

RESOLUCIÓN CNEE-191-2023
Guatemala, 8 de agosto de 2023
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad -LGE-, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que puede ser denominada indistintamente CNEE o la Comisión, entre otras funciones, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los usuarios; así como emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la mencionada Ley y su Reglamento.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 48, establece los requisitos que deben cumplir y los estudios que se deben realizar y presentar con la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte y, el artículo 49 del referido cuerpo normativo, estipula el proceso de evaluación de dicha solicitud; mientras que la Resolución CNEE-33-98 que contiene las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte -NTAUCT-, en los artículos 2, 4, 5, 6 y 7, complementa y desarrolla los mismos, así como norma el procedimiento y plazos para resolver las solicitudes que se presenten sobre los Accesos a la Capacidad de Transporte.

CONSIDERANDO:

Que el 23 de mayo de 2023, mediante la providencia identificada como GJ-Provi2023-250, la CNEE admitió para su trámite la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte del proyecto denominado: "GRANJA SOLAR ENSOL II", propiedad de ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA. Dentro de los documentos presentados por la entidad interesada conforme al marco regulatorio, se acompañó copia de la resolución ambiental No. 03621-2023/DIGARN/CGCA/plss de fecha 29 de mayo de 2023, emitida por la Dirección de Gestión Ambiental y Recursos Naturales del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales -MARN-, mediante la cual se aprobó el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental, en categoría "B1", del proyecto aludido; y copia de la licencia ambiental No. 4493-2023/DIGARN, con la que se verificó la validez y vigencia de la resolución indicada. Los alcances y efectos de dicha resolución son total responsabilidad del MARN.

CONSIDERANDO:

Que mediante la providencia identificada anteriormente y de conformidad con el ordenamiento jurídico, esta Comisión solicitó opinión 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-, a Transportes Eléctricos del Sur, Sociedad Anónima -TRANSESUSA- y a Servicios CM, Sociedad Anónima quienes, al evacuar las audiencias conferidas, manifestaron no tener objeción para que se autorice la solicitud presentada. Sin embargo, el AMM dentro de su opinión,

indicó que es necesario que el proyecto aludido cumpla con las características operativas indicadas en el documento denominado "código de red".

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 ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA y se autorice el Acceso a la Capacidad de Transporte para el proyecto referido.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confieren el artículo 4 de la Ley General de Electricidad y lo establecido en los artículos 47, 48 y 49 del Reglamento de la Ley General de Electricidad;

RESUELVE:

- I. Aprobar la solicitud presentada por **ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA**, en el sentido de autorizar el Acceso a la Capacidad de Transporte del proyecto denominado: "**GRANJA SOLAR ENSOL II**", el cual se encuentra ubicado en el municipio de Champerico, departamento de Retalhuleu, cuya conexión al Sistema Nacional Interconectado -SNI- será por medio del seccionamiento de la Línea que interconecta las Subestaciones de Champerico y San Isidro. El proyecto consiste en:
 - a. Central Solar Fotovoltaica, que se conforma mediante:
 - i. Paneles solares. Inicialmente estará conformada de 32,400 paneles con una capacidad de 570 Wp.
 - ii. Setenta y cinco (75) unidades Inversores de 200 kW para completar 15 MW.
 - iii. Tres (3) transformadores para la conexión de los inversores y paneles:
 1. Dos (2) transformadores de 6.6 MVA, 13.8/0.8 kV
 2. Un (1) transformador de 3.3 MVA, 13.8/0.8 kV
 - iv. El voltaje de generación es de 0.8 kV en la salida de los inversores.
 - b. Subestación Ensol II, configuración barra simple, con los siguientes elementos:
 - i. Un (1) campo de 69 kV equipado, que se utilizará para recibir la línea proveniente de la Subestación Champerico.
 - ii. Un (1) campo de 69 kV equipado, que se utilizará para recibir la línea proveniente de la Subestación San Isidro.
 - iii. Un (1) campo de 69 kV equipado para la conexión del transformador de potencia.
 - iv. Un (1) transformador de potencia de 17 MVA de capacidad 69/13.8 kV.

- v. Un (1) campo de 13.8 kV equipado para la conexión del transformador de potencia principal.
 - vi. Un (1) campo de 13.8 kV equipado para la conexión del transformador de servicios auxiliares.
 - vii. Dos (2) campos de 13.8 kV equipados para la conexión de una línea de 13.8 kV.
 - viii. Una (1) línea de 13.8 kV con una longitud aproximada de 1.35 km que conectará los centros de transformación secundarios al centro de transformación principal.
 - ix. Tres (3) campos de 13.8 kV equipados para la conexión de los tres (3) transformadores de los circuitos de distribución de los inversores y paneles fotovoltaicos.
 - x. En la subestación principal se tendrá un transformador de 25 kVA para los servicios auxiliares, con un voltaje 13.8 kV en lado de alta tensión y 220/120/208 V en el lado de baja tensión. El consumo aproximado de los principales equipos de los servicios auxiliares es de 20 kW.
- c. A partir del punto de seccionamiento se forman dos nuevas líneas, quedando así:
- i. Línea San Isidro - Ensol II, con una longitud aproximada de 11.65 km.
 - ii. Línea Champerico - Ensol II, con una longitud aproximada de 13.85 km.
- d. En función de los estudios eléctricos y la documentación ambiental presentados, la potencia máxima que se autoriza inyectar en el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado es de 15 MW.
- II. ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA a su costa y bajo su entera responsabilidad, deberá:
- a. Cumplir con las obligaciones estipuladas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Normas Técnicas emitidas por esta Comisión, Normas de Coordinación Comercial y Operativa y, cualquier otra disposición relacionada.
 - b. Previo a la conexión de las instalaciones del proyecto, deberá:
 - i. Realizar las inversiones que sean necesarias, especialmente para el equipamiento de control, regulación y protección para la debida conexión eléctrica y para su correcto funcionamiento durante su operación, con la finalidad de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica, incluyendo aquellos que sean necesarios para incorporarse al sistema de control supervisorio en tiempo real del Administrador del Mercado Mayorista y del transportista al que se conecta.

- ii. Efectuar la instalación de los equipos que permitan el telemando y la telemetría de dicho proyecto, según lo establecido en las Normas de Coordinación del Administrador del Mercado Mayorista.
- iii. Efectuar la instalación de los equipos que especifique el Administrador del Mercado Mayorista para la operación en tiempo real, conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -RAMM-.
- iv. Implementar o actualizar los Esquemas de Control Suplementario -ECS- en el área de influencia del proyecto y los establecidos en los estudios eléctricos presentados, para una operación segura del Sistema Nacional Interconectado, de conformidad con la Norma de Coordinación Operativa Número 4 -NCO 4-, en coordinación con el Administrador del Mercado Mayorista, entre los cuales se han identificado Esquemas de Control Suplementario de Desconexión Automática de Generación -EDAG-, que desconecten de forma instantánea, automática y selectivamente la generación del proyecto "GRANJA SOLAR ENSOL II" y que actúe cuando se presenten sobrecargas en los elementos de transmisión en el área eléctrica de influencia del referido proyecto.

En ese sentido deberá implementar, al menos los siguientes EDAG al presentarse las siguientes condiciones:

1. Condición 1: En la topología de red en la cual se considera fuera de operación la línea de transmisión Champerico - La Máquina 69 kV, se deberán implementar los EDAG, en función de la sobrecarga en elementos de transmisión, ante la ocurrencia de las siguientes contingencias:
 - 1.1. Subestación Eléctrica Los Brillantes – contingencia del Banco de Transformadores 230/69/13.8 kV 150/180 MVA y sobrecarga de las líneas La Esperanza - Zunil 69 kV o Los Brillantes - El Pilar - Cuyotenango - La Cruz – Mazatenango 69 kV.
 - 1.2. Subestación Eléctrica La Esperanza – contingencia del Banco de Transformadores 230/69/13.8 kV 150/180 MVA y sobrecarga de la línea La Esperanza - Zunil 69 kV.
 - 1.3. Contingencia de la línea de transmisión La Esperanza - Los Brillantes 230 kV y sobrecarga en la línea La Esperanza - Zunil 69 kV.
 - 1.4. Contingencia de la Línea de transmisión Siquinalá - Palo Gordo - Los Brillantes 230 kV y sobrecarga de la línea Los Brillantes - El Pilar - Cuyotenango - La Cruz - Mazatenango 69 kV.
 - 1.5. Contingencias de la Línea de transmisión Los Brillantes - El Pilar - Cuyotenango - La Cruz - Mazatenango 69 kV y sobrecarga de la línea de transmisión La Esperanza-Zunil 69 kV.

La corriente de los elementos de transmisión sobrecargados, indicados en los numerales 1 y 2 del presente inciso, según la contingencia.

3. Condición 3: De acuerdo con los estudios eléctricos presentados, se deberá implementar un Esquema de Desconexión Automática de Generación, para iniciar la secuencia de disparo del proyecto GRANJA SOLAR ENSOL II, para desconectar su generación de forma secuencial, escalonada y automática, en presencia de las siguientes contingencias de operación:
 - 3.1. Apertura de la línea Champerico – ENSOL II 69 kV y presentarse sobre carga en la línea San Isidro – Los Brillantes 69 kV.
 - 3.2. Apertura de la línea San Isidro – Los Brillantes 69 kV, y presentarse sobre carga en las líneas San Isidro – ENSOL II 69 kV o ENSOL II Champerico - La Máquina – Mazatenango 69 kV.
4. Condición 4. De acuerdo con los estudios eléctricos presentados, en presencia de la contingencia en la Línea San Isidro-Los Brillantes 69 kV y operando la línea Champerico-La Máquina 69 kV, se observan oscilaciones de potencia pobremente amortiguadas o no amortiguadas en nodos del área de influencia eléctrica del proyecto, por lo que deberá implementar un Esquemas de Control Suplementario de Desconexión Automática de Generación en presencia de Oscilaciones de Potencia pobremente amortiguadas o no amortiguadas.

Para cada ECS indicado, deberá presentar al AMM: Diagrama esquemático, Informe donde se muestre la lógica detallada de actuación del esquema, Protocolo y cronograma de pruebas, e Informe de implementación en campo y pruebas de funcionamiento. Asimismo, por medio de la Unidad Terminal Remota (RTU), se deberá transmitir la señal digital del "estado" (activo/inactivo) del esquema y la señal digital de la actuación del respectivo Esquema de Control Suplementario.

- v. Instalar un seccionador bypass que permita conectar las salidas de línea hacia Champerico y San isidro 69 kV, con el objetivo de dar continuidad a la red en caso de ser necesario dejar fuera de servicio la subestación ENSOL II, ya sea por mantenimiento programado o bien por una falla permanente.
- vi. La subestación de generación deberá contar con el equipamiento necesario de protecciones, maniobra y control de las instalaciones (relés), que le permitan desconectar y conectar oportuna y adecuadamente, las

- 1.6. Contingencia de la línea de transmisión Esperanza - Alaska - Sololá 69 kV y sobrecarga en alguna de las líneas de transmisión Los Brillantes - El Pilar - Cuyotenango.

2. Condición 2: En la topología de red en la cual se considera en operación la línea de transmisión Champerico - La Máquina 69 kV, se deberán implementar los EDAG, en función de la sobrecarga en elementos de transmisión, ante la ocurrencia de las siguientes contingencias:
 - 2.1. Subestación Eléctrica Los Brillantes - Banco de Transformadores 230/69/13.8 kV 150/180 MVA y sobrecarga de la línea La Esperanza-Zunil 69 kV.
 - 2.2. Subestación Eléctrica La Esperanza - Banco de Transformadores 230/69/13.8 kV 150/180 MVA y sobrecarga de la línea La Esperanza - Zunil 69 kV.
 - 2.3. Línea de transmisión La Esperanza - Los Brillantes 230 kV y sobrecarga de la línea La Esperanza -Zunil 69 kV.
 - 2.4. Línea de transmisión Los Brillantes - Palo Gordo - Siquinalá 230 kV y sobrecarga en alguna de las líneas de transmisión Chicacao - Panan - Mazatenango - La Cruz - Cuyotenango - El Pilar - Los Brillantes 69 kV.

Respecto a los Esquemas de Control Suplementario para la Condición 1 y la Condición 2, se deberá iniciar la secuencia de disparo del proyecto GRANJA SOLAR ENSOL II, de la siguiente forma:

Se deberá desconectar la generación de forma escalonada y automática en las siguientes etapas:

Primera etapa: desconexión de 6 MW de generación en GRANJA SOLAR ENSOL II, con retardo de 500 ms.

Segunda etapa: desconexión de 6 MW de generación en GRANJA SOLAR ENSOL II, con retardo de 700 ms.

Tercera etapa: desconexión de 3 MW de generación en GRANJA SOLAR ENSOL II, con retardo de 900 ms.

La desconexión de generación estará en función de la sobrecarga en los elementos de transmisión y de acuerdo con la topología de la red previo a la conexión del proyecto, establecido en los numerales 1 y 2 del presente inciso, para lo cual se deberá monitorear sin ser limitativo:

Estado de los interruptores de potencia y la corriente de los elementos de transmisión en estado de contingencia; y

líneas de transmisión en 69 kV, la línea en 13.8 kV, los transformadores de potencia, los inversores y paneles solares.

- vii. Contar con el equipamiento que le permita interactuar con el sistema de control supervisorio y adquisición de datos del interesado y del transportista a cuyas instalaciones se conectará, así como, con el sistema de control supervisorio del Administrador del Mercado Mayorista para la supervisión.

- viii. Considerando que el proyecto utilizará la segunda generación de modelos dinámicos genéricos de generación de energía renovable de la entidad regional WECC REMTF, deberá presentar los modelos de flujo de carga y dinámicos de los módulos Generador/Convertidor (Inversor)[REGC], Controlador de Central Generadora (PPC por sus siglas en inglés)[REPC], Control Eléctrico de Potencia Activa/Reactiva [REEC] y Protección de Voltaje/Frecuencia [VRGTPA/FRQTPA] que representan la central generadora solar fotovoltaica "Granja Solar Ensol II, con las calibraciones resultantes en campo, cumpliendo con el código de red. Para ello:
 - 1. Se deberán asimilar los modelos de flujo de carga y dinámicos a la librería de modelos del simulador y la versión con la que cuenta el Administrador del Mercado Mayorista.
 - 2. Para la representación del modelo de flujo de carga y dinámico, deberá de presentar un archivo de texto plano o su equivalente y un archivo de dinámica, compatible con el simulador y versión con la que cuenta el Administrador del Mercado Mayorista.
 - 3. Deberá presentar un informe con la validación realizada entre los resultados de las simulaciones llevadas a cabo y el comportamiento real en campo de la central generadora solar fotovoltaica.
 - 4. La representación del modelo de flujo de carga y dinámico lo deberá presentar en un plazo máximo de tres (3) meses, a partir de la habilitación comercial de la central solar fotovoltaica.

- ix. El proyecto en estudio deberá cumplir con las características operativas indicadas en el documento denominado "Código de red" del Administrador del Mercado Mayorista.

- x. Deberá de contar con Unidad Terminal Remota.

- xi. La central generadora deberá contar con el equipamiento de protección que le permita su adecuado funcionamiento para los siguientes límites:
 - 1. Voltaje
 - 1.1. En condiciones normales de operación deben permitir operar al generador en el rango de $\pm 5\%$ de voltaje.
 - 1.2. En condiciones de contingencia deben permitir operar al generador en el rango del $\pm 10\%$ de voltaje por un máximo de 15

minutos.

1.3. Durante los transitorios de fallas, debe permitir la operación del generador por fuera de esos rangos indicados anteriormente, de acuerdo a lo indicado en la sección VII, del documento denominado Código de Red y/o lo establecido en el Anexo 4.1 de la Norma de Coordinación Operativa No. 4 -NCO 4-.

2. Frecuencia

2.1 . Baja Frecuencia

2.1.1. 1a etapa: 57.50 Hz con 3.0 segundos de retardo.

2.1.2. 2a etapa: 57.00 Hz con 0.0 segundos de retardo.

2.2 Sobre Frecuencia

2.2.1. 1a etapa: 61.50 Hz con 2.5 segundos de retardo.

2.2.2. 2a etapa: 62.00 Hz 0.0 segundos de retardo.

- xii. La central deberá contar con un sistema de seguimiento de paso de nubes.
- xiii. En el punto de conexión con el Sistema Nacional Interconectado, deberá contar con una unidad de medición fasorial -PMU-, que tenga una capacidad de muestreo como mínimo de 8 kHz de las señales de corriente, voltaje, potencia activa y reactiva, de la central, y que pueda reportar dicha información en tiempos menores a 1 segundo al Administrador del Mercado Mayorista.
- xiv. La central deberá contar con el equipamiento que le permita medir, reportar y almacenar las mediciones de armónicos y flicker, como mínimo deberá cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS- y las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-.
- xv. La central deberá contar con su sistema de adquisición de datos en tiempo real con resolución de segundos de la irradiación solar. El sistema de adquisición de datos debe tener la capacidad de almacenar información en la resolución indicada como mínimo 6 años de datos.
- xvi. Entregar al Administrador del Mercado Mayorista lo siguiente:
 - 1. El programa definitivo de energización de las instalaciones, incluyendo protocolos de pruebas; y
 - 2. La información requerida tanto por la Norma de Coordinación Operativa Número 1 -Base de Datos-, como por la Norma de Coordinación Comercial Número 1 -Coordinación de Despacho de Carga-.
- xvii. Cumplir con el proceso de conexión del proyecto aprobado mediante la

presente resolución, conforme lo establecido en la Norma Técnica de Conexión.

- c. Las instalaciones del proyecto deberán participar de manera efectiva en la regulación primaria de frecuencia, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.4.2. de la Norma de Coordinación Operativa No. 4 y las demás disposiciones indicadas en las Normas de Coordinación. El Administrador del Mercado Mayorista será responsable de la verificación del cumplimiento de la prestación de la reserva para la regulación primaria de frecuencia.
 - d. Participar en la regulación de tensión con aporte y absorción de potencia reactiva hasta un valor máximo determinado por el factor de 0.95 en atraso como adelanto en el punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado. Para lo anterior, la central deberá disponer de un sistema de control y la electrotecnia de potencia necesaria que le permita participar efectivamente en la regulación de tensión en modo de control automático, así como manual, conforme lo establecido en las Normas de Coordinación Operativa.
 - e. Operar sus instalaciones conforme a las instrucciones del Administrador del Mercado Mayorista, respecto a arranques, paradas y modificaciones en la carga según los requerimientos del Sistema Nacional Interconectado durante la operación en tiempo real, conforme lo establecido en los artículos 6 inciso (f) y 62 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Norma de Coordinación Operativa Número 2 y la Norma de Coordinación Comercial Número 1. En ese sentido, la generación del proyecto queda sujeta al despacho de generación y a las instrucciones de operación del Centro de Despacho de Carga del Administrador del Mercado Mayorista, para garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.
 - f. Cada año, durante la operación comercial del proyecto y a partir de la fecha de operación comercial, deberá informar al Administrador del Mercado Mayorista, el total de paneles solares o inversores reemplazados por fallas, mantenimiento u obsolescencia y las características técnicas de los nuevos paneles solares o inversores de sustitución.
- III. Es responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista llevar a cabo un monitoreo continuo del proyecto durante la operación en tiempo real, en conjunto con los proyectos autorizados mediante las Resoluciones CNEE-139-2023 y CNEE-179-2023, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 64 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. En ese sentido, ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA debe operar las instalaciones del proyecto, atendiendo la coordinación realizada por el Administrador del Mercado Mayorista, respecto a las órdenes de despacho y las instrucciones de operación, así como, adquirir e instalar todos los equipos que especifique dicho ente operador para la operación en tiempo real,

de manera que la potencia inyectada por el referido proyecto, no ocasione sobrecargas en los elementos del Sistema de Transmisión del área de influencia del proyecto y no comprometa la seguridad operativa del Sistema Nacional Interconectado.

- IV. La coordinación de la operación de las instalaciones del sistema de transmisión existente, que se encuentran ubicadas dentro del área de influencia del proyecto y, las que están contenidas en la autorización que sea emitida, debe ser atendida de conformidad con las instrucciones del Administrador del Mercado Mayorista y a través de las cuales se garantice la seguridad del Sistema Nacional Interconectado, de conformidad con lo establecido en la regulación vigente.
- V. Los alcances y efectos de las ordenes de despacho y las instrucciones de operación que se le emitan al proyecto, son total competencia y responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista.
- VI. ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA es responsable de la calidad, confiabilidad y exactitud de la ingeniería, fabricación, construcción, montaje, operación y mantenimiento de las obras que mediante la presente resolución se están autorizando, con la finalidad de garantizar la seguridad de las personas, los bienes y la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica.
- VII. Los alcances y efectos de la resolución ambiental del proyecto denominado: "GRANJA SOLAR ENSOL II", son total competencia del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y su cumplimiento es responsabilidad de ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA. En ese sentido, ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA es responsable de mantener vigente la resolución ambiental y su respectiva licencia, durante la vigencia de la presente resolución y sus modificaciones, si correspondieren.
- VIII. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá en cualquier momento fiscalizar la operación y el funcionamiento de las instalaciones autorizadas por medio de la presente resolución, así como también ante cualquier reporte del Administrador del Mercado Mayorista. Por lo que, en caso de incumplimiento del marco regulatorio por parte de ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA, la CNEE podrá modificar o revocar lo resuelto en la presente resolución.
- IX. Conforme al artículo 23 de las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte y considerando que la fecha en que se prevé poner en operación el proyecto es mayo de 2026, es necesario que un año antes de la conexión definitiva del proyecto, ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA presente una ampliación de los estudios eléctricos incluidos en su solicitud, que permita establecer con certeza el impacto que ocasionará la conexión de dicho proyecto al Sistema de Transporte Existente y que permita evaluar las acciones o mecanismos adecuados para su conexión al Sistema Nacional Interconectado, considerando los posibles cambios

topológicos en la red de transmisión del área de influencia del proyecto y atendiendo también a las condiciones establecidas en el numeral romano II. literal b. inciso iv. de la presente resolución. Dicha ampliación de estudios deberá ser realizada conforme las premisas que el Administrador del Mercado Mayorista emita en su oportunidad.

- X. La presente resolución caducará el 30 de septiembre de 2028; es decir, que si en la fecha antes descrita, el proyecto autorizado por medio de esta resolución no ha entrado en operación, ENSOL, SOCIEDAD ANÓNIMA conforme a lo establecido en el artículo 13 de las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte, deberá realizar una nueva solicitud o actualización de Acceso a la Capacidad de Transporte presentando, como mínimo, nuevos estudios eléctricos que consideren e incluyan todas aquellas ampliaciones y/o incorporaciones que contaren con autorización de la Comisión a la fecha de presentación de la nueva solicitud o actualización respectiva, pudiendo la Comisión requerir al solicitante la adecuación de éstos, inclusive en función de las eventuales autorizaciones durante el proceso de evaluación de la misma, así como los datos y parámetros definitivos de los equipos a instalar.

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

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 11 horas con 31 minutos del día 11 de agosto de dos mil veintitrés, en 7a. avenida 2-29, zona 9, edificio La Torre, nivel menos 2, Guatemala, Guatemala, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-191-2023** de fecha **ocho de agosto de dos mil veintitrés**, 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 del INDE -ETCEE- por medio de cédula de notificación que entrego a Glendy Martinez, quien de enterado SI (___) - NO (Y) firma. DOY FE.

(f) Notificado

Sojos

(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4408
Exp: GTM-23-80

DY

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 09 horas con 49 minutos del día 11 de agosto de dos mil veintitrés, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-191-2023** de fecha **ocho de agosto de dos mil veintitrés**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Administrador del Mercado Mayorista -AMM-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Sofía Sazo, quien de enterado **ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA** - NO (X) firma. DOY FE.

RECIBIDO
11 AGO 2023
Sofía Sazo

(f) Notificado

Soyos
(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4408
Exp: GTM-23-80

CNEE
Carlos Soyos
Mensajero Notificador

DY

AMM RECIBIDO 11AGO'23 9:48

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 11 horas con 16 minutos del día 16 de **agosto de dos mil veintitrés**, en **29 avenida 2-85, zona 15, colonia San Lázaro, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-191-2023** de fecha **ocho de agosto de dos mil veintitrés**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **ENSOL, Sociedad Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a Lili Smay, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.



(f) Notificado

(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4408
Exp: GTM-23-80

DY

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Walter E. Valenzuela L.

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 10 horas con 05 minutos del día 16 de **agosto de dos mil veintitrés**, en **22 avenida 11-00 zona 15 Vista Hermosa III, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-191-2023** de fecha **ocho de agosto de dos mil veintitrés**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Transportes Eléctricos del Sur, Sociedad Anónima -TRANSESUSA-** por medio de cédula de notificación que entrego a Elizabeth Cruz, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

(f) Notificado



(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4408
Exp: GTM-23-80

DY


COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Walter E. Valenzuela L.

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 10 horas con 05 minutos del día 16 de **agosto de dos mil veintitrés**, en **22 avenida 11-00 zona 15 Vista Hermosa III, Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución: **CNEE-191-2023** de fecha **ocho de agosto de dos mil veintitrés**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Servicios CM, Sociedad Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a Rzabel Cazali, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.

(f) Notificado



(f) Notificador

Doc: GJ-ProyResolDir-4408
Exp: GTM-23-80

DY


COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Mensajero - Notificador
Walter E. Valenzuela L.