



ANEXO A

MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

AGOSTO DE 2025

RESOLUCIÓN AN No. 20727 -ELEC DE 8 DE agosto DE 2025

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Con la expedición de la resolución JD -5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, contenidas en las resoluciones JD-5351, JD- 5352 y JD – 5353, todas del 14 de junio de 2005, entró en vigor el Reglamento de Transmisión, que regula la actividad de transmisión de energía eléctrica.

El Reglamento de Transmisión (RT) se compone de los siguientes títulos: Disposiciones Generales; Generalidades; Derechos y Obligaciones de las empresas que prestan el Servicio Público de Transmisión y de los Usuarios de la Red de Transmisión; Acceso a la Capacidad de Transmisión; Expansión del Sistema de Transmisión; Normas de Diseño del Sistema de Transmisión; Normas de Calidad de Servicio para el Sistema de Transmisión; Régimen Tarifario de Transmisión; Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión; Procedimiento Tarifario por el Uso de Redes; Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada; Ingresos por Actividades Complementarias de la Empresa de Transmisión; Separación de Actividades; y, Sistema de Liquidación y Cobranza.

Dentro del Título I, el Capítulo I.5 se hablan de la Interpretación y Modificación del Reglamento. Los artículos 11 al 14 describen el proceso de revisión bianual, que inicia con un Informe de Desempeño, basado en informes de ETESA, CND y demás prestadores y usuarios del Servicio Público de Transmisión, y finaliza con la propuesta de modificación.

La nueva Sección VII.1.1.A se incorpora bajo el título de Calidad de Servicio porque la indisponibilidad de generadores con esquemas de desconexión automática de carga provoca perturbaciones que afectan directamente la seguridad y continuidad del servicio de los clientes finales, por lo cual se requiere un mecanismo tarifario de compensación a los mismos.

A raíz de estos informes, de la experiencia de la ASEP y de los comentarios recibidos de ETESA, CND y otros agentes, surge la presente propuesta de modificación.

Modificaciones y Adiciones al Reglamento de Transmisión

Se agrega la siguiente definición al artículo 6:

...
Contingencia: Evento no programado que provoca la pérdida abrupta de uno o varios elementos del Sistema Principal de Transmisión, unidades de generación o demandas con impacto potencial sobre la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 22:

Donde dice:

- **Artículo 22.** "Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema Principal de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

...
e) Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas de estabilidad dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación".
...

Debe decir:

- **Artículo 22.** "Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema Principal de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

...
e) Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas **de sobrecarga**, estabilidad **de tensión**, dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación".

Se agrega el siguiente literal:

- i) Solicitar al CND, la autorización para la ejecución de las maniobras necesarias para la conexión de todo equipamiento contenido en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, mismas que serán aprobadas siguiendo el procedimiento de autorización de libranzas, siempre y cuando no ocasionen problemas de desabastecimiento de la demanda y el Sistema Interconectado Nacional pueda operar de manera segura y confiable".

Se adiciona el artículo 33A:

Artículo 33A. “La conexión de un nuevo generador, autogenerador o cogenerador, de forma directa o a través de otro usuario del Sistema de Transmisión deberá ser autorizada por ETESA y dicha solicitud tendrá que ser acompañada, con copia al CND, de lo siguiente:

1. La solicitud escrita donde expresa su deseo de conectarse al SIN.
2. Toda la información técnica relativa a su proyecto de generación.
3. Los correspondientes Estudios Eléctricos realizados por el solicitante, que demuestren que su conexión no afectará de manera adversa al Sistema de Transmisión o al otro usuario del Sistema de Transmisión. Utilizando las premisas y la base de datos del SIN suministrada por ETESA. La base de datos y premisas para el desarrollo de los Estudios Eléctricos será proporcionada en un plazo no mayor de 30 días calendarios luego de la firma de un acuerdo de confidencialidad.

Quando la conexión se realice a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, ETESA deberá coordinar con el otro usuario del Sistema de Transmisión el contenido de la base de datos y premisas de los estudios, y será proporcionada en un plazo no mayor de 30 días hábiles luego de la firma de un acuerdo de confidencialidad.

Se adiciona el artículo 35A:

Artículo 35A. “Si el nuevo consumo a conectarse en el Sistema de Transmisión corresponde a una capacidad de transformación instalada igual o superior al valor en MW de la máxima contingencia simple, vigente al momento de solicitar la viabilidad de conexión, se deberá abastecer dicho consumo con:

- Generación de su propiedad en sus predios, o
- Generación que se instale en el Sistema interconectado Nacional, dedicada a abastecer el consumo de forma exclusiva a través de un contrato de suministro de Potencia Firme, siempre y cuando esto conlleve la instalación de una nueva capacidad de generación que cubra el nuevo requerimiento”.

El CND publicará y mantendrá actualizado en su sitio web el listado de todas las contingencias simples que analiza, indicando le monto que representa en MW y resaltando la máxima contingencia simple.

Se adiciona el artículo 40A:

Artículo 40A. “En el caso de una empresa distribuidora del servicio eléctrico o un gran cliente, que se conecte a la red de transmisión a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, una vez cumplidos los requisitos establecidos en el



ASEP

presente Reglamento, el interesado deberá comunicar por escrito al CNД que esta demanda o ampliación de instalaciones existentes está en condiciones técnicas de conectarse al SIN. Además, previo a la aprobación de la solicitud, suministrará copia de nota de viabilidad de conexión o contrato de acceso con dicho usuario”.

Se adiciona el artículo 41A:

Artículo 41A. “La solicitud de acceso presentada a ETESA por parte de un generador, autogenerador o cogenerador que pretenda conectarse a la Red de transmisión, deberá ir acompañada de lo siguiente:

1. La información indicada en el Capítulo III y IV de las Normas para la Expansión del Sistema del Reglamento de Operación. Si la solicitud se hace a través de otro usuario del Sistema de Transmisión, previo a la aprobación de la solicitud deberán presentar copia de nota de viabilidad de conexión o contrato de acceso con dicho usuario.

La Solicitud de Acceso debe ser acompañada con una copia de la resolución que otorga el derecho de Concesión, o licencia provisional, o copia del certificado provisional de Autogenerador o Cogenerador, emitido por la ASEP y en estado vigente.

2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y que el mismo operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente reglamento. Los Estudios requeridos son:

- a. Estudios de Flujos de Carga: orientados a identificar sobrecargas térmicas en las líneas y transformadores e incumplimientos de los niveles de tensión en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso. El análisis deberá incluir la evaluación del sistema en estado N ante contingencias N-1.
 - b. Estudios de Estabilidad de Voltaje: orientados a determinar la necesidad de equipamiento para el control de tensión y reserva reactiva en aquellos nodos donde sea necesario.
 - c. Estudios de Estabilidad Transitoria: orientados a determinar condiciones de inestabilidad en el dominio del tiempo ante la ocurrencia de fallas.
 - d. Estudios de Corto Circuito: orientados a identificar corrientes de cortocircuito en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso.
3. En el caso de los generadores, autogeneradores o cogeneradores que tengan una capacidad instalada menor o igual a 10 MW, el estudio de interconexión debe contemplar solamente los literales a, b y c del punto 2.

AP
Olsen

En el caso de que la Solicitud de Acceso se realice en un punto de conexión que, de manera directa o indirecta, se conecte a un punto del Sistema de Transmisión que supere los 10 MW, se deberán cumplir con los requisitos establecidos en los puntos 1) y 2).

4. En adición a lo indicado en el punto 2, los generadores, autogeneradores o cogeneradores presentarán:
 - a. Certificaciones y análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos principales a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en las normas internacionales que apliquen y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso.
 - b. Para el caso de centrales eólicas y centrales solares, las certificaciones y análisis deben cubrir el cumplimiento de lo establecido en los Códigos de Redes vigentes, en donde se describen los requerimientos específicos y generales necesarios para conectar los generadores eólicos y solares al Sistema Interconectado Nacional.
 - c. Los generadores eólicos y solares deberán cumplir todo lo establecido en el Código de Redes respectivo. De acuerdo con la capacidad de la planta que realiza la solicitud.
5. En el caso específico de generadores, autogeneradores o cogeneradores que se conecten directamente a la red de las empresas distribuidoras, sólo presentarán lo establecido en el punto 4 y la viabilidad de acceso otorgada por la empresa distribuidora.
6. La información a suministrar deberá ser compatible con la herramienta tecnológica utilizada por ETESA para los estudios eléctricos de conexión. Estos estudios deberán demostrar que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión.
7. Los SAEB, conforme se define en el procedimiento correspondiente, presentarán:
 - a. Certificaciones y análisis de los laboratorios en fábrica o laboratorios reconocidos donde indiquen que los equipos a instalar cumplen con los estándares de calidad de energía establecidos en las normas internacionales que apliquen y que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso.
 - b. Estudios de Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos”.

Se adiciona el artículo 41B:

Artículo 41B. “La Solicitud de Acceso presentada a ETESA por parte de un distribuidor o gran cliente que pretendan conectarse a la Red de transmisión, deberá ir acompañada de lo siguiente:



ASEP

1. La información indicada en el Capítulo IV de las Normas para la Expansión del Sistema del Reglamento de Operación.
2. Los Estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la Solicitud de Acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso. Y que se operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente reglamento. Los Estudios requeridos son:
 - a. Estudios de Flujos de Carga: orientados a identificar sobrecargas térmicas en las líneas y transformadores e incumplimientos de los niveles de tensión en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso. El análisis deberá incluir la evaluación del sistema en estado N ante contingencias N-1.
 - b. Estudios de Corto Circuito: orientados a identificar problemas de corrientes de cortocircuito en las subestaciones del Sistema de Transmisión y al otro usuario del Sistema de Transmisión de ser el caso.
 - c. Estudios de Coordinación de Protecciones: permiten analizar y garantizar la correcta coordinación de los dispositivos de protección en el sistema eléctrico, asegurando la eficacia y confiabilidad de las medidas de seguridad”.

Artículo 43:

Donde dice:

- **Artículo 43.** “ETESA verificará la consistencia de la información contenida en la solicitud y podrá requerir del solicitante la presentación de información faltante o adicional”.

Debe decir:

- **Artículo 43.** “ETESA verificará la consistencia de la información y los estudios contenidos en la solicitud. ETESA sólo podrá requerir información o estudios faltantes que se encuentren listados en los artículos 41A y 41B. ETESA no podrá solicitar información o estudios adicionales a los listados en los artículos 41A y 41B. De requerir ETESA estudios adicionales, deberá realizarlos con recursos propios”.

Artículo 50:

Donde dice:

- **Artículo 50.** “La puesta en servicio de una conexión será autorizada por ETESA cuando el Solicitante ha cumplido con lo siguiente:

...



ASEP

c) Aprobación por parte del CND del diseño y optimización de los sistemas de control y protecciones de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación. En esta etapa, previa a la puesta en servicio, se realizarán los estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como son: sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo.

...
e) Ensayos de campo para verificar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a lo que se establezca en los Reglamentos de Transmisión, Operación, Comercial y Metodologías de Detalle, sujetas a la aprobación de ETESA y el CND".

Debe decir:

• **Artículo 50.** "La puesta en servicio de una conexión será autorizada por ETESA cuando el Solicitante ha cumplido con lo siguiente:

...
c) Aprobación por parte del CND del diseño y optimización de los sistemas de control y protecciones de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación, **Código de Redes Fotovoltaico y Eólico, para estos tipos de centrales, así como cualquier normativa que aplique y se encuentre vigente, incluyendo las aprobaciones correspondientes conforme a lo establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional en los casos que aplique.** En esta etapa, previa a la puesta en servicio, el agente realizará los estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como son: sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo.

...
e) Ensayos de campo para verificar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a lo que se establezca en los Reglamentos de Transmisión, Operación, Comercial, **Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, Código de Redes Fotovoltaico, Eólico** y Metodologías de Detalle, para estos tipos de centrales, **así como cualquier normativa que aplique y se encuentre vigente,** sujetas a la aprobación de ETESA y el CND.

...
h) **Para la puesta en servicio de una conexión indirecta a la RTR en el país, la misma será autorizada por ETESA y por la empresa a la cual se conecta el Solicitante en caso de ser distinto a ETESA, requiriéndose, además de lo anterior, y cuando exista una solicitud del EOR, el cumplimiento del numeral 16.1.3 del libro III del RMER".**

Artículo 77:

Donde dice:



ASEP

Artículo 77. "...

El Informe de Diagnóstico deberá contener y cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

...

- d) *Los datos de demanda y generación que se consideren para el diagnóstico de la situación actual del sistema de transmisión, deberán ser los más actualizados que disponga el CND a nivel de barras del SPT, mientras que las demandas y generación para el segundo año deberá tomarse del estudio del último Plan de Expansión aprobado, desagregado a nivel de barras del SPT.*
- e) *En el diagnóstico de la situación actual y para el muy corto plazo se deberán realizar al menos los siguientes estudios:*
- *Análisis de Flujos de Carga*
 - *Análisis de Cortocircuitos*
 - *Análisis de Contingencias*
 - *Análisis de Estabilidad*
 - *Análisis de la incorporación al SPT de la generación Eólica y Solar*

Debe decir:

Artículo 77. "...

El Informe de Diagnóstico deberá contener y cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

...

- d) *Los datos de demanda y generación que se consideren para el diagnóstico de la situación actual del sistema de transmisión, deberán ser los más actualizados que disponga el CND a nivel de barras del SPT, mientras que las demandas y generación para el segundo año deberá tomarse del estudio del último Plan de Expansión aprobado, desagregado a nivel de barras del SPT **para los dos años de alcance del estudio.***
- e) *En el diagnóstico de la situación actual y para el muy corto plazo se deberán realizar al menos los siguientes estudios:*
- *Análisis de Flujos de Carga*
 - *Análisis de Cortocircuitos*
 - *Análisis de Contingencias **simples***
 - *Análisis de Estabilidad de **tensión***
 - ***Análisis de Régimen dinámico***
 - *Análisis de la incorporación al SPT de la generación Eólica y Solar"*

Artículo 89:

Donde dice:

Artículo 89. *"El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes*



ASEP

manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor”.

Debe decir:

Artículo 89. *“El criterio de seguridad del Sistema Principal de Transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.*

El Sistema de Transmisión debe mantener el margen de reserva reactiva suficiente para garantizar la estabilidad del voltaje y la calidad del servicio de transmisión ante contingencias simples (N-1).

Dicho margen de reserva deberá ser determinado por el Centro Nacional de Despacho en conjunto con ETESA e informado a la ASEP y a los Agentes del Mercado. Para definir el margen se debe considerar como escenario que todos los elementos de compensación de ETESA están operativos.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor”.

Artículo 90:

Donde dice:

Artículo 90. *“En Operación normal la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento”.*



ASEP
Debe decir:

Artículo 90. "En Operación normal (**estado de red N**) la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia **simple (estado N- 1)** la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento".

Artículo 121:

Donde dice:

Artículo 121. "...

B. Las empresas generadoras conectadas a las redes de Media Tensión de una distribuidora, deberán operar sus centrales con un Factor de Potencia de 1.00 (Unitario), con el fin de no afectar los niveles de tensión de la red de distribución a la cual están conectados, excepto en casos de emergencia cuando reciban instrucción directa del CND de operar fuera de dicho valor, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 132 del presente Reglamento".

Debe decir:

Artículo 121. "...

B. Las empresas generadoras conectadas a las redes de Media Tensión de una distribuidora, deberán operar sus centrales con un Factor de Potencia de 1.00 (Unitario), con el fin de no afectar los niveles de tensión de la red de distribución a la cual están conectados, excepto en casos de emergencia cuando reciban instrucción directa del CND de operar fuera de dicho valor.

Artículo 151:

Donde dice:

Artículo 151. "El CND deberá desarrollar una metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones. Esta metodología previamente a su implementación deberá ser sometida a aprobación de la ASEP. Además, el CND deberá calcular y preparar un informe mensual de recargos y retribuciones para cada agente del mercado por incumplimiento del Factor de Potencia y los niveles de tensión del mes, que deberá entregar a los agentes antes del 15 del mes siguiente al analizado.

En general, el total de los recargos y penalizaciones aplicados a una empresa prestadora del Servicio de Transmisión por incumplimiento de los límites de calidad del servicio no pueden superar un valor igual al 10% de la remuneración recibida por cargos de uso y conexión del Sistema de Transmisión nacional durante el período de control".

Debe decir:



ASEP

Artículo 151. "El CND empleará la metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones, previamente aprobada por la ASEP. De ser requerido, el CND deberá someter a aprobación de la ASEP las modificaciones necesarias a esta metodología específica, para mantener la vigencia de la misma. Además, el CND deberá calcular y preparar un informe mensual de recargos y retribuciones para cada agente del mercado por incumplimiento del Factor de Potencia y los niveles de tensión del mes, que deberá entregar a los agentes antes del 15 del mes siguiente al analizado.

En general, el total de los recargos y penalizaciones aplicados a una empresa prestadora del Servicio de Transmisión por incumplimiento de los límites de calidad del servicio no pueden superar un valor igual al 10% de la remuneración recibida por cargos de uso y conexión del Sistema de Transmisión nacional durante el período de control".

Se agrega la siguiente sección:

SECCIÓN VII.1.1 A: CONFIABILIDAD DE LOS GENERADORES CON ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA CONECTADOS AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 103A. Para los efectos de esta sección, en adelante se entenderá por Generador con Esquema de Desconexión Automática de Carga a cualquier generador, autogenerador o cogenerador que participa en un mecanismo automático de desligue de carga.

Artículo 103B. Los Generadores con Esquemas de Desconexión Automática de Carga velarán por que su operación no afecte la confiabilidad del Sistema de Transmisión, ni provoque la activación de dichos esquemas. Quedan excluidos los casos de fuerza mayor o caso fortuito debidamente comprobados.

Artículo 103C. El CND llevará registro, desagregado por planta, de todos los eventos causados por Generadores con Esquemas de Desconexión Automática de Carga, que activen esquemas de desconexión de carga, incluidos los esquemas generales que afecten al sistema. En cada registro se consignará: fecha, hora, duración, energía no suministrada y MW desconectados por empresa distribuidora.

Artículo 103D. Con los registros llevados por el CND se medirán dos indicadores anuales, basados en la cantidad de interrupciones y en el tiempo de duración de las interrupciones. Estos indicadores son:

CECG = Cantidad de eventos en un año calendario causados por el generador que involucren la activación de Esquemas de Desconexión Automática de Carga.

$$CECG = \sum_{i=1}^n CECGi$$

Donde,

n = cantidad de eventos.

CECGi = evento i con desligue de carga.



ASEP

TTECG = Tiempo total de duración de los eventos en un año calendario causados por el generador, definido con base en la siguiente fórmula:

$$TTECG = \sum_{i=1}^n \frac{ENS}{MW_{desc}}$$

Donde,

n = cantidad de eventos.

ENS = Energía No Suministrada en el evento i en MWh.

MW_{desc} = MW Desconectados, en el evento i.

Artículo 103E. Los límites permisibles en un año calendario son:

Indicador	Límite
CECG	4 eventos / año
TTECG	0.80 horas / año

Artículo 103F. El CND publicará y mantendrá actualizada en su sitio web la información, a más tardar el 31 de enero de cada año, la lista de Generadores d con Esquemas de Desconexión Automática de Carga conectados al sistema principal de transmisión junto con sus valores anuales de CECG y TTECG, desagregados por planta.

Artículo 103G. Los Generadores con Esquemas de Desconexión Automática de Carga, deberán resarcir a los participantes consumidores a través del pago de una compensación, cuando existan niveles de confiabilidad anuales que sobrepasen los límites establecidos en el presente Reglamento, para los indicadores CECG y TTECG. Esta compensación es independiente de cualquier penalidad, compensación, compra en el mercado ocasional, asignación de generación obligada u otros que le corresponda al generador por su participación en el mercado de contratos, mercado ocasional, Mercado Eléctrico Regional y/o por el incumplimiento del Reglamento de Transmisión, Reglamento de Operación y Metodologías de Detalle.

El monto de la compensación se asignará como un crédito a los participantes consumidores que pagan el Servicio Auxiliar de Seguimiento a la Demanda, en el Documento de Transacciones Económicas, en proporción a su consumo en el año calendario para el que se calcularon los niveles de confiabilidad. En el caso de los participantes consumidores que sean empresas distribuidoras, los mismos trasladarán los montos a los clientes regulados como un descuento en la factura de electricidad indicando explícitamente la compensación que corresponde.

Para todos los efectos, "año calendario" abarca de las 00:00 horas del 1 de enero hasta las 23:59 horas del 31 de diciembre.

Artículo 103H. Para el cálculo del monto de la compensación indicada en el artículo anterior, la Energía No Servida se valorará utilizando como referencia el Costo de Energía No Servida (CENS) vigente en cada año calendario evaluado, aplicable en las Normas de Calidad del Servicio de Transmisión, de acuerdo a lo siguiente:

Año	2026	2027	2028 y en adelante
CENSAPLI (\$/MWh)	CENS (\$/MWh) / 4	CENS (\$/MWh) / 2	CENS (\$/MWh)

Las compensaciones se calcularán de acuerdo con las siguientes fórmulas, considerando un año calendario de 8760 horas:



Para el CECG:

$$\text{Compensación} = \left[\frac{(\text{CECG} - \text{CECG}_{\text{límite}})}{8760} \right] * \left(\frac{\text{TTECG}}{\text{CECG}} \right) * \text{Energía Anual (MWh)} * \text{CENSAPLI (B./MWh)}$$

Para el TTECG:

$$\text{Compensación} = \left[\frac{(\text{TTECG} - \text{TTECG}_{\text{límite}})}{8760} \right] * \text{Energía Anual (MWh)} * \text{CENSAPLI (B./MWh)}$$

Donde:

- CECG_límite = 4 eventos/año (art. 103E)
- TTECG_límite = 0,8 horas/año (art. 103E)
- Energía_Anual (MWh) = suma de la energía consumida por todos los clientes finales en el año calendario
- CENSAPLI (B./ MWh) = valor de la Energía No Servida Aplicable definido en la tabla precedente

Artículo 103I. En el caso que los límites de ambos indicadores, CECG y TTECG, hayan sido superados en la evaluación anual, la compensación a los participantes consumidores corresponderá con aquel que presente el mayor monto de compensación. De presentarse que sólo se supera el límite de un indicador, la compensación corresponderá a la fórmula correspondiente del indicador que se incumple.