Proyectos y Cooperación Técnica

Actividades y logros sobresalientes

- ❖ Formulación del perfil del proyecto OCCP que fue aprobado por JD y el Regulador Regional
- ❖ Gestión de alternativas de fondos para el financiamiento del Proyecto Oficinas y Centro de Control Principal (OCCP).
- ❖ Formulación de la hoja de ruta para CENALCO, aprobado por la JD.
- ❖ Gestión de 3 (tres) iniciativas de Cooperación Técnica No Reembolsable:
 - Del Departamento de Estado de los Estados Unidos a través del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) brindando un taller de Resiliencia, Confiabilidad y Seguridad de la Operación del Sistema Eléctrico Regional (SER).
 - Agencia GIZ, a través del Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética (4E) en Centroamérica, apoyando en el desarrollo de servicios digitales y una consultoría en "Coordinación de Protecciones de la Red de Transmisión Regional".

Metas y acciones de desarrollo corporativo 2022

- ❖ Gestión de aprobación de fondos por parte del regulador regional para el Proyecto del Centro de Respaldo del EOR – CENALCO.
- ❖ Implementación a nivel de usuarios del Sistema Visión Empresarial para la gestión y Seguimiento del Cumplimiento de las Iniciativas Estratégicas del EOR.
- ❖ Gestión de alternativas para el financiamiento del Proyecto del Centro de Respaldo del EOR.
- ❖ Auditoría de seguimiento externa AENOR para el mantenimiento de la certificación ISO 9001:2015
- ❖ Aprobación de la política de compensaciones e incentivos del EOR
- ❖ Entrada en vigor de la nueva estructura organizacional
- ❖ Entrada en vigor del nuevo Reglamento de Organización y Funciones (ROF)
- ❖ Gestión de adquisición del nuevo sistema SCADA del EOR

Cifras o estadísticas relevantes

- ◊ Cumplimiento del **96%** de las actividades del plan anual operativo 2021, incluyendo las actividades estratégicas del año.
- ◊ Fueron realizadas **41** horas de trabajo en el año 2021 en asesorías de la calidad como parte de la atención y servicio al cliente en el proceso de gestión de la calidad.
- ◊ Se consumieron **32** horas en el año en capacitación en los temas de calidad y riesgos, así como también de indicadores.
- ◊ Se llevaron a cabo 2 revisiones por la dirección para la revisión del desempeño de los **14** procesos del EOR.
- ◊ Por parte del equipo responsable del proceso de gestión de la calidad se realizaron 2 revisiones de procesos en la plataforma Certool y se generaron los hallazgos correspondientes.
- ◊ Se realizaron por parte de gestión de la calidad 3 talleres de socialización de la política de la calidad del EOR.
- ◊ Se organizaron 3 sesiones de inducción en la norma ISO 9001:2015 y el sistema de gestión de la calidad del EOR para el personal de nuevo ingreso.
- ◊ Se llevaron bajo gestión **316** acciones de mejora del sistema de las cuales: **107** finalizadas, **163** en evaluación y **46** en implantación. El indicador de implantación de mejoras fue del 85%.
- ◊ En todos los procesos se gestionan 73 indicadores.
- ◊ De acuerdo con el mapa de riesgos en los 14 procesos del EOR actualmente se gestionan y son tratados con medidas administrativas un total de 67 riesgos y un total de 44 oportunidades.

Coordinación de Gestión de Talento Humano

Actividades y logros sobresalientes

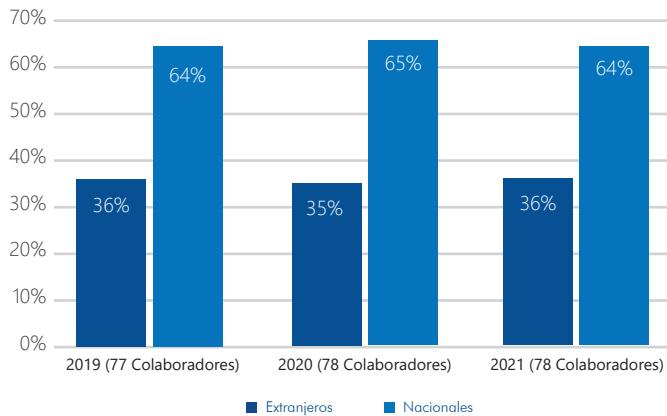
El EOR se ha propuesto como uno de sus objetivos estratégicos atraer, incentivar y retener el talento humano de la organización. Para ello, una de sus iniciativas centrales es el desarrollo de un modelo integral de gestión de sus recursos humanos.

De acuerdo al Reglamento de Organización y Funciones (ROF) y el Código de Buen Gobierno del EOR, a la Coordinación de Gestión del Talento Humano se le ha establecido un rol estratégico, cuyo nivel y alcance cobija a toda la organización.

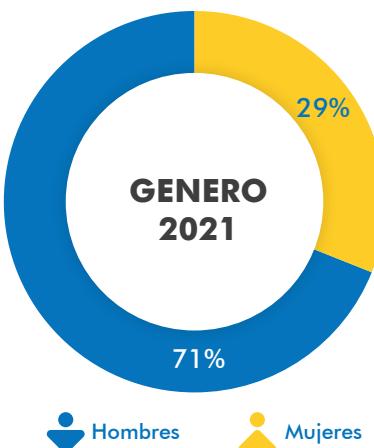
Es así como la composición del talento humano del EOR está enriquecida por la diversidad cultural, de género, nivel académico y grupos generacionales.

A continuación, se presenta gráficamente la composición del talento humano en el EOR:

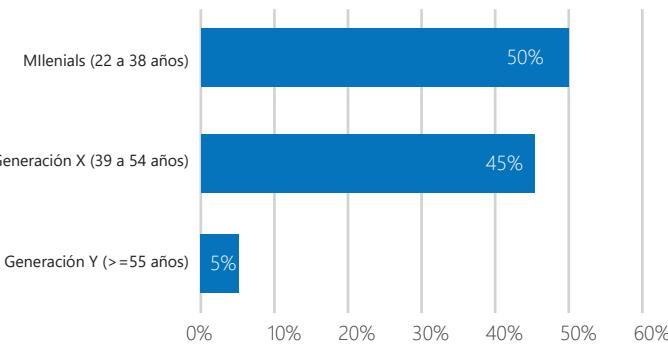
PLANTILLA DE PERSONAL



GENERO
2021



GENERACIÓN (RANGO DE EDADES)



PERFIL
ACADEMICO
DE LOS
PUESTOS



Los procesos estratégicos comprendidos en la gestión del talento humano están orientados hacia la creación de valor mediante su capital humano o intelectual, que representa el activo más valioso en una organización que genera o produce servicios a partir del conocimiento del talento humano como es el caso del EOR. Por consiguiente, estos procesos estratégicos de la GTH son enfocados para lograr el cumplimiento de los objetivos estratégicos institucionales.

Partiendo del actual Plan Estratégico, se le ha asignado cumplir a la CGTH el logro de los siguientes Objetivos Estratégicos:

- ◊ Alinear el sistema de la Coordinación de Gestión del Talento Humano con el Plan Estratégico.
- ◊ Adecuar las capacidades organizacionales para la implementación del Plan Estratégico.

Y participa activamente en los siguientes Objetivos Estratégicos transversales:

- ◊ Fortalecer la cultura de atención y servicio al cliente.
- ◊ Adoptar una cultura organizacional innovadora.

En ese contexto, la Coordinación de Gestión del Talento Humano procedió a revisar y actualizar la estructura organizacional del EOR y el dimensionamiento de la plantilla óptima de personal, con el fin de asegurar el cumplimiento de su nuevo marco y planeación estratégica 2020 - 2025.

Ordenamiento y actualizaciones

Los procesos de la Coordinación de Gestión del Talento Humano se alinearon al Plan Estratégico; el sistema de gestión del desempeño se fortaleció mediante la implementación de la evaluación integral 360, con sus respectivos instrumentos o herramientas de medición y evaluación actualizadas.

Además, se ejecutó un estudio salarial y se actualizó la Política de Compensación y Beneficios, con lo que se alcanzaron los siguientes objetivos:

- ◊ Actualizar el estudio de valuación y clasificación de puestos para realizar un adecuado referenciamiento de los puestos en el mercado laboral.
- ◊ Establecer una remuneración a los colaboradores de acuerdo a sus funciones y responsabilidades, considerando la valuación del puesto.
- ◊ Realizar un estudio salarial de puestos y funciones equivalentes a nivel regional para determinar la situación de la institución dentro del mercado laboral.
- ◊ Elaborar una política de compensación y beneficios como una forma de motivar y estimular a los empleados a entregar su máximo potencial con el propósito de lograr un alto compromiso, mayor enfoque, motivación y, por consiguiente, un excelente desempeño. Además, que facilite una planificación presupuestaria y que permita ajustes de actualización en costos.

Logros sobresalientes

- ❖ Uno de los más importantes y significativos fue la aprobación de recursos mediante la Resolución No. CRIE-31-2021, donde resuelve **aprobar el Presupuesto del EOR para el año 2022**, en el cual se avala la propuesta de **nivelación salarial y beneficios**. Dicha resolución fue emitida el 9 de diciembre de 2021.
- ❖ Inicio del proceso de adopción de una cultura organizacional innovadora mediante la realización de un diagnóstico, identificación de necesidades y elaboración de planes de acciones.
- ❖ En el EOR se ha implementado el modelo de gestión del talento humano basado en competencias.
- ❖ Por lo tanto, partiendo de su diccionario de competencias y de un diagnóstico de necesidades de capacitación, se elabora el Plan Anual de Capacitación, el cual tuvo un 93% de cumplimiento.
- ❖ Se ha llevado a cabo un programa de Desarrollo de Habilidades Gerenciales con el cual ha fortalecido competencias de liderazgo en los diferentes niveles de mandos, logrando finalizar un primer ciclo.
- ❖ Durante el 2021, de 7 plazas vacantes, 5 fueron cubiertas con personal externo y dos con personal interno.
- ❖ El índice de rotación fue del 9% siendo lo deseable en entidades como el EOR, un rango entre un 3% y 5% considerando el nivel de especialización de la mayoría de sus puestos.
- ❖ Se destinó recursos para el cumplimiento de normas de seguridad y protocolos de bioseguridad como parte de un proceso de higiene y bienestar ocupacional, con el objetivo de brindar prioridad al resguardo de la salud de cada uno de sus colaboradores, ante la pandemia del coronavirus.

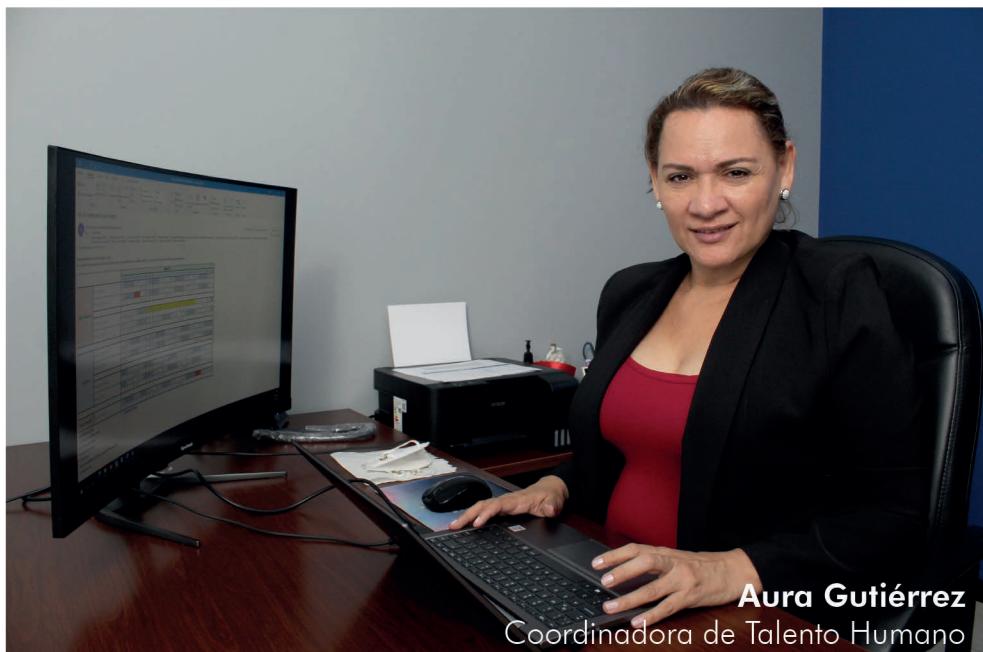
Equipo de trabajo



Michelle Aguilar
Analista de Talento Humano



Patricia Vindel
Analista de Talento Humano



Aura Gutiérrez
Coordinadora de Talento Humano

Gerencia de Asuntos Jurídicos

La gerencia de Asuntos Jurídicos lleva a cabo la evaluación de los riesgos legales y los servicios jurídicos requeridos por todas las áreas técnicas y corporativas de la institución. Por delegación de la dirección ejecutiva puede ejercer la representación judicial y extrajudicial en litigios y reclamos. Participa en la elaboración de normas y procedimientos administrativos internos, así como a la dirección ejecutiva y junta directiva.

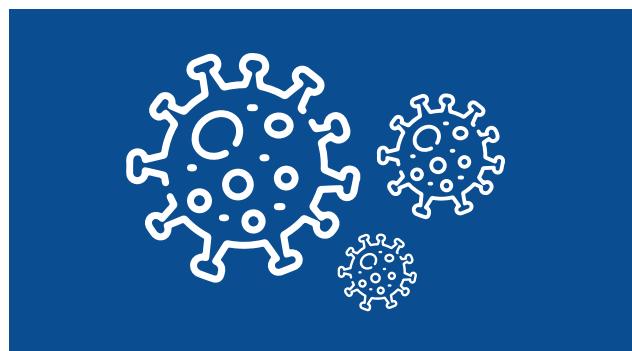
Durante 2021 la Gerencia de Asuntos Jurídicos (GAJ) realizó un desempeño eficiente de la coordinación jurídica y legal en los procesos relacionados con la operación técnica y comercial del Mercado Eléctrico Regional (MER), con el objetivo de velar por la correcta aplicación de la Regulación Regional del Mercado.

Actividades y logros sobresalientes

- ◊ Como parte de sus funciones participa como garante de la aplicación de la norma administrativa en los distintos procesos de contratación que lleva el EOR y elabora todos los contratos asociados a dichos resultados.
- ◊ Ha participado en grupos técnicos interinstitucionales CDMER – CRIE – EOR para temas estratégicos regionales: Derechos de Transmisión y la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional.
- ◊ Es parte de los procesos de asignación de Derechos de Transmisión que lleva a cabo el EOR, así como en todos los procesos de autorización de agentes para su participación en el MER.
- ◊ En cumplimiento de la Regulación Regional, ha llevado a cabo la revisión y análisis de las distintas solicitudes de "Documentos de Confidencialidad" para acceso a la Base de Datos Regional.
- ◊ Además, la GAJ también contribuyó con una destacada participación en la planeación, supervisión y coordinación de actividades estratégicas claves en la operación del MER: certificación del Sistema Gestión de la Calidad ISO 9001: 2015 y proyectos de mejora organizacional y funcional del EOR, procesos de licitación para el nuevo SCADA del EOR y la nueva sede; entre otros.

Desafíos frente al Covid-19

La GAJ demostró su fortaleza en la gestión de crisis generada por la pandemia del coronavirus y se puso al frente para internalizar legalmente las resoluciones y acuerdos presidenciales, así como leyes o reformas aprobadas en la Asamblea Legislativa de El Salvador vinculadas a la atención de la emergencia, a través de las cuales se generaron disposiciones relacionadas con los diferentes ámbitos y áreas de atención de los efectos de la pandemia.



Capacitaciones

Con el fin de contribuir al desarrollo profesional y laboral de su personal y en el marco de las reformas al Reglamento de Organización y Funciones del EOR, la Gerencia de Asuntos Jurídicos se capacitó en materia de regulación en el sector eléctrico, entre otros, desarrollando por un período de ocho meses el Programa Avanzado en Regulación del Sector Eléctrico impartido por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER).



Los desafíos de la GAJ se enmarcan en la visión, misión y valores institucionales del EOR, a partir de los retos y aprendizajes adquiridos para construir jurídicamente en la evolución y desarrollo del MER.

Equipo de trabajo



Luisa Rendón

Analista de Asuntos Jurídicos



Violeta de los Ángeles Barberena

Gerente de Asuntos Jurídicos

Coordinación de Finanzas



Gestión Financiera

Equipo de trabajo



Fannnie Álvarez
Analista de Contabilidad y
Tesorería



Manuel Hernández
Analista de Contabilidad y
Tesorería



Milena Morales
Analista de Contabilidad y
Tesorería



Arturo Rivera
Coordinador de Finanzas y Tesorería

La coordinación de Gestión Financiera (CGF) tiene bajo su responsabilidad el planeamiento y la ejecución de los procesos de gestión financiera y de costos (incluyendo presupuesto, contabilidad y tesorería), así como atender y facilitar la ejecución de las auditorías internas y externas de carácter financiero. Adicionalmente, participa en el desarrollo de la estrategia financiera de la institución, incluyendo la adecuación de la metodología de remuneración regulada del EOR y el desarrollo de mecanismos para el financiamiento y la planificación de inversiones con el objetivo de asegurar la suficiencia financiera y la gestión eficiente de los recursos de la institución.

ESTADOS FINANCIEROS

Ejecución Presupuestaria 2021

ENTE OPERADOR REGIONAL
(EOR)

ESTADO DE EJECUCION PRESUPUESTARIA
POR EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021
(Expresado en dólares de los Estados Unidos de América-Nota 2)

RUBROS	NOTAS	PRESUPUESTO AL 31/12/2021	USO DE IMPREVISTOS	ASIGNACION TOTAL	EJECUCIÓN AL 31/12/2021	VARIACIONES	% EJECUCIÓN
PERSONAL	7	\$ 4,524,979	\$ 5,451	\$ 4,530,430	\$ 4,330,039	\$ 200,392	96%
OPERATIVOS Y DE ADMINISTRACION	8	2,671,574	51,279	2,722,853	2,074,876	647,977	76%
CONSULTORIAS ESPECIALIZADAS	9	125,516	40,325	165,841	154,808	11,033	93%
INVERSIONES	10	344,034	0	344,034	335,964	8,070	98%
IMPREVISTOS	11	143,931	(97,055)	46,876	8,730	38,146	73%
TOTAL		\$ <u><u>7,810,034</u></u>	\$ <u><u>0</u></u>	\$ <u><u>7,810,034</u></u>	\$ <u><u>6,904,417</u></u>	\$ <u><u>905,618</u></u>	<u><u>88%</u></u>

Las notas que se acompañan son parte integral del estado financiero.

Estados Financieros 2021

ENTE OPERADOR REGIONAL
(EOR)

**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 y 2020**

(Expresados en dólares de los Estados Unidos de América-Nota 2)

Las notas que se acompañan son parte integral de los estados financieros.

**ENTE OPERADOR REGIONAL
(EOR)**
ESTADO DE RESULTADOS Y OTROS RESULTADOS INTEGRALES
POR EL PERÍODO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 y 2020
(Expresados en dólares de los Estados Unidos de América – Nota 2)

	<u>NOTAS</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Ingresos de operaciones ordinarias		\$ 7,859,610	\$ 7,914,770
Ingresos por servicios de operación del sistema	18	\$ 7,810,034	\$ 7,649,659
Multas		0	45,111
Intereses por mora multas		<u>49,576</u>	<u>220,000</u>
Menos:			
Gastos de Operación		\$ 6,858,950	\$ 6,568,966
Gastos y beneficios al personal	19	4,330,039	4,310,874
Gastos por depreciación de mobiliario y equipo	6	278,357	268,236
Gastos por amortizaciones de intangibles	9	20,777	34,491
Otros gastos operativos	20	<u>2,229,777</u>	<u>1,955,365</u>
Resultados de operaciones		\$ 1,000,660	\$ 1,345,805
Mas:			
Intereses bancarios ganados		94,922	83,347
Ingresos de efectivo por reembolsos		7,268	5,023
Resultado neto del año		\$ 1,102,850	\$ 1,434,175

Las notas que se acompañan son parte integral de los estados financieros.

**ENTE OPERADOR REGIONAL
(EOR)**

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 y 2020**

(Expresados en dólares de los Estados Unidos de América – Nota 2)

Detalle	Aportes de capital	Superávit por revaluación	Resultados acumulados	Total Patrimonio
Saldo al 31 de Diciembre de 2019	\$ 2,909,468	\$ 383,908	\$ 3,568,020	\$ 6,861,396
Resultado neto del año	0	0	1,434,175	1,434,175
Saldo al 31 de Diciembre de 2020	\$ 2,909,468	\$ 383,908	\$ 5,002,194	\$ 8,295,571
Resultado neto del año	0	0	1,102,850	1,102,850
Saldo al 31 de Diciembre de 2021	\$ 2,909,468	\$ 383,908	\$ 6,105,044	\$ 9,398,421

Las notas que se acompañan son parte integral de los estados financieros.

Opinión de Informes de Ejecución Presupuestaria 2021



MURCIA & MURCIA, S.A. DE C.V.
M & M
AUDITORES Y CONSULTORES

DICTAMEN DE LOS AUDITORES EXTERNOS SOBRE EL ESTADO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

Señores
Junta Directiva del
Ente Operador Regional (EOR)
Presente.

Opinión.

Hemos auditado el Estado de Ejecución Presupuestaria, (adjunto) del **Ente Operador Regional (EOR)** por el periodo comprendido del 01 de enero al 31 de diciembre de 2021, que corresponde a la ejecución presupuestaria de los rubros presupuestarios: de personal, operativos y de administración, consultorías especializadas, inversiones e imprevistos, correspondiente al año terminado el 31 de diciembre de 2021; así como las notas explicativas del Estado de Ejecución Presupuestaria.

En Nuestra Opinión, sobre el Estado de Ejecución Presupuestaria del **Ente Operador Regional (EOR)**, por el periodo del 01 de enero al 31 de diciembre de 2021 adjunto, presenta razonablemente en todos los aspectos materiales importantes la ejecución presupuestaria de los rubros: personal, operativos y de administración, consultorías especializadas, inversiones e imprevistos, y cumple con lo establecido en resolución CRIE-71-20 de fecha 09 de diciembre de 2020 de la **Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)**, basándonos en la evidencia que soporta el Estado de Ejecución Presupuestaria ejecutado por la Administración del EOR, no ha llegado a nuestro entender ninguna cuestión que nos lleve a pensar que el Estado antes mencionado no proporcione una imagen razonable de su operatividad, para el periodo auditado, en cumplimiento con la normativa establecida por la CRIE, y los criterios indicados en la nota 4 y 5.

Fundamento de la Opinión.

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA), emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección responsabilidades del auditor en relación con la auditoría del Estado de Ejecución Presupuestaria de nuestro informe. Somos Auditores Independientes del Ente Operador Regional (EOR), de conformidad con el Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad, emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código de Ética del IESBA) y hemos cumplido con demás requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría del Estado de Ejecución Presupuestaria y con las responsabilidades de ética aplicables en el Salvador y con el Código de Ética del IESBA. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Asuntos claves de la auditoría.

Los asuntos claves de la auditoría son aquellos que, según nuestro juicio profesional, han sido de mayor importancia en nuestra auditoría al Estado de Ejecución Presupuestaria adjunto del periodo examinado. Estas cuestiones fueron abordadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre este estado presupuestario, y no expresamos una opinión por separado por cada asunto clave.

Los siguientes asuntos claves han sido importante en nuestra auditoría al 31 de diciembre de 2021:

- a) El EOR es una institución de derecho público internacional, que se dedica por mandato del Tratado Marco del Mercado Eléctrico a administrar y operar técnicamente el Mercado Eléctrico Regional (MER). Los recursos requeridos para el funcionamiento del EOR provienen de los cargos de servicios de operación del sistema eléctrico aprobado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y otros cargos pagados por los agentes del mercado de América Central Regional; los cuales sirven para sufragar los gastos de operación del EOR de conformidad a un presupuesto anual aprobado por la CRIE.
- b) El 30 de octubre de 2020, mediante el oficio EOR-PJD-30-10-2020-056, el EOR presentó ante la CRIE la solicitud de aprobación del presupuesto de EOR para 2021. El presupuesto aprobado por dicha entidad para el año 2021 asciende a US\$ 7,810,034.
- c) El Ente Operador Regional prepara y presenta el estado de ejecución presupuestaria de conformidad a las disposiciones incluidas en la Normativa establecidos en la resolución CRIE-71-2020, descritas en la nota 5, clasificando los gastos e inversiones según el rubro presupuestario que corresponda.
- d) Se constató que el EOR cuenta con un estricto sistema de control interno de las operaciones financieras, lo cual incluye: presupuesto, contabilidad, tesorería, compras y de la gestión financiera del MER. El servicio de auditoría interna fue ejercido por la firma de auditoría Elías & Asociados, un servicio de contraloría interna ejercida por la firma de auditoría RSM El Salvador Limitada de C.V., lo que verificamos mediante los informes correspondientes.
- e) La administración de EOR cuenta con un Sistema de Gestión de Riesgos, basado en la metodología de la Norma Internacional ISO 31000 de manera que se pueda detectar oportunamente aquellos riesgos que afectan; las operaciones, la confiabilidad y la evolución del Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante la efectividad de esta gestión administra anticipadamente la materialización del riesgo y asegurar los objetivos y metas estratégicas definidas previamente, estableciendo una estructura organizacional que le permite una adecuada Gestión Integral de Riesgos a los que se ve expuesto, con la debida segregación de funciones y niveles jerárquicos de áreas de soporte operativo, negocios y control que participan en el proceso, así como los niveles de dependencia, de conformidad con el perfil de riesgos, el tamaño y la naturaleza de sus operaciones, a través de la Gerencia de Desarrollo Corporativo y esta a su vez apoyada en la Coordinación de Gestión de la Calidad y Riesgos, lleva a cabo la coordinación de todas las actividades relacionadas con el sistema para cada uno de los procesos, así como también gestiona el sistema a través de la plataforma digital en la nube CERTOOL.

Como fue abordado en la auditoria.

Para satisfacernos de la razonabilidad de los saldos y lograr nuestra conclusión general para poder emitir una opinión sobre el estado de ejecución presupuestaria al 31 de diciembre de 2021 nuestros procedimientos de revisión incluyeron:

- Verificamos que los desembolsos necesarios en concepto de gastos presupuestario se han justificado y determinado por rubro presupuestario: Personal, Operativo y de Administración, Consultorías Especializadas, Inversiones, Imprevistos.

- Verificamos la conciliación de saldos entre el estado de ejecución presupuestaria y los saldos contables representados en los gastos ordinarios del estado de resultado al 31 de diciembre de 2021.
- Validamos que la presentación del Estado de Ejecución Presupuestaria se integre por rubro presupuestarios, atendiendo la base de preparación y aprobación del presupuesto aprobado por la CRIE.
- Verificamos que la composición de los rubros presupuestarios se relacionase con gastos orientados a Personal, Operativo y de Administración, Consultorías Especializadas, Inversiones, e Imprevistos.
- Verificamos que el EOR utiliza un sistema de planificación de recursos empresariales (ERP por sus siglas en inglés), correspondiente al software Microsoft Dynarnics NAV 2018, en el cual se ha sistematizado el control de la ejecución presupuestaria. Todos los procesos se realizan sin intervención manual y permite ejecutar la trazabilidad de las operaciones, las correcciones si las hay se realizan en el sistema con los niveles de autorización correspondientes, lo cual contribuye a la integridad y seguridad del sistema.
- Revisamos el “Informe del proyecto de solicitud de presupuesto del EOR para el año 2021”, el cual se anexó al oficio EOR-PJD-30-10-2020-056, el proyecto de presupuesto para el año 2021 no incluyó los recursos monetarios para los siguientes proyectos: Plazas nuevas, ni ajuste salarial, Proyecto Reposición del sistema SCADA/EMS Regional, Proyecto Sede definitiva de las oficinas y centro de control principal y de respaldo del EOR. Se nos confirmó que está trabajando en el desarrollo de la formulación de estos proyectos antes mencionados, los cuales son trascendentales para el MER y para la institución. Cuando el EOR disponga de toda la información de estos proyectos se solicitarán a la CRIE los recursos por medio de un ajuste presupuestario.
- Revisamos la resolución CRIE-71-2020, el cual instruye al EOR a que realice la ejecución presupuestaria en concordancia con las asignaciones en los rubros presupuestarios aprobados en el presupuesto 2021.
- Verificamos el uso del rubro de imprevistos y que se encontrarán con sus respectivas actas o acuerdos de autorización.

Base de presentación.

Atendiendo los procedimientos internos de la institución descritos en el documento denominado “*Políticas de elaboración, ejecución y liquidación del presupuesto del EOR*” aprobadas mediante el acuerdo 2E-2016-6-2 en la sesión extraordinaria de Junta Directiva del Ente Operador Regional No. 02-2016, a la fecha de nuestra auditoria se nos informó que la referida política está en proceso de actualización y, se verifico que el EOR presenta la ejecución bajo el principio contable del devengo presupuestario (ver nota 5).

Responsabilidades de la administración y de los responsables del gobierno de EOR en relación con el estado de ejecución presupuestaria.

La Administración del Ente Operador Regional (EOR) es responsable de la preparación y presentación razonable del estado de ejecución presupuestaria de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las disposiciones incluidas en la Normativa establecida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y las disposiciones normativas aprobadas por el EOR y del control interno que la administración de EOR consideró necesario para permitir la preparación del estado de ejecución presupuestaria este libres de incorrección material, debido a fraude o error.

La Administración del Ente Operador Regional (EOR) es responsable de la valoración de su capacidad de continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la entidad en funcionamiento, y utilizando la base contable de negocio en marcha excepto si el gobierno de la entidad tiene la intención de liquidar la entidad o cesar sus operaciones, o bien no existe otra alternativa realista.

La administración del Ente Operador Regional (EOR) es responsable de la supervisión del proceso de su información financiera del estado de ejecución presupuestaria.

Responsabilidades del Auditor en relación con la auditoría del Estado de Ejecución Presupuestaria.

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que el estado de ejecución presupuestaria en su conjunto está libre de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión sobre el estado de ejecución presupuestaria. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs) siempre detecte errores significativos cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en estado de ejecución presupuestaria.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA), aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en el estado de ejecución presupuestaria, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtuvimos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas o la elusión del control interno.
- Obtuvo conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Ente Operador Regional (EOR).
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada en el estado de ejecución presupuestaria, por la administración del Ente Operador Regional (EOR).
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la administración del Ente Operador Regional (EOR), del principio contable de la institución en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad del Ente Operador Regional (EOR) para continuar como institución en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en el estado de ejecución presupuestaria, en o, si dichas revelaciones no son adecuadas, expresaríamos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que el Ente Operador Regional (EOR) deje de ser una institución en funcionamiento.

- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido del estado de ejecución presupuestaria, incluida la información revelada, y si dicho estado presenta las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Fue comunicado a la administración del Ente Operador Regional (EOR), el alcance y el momento de realización de la auditoría, así como otras cuestiones.

Este informe es para conocimiento del Ente Operador Regional (EOR) y para la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

San Salvador, 07 de junio de 2022.



MURCIA & MURCIA, S.A. DE C.V.
AUDITORES Y CONSULTORES
Registro No. 1306
Lic. Luis Alonso Murcia Hernández
Director - Presidente
Registro No. 704



Opinión de Informes de Estados Financieros 2021



MURCIA & MURCIA, S.A. DE C.V.
M & M
AUDITORES Y CONSULTORES

DICTAMEN DE LOS AUDITORES EXTERNOS SOBRE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Señores
Junta Directiva del
Ente Operador Regional (EOR)
Presente.

Opinión.

Hemos auditado los Estados Financieros del **Ente Operador Regional (EOR)** que comprenden el Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2021, el Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales, Estado de Flujos de Efectivo y Estado de Cambios en el Patrimonio correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En Nuestra Opinión, los Estados Financieros adjuntos presentan razonablemente en todos los aspectos materiales importantes la situación financiera del **Ente Operador Regional (EOR)**, al 31 de diciembre de 2021, así como sus resultados y sus flujos de efectivo correspondiente al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la Opinión.

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA), emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros de nuestro informe. Somos Auditores Independientes del Ente Operador Regional (EOR), de conformidad con el Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad, emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código de Ética del IESBA) junto con requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros en El Salvador y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código de Ética del IESBA. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Párrafo de Énfasis.

Sin calificar nuestra opinión, hacemos énfasis en lo siguiente:

1. Al 31 de diciembre de 2021, se mantiene en la cuenta de bancos un valor monetario de \$ 2,576,480.00 el cual corresponde al fondo de reserva para la sustitución parcial del sistema SCADA, con base en la Resolución N° CRIE-NP-33-2012, emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), dicho fondo de reserva y los rendimientos financieros asociados, son controlados y salvaguardados en la cuenta bancaria N° 119796050 del Banco de América Central, (ver nota 4).

2. Se constató que el EOR cuenta con un sistema de control interno de las operaciones financieras, lo cual incluye: presupuesto, contabilidad, tesorería, compras y de la gestión financiera del MER. El servicio de auditoría interna fue ejercido por la firma de auditoría Elías & Asociados y un servicio de contraloría interna ejercida por la firma de auditoría RSM El Salvador Limitada de C.V., lo que verificamos mediante los informes correspondientes.
3. La administración de EOR cuenta con un Sistema de Gestión de Riesgos, basado en la metodología de la Norma Internacional ISO 31000 de manera que se pueda detectar oportunamente aquellos riesgos que afectan; las operaciones, la confiabilidad y la evolución del Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante la efectividad de esta gestión administra anticipadamente la materialización del riesgo y asegurar los objetivos y metas estratégicas definidas previamente, estableciendo una estructura organizacional que le permite una adecuada Gestión Integral de Riesgos a los que se ve expuesto, con la debida segregación de funciones y niveles jerárquicos de áreas de soporte operativo, negocios y control que participan en el proceso, así como los niveles de dependencia, de conformidad con el perfil de riesgos, el tamaño y la naturaleza de sus operaciones, a través de la Gerencia de Desarrollo Corporativo y esta a su vez apoyada en la Coordinación de Gestión de la Calidad y Riesgos, lleva a cabo la coordinación de todas las actividades relacionadas con el sistema para cada uno de los procesos, así como también gestiona el sistema a través de la plataforma digital en la nube CERTOOL.

Otros Asuntos.

1. Hemos revisado el Estado de Ejecución Presupuestaria correspondiente al año terminado el 31 de diciembre de 2021, y hemos emitido nuestro informe con esta misma fecha del presente informe.
2. Los estados financieros de 2020 fueron examinados por otros Auditores Independiente quienes emitieron una opinión limpia sobre los estados financiero de 2020 de fecha 24 de mayo del año 2021.
3. Las actividades económicas del Ente Operador Regional (EOR) son exentas del Impuesto sobre la Renta e Impuesto a las Transferencias de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios, según lo establecido en el Acuerdo Sede entre el Ente Operador Regional del Mercado Eléctrico de América Central y el Gobierno de la República de El Salvador, publicado en el Diario Oficial No. 94, Tomo No. 367, del 24 de mayo de 2005, Acuerdo Ejecutivo No. 115, del Ramo de Relaciones Exteriores, ratificado según Decreto Legislativo No. 677, de fecha 21 de abril de 2005.

Responsabilidades de la administración y de los responsables del gobierno del EOR en relación con los estados financieros.

La Administración del Ente Operador Regional (EOR) es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y del control interno que la administración de EOR consideró necesario para permitir la preparación de los estados financieros libres de incorrección material, debido a fraude o error.

La Administración del Ente Operador Regional (EOR) es responsable de la valoración de su capacidad de continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la entidad en funcionamiento; y utilizando la base contable de negocio en marcha excepto si el gobierno de la entidad tiene la intención de liquidar la entidad o cesar sus operaciones, o bien no existe otra alternativa realista.

El gobierno del Ente Operador Regional (EOR) es responsable de la supervisión del proceso de su información financiera.

Responsabilidades del Auditor en relación con la auditoría de los estados financieros.

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de incorrección material, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs) siempre detecte errores significativos cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA), aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría.

También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtuvimos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas o la elusión del control interno.
- Obtuvo conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Ente Operador Regional (EOR).
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración del Ente Operador Regional (EOR).
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la administración del Ente Operador Regional (EOR), del principio contable de institución en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad del Ente Operador Regional (EOR) para continuar como institución en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que el Ente Operador Regional (EOR) deje de ser una institución en funcionamiento.

- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Fue comunicado a la administración del Ente Operador Regional (EOR), el alcance y el momento de realización de la auditoría, así como otras cuestiones.

Este informe es para conocimiento del Ente Operador Regional (EOR) y para la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

San Salvador, 07 de junio de 2022.




MURCIA & MURCIA, S.A. DE C.V.
AUDITORES Y CONSULTORES
Registro No. 1306
Lic. Luis Alonso Murcia Hernández
Director - Presidente
Registro No. 704



SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AGC	Unidades en Control Automático de Generación
CCSD	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
CDMER	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía de México
CNFFF	Contratos No Firmes Físicos Flexibles
CRCT	Centro Regional de Coordinación de Transacciones
CRIE	Comisión Regional de la Interconexión Eléctrica
CRPS	Contratos Regionales con Prioridad de Suministro
CTC	Comité Técnico Comercial
DF	Derechos Firmes
DFPP	Derechos Financieros Punto a Punto
DT	Derechos de Transmisión
ECS	Esquemas de Control Suplementario
EDACBF	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia
EDALTIBF	Esquema de Desconexión Automática de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia
EEC	Estudios Energéticos Consultores
EMS	Energy Management System/Sistema de Gestión de Energía
EOR	Ente Operador Regional
ERP	Sistema de Planificación de Recursos Empresariales
FUUNSAJ	Fundación Universidad Nacional de San Juan
GDC	Gerencia de Desarrollo Corporativo
GIT	Gerencia de Informática y Telecomunicaciones

GPO	Gerencia de Planificación y Operación
GTRS	Grupo de Trabajo Regional del SIMECR
IPN	Instituto Politécnico Nacional
IRMER	Informe de Regulación del MER
MCR	Mercado de Contratos Regional
MCTP	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia
MER	Mercado Eléctrico Regional
MOR	Mercado de Oportunidad Regional
OMCA	Operador del Mercado Centroamericano
OS/OM	Operador del Sistema y Operador del Mercado
PAOs	Planes Anuales Operativos
PDC	Procedimiento de Detalles Complementario
PHVA	Planificar, Hacer, Verificar y Actuar
PMU	Phasorial Measurement Unit/ Unidad de Medición Fasorial
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory/Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico
PSR	Soluções e Consultoria em Energia LTDA/ Soluciones Energéticas y Consultoría
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROF	Reglamento de Organización y Funciones
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RTMER	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional
RTTR	Red de Transmisión Regional
SCADA	Supervisor y Control and Data Adquisition/ Control de Supervisión y Adquisición de Datos
SEM	Sistema Eléctrico de México
SER	Sistema Eléctrico Regional
SGC	Sistema de Gestión de Calidad

SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIIM	Sistema Integrado de la Información del Mercado
SIMECR	Sistema de Medición Comercial Regional
SMFSR	Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional
SPTR	Sistema de Planificación de la Transmisión Regional
TdR	Términos de Referencia

SITIOS DE INTERÉS



***H
CND
Centro Nacional
de Despacho
Entidad Nacional de Energía Eléctrica
Gobierno de la República

- Administrador del **Mercado Mayorista**
AMM
Guatemala
www.amm.org.gt
- Unidad de Transacciones
UT
El Salvador
www.ut.com.sv



- ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica ETESA
Panamá
www.etsa.com.pa



- CEPAL
Empresa de Comisión Económica para América Latina y del Caribe CEPAL
www.ceclac.org



***H
CND
Centro Nacional
de Despacho
Entidad Nacional de Energía Eléctrica
Gobierno de la República

- CND - ENEE
Centro Nacional de Despacho de la ENEE
www.ods.org.hn



- EPR
Empresa Propietaria de la Red EPR
Costa Rica
www.eprisepac.com



- CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE
Guatemala
www.crie.org.gt



- CENACE
Centro Nacional de Control de Energía CENACE
www.gob.mx/cenace



- CNDC ENATREL
Centro Nacional de Despacho de carga
ENATREL
Nicaragua
www.cndc.org.ni



- SICA
Sistema de Integración Centroamericana SICA
www.sica.int



- CECACIER
www.cecacier.org



- filial de isa
XC filial de ISA Colombia
www.xm.com.co



- ICE
Instituto Costarricense de Electricidad
ICE
Costa rica
www.ice.go.cr



- BID
Banco Interamericano de Desarrollo BID
www.iadb.org



- IEEE
Instituto de Ingenieros y Electrónicos
www.ieee.org

ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

Avenida Las Magnolias #128, Colonia
San Benito, San Salvador, El Salvador, C.A.
#503 2245-9900

NUESTROS VALORES

Liderazgo

Transparencia

Excelencia

Imparcialidad

Integridad



www.enteoperador.org