

RESOLUCIÓN CNEE-217-2025

Guatemala, 8 de julio de 2025

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad -LGE- norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, estableciendo entre otros, que el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público está sujeto a autorización; y que su aplicación se extiende a todas la personas que desarrollen las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, sean éstas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 50, establece que la construcción de nuevas líneas o subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -STEE- se podrá realizar, entre otras, por la modalidad de Iniciativa Propia. En el artículo 51 del referido cuerpo normativo se estipula que, para la modalidad de Iniciativa Propia, los interesados que requieran la ampliación deberán presentar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (entidad que puede ser denominada indistintamente CNEE o la Comisión) la solicitud de autorización respectiva, la cual será estudiada por dicho órgano. Por su lado, el artículo 53 del RLGE indica lo concerniente al proceso de verificación y aceptación de las instalaciones.

CONSIDERANDO:

Que Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA- solicitó a la Comisión autorización para ejecutar, bajo la modalidad de Iniciativa Propia, el proyecto denominado: «Subestación Santa Cruz Verapaz 69/13.8 kV 20 a 28 MVA». Para el efecto, la CNEE confirió audiencia al Administrador del Mercado Mayorista -AMM-, al Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, en su calidad de propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, y a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima -DEORSA-, quienes emitieron sus respectivos pronunciamientos mediante memoriales de evacuación. De dichos pronunciamientos se pudo determinar, entre otros aspectos, que el AMM, ETCEE y DEORSA no tienen objeción para que se autorice la solicitud presentada por RECSA, siempre y cuando en la resolución que para el efecto se emita, se cumplan las condiciones indicadas en sus respectivos pronunciamientos.



CONSIDERANDO:

Que, en virtud de lo constatado mediante el dictamen técnico emitido por la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos y dictamen jurídico emitido por la Gerencia Jurídica, ambas dependencias de la CNEE, se pudo determinar que es procedente emitir resolución, por medio de la cual se apruebe la solicitud presentada por RECSA, en el sentido autorizar la ejecución del proyecto denominado: «Subestación Santa Cruz Verapaz 69/13.8 kV 20 a 28 MVA», bajo la modalidad de Iniciativa Propia. Adicionalmente, la remuneración de dichas instalaciones quedará sujeta a lo establecido en los artículos 59 y 60 de la Ley General de Electricidad.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento;

RESUELVE:

- I. Autorizar la solicitud presentada por Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima, en cuanto a que se le autorice la ejecución del proyecto denominado: «Subestación Santa Cruz Verapaz 69/13.8 kV 20 a 28 MVA», bajo la modalidad de Iniciativa Propia. Asimismo, el proyecto aludido, su reconocimiento de peaje y la puesta en servicio, deberán ser ejecutados o reconocidos, según corresponda, conforme las especificaciones técnicas que se detallan en el Anexo de la presente resolución.
- II. La Comisión verificará que la obra de transmisión cumpla con las especificaciones técnicas aprobadas por medio de la presente resolución, previa conexión al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica. Para el efecto, podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de la obra de transmisión que por medio de esta resolución se aprueba su ejecución. Dicha verificación se realizará con cargo al propietario de las instalaciones, por lo que se considerará como incumplimiento a esta resolución que dicha entidad se abstenga o se niegue a pagar la asesoría previamente relacionada.
- III. Para el desarrollo de la obra respectiva, Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima queda sujeta al cumplimiento de lo siguiente:
 - a. Las obligaciones estipuladas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, las Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de

Energía Eléctrica, las Normas de Coordinación del Administrador del Mercado Mayorista y cualquier otra normativa que le sea aplicable;

- b. Ejecutar la obra de transmisión, acorde a las especificaciones técnicas que se detallan en el Anexo de la presente resolución; y
 - c. Presentar a la Comisión durante los primeros diez (10) días hábiles de cada mes y cuando le sea requerido, informes del avance de la construcción de la obra con el fin de verificar, entre otros aspectos, el cumplimiento de la ruta crítica establecida en el Cronograma de Ejecución de la obra presentada y las especificaciones técnicas definidas. Lo anterior, conforme el numeral 3.1.14. del Anexo de la presente resolución.
- IV.** Previo a la conexión de la obra respectiva al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima para efectos de la conexión de esta, deberá cumplir con presentar a esta Comisión, su solicitud de Ampliación a la Capacidad de Transporte del Sistema, cumpliendo con lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Asimismo, debe cumplir con el proceso de verificación y aceptación establecido en el artículo 53 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y con el proceso de conexión establecido en la Norma Técnica de Conexión.
- V.** Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima debe prever que las instalaciones a las cuales debe conectar la obra respectiva sean propiedad de un Agente Transportista.
- VI.** Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima deberá comprometerse a implementar las medidas de compensación reactiva que se establezcan en los estudios eléctricos correspondientes al proceso de conexión del proyecto.
- VII.** Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, en virtud de las reconfiguraciones necesarias en los circuitos que forman parte de su red de distribución, deberá remitir a esta Comisión, dentro de un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la notificación de la presente resolución, el cronograma de actividades para la ejecución de dichas reconfiguraciones, las cuales se encuentran ubicadas en el área de influencia del proyecto aprobado. Dicho cronograma deberá incluir, como mínimo: la fecha de inicio de actividades, las autorizaciones necesarias, la obtención de servidumbres, los cambios

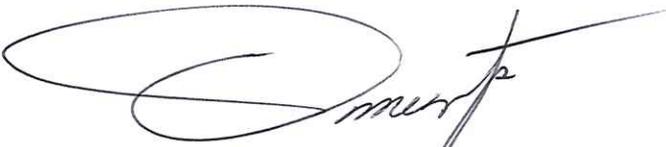
significativos en el diseño del proyecto, la fecha de finalización de la puesta en servicio, y cualquier otro hito que la Distribuidora considere pertinente.

- VIII.** Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima deberá informar a esta Comisión, dentro de un plazo de diez (10) días hábiles contados a partir de la finalización de cada uno de los hitos incluidos en el cronograma referido en el numeral anterior, sobre la conclusión de estos. Asimismo, deberá proporcionar actualizaciones o información relevante relacionada con el desarrollo del proyecto.
- IX.** Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima deberá realizar las inversiones correspondientes para implementar la compensación reactiva, mediante la instalación de bancos de capacitores en las inmediaciones de los centros de consumo de su red de distribución. Estas medidas deberán permitirle cumplir con los niveles de tensión que establecen las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDROID-, así como con el Factor de Potencia en sus puntos de conexión con el proyecto autorizado por medio de la presente resolución, conforme lo establece el artículo 23 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-.
- X.** Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima deberá llevar a cabo las gestiones necesarias para mantener las cargas balanceadas, con el objetivo de evitar diferencias significativas en la magnitud del voltaje entre las tres fases, en atención a la opinión emitida por el Administrador del Mercado Mayorista.
- XI.** La Comisión Nacional de Energía Eléctrica en cualquier momento podrá modificar o revocar la presente resolución en caso de incumplimiento a lo aquí resuelto o de lo establecido en el marco regulatorio.
- XII.** Lo indicado en el numeral romano I. de la presente resolución, no exime a Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima de cumplir con los demás requisitos establecidos en el artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, especialmente a acciones encaminadas al cumplimiento de las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST- y normas ambientales, debiendo cumplir con este último requisito bajo su total responsabilidad; en el sentido que, previo a la ejecución de la obra deberá obtener la aprobación de los estudios ambientales, emitida por la entidad ambiental correspondiente.



- XIII.** La autorización para la ejecución de la obra que mediante la presente resolución se realiza, no exime Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima de su responsabilidad por la calidad, confiabilidad y exactitud de la ingeniería, fabricación, construcción, montaje, operación y mantenimiento de la obra, a partir de su operación comercial y de garantizar la seguridad de las personas, los bienes y la calidad del servicio, de conformidad con lo establecido en las normas técnicas aprobadas por esta Comisión.
- XIV.** Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima deberá prever, previo a la puesta en operación de la obra respectiva, realizar las inversiones para que las instalaciones puedan operar bajo los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Normas de Coordinación vigentes; así como, cumplir con los procedimientos establecidos en las Normas Técnicas, como parte del procedimiento de conexión de la obra antes mencionada.
- XV.** La Comisión Nacional de Energía Eléctrica resolverá los casos no previstos en la presente resolución o en las especificaciones técnicas.

NOTIFÍQUESE.


Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente


Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora


Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director


Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General




Jorge Miguel Retolaza Alvarado
Secretario General

Resolución CNEE-217-2025

Página 5 de 16

ANEXO DE LA RESOLUCIÓN CNEE-217-2025 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las presentes especificaciones técnicas proveen información técnica que debe cumplir Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima (RECSA), a la que en adelante se le denominará el Transportista, para el desarrollo de las nuevas instalaciones y obras complementarias que conforman el proyecto "Subestación Santa Cruz Verapaz 69/13.8 kV 20 a 28 MVA".

Todo lo que no se encuentre explícitamente indicado en el presente Anexo no exime al Transportista de la responsabilidad de que las instalaciones que conforman el proyecto incluyan todos los componentes o equipos necesarios, para que las mismas operen conforme los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la Ley General de Electricidad, sus Reglamentos y Normas Técnicas. Los requisitos indicados en el presente Anexo, hacen referencia a requisitos mínimos que se deben cumplir para la construcción del proyecto, por lo que el transportista deberá considerar aspectos y detalles que puedan no estar en el presente Anexo y que, de acuerdo a las sanas prácticas de Ingeniería, sean necesarios para el diseño, suministro, transporte, obtención de los terrenos, constitución de las servidumbres, construcción, montaje, supervisión, pruebas, operación y mantenimiento del Proyecto.

Debe entenderse por Sanas Prácticas de Ingeniería a todas las actividades de naturaleza técnica, social o administrativa y que, pese a no encontrarse detalladas en las presentes Especificaciones Técnicas, son necesarias para que el Transportista lleve a cabo el diseño, suministro, pruebas, construcción, montaje y puesta en operación comercial de las instalaciones que conforman el proyecto.

La información relacionada a las condiciones meteorológicas de las zonas geográficas que deben ser utilizadas por el Transportista para las actividades de diseño y construcción, puede ser obtenida en el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología de la República de Guatemala –INSIVUMEH– o de la fuente gubernamental oficial que considere pertinente. La información geográfica y geológica que debe ser utilizada por el Transportista para las actividades de diseño, constitución de Servidumbres y construcción podrá ser obtenida en el Instituto Geográfico Nacional –IGN– de la República de Guatemala o de la fuente gubernamental oficial que considere pertinente. Lo anterior, sin menoscabo de otras regulaciones y normas que resultan aplicables y que deberá cumplir en las distintas fases del proyecto.

1.1. Ubicación de la Subestación y Trazo de la línea de transmisión nueva

La ubicación de la subestación deberá ser determinada por el Transportista, por lo que es de su responsabilidad realizar el análisis, estudios de cualquier tipo, investigaciones o exámenes, cálculos y valorizaciones, para considerar la ubicación que mejor se adapte respecto a la ubicación de la línea, basándose en criterios topográficos, demográficos y ambientales de las zonas en las cuales se construirá El Proyecto, incluyendo lo expresamente indicado en las Normas Técnicas sobre selección de la ubicación.

1.2. Generalidades de la subestación nueva

La nueva subestación deberá ser del tipo convencional (equipo en patio a la intemperie) y según el tipo de aislamiento que resulte del diseño óptimo del proyecto.

El Transportista debe considerar un área de terreno suficiente para la nueva subestación, con el fin de incorporar nuevos campos, los cuales son adicionales al número de campos equipados. El diseño

de la subestación deberá considerar las necesidades de mantener el servicio eléctrico, durante los períodos de construcción de posibles ampliaciones.

La subestación deberá ubicarse en un terreno que no esté sujeto a inundación, derrumbe u otra situación previsible que pueda poner en peligro la seguridad de las personas y de las instalaciones. En caso de no ser posible, se deberán tomar las medidas de seguridad correspondientes, a efecto que dichas medidas garanticen minimizar los riesgos y efectos sobre las personas y bienes.

Cuando se haga referencia a campos de reserva, deberá entenderse como espacios físicos no equipados, pero que tengan, sin ser limitativo, la infraestructura descrita en el numeral 4.12 del presente Anexo, para incorporar nuevos equipos de conexión.

Cuando se haga referencia al área de terreno necesaria para incorporar campos adicionales a futuro, deberá entenderse como el área de terreno completamente nivelado y compactado a la misma cota que el patio de maniobras. Esta área de terreno deberá quedar dentro del perímetro circulado de la subestación, por lo que se deberán tomar en cuenta los trabajos de obra civil que sean necesarios tales como trabajos preliminares, descapote, cortes, movimiento de tierras, nivelación del terreno, drenajes de aguas pluviales y otros.

Los criterios de diseño y operación de la nueva subestación se encuentran establecidos en las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST-, las Normas Técnicas emitidas por la CNEE que resulten aplicables, así como las Normas de Coordinación emitidas por el AMM, y en su defecto con las normas técnicas internacionales aplicables.

Todos los materiales y equipos deberán tener un nivel de desempeño sísmico atendiendo las condiciones locales de la instalación, de acuerdo con lo especificado por CONRED conforme las normas de reducción de desastres que se encuentran vigentes.

El diseño de la nueva subestación deberá considerar los parámetros del servicio existente en la zona con la finalidad de mejorar la calidad de este, de conformidad a las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-.

1.3. Generalidades de la Línea de Transmisión nueva

Es responsabilidad del Transportista considerar una ubicación eficiente de la subestación considerando el trazo para la línea de transmisión. En ese sentido, el trazo para dicha línea de transmisión deberá ser el que mejor se adapte respecto a la ubicación de la subestación, basándose en criterios topográficos, demográficos, sociales y ambientales de la zona en la cual se construirán la línea de transmisión nueva, así como las Sanas Prácticas de Ingeniería, debiendo considerar en la medida de lo posible evitar el paso por áreas protegidas.

La nueva línea de transmisión podrá estar soportada por estructuras tipo torre de celosía de acero, poste de concreto, poste de metal u otro tipo de estructura, quedando la elección de estas tecnologías a criterio del Transportista correspondiente de acuerdo a las Sanas Prácticas de Ingeniería, sin embargo, para el reconocimiento deberá presentarse el análisis de las alternativas realizado que permita a la CNEE determinar si la selección del Transportista es económicamente adaptada para prestar el servicio.

1.4. Generalidades de las nuevas instalaciones

En el diseño y puesta en operación se deberá prever que se mantenga el nivel de tensión en todos los nodos del Sistema de Transmisión conforme lo establecido en las NTCSTS, en condiciones normales o con equipo fuera de servicio, deberá soportar una falla simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, asimismo en condiciones excepcionales de alta o baja demanda o generación o

cuando se contare con equipo fuera de servicio deberá respetar los límites de calidad establecidos en las NTCSTS y los criterios de confiabilidad del AMM, no admitiéndose en ningún caso que ante fallas simples y/o dobles de alta probabilidad en equipos existentes se produzca el colapso del sistema completo.

Las nuevas instalaciones deberán ser diseñadas para soportar una contingencia sencilla con pocos efectos negativos, es decir que el disparo de un único elemento del sistema sea generador, transformador o línea no deberá resultar en colapso generalizado del sistema o inestabilidad de este, sobrecarga de líneas y/o transformadores, así como la pérdida de carga.

En general se deberá cumplir como mínimo con los criterios establecidos en las NTDOST y demás Normas Técnicas emitidas por la CNEE que resulten aplicables, así como las Normas de Coordinación emitidas por el AMM y, en su defecto, con las normas técnicas internacionales aplicables.

1.5. Fecha Programada de Operación Comercial de El Proyecto

Las obras de transmisión indicadas en las presentes especificaciones deben estar en operación comercial a más tardar el 31 de enero de 2028. El Cronograma que el transportista presente ante la CNEE deberá considerar, como máximo, el plazo anteriormente indicado.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las Obras de transmisión que conforman el proyecto, consisten en el diseño, constitución de servidumbres, suministro, transporte, construcción, montaje, pruebas, operación y mantenimiento de las obras descritas en el presente numeral.

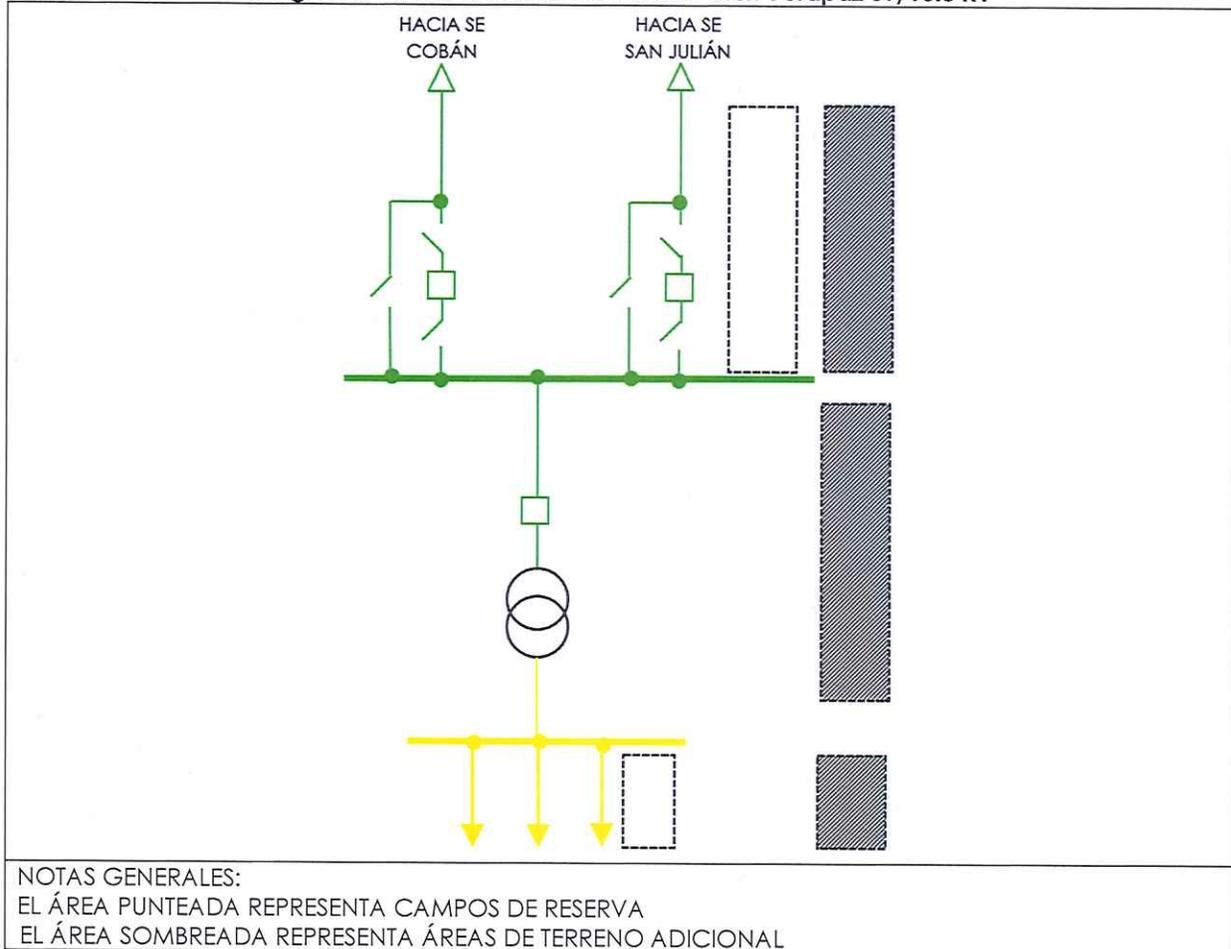
2.1. Subestación Santa Cruz Verapaz 69/13.8 kV

Una nueva subestación de transformación la cual estará equipada con lo siguiente:

- i. Configuración inicial barra simple en 69 kV, preparada para una configuración funcional de doble barra. La ampliación a una configuración de doble barra deberá estar disponible para la conexión del proyecto de línea considerado en la licitación PET-03-2025
- ii. Dos campos de línea de 69 kV
- iii. Un campo de reserva para 69 Kv, para recibir la línea incluida en la licitación abierta PET-03-2025
- iv. Un campo de conexión en 69 kV para el transformador de potencia de 69/13.8 kV
- v. Un transformador de potencia 69/13.8 kV equipado, compuesto por un transformador trifásico con capacidad de 20/28 MVA de servicio continuo. La capacidad de 28 MVA se refiere a la potencia nominal que el transformador puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente donde la subestación estará equipada.
- vi. Área de terreno necesario para incorporar un futuro transformador de potencia de una capacidad máxima de 20/28 MVA.
- vii. Tres campos de salida de media tensión en 13.8 kV, para atender la carga que se conectará a la subestación.
- viii. Un campo de reserva para 13.8 kV.
- ix. Área de terreno para futuras ampliaciones, un campo de 69 kV y un campo de 13.8 kV.
- x. Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación, según el alcance de los numerales anteriores.

A continuación, se muestra los diagramas unifilares de referencia de la Subestación:

Diagrama Unifilar 1. Subestación Santa Cruz Verapaz 69/13.8 kV



2.2. Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Cobán – San Julián 69 kV

Los trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente, consisten en el seccionamiento, la readecuación de estructuras, construcción de las extensiones de línea y su conexión a los respectivos campos de línea en la nueva subestación Santa Cruz Verapaz 69/13.8 kV, para lo cual se seccionará la Línea de Transmisión Existente Cobán – San Julián 69 kV.

La capacidad de las extensiones de línea de transmisión hasta dicha subestación, deberán ser por lo menos de la misma capacidad de la línea de transmisión existente y se deberá acordar con el propietario de la línea de transmisión el punto donde se realizará el seccionamiento de la línea de transmisión.

3. GENERALIDADES DE LAS ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

3.1. Obligaciones del Transportista

El Transportista tiene las siguientes obligaciones:

- 3.1.1.** Entregar el Cronograma detallado de trabajo, realizado en Microsoft Project 2021 o versión posterior, en versión digital en archivo de Project, que incluya las actividades del Transportista, el cual será utilizado para el desarrollo de sus proyectos e incluirá la ruta crítica de éste y, sin ser limitativo, los siguientes hitos:
- i. Inicio de gestiones.
 - ii. Compra del terreno para la nueva Subestación.
 - iii. Obtención de servidumbres para el paso de las líneas.
 - iv. Inicio de construcción, en la cual se le notifica de proceder al contratista.
 - v. Elaboración de la orden de compra del conductor, estructuras, transformadores, interruptores u otros equipos importantes.
 - vi. Obtención de la licencia ambiental.
 - vii. Entrega de los documentos técnicos de diseño y construcción conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Conexión.
 - viii. Gestiones ante la CNEE para autorización de la conexión.
 - ix. Gestión ante el AMM.
 - x. Inicio y finalización de las pruebas de puesta en servicio.
 - xi. Inicio de operación comercial del proyecto (fecha final).

El cronograma que debe ser presentado a la Comisión servirá con la línea base configurada para el seguimiento del avance de los Proyectos. Los métodos de control y medición del avance, de los cuales deberá presentarse copia, se deben definir para cada uno de los componentes, entregables, tareas e hitos de conformidad con las Buenas Prácticas en Gestión de Proyectos.

Toda la información proporcionada a la CNEE debe constituirse en documentos técnicos ampliamente desarrollados e incluir la documentación técnica que correspondan a cada uno de ellos y la referencia de la normativa utilizada.

La entrega de la presente información no exime de la obligación que tienen los Transportistas de entregar parcialmente información que le fuere solicitada por la CNEE para la verificación del cumplimiento de las especificaciones técnicas y la supervisión del avance.

Dicho cronograma deberá ser remitido a la CNEE en plazo máximo de treinta (30) días contados a partir del inicio de vigencia de la presente resolución.

- 3.1.2.** Cumplir las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, las Normas de Coordinación emitidas por el AMM y la normas técnicas internacionales aplicables IEEE o IEC que sean aplicables a cada uno de los casos específicos tomando en cuenta lo referente a las obras civiles asociadas en cuanto a el diseño, suministro, transporte, obtención de los terrenos, construcción, montaje, pruebas preoperativas, operación y mantenimiento de las instalaciones que componen.
- 3.1.3.** Gestionar ante la autoridad gubernamental correspondiente los permisos para el transporte local de los materiales y equipos por medio de las carreteras o vías de acceso nacionales.
- 3.1.4.** Obtener oportunamente la información referente a las características técnicas de las instalaciones existentes que constituyen las fronteras de cada una de las obras de transmisión, tal como diagramas de protección y teleprotección de líneas de transmisión existentes, capacidad de servicios auxiliares, así como cualquier información necesaria para llevar a cabo los Proyectos.

- 3.1.5. Obtener la aprobación de los Estudios Ambientales para el proyecto, emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente, previo a la ejecución de las obras y bajo su entera responsabilidad, de conformidad con lo establecido en la ley de la materia, la Ley General de Electricidad y su Reglamento.
- 3.1.6. Obtener los terrenos, gestionar permisos, autorizaciones y contratos de conexión para los trabajos de ampliación en subestaciones existentes que sean requeridas para conectar las nuevas instalaciones a instalaciones existentes del SNI.
- 3.1.7. Adquirir e instalar los equipos, componentes y software, así como la prestación o contratación de los servicios necesarios para la correcta integración de los sistemas de supervisión y control de los Proyectos con los sistemas de supervisión y control existentes del AMM y de los propietarios de las instalaciones existentes a ser ampliadas, de conformidad con lo establecido en las Normas de Coordinación del AMM.
- 3.1.8. Garantizar que todos los materiales, equipos y aparataje a ser montados sean nuevos, con garantía de fábrica y que cumplan con estándares internacionales IEEE o IEC.
- 3.1.9. Gestionar los permisos y autorizaciones para los trabajos de apertura o seccionamiento de líneas de transmisión existentes o para ampliar subestaciones existentes que resulten necesarias para conectar el Proyecto.
- 3.1.10. Cumplir con lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad para la ampliación a la capacidad de transporte y el procedimiento establecido en la Norma Técnica de Conexión; asimismo, realizar las obras complementarias que resulten de los estudios eléctricos NTAUCT. Lo anterior para los efectos de autorización de la conexión de las obras de transmisión al Sistema Nacional Interconectado.
- 3.1.11. Cumplir con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Conexión para el procedimiento de conexión de las instalaciones del proyecto.
- 3.1.12. Presentar las planillas establecidas en las Normas de Coordinación, que incluye la planilla 1.10 de la Norma de Coordinación Operativa No. 1 con la Distribuidora que se conecte al proyecto.
- 3.1.13. Gestionar la habilitación comercial del Proyecto que le fue autorizado para operar en el Mercado Mayorista, y cumplir con lo establecido en las Normas de Coordinación del AMM.
- 3.1.14. Remitir un informe mensual a la CNEE, dentro del plazo de los primeros diez (10) días hábiles del mes, en medio digital, al correo seg.proy@cnee@gob.gt o el que la CNEE indique, que contenga por lo menos lo siguiente:
 - i. Resumen ejecutivo del contenido del informe a presentar y del estado actual del proyecto, en el cual se destaquen los avances y aspectos relevantes del mes.
 - ii. Evolución y estado actualizado del avance de la construcción del Proyecto mediante el Cronograma.
 - a. Actualizada la fecha de estado, cargados los avances, y reprogramado el trabajo restante de conformidad con los métodos y control del avance.
 - b. Avance de la constitución de las servidumbres de paso.

- c. Avance de las gestiones de los estudios y licencias ambientales, debiendo remitir copia de la aprobación del estudio y licencia ambiental en el informe mensual inmediatamente posterior a la obtención de esta.
 - d. Avance de las gestiones para la obtención de las autorizaciones que emite la CNEE a las que hace referencia la Norma Técnica de Conexión.
 - e. Avance de las gestiones con otros agentes para la conexión de las instalaciones del proyecto autorizado, conforme lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y el programa de acciones por aplicar.
 - f. Avance de los hitos del proyecto (numeral 3.1.1. del presente Anexo)
 - g. Curva "S" de avance del proyecto, y que entre otros se observen las curvas de avance programado y de avance ejecutado.
- iii. Resumen ejecutivo de los problemas detectados que hayan causado retrasos en la ejecución del proyecto y las acciones con los que fueron subsanados o se planea corregirlos.
 - iv. Hechos relevantes que se hubiesen podido suscitar durante el mes correspondiente.
 - v. Registros fotográficos actualizados que evidencien los avances en la construcción de las obras, de forma ordenada y plenamente identificada.

Todo cambio en el cronograma deberá documentarse, presentando evidencia de las causas de su ocurrencia y de las acciones y tareas previstas para su subsanación. Lo anterior, formulando e indicando el cambio de la línea base del proyecto.

Lo anterior no es limitativo para que la Comisión, durante el desarrollo del proyecto, solicite información específica adicional que se deba incluir dentro de los informes mensuales.

3.2. Normas de diseño

El diseño de los proyectos debe cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, las Normas de Coordinación emitidas por el AMM y en su defecto con la última edición o versión de las normas técnicas internacionales, entre las que se encuentran las IEEE o IEC, que resulten aplicables y que se encuentren vigentes.

3.3. Normas para la fabricación de los equipos

La fabricación de los equipos y materiales a utilizar para la construcción de los proyectos, deben ser de conformidad con la última edición o versión de las normas técnicas internacionales, entre las que se encuentran las IEEE o IEC, que sean aplicables y que se encuentren vigentes.

3.4. Permisos y Contrato de Conexión

Todos los procedimientos que se refieren a permisos y contrato de conexión deben ser de conformidad a lo establecido en la LGE, los Reglamentos de la LGE, las Normas Técnicas, las Normas de Coordinación, y particularmente lo establecido por la Norma Técnica de Conexión.

3.5. Materiales y equipos

Todos los materiales y equipos que serán utilizados para la construcción de los proyectos deben ser tales que no comprometan o limiten la operación de las instalaciones existentes del Sistema Nacional Interconectado.

3.6. Pruebas de fábrica

Todo el equipo que sea utilizado para la constitución de los proyectos deberá contar con las respectivas pruebas de fábrica o documento equivalente que demuestre su cumplimiento de acuerdo con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, en lo referente a transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de voltaje,

transformadores de corriente, pararrayos, bancos de capacitores, bancos de reactores, estructuras de soporte y otros que sean necesarios para su diseño, construcción y operación.

3.7. Pruebas de campo

Todo el equipo que sea utilizado para la constitución de los proyectos deberá contar con las respectivas pruebas de campo que, de acuerdo con las normas técnicas internacionales, tanto aplicables como vigentes, y el fabricante aplique en lo referente a transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de voltaje, transformadores de corriente, pararrayos, bancos de capacitores, bancos de reactores, estructuras de soporte y otros.

3.8. Obras Civiles

Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en la normativa nacional e internacional que sean aplicables a cada caso.

3.9. Ampliaciones en subestaciones existentes

3.9.1. Subestaciones

Para las ampliaciones en subestaciones existentes, los transformadores de corriente, transformadores de tensión y demás equipos deben adaptarse a los esquemas de protección actual y en caso de no ser posible y habiendo acuerdo con el propietario de las instalaciones existentes, los equipos o el sistema que no permitan alcanzar tal objetivo deben ser sustituidos por aquellos que cumplan con los nuevos requerimientos de protección de las ampliaciones en cuestión.

Para el caso de uso de áreas y espacios disponibles en subestaciones existentes, uso y capacidades de protecciones diferenciales de barras, uso y capacidades de los servicios auxiliares, y otras relacionadas; deberán ser gestionados, acordados y coordinados con el propietario de dichas instalaciones.

4. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO PARA LA SUBESTACIÓN

A continuación, se describe sin ser limitativo, el equipo, componentes y sistemas para las Subestaciones.

4.1. Barra de Subestaciones

Las barras de la nueva subestación deben ser diseñadas considerando las situaciones más severas de flujo de carga, tomando en cuenta la posibilidad de indisponibilidad de elementos en el sistema por la ocurrencia de eventos fortuitos y deben estar diseñadas para soportar esfuerzos electrodinámicos sin descartar la probabilidad de fallas de impacto directo.

Las barras deben de tener una capacidad de conducción de corriente equivalente a la capacidad del transformador que puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento, tanto del transformador a instalar como el futuro transformador, considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde la nueva subestación estará ubicada, más un 5% de capacidad de reserva, debiendo su construcción abarcar inclusive, la extensión total de la infraestructura de los campos de reserva de cada subestación.

4.2. Equipos de Potencia

Para la selección de los equipos de potencia se deberán realizar los estudios eléctricos necesarios. A continuación, se describe, sin ser limitativo, el equipo de potencia de las subestaciones.

4.3. Interruptores

Los interruptores deben cumplir con lo establecido en las normas IEEE o IEC aplicables a interruptores para un nivel de tensión de 69 kV; deberán tener mando tripolar, ser aptos para recierres tripolares rápidos; operación en caso de falla en el sistema trifásico para campos de transformación y para líneas de 69 kV. En todo caso, debe ser aptos para cumplir con la lógica operativa, la calidad, la confiabilidad y la seguridad establecida en las NTCSTS y NTDOST, así como, las Normas de Coordinación y las indicaciones y especificaciones operativas del AMM.

4.4. Seccionadores

Los seccionadores deben cumplir con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, entre las que se encuentran las IEEE y las IEC, deben ser de accionamiento manual y motorizado tripolar y ser acordes al diseño en lo que se refiere a la disposición de los equipos en los campos de la subestación.

Los seccionadores de línea estarán equipados con cuchillas de puesta a tierra, las cuales deberán estar diseñadas para llevar cuando menos, la misma corriente que los seccionadores, y deben contar con un sistema de enclavamiento mecánico.

4.5. Pararrayos

Los pararrayos deben cumplir con lo establecido en las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, entre las que se encuentran las IEEE y las IEC, deben ser tipo estación, para instalación externa de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión.

4.6. Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión deben cumplir con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes IEEE o IEC, su operación debe cumplir con lo requerido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14 del AMM, para lo que se deberá de realizar el cálculo para verificar la cargabilidad de éstos considerando que los valores de carga a conectar garanticen la precisión de éstos de acuerdo con las normas en sus versiones aplicables y vigentes: IEC o IEE, u otra norma técnica internacional equivalente.

4.7. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente deben cumplir con la normativa IEEE o IEC que corresponda a transformadores de corriente, su operación debe cumplir con lo requerido en la Norma de Coordinación Comercial No. 14 del AMM, para lo que se deberá de realizar el cálculo para verificar la cargabilidad de éstos considerando que los valores de carga a conectar garanticen la precisión de éstos de acuerdo con la norma aplicable y vigente IEC o IEEE, u otra norma técnica internacional equivalente.

4.8. Transformadores de potencia

La capacidad total del transformador se refiere a la potencia que el mismo puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento y considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde cada subestación estará ubicada. Los transformadores de potencia deberán cumplir con las normas internacionales IEEE C57.12.00-2021, IEC 60076, IEC 61869, IEC 60060, IEC 60137, IEC 60214, IEC 60296, IEC 60076-7, IEC 60422, IEC 60475, NEMA TR 1-2013, ASTM D3487 y ASTM D1305 o las equivalentes que se encuentren vigentes.

Los transformadores deben tener la conexión que se determine según los estudios eléctricos correspondientes.

Las pérdidas totales de los transformadores de potencia deberán ser consideradas para la potencia nominal cuando operan en la etapa convencional de enfriamiento, es decir la etapa

de enfriamiento con aceite y aire no forzado (ONAN). Asimismo, las pérdidas totales de los transformadores de potencia no deberán superar el 0.4% de la potencia nominal.

Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones, para operación manual y automática bajo carga (del tipo OLTC por sus siglas en inglés), y deberán contar con el número de posiciones que se ajusten a las necesidades de regulación de voltaje entre las fronteras de transmisión y distribución que tiene el transportista.

El aceite dieléctrico de los transformadores o autotransformadores debe ser libre de Bifenilos Policlorados (PCB).

4.9. Equipos de Control y Protección

La subestación debe incluir, los sistemas de control, automatización, medición, protecciones y telecomunicaciones que sean necesarias para su perfecto funcionamiento.

Los relés de protección deberán ser de estado sólido, de tecnología numérica o digital. El esquema de protección para cada circuito de línea deberá constar de dos sistemas de protección, uno principal y otro de respaldo cuyo principio de operación debe ser diferente, debiéndose considerar el procedimiento establecido en la norma IEEE Std C37.113 en su versión vigente.

4.10. Sistema de Automatización y Comunicaciones

La subestación nueva debe contar con un sistema de Protección, Control, Medición y Comunicaciones, con la última tecnología probada, eficiente y funcional, que permita tener un correcto control de las señalizaciones y comunicaciones entre las subestaciones y el Operador del Sistema, un control supervisorio SCADA, que permita la operación y control local, a distancia o a control remoto. Las comunicaciones y protecciones entre subestaciones serán por fibra óptica. El sistema de automatización y comunicaciones a implementar en la subestación nueva debe cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas de la CNEE, las Normas de Coordinación del AMM, y en su defecto, con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

4.11. Medidores

Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para la determinación de las magnitudes eléctricas de operación del sistema (tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, energía activa y reactiva y otras). Deben cumplir con todos los requisitos técnicos estipulados en la Norma de Coordinación Comercial No. 14 del AMM.

Asimismo, conforme las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, para la verificación del cumplimiento del factor de potencia al que se refiere el artículo 23 de dichas normas, se deberá contar con la medición correspondiente en los puntos de conexión del proyecto con la distribuidora y los grandes usuarios, para lo cual deberá instalar la medición antes de los reguladores de voltaje.

4.12. Infraestructura y equipos comunes

La subestación debe incluir los elementos necesarios para la infraestructura y módulos comunes, esto se refiere a las obras civiles y equipos que son utilizados por los campos equipados y los de reserva. La infraestructura y equipos comunes de las subestaciones consistirán como mínimo de los siguientes componentes:

4.12.1. Infraestructura Civil

El predio de la subestación deben incluir, sin ser limitativo lo siguiente: Pórticos para las instalaciones equipadas y de reserva, incluyendo componentes de la jaula de Faraday, vías de acceso a cada

subestación, vías internas de acceso, la adecuación de los terrenos de los campos equipados y los de reserva, malla de puesta a tierra dimensionada para los campos equipados y futuros, edificaciones dentro de la subestación, (sala de mando, casetas de relés y otros), canaletas para cableado, cimentación para los equipos y muros, drenajes de aguas servidas, pluviales y de agua potable, banquetas, bordillos, cunetas, malla de seguridad perimetral y portón de acceso, fosas sépticas, jardinería, alumbrado interior y exterior, aire acondicionado, sistema de protección contra incendios y otras que de acuerdo a las Sanas Prácticas de Ingeniería sean necesarios para la realización del diseño.

4.12.2. Malla de puesta a Tierra

La malla de puesta a tierra de toda subestación deberá ser diseñada y construida siguiendo de tal forma que las tensiones de paso y de contacto puedan ser garantizadas conforme a las normas IEEE Std 80 e IEEE Std 81 en sus versiones vigentes.

4.12.3. Equipos de compensación reactiva

El Transportista deberá prever los posibles requerimientos de equipos de compensación reactiva en las subestaciones nuevas, a través de los cuales se logre mejorar los niveles de tensión en el área de influencia de las obras en cuestión. Asimismo, deberá prever su participación en los esquemas de control suplementario de conformidad con lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa número 4.

5. TEMAS NO PREVISTOS

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica resolverá los casos no previstos en las presentes especificaciones técnicas. En caso de que el Transportista identifique durante el diseño una mejor opción de las obras contenidas en la presente resolución, deberá someter a aprobación de la CNEE cualquier cambio. Asimismo, el transportista debe considerar la compensación reactiva requerida, conforme se determine en los estudios eléctricos realizados durante el proceso correspondiente para autorizar la conexión de las instalaciones al Sistema Nacional Interconectado.

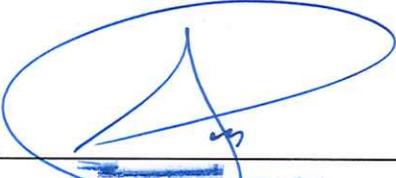
CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 09 horas con 59 minutos del día 15 de julio de 2025, en **7a. avenida 2-29, zona 9, edificio La Torre, nivel menos 2, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-217-2025** de fecha **08 de julio de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN -INDE-**, EN SU CALIDAD DE PROPIETARIO DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA -ETCEE-, por medio de cédula de notificación que entrego a Ana de Paz, quien de enterado:

SI (___) – NO () firma. DOY FE.

f. _____

Notificado

f.  _____

 **Notificador**
Pedro Loiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5036

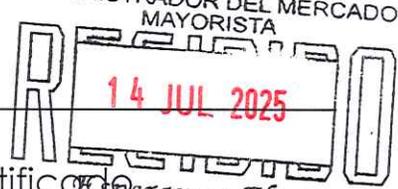
Exp. GTM-24-84

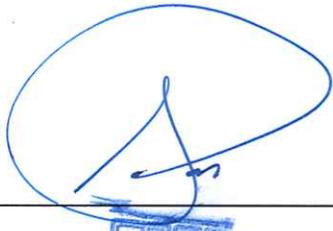
WV

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 14 horas con 54 minutos del día 14 de julio de 2025, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-217-2025** de fecha **08 de julio de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA -AMM-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Esperanza Flores, quien de enterado:

SI () – NO () firma. DOY FE.

f.  ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA
14 JUL 2025
Notificado Esperanza Flores

f.  
Notificador Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5036

Exp. GTM-24-84

WV

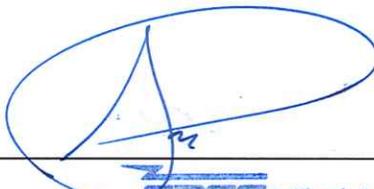
AMM RECIBIDO 14JUL'25 14:57

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 15 horas con 15 minutos del día 14 de julio de 2025, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-217-2025** de fecha **08 de julio de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, SOCIEDAD ANÓNIMA -DEORSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Hilda Franco, quien de enterado:

SI () - **ENERGÍA** ma. DOY FE.

RECIBIDO
14 JUL 2025
f. **DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A.**
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.
Hilda Franco
Notificado

f. 
Notificador
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5036

Exp. GTM-24-84

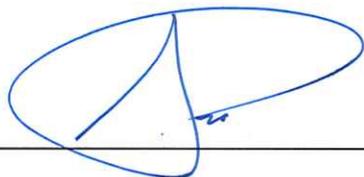
WV

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 15 horas con 15 minutos del día 14 de julio de 2025, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10 Edificio Interamericas World Center Torre Sur Nivel 14 Oficina 1401, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-217-2025** de fecha **08 de julio de 2025**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **REDES ELÉCTRICAS DE CENTROAMÉRICA, SOCIEDAD ANÓNIMA -RECSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Hilda Franco, quien de enterado:

SI () **RECEBÍ** la Notificación. DOY FE.

RECEBÍ
14 JUL 2025
f. **DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A.**
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.
Hilda Franco
Notificado

f. 

Notificador
Pedro Loaiza
Mensajero Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-5036

Exp. GTM-24-84

WV