

**RESOLUCIÓN CNEE-42-2024**  
**Guatemala, 30 de enero de 2024**  
**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 las 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:**

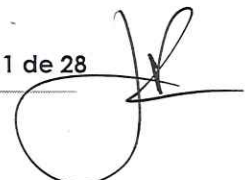
Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, en el artículo 50, establece que la construcción de nuevas líneas o subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -STEE- se podrá realizar, entre otras, por la modalidad de Acuerdo entre Partes. En el artículo 51 del referido cuerpo normativo se estipula que, para la modalidad de Acuerdo entre Partes, 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 el 13 de agosto de 2013, la CNEE emitió la Resolución CNEE-197-2013, mediante la cual autorizó a Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima -TRELEC- la ejecución, por Iniciativa Propia, del "Plan de Expansión para el Refuerzo y Atención del Crecimiento de la Demanda de Electricidad en los Departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez". Y el 12 de enero de 2021, la CNEE emitió la Resolución CNEE-18-2021, mediante la cual autorizó a TRELEC la ejecución de las obras que forman parte del proyecto denominado: "Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de TRELEC, periodos 2020-2024 e indicativo 2025-2029."

**CONSIDERANDO:**

Que TRELEC solicitó a la Comisión autorización para ejecutar, bajo la modalidad de Acuerdo entre Partes, varias obras que forman parte del proyecto denominado: "Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de TRELEC"; así como, modificar las Resoluciones CNEE-197-2013 y CNEE-18-2021. Para el efecto, la CNEE confirió audiencia al Administrador del Mercado Mayorista -AMM- y al Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, en su calidad de propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, quienes emitieron sus pronunciamientos mediante los memoriales de evacuación respectivos. De dichos pronunciamientos se pudo determinar, entre otros, que las entidades aludidas no tienen objeción para que se autorice la solicitud presentada por TRELEC, siempre y cuando en la



resolución que para el efecto se emita, se cumplan las condiciones indicadas en sus pronunciamientos.

**CONSIDERANDO:**

Que la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos constató que no es posible atender la solicitud de prórroga para ejecutar varias obras contenidas en la Resolución CNEE-197-2013 y que constan en la solicitud planteada por TRELEC ya que, con los informes que mensualmente remite dicha entidad a la CNEE, en cumplimiento a la resolución aludida, se verificó que no hay avances en las mismas; por ello, corresponde que dichas obras sean suprimidas de la Resolución CNEE-197-2013. Adicionalmente, no es posible atender la solicitud de modificación del proyecto denominado: "Instalación de transformador en la subestación Santa Mónica 69/13.8 V de 14 MVA", referenciado en el numeral 3.29. de la Resolución CNEE-18-2021, en virtud que no se observó un incremento en la demanda que justificara dicha modificación. No obstante, lo expuesto no es limitativo para que TRELEC presente nuevamente su solicitud, cuando considere necesaria la ejecución de las obras aludidas. Por otro lado, en cuanto a la ampliación a la capacidad de transformación de la Subestación Mayan Golf de 14 a 28 MVA, TRELEC deberá cumplir con lo establecido en la Resolución CNEE-249-2023 por lo que, para el presente caso únicamente se aprueba la adecuación de la conexión de la misma y la adición de una celda de media tensión.

**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 TRELEC, en el sentido autorizar la ejecución de varias obras que forman parte del proyecto denominado: "Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de TRELEC", bajo la modalidad de Acuerdo entre Partes; así como, modificar las Resoluciones CNEE-197-2013 y CNEE-18-2021, en lo que corresponda. En ese sentido, 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:**

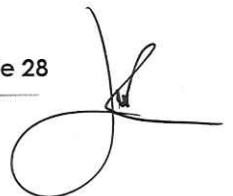
- I. Autorizar la solicitud presentada por Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima, en cuanto a que se le autorice la ejecución de varias obras que forman parte del proyecto denominado: "Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de TRELEC", bajo la modalidad de Acuerdo entre Partes, las cuales deberán ser ejecutadas conforme las especificaciones técnicas que se detallan en el Anexo I de la presente resolución. Las obras autorizadas son las siguientes:



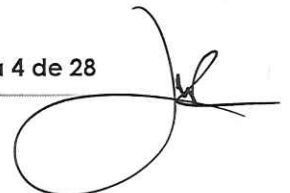


No.	Descripción de la Instalación
1	Instalación del segundo transformador en la subestación Petapa 69/13.8 kV de 14 MVA
2	Instalación del segundo transformador en la subestación Llano Largo 69/13.8 kV de 14 MVA
3	Instalación del segundo transformador en la subestación El Sauce 69/13.8 kV de 14 MVA
4	Reemplazo de transformador Naciones Unidas 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA
5	Instalación del segundo transformador en la subestación La Castellana 69/13.8 kV de 14 MVA
6	Instalación del segundo transformador en la subestación El Sitio 69/13.8 kV de 28 MVA
7	Instalación del segundo transformador en la subestación Kaminal 69/13.8 kV de 14 MVA
8	Instalación del segundo transformador en la subestación Roosevelt 69/13.8 kV de 14 MVA
9	Reemplazo de transformador Acacias 2 69/13.8 kV de 7 MVA a 28 MVA
10	Reconfiguración de la línea Magdalena - Puerto San José 69 kV en Magdalena - Acacias - Puerto San José 69 kV
11	Adecuación de la conexión de la subestación de Monte Cristo
12	Ampliación en subestación Carlos Dorión 69/13.8 kV
13	Ampliación en subestación Héctor Flores 69/13.8 kV
14	Adecuación de la conexión de la subestación Mayan Golf
15	Instalación del segundo transformador en la subestación Aurora 69/13.8 kV de 14 MVA
16	Reemplazo de transformador Acacias 1 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA
17	Instalación del segundo transformador en la subestación Papi Strachan 69/13.8 kV de 14 MVA
18	Reemplazo de transformador en la subestación Minerva 69/13.8 kV de 14MVA a 28 MVA
19	Instalación del segundo transformador en la subestación Mixco 69/13.8 kV de 14 MVA
20	Adecuación de la conexión de la subestación Bárcenas (Con Tecnología GIS)

- II. Modificar la Resolución CNEE-197-2013, conforme se detalla en el Anexo II de la presente resolución.
- III. Modificar la Resolución CNEE-18-2021, conforme se detalla en el Anexo III de la presente resolución.
- IV. La Comisión verificará que las obras de transmisión cumplan con las especificaciones técnicas aprobadas por medio de la presente resolución, previa conexión al STEE. Para el efecto, podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las obras 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.
- V. Para el desarrollo de las obras respectivas, Transportista Eléctrica Centroamericana, 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 las obras de transmisión, acorde a las especificaciones técnicas que se detallan en el Anexo I 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 las obras con el fin de verificar, entre otros aspectos, el cumplimiento de la ruta crítica establecida en el Cronograma de Ejecución de las obras presentadas y las especificaciones técnicas definidas. Lo anterior, conforme el numeral 4.1.13. del Anexo I de la presente resolución.
- VI. Previo a la conexión de las obras respectivas al STEE, Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima para efectos de la conexión de la misma, deberá cumplir con presentar a esta Comisión, su solicitud de Ampliación de 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.
- VII. Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima debe prever que las instalaciones a las cuales debe conectar las obras respectivas, sean propiedad de un Agente Transportista.
- VIII. 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.
- IX. No obstante lo indicado en el numeral romano I. de la presente resolución, no se exime a Transportista Eléctrica Centroamericana, 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 las obras deberá obtener la aprobación de los estudios ambientales, emitida por la entidad ambiental correspondiente.
- X. La autorización para la ejecución de las obras que mediante la presente resolución se realizan, no exime Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima de su responsabilidad por la calidad, confiabilidad y exactitud de la ingeniería, fabricación, construcción, montaje, operación y mantenimiento de las obras, 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.
- XI. Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima deberá prever, previo a la puesta en operación de las obras respectivas, 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 las obras antes mencionada.

- XII.** Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima puede realizar la rotación de transformadores de las subestaciones en las cuales les fue aprobado el reemplazo mediante la Resolución CNEE-18-2021, así como de los reemplazos resultado de la solicitud de dicha entidad, siendo el traslado de dichos transformadores conforme a lo siguiente:

No.	Subestación Origen	Potencia [MVA]	OLTC	Subestación Destino requerida por TRELEC
1	Monte Cristo, incluye sus equipos de regulación de voltaje (aprobada en Res. CNEE-18-2021)	8/14	NO	Hincapié (aprobado en Res. CNEE-18-2021)
2	Pamplona, incluye sus equipos de regulación de voltaje (aprobada en Res. CNEE-18-2021)	10/14	NO	San Miguel Petapa (aprobado en Res. CNEE-18-2021)
3	San Juan de Dios, incluye sus equipos de regulación de voltaje (se solicita desobligar)	15/28	NO	Acacias 2
4	San Juan Sacatepéquez (aprobada en Res. CNEE-18-2021)	10/14	SI	Roosevelt
5	Villa Nueva, incluye sus equipos de regulación de voltaje (aprobada en Res. CNEE-18-2021)	10/14	NO	Petapa
6	Santa María Cauqué (aprobada en Res. CNEE-18-2021)	10/14	SI	Kaminal
7	Minerva, incluye sus equipos de regulación de voltaje (solicitado en nuevo plan)	10/14	NO	Papí Strachan
8	Palín (aprobada en Res. CNEE-18-2021)	10/14	SI	Santa María Márquez (aprobado en Res. CNEE-18-2021)
9	Naciones Unidas (solicitado en nuevo plan)	10/14	SI	Llano Largo

Dentro del cronograma que la referida transportista remita a esta Comisión, en atención a lo indicado en el numeral 4.1.1. de las Especificaciones Técnicas contenidas en el Anexo I de la presente resolución, deberán confirmarse dichas rotaciones o si existen cambios en las mismas. Asimismo, se le informa a TRELEC que a los transformadores que serán trasladados a dichas subestaciones, no les será aplicables las especificaciones técnicas que se refieran a la utilización de equipos nuevos.

- XIII.** No se autoriza a Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima, la ejecución de los siguientes proyectos:


No.	Subestación	Descripción	Alcances
1	Palmeras	Segundo transformador 14 MVA.	Instalación de segundo transformador de 14 MVA, proveniente de subestación Naranjo; y adición de dos campos MT
2	Miriam	Segundo transformador 14 MVA.	Instalación de segundo transformador de 14 MVA y adición de dos campos MT
3	Los Lirios	Segundo transformador 14 MVA	Instalación de segundo transformador de 14 MVA





- XIV. Se amplía el plazo para la puesta en operación de las obras de transmisión contenidas en los numerales 3.3.2.1. y 3.5.4.4. del Anexo de la Resolución CNEE-197-2013, hasta el 31 de julio de 2024.
- XV. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica resolverá los casos no previstos en la presente resolución o en las especificaciones técnicas.
- XVI. El contenido de las Resoluciones CNEE-197-2013 y CNEE-18-2021, que no fue modificado, continúa vigente e inalterable.


**NOTIFÍQUESE.**

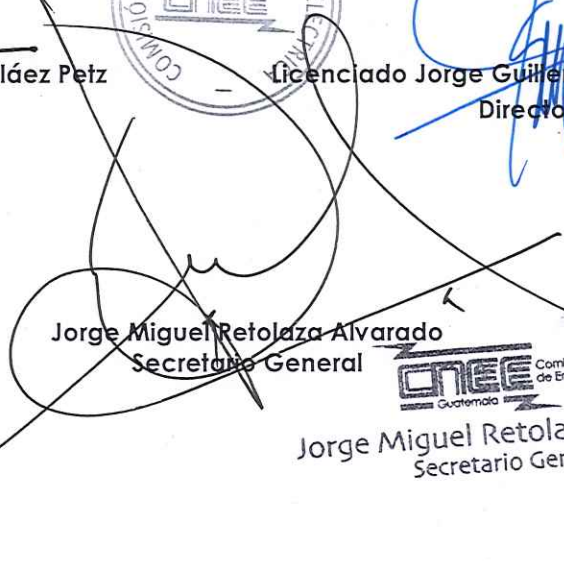
---


  
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



## ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN CNEE-42-2024 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

### 1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las presentes especificaciones técnicas, proveen la información técnica que debe cumplir Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima, a la que en adelante se denominará el Transportista, para el desarrollo de las nuevas instalaciones y obras complementarias que conforman el proyecto.

Todo lo que no se encuentre explícitamente indicado en el presente Anexo no exime al Transportista de la responsabilidad que las instalaciones que conforman el proyecto incluyan todos los componentes o equipos necesarios, para que las mismas operen bajo 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 considerados en el presente Anexo y que, de acuerdo a las buenas 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 Buenas 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.

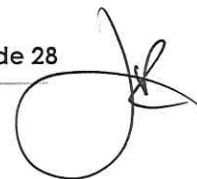
La información relacionada a las condiciones meteorológicas de las zonas geográficas que pueda ser utilizada por el Transportista para las actividades de diseño y construcción, puede ser obtenida en el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología de la República de Guatemala –INSIVUMEH– o de la fuente gubernamental oficial que considere pertinente. La información geográfica y geológica que pueda 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.

### 2. ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

A continuación, se establecen los parámetros mínimos del Sistema Nacional Interconectado –SNI–, por lo que, si el Transportista precisa de mayor información para realizar su diseño, deberá investigar por su cuenta los parámetros adicionales que requiera y tomar en cuenta la normativa vigente.

#### 2.1. Parámetros del Sistema:

Tensión nominal del sistema fase a fase: 69 kV y 13.8 kV según corresponda  
Tolerancia de la regulación de la tensión respecto al valor nominal: +/- 5 %



Frecuencia nominal: 60 Hertz

## 2.2. Niveles de cortocircuito

La capacidad interruptiva de cortocircuito asignada a los equipos que conformarán las instalaciones del proyecto no deberá ser menor a 31.5 kA para el caso de las instalaciones de 69 kV y para instalaciones de 13.8 kV no deberá ser menor a 12.5 kA. No obstante, será necesario realizar los estudios eléctricos de cortocircuito para determinar si no existirán mayores corrientes de cortocircuito a las indicadas. En caso de ser mayores, los equipos deberán ajustarse a las nuevas corrientes de cortocircuito calculadas.

## 3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las instalaciones de transmisión que conformarán el proyecto, consisten en el diseño, constitución de Servidumbres, suministro, transporte, construcción, montaje, pruebas, puesta en operación y mantenimiento de las instalaciones descritas en el presente numeral.

Las instalaciones de transmisión que conforman el Proyecto son las que indican a continuación:

### 3.1. Instalación del segundo transformador en la subestación Petapa 69/13.8 kV de 14 MVA

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Petapa comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.
- ii) Un transformador trifásico a reutilizar de 10/14 MVA de servicio continuo (El transformador a utilizar proviene de subestación Pamplona).
- iii) Un campo de transformación 13.8 kV equipado para la conexión del transformador.
- iv) Un campo de 13.8 kV equipado para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- v) Tres reguladores monofásicos.
- vi) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

### 3.2. Instalación del segundo transformador en la subestación Llano Largo 69/13.8 kV de 14 MVA

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Llano Largo comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.
- ii) Un transformador trifásico OLTC a reutilizar de 10/14 MVA de servicio continuo (El transformador proviene de subestación Naciones Unidas).
- iii) Una celda de transformación 13.8 kV para la conexión del transformador.
- iv) Una celda de 13.8 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- v) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

### 3.3. Instalación del segundo transformador en la subestación El Sauce 69/13.8 kV de 14 MVA

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación El Sauce comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.





- ii) Un transformador trifásico de 10/14 MVA de servicio continuo.
- iii) Un campo de transformación 13.8 kV equipado.
- iv) Dos campos de 13.8 kV equipados para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- v) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

#### **3.4. Reemplazo de transformador Naciones Unidas 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Naciones Unidas comprenden lo siguiente:

- i) Un transformador trifásico de 20/28 MVA de servicio continuo que reemplaza el transformador existente de 14 MVA.
- ii) Dos campos de 13.8 kV equipados para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- iii) Seis reguladores monofásicos.
- iv) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

#### **3.5. Instalación del segundo transformador en la subestación La Castellana 69/13.8 kV de 14 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación La Castellana comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.
- ii) Un transformador trifásico OLTC de 10/14 MVA de servicio continuo.
- iii) Un campo de transformación 13.8 kV equipado.
- iv) Dos campos de 13.8 kV equipados para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- v) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

#### **3.6. Instalación del segundo transformador en la subestación El Sitio 69/13.8 kV de 28 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación El Sitio comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.
- ii) Un transformador trifásico de 20/28 MVA de servicio continuo.
- iii) Un campo de transformación 13.8 kV equipado.
- iv) Tres campos de 13.8 kV equipados para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- v) Nueve reguladores monofásicos.
- vi) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

#### **3.7. Instalación del segundo transformador en la subestación Kaminal 69/13.8 kV de 14 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Kaminal comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.



- ii) Un transformador trifásico OLTC a reutilizar de 10/14 MVA de servicio continuo (El transformador proviene de subestación Santa María Cauqué).
- iii) Una celda de transformación 13.8 kV.
- iv) Dos celdas de 13.8 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- v) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

### **3.8. Instalación del segundo transformador en la subestación Roosevelt 69/13.8 kV de 14 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Roosevelt comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.
- ii) Un transformador trifásico OLTC a reutilizar de 10/14 MVA de servicio continuo (El transformador proviene de Subestación San Juan Sacatepéquez)
- iii) Un campo de transformación 13.8 kV equipado.
- iv) Dos campos de 13.8 kV equipados para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- v) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

### **3.9. Reemplazo de transformador Acacias 2 69/13.8 kV de 7 MVA a 28 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Acacias comprenden lo siguiente:

- i) Un transformador trifásico de 20/28 MVA de servicio continuo barra simple que reemplaza el transformador existente de 7 MVA.
- ii) Dos campos de 13.8 kV equipados para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- iii) Seis reguladores monofásicos
- iv) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

### **3.10. Reconfiguración de la línea Magdalena - Puerto San José 69 kV en Magdalena - Acacias - Puerto San José 69 kV**

Los trabajos de reconfiguración de la línea Magdalena - Puerto San José 69 kV comprenden lo siguiente:

- i) Línea nueva en doble circuito entre la subestación Acacias 69 kV y el punto de seccionamiento de la línea Magdalena - Puerto San José 69 kV con conductor Flint 740 MCM y una longitud aproximada de 15 km.
- ii) Un campo de línea equipado de 69 kV para recibir la nueva línea proveniente de la subestación Magdalena 69 kV, en subestación Acacias.
- iii) Un campo de línea equipado de 69 kV para recibir la nueva línea proveniente de la subestación Puerto San José 69 kV, en subestación Acacias.
- iv) Un campo de línea equipado de 69 kV para recibir la línea proveniente de la subestación Milagro, en subestación Acacias (Instalación de equipos faltantes en el campo existente).
- v) Infraestructura básica de 69 kV para incorporar barras de 69 kV y transformación según el alcance de los numerales anteriores.





### 3.11. Adecuación de la conexión de la subestación Monte Cristo

Los trabajos de adecuación para la entrada y salida [configuración pi ( $\pi$ )] de la subestación Monte Cristo comprenden lo siguiente:

- i) Un campo equipado de 69 kV para recibir la línea de transmisión proveniente de la subestación Rodríguez Briones.
- ii) Un campo equipado de 69 kV para recibir la línea de transmisión proveniente de la subestación Arrazola.
- iii) Seccionamiento de la línea Rodríguez Briones – Olmeca (Guate Este – Guadalupe 3), por medio de la construcción de un nuevo tramo de línea desde la derivación en "T" (estructura 600444) hasta la subestación Monte Cristo, con una longitud aproximadamente 7 km en conductor AAAC Flint, para la entrada y salida (configuración  $\pi$ ) de la subestación Monte Cristo.
- iv) Infraestructura necesaria para incorporar barras y campos según el alcance de los numerales anteriores.

### 3.12. Ampliación en subestación Carlos Dorión 69/13.8 kV

Los trabajos de ampliación en 13.8 kV de la subestación Carlos Dorión comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de 13.8 kV equipado para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- ii) Tres reguladores monofásicos.
- iii) Infraestructura necesaria para incorporar el campo según el alcance de los numerales anteriores.

### 3.13. Ampliación en subestación Héctor Flores 69/13.8 kV

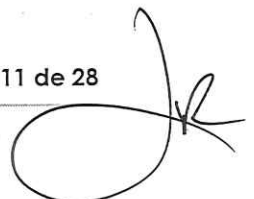
Los trabajos de ampliación en 13.8 kV de la subestación Héctor Flores comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de 13.8 kV equipado para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- ii) Tres reguladores monofásicos.
- iii) Infraestructura necesaria para incorporar el campo según el alcance de los numerales anteriores.

### 3.14. Adecuación de la conexión de la subestación Mayan Golf

Los trabajos de adecuación para la entrada y salida [configuración pi ( $\pi$ )] de la subestación Mayan Golf comprenden lo siguiente:

- i) Un campo equipado de 69 kV, para recibir la línea de transmisión proveniente de subestación Santa Mónica.
- ii) Un campo equipado de 69 kV, para recibir la línea de transmisión proveniente de subestación San Miguel Petapa.
- iii) Tramo de línea nueva Mayan Golf – Santa Mónica de conductor AAAC Flint y aproximadamente 2.2 km.
- iv) Trabajos de adecuación de líneas en 69 kV para la entrada y salida [configuración pi ( $\pi$ )] de la subestación Mayan Golf.
- v) Una (1) celda de 13.8 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- vi) Infraestructura necesaria para incorporar barras y campos según el alcance de los numerales anteriores.



**3.15. Instalación del segundo transformador en la subestación Aurora 69/13.8 kV de 14 MVA**  
Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Aurora comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.
- ii) Un transformador trifásico de 10/14 MVA de servicio continuo.
- iii) Un campo de transformación 13.8 kV equipado.
- iv) Infraestructura necesaria para incorporar barras y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

**3.16. Reemplazo de transformador Acacias 1 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA**  
Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Acacias comprenden lo siguiente:

- i) Un transformador trifásico de 20/28 MVA de servicio continuo que reemplaza el transformador existente de 14 MVA.
- ii) Dos campos de 13.8 kV equipados para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- iii) Seis reguladores monofásicos
- iv) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

**3.17. Instalación del segundo transformador en la subestación Papi Strachan 69/13.8 kV de 14 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Papi Strachan comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.
- ii) Un transformador trifásico a reutilizar de 10/14 MVA servicio continuo (El transformador utilizado será proveniente de subestación Minerva).
- iii) Un campo de transformación 13.8 kV equipado.
- iv) Un campo de 13.8 kV equipado para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora en el área.
- v) Tres reguladores monofásicos.
- vi) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

**3.18. Reemplazo de transformador en la subestación Minerva 69/13.8 kV de 14MVA a 28 MVA**  
Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Minerva comprenden lo siguiente:

- i) Un transformador OLTC trifásico de 20/28 MVA de servicio continuo que reemplaza el transformador existente de 14 MVA.
- ii) Dos campos de 13.8 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora en el área.
- iii) Adecuación de la infraestructura existente, incluyendo los 2 campos de 13.8 kV existentes.
- iv) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.





### 3.19. Instalación del segundo transformador en la subestación Mixco 69/13.8 kV de 14 MVA

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Mixco comprenden lo siguiente:

- i) Un campo de transformación 69 kV equipado.
- ii) Un transformador trifásico de 10/14 MVA de servicio continuo.
- iii) Un campo de transformación 13.8 kV equipado.
- iv) Dos campos de 13.8 kV equipados para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora del área.
- v) Seis reguladores monofásicos.
- vi) Infraestructura necesaria para incorporar barras, campos y transformación según el alcance de los numerales anteriores.

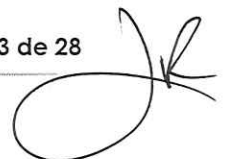
### 3.20. Adecuación de la conexión de la subestación Bárcenas (Con Tecnología GIS -siglas en inglés para Gas Insulated Switchgear-)

Los trabajos de adecuación en la subestación Bárcenas comprenden lo siguiente:

- i) Un campo equipado de línea 69 kV que se utilizará para recibir la línea proveniente de la subestación San Mónica, con tecnología GIS.
- ii) Un campo equipado de línea de 69 kV que se utilizará para recibir la línea proveniente de la subestación Villa Nueva, con tecnología GIS.
- iii) Un campo equipado de línea de 69 kV que se utilizará para recibir la línea del Gran usuario Polytec, con tecnología GIS.
- iv) Un campo equipado de 69 kV, configuración doble barra doble interruptor con función de acople de barras, que se utilizará para la conexión del transformador de potencia 69/13.8 kV con tecnología GIS.
- v) Infraestructura necesaria para incorporar tecnología (GIS) en las barras de 69 kV y la transformación según el alcance de los numerales anteriores.
- vi) Adecuaciones de líneas de Transmisión en conductor Flint 740.8 MCM para formar las líneas Santa Mónica – Bárcenas y Villa Nueva – Bárcenas.

Para las instalaciones de transmisión que conforman el Proyecto, la puesta en operación deberá atender la siguiente gradualidad:

No.	Descripción de la Instalación	Año más pronto para la puesta en operación
3.1	Instalación del segundo transformador en la subestación Petapa 69/13.8 kV de 14 MVA	2024
3.2	Instalación del segundo transformador en la subestación Llano Largo 69/13.8 kV de 14 MVA	2024
3.3	Instalación del segundo transformador en la subestación El Sauce 69/13.8 kV de 14 MVA	2024
3.4	Reemplazo de transformador Naciones Unidas 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	2024
3.5	Instalación del segundo transformador en la subestación Castellana 69/13.8 kV de 14 MVA	2025
3.6	Instalación del segundo transformador en la subestación El Sitio 69/13.8 kV de 28 MVA	2025
3.7	Instalación del segundo transformador en la subestación Kaminal 69/13.8 kV de 14 MVA	2025
3.8	Instalación del segundo transformador en la subestación Roosevelt 69/13.8 kV de 14 MVA	2025
3.9	Reemplazo de transformador Acacias 2 69/13.8 kV de 7 MVA a 28 MVA	2025
3.10	Reconfiguración de la línea Magdalena - Puerto San José 69 kV en Magdalena – Acacias – Puerto San José 69 kV	2025
3.11	Adecuación de la conexión de la subestación de Monte Cristo	2025
3.12	Ampliación en subestación Carlos Dorión 69/13.8 kV	2025
3.13	Ampliación en subestación Héctor Flores 69/13.8 kV	2025
3.14	Adecuación de la conexión de la subestación Mayan Golf	2025



3.15	Instalación del segundo transformador en la subestación Aurora 69/13.8 kV de 14 MVA	2026
3.16	Reemplazo de transformador Acacias 1 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	2026
3.17	Instalación del segundo transformador en la subestación Papi Strachan 69/13.8 kV de 14 MVA	2027
3.18	Reemplazo de transformador en la subestación Minerva 69/13.8 kV de 14MVA a 28 MVA	2027
3.19	Instalación del segundo transformador en la subestación Mixco 69/13.8 kV de 14 MVA	2027
3.20	Adecuación de la conexión de la subestación Bárcenas (Con Tecnología GIS)	2027

Asimismo, el Transportista deberá tomar en cuenta que la fecha de puesta en operación de las instalaciones de transmisión será como máximo el **30 de noviembre de 2030**. El cronograma que presente ante la CNEE, al que se refiere el numeral 4.1.1 del presente Anexo, deberá considerar los alcances antes indicados.

#### 4. GENERALIDADES DE LAS ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

##### 4.1. Obligaciones del Transportista

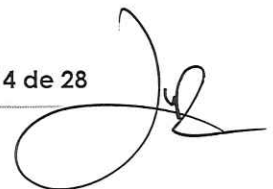
El Transportista tiene las siguientes obligaciones:

- 4.1.1. Entregar el Cronograma detallado de trabajo, en Microsoft Project 2013 o versión posterior, en versión impresa y digital, la cual será utilizada por el Transportista para el desarrollo del Proyecto e incluirá la ruta crítica del mismo y, sin ser limitativo, los siguientes hitos:
- i) Inicio de gestiones.
  - ii) Adquisición de terrenos.
  - iii) Obtención de servidumbres para el paso de líneas.
  - iv) Inicio de construcción, en la cual se le notifica de proceder al contratista.
  - v) Realizada 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 NTC.
  - viii) Gestiones ante la CNEE para las autorizaciones correspondientes, conforme la NTC.
  - ix) Gestión ante el AMM.
  - x) Inicio y finalización de las pruebas de puesta en servicio.
  - xi) Inicio de operación del Proyecto (fecha final).

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

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 tiene el Transportista de entregar parcialmente información que le fuere solicitada por la CNEE

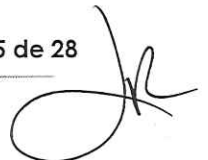




para la verificación del cumplimiento de las especificaciones técnicas y la supervisión del avance.

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

- 4.1.2. 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..
- 4.1.3. 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.
- 4.1.4. Obtener oportunamente la información referente a las características técnicas de las instalaciones existentes que constituyen las fronteras de cada una de las instalaciones 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 El Proyecto.
- 4.1.5. Obtener la aprobación de los Estudios Ambientales emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente, previo a la ejecución de las instalaciones y bajo su entera responsabilidad, de conformidad con lo establecido en la ley de la materia, la Ley General de Electricidad y su Reglamento.
- 4.1.6. 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.
- 4.1.7. 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 El Proyecto 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.
- 4.1.8. Garantizar que todos los materiales, equipos y aparata a ser suministrados y montados sean nuevos, con garantía de fábrica, de buena calidad y que cumplan con estándares nacionales e internacionales. Esta condición es aplicable a aquellos equipos que no sean parte de las rotaciones que se detallan en la presente resolución y su Anexo.
- 4.1.9. Gestionar los permisos y autorizaciones para los trabajos de apertura o seccionamiento de líneas de transmisión existentes para ampliar subestaciones existentes que resulten necesarias para conectar las instalaciones del proyecto.
- 4.1.10. 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 conforme las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte –NTAUCT-. Lo anterior para los efectos de autorización de la conexión de las nuevas instalaciones del proyecto al SNI.

- 4.1.11.** Cumplir con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Conexión para el procedimiento de conexión de las instalaciones del proyecto.
- 4.1.12.** 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.
- 4.1.13.** Entregar un informe mensual a la CNEE, dentro del plazo de los primeros diez (10) días hábiles del mes, en medio digital, 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 la misma.
    - 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 de transmisión autorizadas, conforme lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y el programa de acciones por aplicar.
    - f) Avance de los componentes, entregables, tareas e hitos del proyecto (numeral 4.1.1. 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) Cambios importantes en el diseño del Proyecto y el cronograma
  - iv) 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.
  - v) Hechos relevantes que se hubiesen podido suscitar durante el mes correspondiente.
  - vi) Registros fotográficos actualizados que evidencien los avances en el desarrollo de las instalaciones, 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.

#### **4.2. Normas de diseño**

El diseño del proyecto 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.

#### **4.3. Normas para la fabricación de los equipos**

La fabricación de los equipos y materiales a utilizar para la construcción del proyecto, 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.

#### **4.4. 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.

#### **4.5. Materiales y equipos**

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

#### **4.6. Pruebas de fábrica**

Todo el equipo que sea utilizado para la constitución del proyecto deberá contar con las respectivas pruebas de fábrica 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.

#### **4.7. Pruebas de campo**

Todo el equipo que sea utilizado para la constitución de las instalaciones del proyecto 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.

#### **4.8. Obras Civiles**

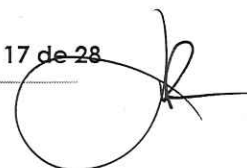
Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en la normativa nacional e internacional que sean aplicables a cada caso.

#### **4.9. Ampliaciones en subestaciones existentes**

##### **4.9.1. 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.

#### **4.9.2. Seccionamiento de Líneas de Transmisión**

Para el caso de nuevas subestaciones que seccionen líneas de transmisión existentes, se debe conservar el esquema de protecciones actual, en el caso de no ser posible y habiendo acuerdo con el propietario de las instalaciones existentes, los equipos que no permitan alcanzar tal objetivo deben ser sustituidos por aquellos que cumplan con los nuevos requerimientos de protección de las ampliaciones en cuestión.

### **5. Especificaciones de diseño para ampliaciones en instalaciones existentes**

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

#### **5.1. Ampliación de Subestaciones**

##### **5.1.1. Barra**

Las barras de las ampliaciones de subestaciones 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 de 69 kV deben de tener una capacidad de conducción de corriente equivalente a la capacidad del banco de transformación que puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento, considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde cada Subestación Nueva 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.

##### **5.1.2. 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 existentes.

##### **5.1.3. Interruptores**

Los interruptores deben cumplir con lo establecido en las normas IEEE/IEC aplicables a interruptores, deberán tener mando tripolar, ser aptos para recierres tripolares rápidos para un nivel de tensión de 69 kV; operación en caso de falla en trifásico para campos de transformación, para cumplir con los criterios de calidad y seguridad de las NTDOST y NTCSTS.

##### **5.1.4. 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.





#### 5.1.5. 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 o equivalentes que permitan cumplir con los criterios de seguridad y calidad establecidos en las NTDOST y NTCSTS.

#### 5.1.6. Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión deben cumplir con las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, entre las que se encuentran las IEEE y las 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 sus versiones aplicables y vigentes: IEC 61869-3 e IEC 61869-5, u otra norma técnica internacional equivalente.

#### 5.1.7. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente deben cumplir con la normativa IEEE/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 a la norma aplicable y vigente IEC 61869-2, u otra norma técnica internacional equivalente.

#### 5.1.8. Transformadores de potencia

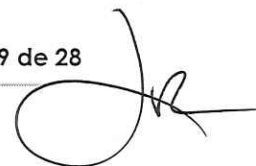
La capacidad total del transformador se refiere a la potencia que el mismo puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento y considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde cada subestación estará ubicada. Los transformadores de potencia deberán cumplir 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.

#### 5.1.9. Transformadores de Potencia Trifásicos

Los transformadores deben tener en el devanado primario una conexión delta y en el devanado secundario una conexión estrella aterrizada, o la conexión que se determine según los estudios para cada subestación.

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 nuevos 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. En su defecto, podrá equiparse mediante un conjunto de transformador con cambiador de tomas sin carga (del tipo DETC por sus siglas en inglés) más un banco de reguladores de voltaje monofásico, reguladores que deben tener un capacidad de 0.25 MVA, rango de corriente de 300 A y tensión nominal de 13.8





kV, demostrando que dicho arreglo obedece a aspectos y requisitos técnicos, para lo cual se debe presentar evidencia de lo anterior, cabe indicar que la capacidad de los reguladores de voltaje monofásico deberá ser confirmada a partir de los estudios eléctricos que se presenten al momento de gestionar la autorización de Ampliación a la Capacidad de Transporte correspondiente. Lo anterior, conforme lo autorizado para cada instalación del proyecto según lo indicado en el numeral 3 del presente Anexo.

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

#### **5.1.10. Equipos de Control y Protección**

Las subestaciones deben 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.

#### **5.1.11. 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.

#### **5.1.12. 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.

#### **5.1.13. Infraestructura Civil**

Los predios de las ampliaciones de subestaciones deben incluir, sin ser limitativo lo siguiente: Pórticos para las instalaciones, incluyendo componentes de la jaula de Faraday, vías internas de acceso, la adecuación de los terrenos de la ampliación, malla de puesta a tierra dimensionada para las instalaciones, 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, sistema de protección contra incendios y otras que de acuerdo a las Sanas Prácticas de Ingeniería sean necesarios para la realización del diseño.

#### **5.1.14. Malla de puesta a Tierra**

La malla de puesta a tierra de toda subestación deberá ser diseñada y construida 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.

#### **5.1.15. Equipos de compensación reactiva**

El Transportista deberá prever los posibles requerimientos de equipos de compensación reactiva en las ampliaciones de subestaciones, a través de los cuales se logre mejorar los niveles de tensión en el área de influencia de las instalaciones del proyecto 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.

#### **5.2. Ampliación de capacidad de líneas de transmisión existentes**

Para el diseño de las Líneas de Transmisión es necesario considerar para la coordinación de aislamiento los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse por condiciones electroatmosféricas o por condiciones de maniobra, teniendo en cuenta que el voltaje máximo continuo de operación de los equipos debe cumplir con lo establecido en las normas técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto la normativa internacional IEEE o IEC correspondiente.

Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio o poliméricos (goma de silicona), se deberá elegir entre esta gama de acuerdo con el diseño, las condiciones meteorológicas de la ubicación geográfica de la Línea de transmisión y a criterio del Transportista de acuerdo a las Sanas Prácticas de la Ingeniería, el más adecuado para cada caso.

El aislamiento se diseñará para un BIL de 325 kV a 1,000 msnm, para alturas mayores a 1000 msnm, se deben aplicar los factores de corrección por altura de acuerdo a las normas técnicas de la CNEE y en su defecto a la normativa internacional aplicable para una tensión de 69 kV.

Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones de contaminación de la zona donde serán construidas las líneas de transmisión.

##### **5.2.1. Aislamiento**

Para el diseño de las Líneas de Transmisión es necesario considerar para la coordinación de aislamiento los máximos sobrevoltajes que puedan presentarse por condiciones electroatmosféricas o por condiciones de maniobra, teniendo en cuenta que el voltaje máximo continuo de operación de los equipos en las subestaciones involucradas debe cumplir con lo establecido en las normas técnicas emitidas por la CNEE; en su defecto, con las correspondientes normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

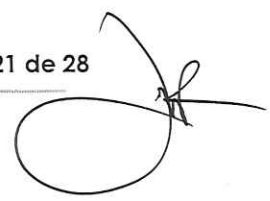
Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio o poliméricos, se deberán elegir entre esta gama de acuerdo con el diseño, las condiciones meteorológicas de la ubicación geográfica de la Línea de transmisión y a criterio del Interesado de acuerdo a las Buenas Prácticas de la Ingeniería, el más adecuado para cada caso.

Para el efecto aplicar los factores de corrección por altura de acuerdo a las normas técnicas de la CNEE y en su defecto a las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones de contaminación de la zona donde serán construidas las líneas de transmisión.

##### **5.2.2. Cable de guarda**

Se requiere que la línea de transmisión nueva tenga cable de guarda tipo OPGW con 36 hilos





de fibra óptica. El cable de guarda deberá diseñarse para soportar el impacto directo de descargas electro atmosféricas a las que puedan estar sometidas las líneas de transmisión, garantizando los criterios de diseño establecidos para el aislamiento conforme a lo establecido en el numeral 5.2.1 del presente Anexo.

El diseño de blindaje de la línea de transmisión deberá ser apropiado para la protección de los conductores de fase.

### **5.2.3. Conductores de fase**

Las ampliaciones de capacidad de líneas de transmisión de 69 kV deben tener una capacidad mínima de 790 amperios por cada circuito.

En los criterios de selección del conductor se deberá cumplir lo indicado en la NTDOST y NTDOID para el efecto, debiendo considerar en el diseño, las condiciones topográficas y climatológicas para la reducción de las pérdidas por efecto corona, de las interferencias eléctricas y de las radiaciones de los campos electromagnéticos, establecidas en las normas técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto la normativa internacional aplicable.

### **5.2.4. Puesta a tierra**

El sistema de puesta a tierra de la Línea de Transmisión se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de ubicación de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Su diseño se basará en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de la estructura, debiéndose calcular los valores de puesta a tierra tal que las tensiones de paso y de contacto puedan ser garantizadas conforme a lo establecido en la norma IEEE Std. 80 y en las Normas Técnicas emitidas por la CNEE. Todas las estructuras deberán contar con un sistema de puesta a tierra, cumpliendo con lo establecido en las Normas Técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto en las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

### **5.2.5. Transposiciones en Línea de Transmisión**

La línea de transmisión debe considerar en su diseño, la realización de las transposiciones que sean necesarias para mantener la homogeneidad de los parámetros eléctricos a lo largo de dichas líneas, debiendo ser considerada también la utilización de las estructuras que permitan realizar dichas transposiciones.

### **5.2.6. Efecto Corona, Interferencias y Campos Electromagnéticos**

El diseño de la línea de transmisión deberá respetar los criterios, así como las distancias recomendadas por las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes, entre las que se encuentran ANSI, IEC, CSA CAN C108.3.1-M84 y lo recomendado por el Reglamento para el Establecimiento y Control de los Límites de Radiaciones No Ionizantes y sus reformas emitido por la Dirección General de Energía (Acuerdo Gubernativo 008-2011 y 313-2011) y en su defecto por la Comisión Internacional de Protección de Radiación no Ionizante (ICNIRP, por sus siglas en inglés) para evitar o minimizar las interferencias eléctricas (ruido audible y radio interferencia) tanto en las instalaciones de Transmisión como en los componentes ajenos a las mismas; así como minimizar los campos electromagnéticos que puedan afectar la salud de las personas.

### **5.2.7. Distancias de seguridad**

Los criterios generales de diseño, incluyendo las distancias de seguridad aplicadas deben cumplir con las normas técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto con la normativa internacional aplicable.



#### **5.2.8. Cruce con Líneas de Transmisión existentes**

El diseño de la nueva línea de transmisión debe considerar evitar al máximo el cruce con Líneas de Transmisión existentes, no obstante, en caso de que el cruce sea inevitable y en coordinación con su propietario, se deberá minimizar los riesgos inherentes a dichos cruces y mantener la seguridad de las instalaciones existentes conforme a lo establecido en las normativas técnicas emitidas por la CNEE y en su defecto las normas técnicas internacionales aplicables y vigentes.

#### **5.2.9. Estructuras de soporte**

El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe definir mediante la combinación de las distancias mínimas de seguridad correspondientes a los sobre voltajes debidos a descargas electroatmosféricas y a los sobre voltajes de operación y maniobra. El Transportista deberá considerar para el dimensionamiento de las estructuras criterios técnicos y criterios económicos, debiendo realizar el análisis costo-beneficio con el cual demuestre la selección óptima de las estructuras a utilizar.

Los factores de seguridad deben de ser conforme a los criterios contenidos en la normativa técnica emitida por la CNEE y las guías de diseño de la ASCE. El diseño estructural deberá realizarse siguiendo como mínimo los criterios de las Guías de diseño para estructuras de soporte de líneas eléctricas de la ASCE, tales como la ASCE 10-97, ASCE 48-05 y el Manual 72, en sus ediciones más recientes. Deberán analizarse todas las posibles combinaciones de carga y diseñar para las condiciones de carga más críticas utilizando los índices de sismicidad de la región y los valores de viento de la zona de acuerdo a la fuente competente nacional. En todo caso deberá verificarse y cumplir con las disposiciones emitidas por CONRED.

Las estructuras deberán soportar los esfuerzos de flexión y torsión máximos que se presenten en cualquiera de las condiciones analizadas y consideradas en el diseño estructural.

#### **5.2.10. Localización de estructuras**

Para la localización de estructuras deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el terreno y obstáculos, conforme a la normativa técnica emitida por la CNEE, se deberá optimizar la localización de las estructuras utilizando información geográfica y topográfica, software especializado y demás herramientas que permitan cumplir el objetivo de optimizar la localización de las estructuras.

#### **5.2.11. Identificación de estructuras**

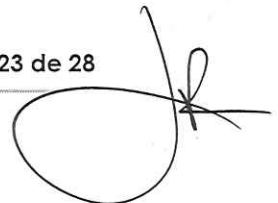
Para el control e identificación de las estructuras, que soportan la línea de transmisión, en las mismas se deberá implementar un sistema de identificación alfanumérico.

#### **5.2.12. Sistema Anti-vibratorio**

El diseño de la línea de transmisión debe ser tal que considere un sistema anti vibratorio que garantice su integridad operativa de acuerdo con las condiciones del lugar de ubicación.

#### **5.2.13. Cimentaciones**

Para la determinación del tipo de cimentación a utilizar en los diferentes sitios de las estructuras, deberá efectuarse un estudio detallado de las características geotécnicas y físico-químicas de los suelos en cada uno de ellos, con el fin de elegir el tipo de cimentación más adecuado a cada caso.



Las cimentaciones deberán resistir todas las hipótesis de carga que se estipulen para cada tipo de estructura con los respectivos factores de sobrecarga que se consideraron en el diseño, de tal forma que cada elemento sea diseñado para los esfuerzos más desfavorables.

#### **5.2.14. Obras civiles complementarias**

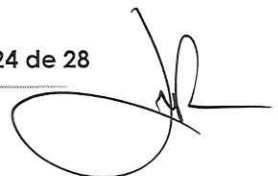
Para preservar la estabilidad mecánica de los sitios de las estructuras es necesario tomar en cuenta, sin ser limitativo, las siguientes medidas: protección de taludes, encauzado de aguas, sistema de drenaje, muros de contención, cunetas, instalación de filtros, ejecución de obras de mitigación, control de efectos ambientales y otros que sean necesarios.

### **6. ACEPTACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN Y SUS OBRAS COMPLEMENTARIAS**

Según lo estipulado en el artículo 53 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa conexión al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), la Comisión podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las nuevas instalaciones y sus obras complementarias del Proyecto previa conexión al Sistema Nacional Interconectado, con cargo al propietario de las instalaciones, conforme al procedimiento que para el efecto establece la Norma Técnica de Conexión.

### **7. TEMAS NO PREVISTOS**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica resolverá los casos no previstos en las presentes especificaciones técnicas. En caso 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.





**ANEXO II DE LA RESOLUCIÓN CNEE-42-2024  
MODIFICACIÓN DEL ANEXO DE LA RESOLUCION CNEE-197-2013**

1. Se modifica el numeral 3.3.2.1. del Anexo de la Resolución CNEE-197-2013, el cual queda de la siguiente manera:

**3.3.2.1. Ampliación de la subestación Carlos Dorión 69/13.8 kV**

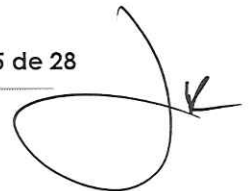
Los trabajos de adecuación y ampliación en 69 kV de la subestación Carlos Dorión comprenden:

- Ampliación de la subestación a una configuración doble barra en 69 kV, con su campo de acoplamiento, según lo establecido en el numeral 1.2.2.
- Un campo equipado de 69 kV que se utilizará para recibir la línea de transmisión nueva que proviene de la subestación Incinate (Circuito 1).
- Un campo equipado de 69 kV que se utilizará para recibir la línea de transmisión nueva que proviene de la subestación Incinate (Circuito 2).
- Un campo equipado de 69 kV que se utilizará para recibir la línea de transmisión existente, proveniente de la subestación Guate Norte (Guate Norte – Guadalupe 2).
- Un campo equipado de 69 kV que se utilizará para recibir la línea de transmisión existente, proveniente de la subestación Rodríguez Briones.
- Un campo equipado de 69 kV que se utilizará para recibir la línea de transmisión existente que proviene de la subestación Gerona.

Nota: La modificación al numeral aludido es para lograr la conformación del anillo GN (Guatemala Norte) – RB (Rodríguez Briones) – SI (San Isidro) – CD (Carlos Dorión) y por suprimir en la presente resolución, la Subestación Lourdes de la Resolución CNEE-197-2013.


2. Se suprimen las siguientes obras contenidas en la Resolución CNEE-197-2013, que se detallan a continuación:

Numeral	Descripción	Modificación
3.2.1.1	Subestación Pínula 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.2.3.1	Línea de transmisión nueva Pínula – Texesa 69 kV	Se suprime el numeral
3.2.4.5	Trabajos de adecuación de la línea de transmisión asociada a la subestación nueva Pínula 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.3.1.1	Subestación de maniobras Lourdes 69 kV	Se suprime el numeral
3.3.2.9	Ampliación de la Subestación San Juan de Dios 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.3.3.3	Línea de transmisión nueva San Juan de Dios - Gerona 69 kV	Se suprime el numeral
3.3.3.4	Línea de transmisión Incienso - derivación Ciudad Vieja 69 kV	Se suprime el numeral
3.3.4.2	Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la nueva subestación Lourdes 69 kV	Se suprime el numeral
3.3.4.3	Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a la subestación San Juan de Dios 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.4.4.3	Ampliación de la capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Lourdes - Carlos Dorión 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.1.1	Subestación San Miguel Dueñas 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.1.2	Subestación Plaza España 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.1.3	Subestación Balcones 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.1.5	Subestación Sajcavillá 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.1.6	Subestación San Pedro Sacatepéquez 69/13.8 kV	Se suprime el numeral



3.5.1.7	Subestación Fraijanes 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.1.8	Subestación Palencia 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.2.2	Ampliación de la Subestación Castellana 69/13.8 kV	Se suprime la cuarta viñeta
3.5.2.6	Ampliación de la subestación Antigua 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.2.7	Ampliación de la Subestación Norte 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.2.8	Ampliación de la subestación San Cristóbal 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.2.9	Ampliación de la subestación Montecristo 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.2.10	Ampliación de la subestación Llano largo 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.3.1	Línea de transmisión nueva Antigua - San Miguel Dueñas 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.3.2	Línea de transmisión nueva Castellana - Plaza España 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.3.3	Línea de transmisión nueva San Cristóbal - Balcones 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.3.5	Línea de transmisión nueva Sajcavillá - San Pedro Sacatepéquez 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.3.6	Línea de transmisión nueva Las Margaritas - Fraijanes 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.3.7	Línea de transmisión nueva Montecristo - Palencia 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.3.8	Línea de transmisión nueva Palencia - Llano Largo 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.4.1	Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a las Subestaciones El Guarda 69/13.8 kV, La Castellana 69/13.8 kV y El Sitio 69/13.8 kV	Se suprime el cambio de conductor en la línea El Guarda - La Castellana y en la línea el Guarda - Papi Strachan
3.5.4.2	Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a la Subestación Papi Strachan 69/13.8 kV	Se suprime el cambio de conductor en la línea El Guarda - Papi Strachan
3.5.4.5	Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la Subestación Norte 69/13.8 kV	Se suprime el numeral
3.5.4.7	Ampliación de la capacidad de la línea de transmisión Montecristo - Pínula 69 kV	Se suprime el numeral
3.5.4.8	Ampliación de la capacidad desde la subestación Llano Largo hasta la derivación Héctor Flores	Se suprime el numeral
3.5.4.9	Trabajos de adecuación de las líneas asociadas a la nueva subestación Sajcavillá 69 kV	Se suprime el numeral

Nota: Cualquier otra obra que se relacione con las que se suprimen mediante la presente resolución, queda sin efecto.





**ANEXO III DE LA RESOLUCIÓN CNEE-42-2024  
MODIFICACIÓN DEL ANEXO DE LA RESOLUCIÓN CNEE-18-2021**

1. Se modifica el numeral 3.22. del Anexo de la Resolución CNEE-18-2021, el cual queda de la siguiente manera:

**3.22. Instalación del segundo transformador en la subestación Hincapié 69/13.8 kV de 14 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Hincapié comprenden lo siguiente:

- i) Instalar un segundo transformador trifásico de una capacidad de 14 MVA de servicio continuo. La capacidad de 14 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 la temperatura ambiente de la ubicación de la subestación. Lo anterior incluye los correspondientes campos de conexión (Transformador proveniente de subestación Monte Cristo, incluye sus equipos de regulación de voltaje);
- ii) Infraestructura necesaria para incorporar nuevos campos de 13.8 kV; y
- iii) Dos (2) campos de 13.8 kV, para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora en el área.

2. Se modifica el numeral 3.25. del Anexo de la Resolución CNEE-18-2021, el cual queda de la siguiente manera:

**3.25. Instalación del segundo transformador en la subestación San Miguel Petapa 69/13.8 kV de 14 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación San Miguel Petapa comprenden lo siguiente:

- i) Instalar un segundo transformador trifásico de una capacidad de 14 MVA de servicio continuo. La capacidad de 14 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 la temperatura ambiente de la ubicación de la subestación. Lo anterior incluye los correspondientes campos de conexión (Transformador proveniente de subestación Pamplona, incluye sus equipos de regulación de voltaje);
- ii) Infraestructura necesaria para incorporar nuevos campos de 13.8 kV; y
- iii) Dos (2) campos de 13.8 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora en el área.



3. Se modifica el numeral 3.27. del Anexo de la Resolución CNEE-18-2021, el cual queda de la siguiente manera:

**3.27. Instalación del segundo transformador en la subestación Santa María Márquez 69/13.8 kV de 14 MVA**

Los trabajos de ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Santa María Márquez comprenden lo siguiente:

- i) Instalar un segundo transformador trifásico de una capacidad de 14 MVA de servicio continuo. La capacidad de 14 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 la temperatura ambiente de la ubicación de la subestación. Lo anterior incluye los correspondientes campos de conexión (Transformador proveniente de subestación Palín);
  - ii) Infraestructura necesaria para incorporar nuevos campos de 13.8 kV; y
  - iii) Dos (2) campos de 13.8 kV para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora en el área.
4. Se suprimen las siguientes obras contenidas en la Resolución CNEE-18-2021, que se detallan a continuación:

Numeral	Subestación	Modificación
3.8.	Reemplazo de transformador en la subestación Las Flores 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	Suprimir el numeral
3.26.	Instalación del segundo transformador en la subestación Santa Lucia 69/13.8 kV de 14 MVA	Suprimir el numeral





**CÉDULA DE NOTIFICACIÓN**

Siendo las 10 horas con 28 minutos del día 02 de febrero de 2024, en **24 avenida 15-40 zona 10, 4to nivel, ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-42-2024** de fecha **30 de enero de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Administrador del Mercado Mayorista - AMM-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Sofia Sazo, quien de enterado

SI <sup>ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAJORISTA</sup> ~~ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAJORISTA~~ firma. DOY FE.

f.   
Sofia Sazo

Notificado

f.   
p. Loaiza

Notificador

  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Mensajero - Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4559

Exp. GTM-22-58

WV

AMM RECIBIDO 2FEB'24 10:27

## CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

Siendo las 10 horas con 39 minutos del día 05 de febrero de 2024, en **7a. avenida 2-29, zona 9, edificio La Torre, nivel menos 2, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-42-2024** de fecha **30 de enero de 2024**, 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 Ana de Paz, quien de enterado

SI (\_\_\_) – NO (x) firma. DOY FE.

f. \_\_\_\_\_

Notificado

Res. GJ-ProyResolDir-4559

Exp. GTM-22-58

WV

f. [Signature]

Notificador

**CNEE**

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Mensajero - Notificador



**CÉDULA DE NOTIFICACIÓN**

Siendo las 14 horas con 52 minutos del día 02 de febrero de 2024, en **6a. Avenida 8-14 zona 1, Segundo Nivel, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-42-2024** de fecha **30 de enero de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. -TRELEC-**, por medio de cédula de notificación que entrego a Alex Mejia, quien de enterado

SI () – NO () firma. DOY FE.

f. Alex

Notificado

f. [Signature]

Notificador

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Mensajero - Notificador

Res. GJ-ProyResolDir-4559

Exp. GTM-22-58

WV

