



MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026
TRÁMITE N° 2026-66801-2-0-0-0-DPT
CIAE N° 0000-0000-0000-0000
La Paz, 11 de junio de 2026

TRÁMITE: Aprobación del Reglamento Técnico para la implementación y aplicación del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: APROBAR el "*Reglamento Técnico para la implementación y aplicación del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026*", conforme al Anexo de la presente Resolución.

VISTOS:

El Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026; el Informe AETN-DPT N° 292/2026 de 10 de junio de 2026; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente y,

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), instituyendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado (CPE).

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) por Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, se reglamentó el inciso d) del artículo 15 de Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, estableciendo criterios de eficiencia, sostenibilidad y diversificación energética que permitan a las empresas de Distribución generar electricidad mediante fuentes de energía renovable hasta un quince por ciento (15%) de su demanda máxima. Asimismo, la Disposición Transitoria Única del citado Decreto Supremo dispuso que la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), mediante Resolución Administrativa, reglamente lo establecido en dicha norma.

Que mediante Informe AETN-DPT N° 292/2026 de 10 de junio de 2026, en mérito al análisis efectuado, se recomienda aprobar el "*Reglamento Técnico para la implementación y aplicación del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026*", conforme al Anexo.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 1 (ALCANCE) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece:

RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026; Página 1 de 15

AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD
Y TECNOLOGÍA NUCLEAR (AETN)

La Paz - Oficina Central, Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado)
Teléfonos: (591 - 2) 2312401 - (591 - 2) 2430309





MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026
TRÁMITE N° 2026-66801-2-0-0-0-DPT
CIAE N° 0000-0000-0000-0000
La Paz, 11 de junio de 2026

"(...) Están sometidas a la presente ley, todas las personas individuales y colectivas dedicadas a la Industria Eléctrica, cualesquiera sea su forma y lugar de constitución. (...)"

Que el artículo 12 (Funciones y atribuciones) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, dispone que se tendrá las siguientes atribuciones específicas sujetas a lo dispuesto en la presente ley y sus reglamentos:

"i) Aprobar y controlar, cuando corresponda, los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la Industria Eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional;"

Que el inciso d) del artículo 15 (DIVISIÓN y LIMITACIONES A LA PROPIEDAD) de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, señala:

"d) Excepcionalmente, y de acuerdo a reglamento, las empresas de Distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de Generación, que utilice y aproveche recursos naturales renovables, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) del total de su demanda máxima."

Que el artículo 6 (COSTO DE GENERACIÓN Y ACTUALIZACIÓN) del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, establece:

"I. La AETN realizará el cálculo del LCOE Regulado con base a criterios de eficiencia y sostenibilidad del SGREA Regulado, en cada caso que corresponda, así como definir su actualización de acuerdo a las fórmulas de indexación correspondientes.

II. El costo de generación resultante según lo establecido en el Parágrafo precedente, será incluido en los correspondientes estudios tarifarios, sujeto a procedimiento específico por parte de la AETN.

III. La AETN desarrollará la reglamentación que garantice que no existan subsidios cruzados entre la actividad de distribución y la de generación.

IV. La AETN determinará diferentes SGREA Regulado para cada Distribuidora considerando regiones con características homogéneas para el aprovechamiento de energías primarias estableciendo en cada caso el LCOE Regulado correspondiente.

V. La AETN determinará una tasa de descuento en base a la metodología WACC."

Que el Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, establece en su Disposición Transitoria Única lo siguiente:

"En un plazo de hasta treinta (30) días hábiles, computables a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, la AETN, mediante Resolución Administrativa, reglamentará lo establecido en la presente norma."

Que el artículo 51 (COMPETENCIAS DE LA AUTORIDAD) del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado conforme el artículo 2 del Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, dispone que entre las competencias de la AETN, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al presente Decreto Supremo, entre otras se tiene las siguientes:

RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026; Página 2 de 15

AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD
Y TECNOLOGÍA NUCLEAR (AETN)
La Paz - Oficina Central, Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado)
Teléfonos: (591 - 2) 2312401 - (591 - 2) 2430309





MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026
TRÁMITE N° 2026-66801-2-0-0-0-DPT
CIAE N° 0000-0000-0000-0000
La Paz, 11 de junio de 2026

"b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales;
c) Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE;

d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública;"

Que el artículo 53 (ATRIBUCIONES DEL DIRECTOR EJECUTIVO) aprobado mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado conforme el artículo 2 del Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, señala que adicionalmente a las atribuciones establecidas en la norma sectorial específica, el Director Ejecutivo de la AETN, tiene, entre otras, las siguientes atribuciones:

"h) Aplicar criterios de cálculo de precios y tarifas para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización y fijar precios y tarifas en el sector de electricidad;

i) Aprobar mediante Resolución Administrativa y controlar la aplicación, cuando corresponda, de los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional;

j) Controlar, fiscalizar y regular toda la cadena del sector eléctrico de acuerdo a la normativa vigente, en todo el territorio nacional, tanto dentro como fuera del sistema interconectado nacional;"

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 292/2026 de 10 de junio de 2026, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, estableció lo siguiente:

"(...) 3. ANÁLISIS.

El Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, abrogó el Decreto Supremo N° 24651 de 13 de junio de 1997, que reglamentaba el Artículo 15 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y aprobó una nueva reglamentación del inciso d) del citado artículo.

La referida norma estableció las condiciones bajo las cuales las empresas de Distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de generación que utilice y aproveche recursos naturales renovables, hasta un límite equivalente al quince por ciento (15%) de su demanda máxima. Asimismo, incorporó criterios de eficiencia, sostenibilidad y diversificación energética, definiendo aspectos relacionados con la determinación de la capacidad máxima permitida, el Costo Nivelado de Energía Regulado (LCOE Regulado), el Sistema de Generación Renovable Económicamente Adaptado Regulado (SGREA Regulado) e instruyó a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) a reglamentar mediante Resolución Administrativa el mencionado Decreto Supremo.

RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026; Página 3 de 15

**AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD
Y TECNOLOGÍA NUCLEAR (AETN)**
La Paz - Oficina Central, Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado)
Teléfonos: (591 - 2) 2312401 - (591 - 2) 2430309



En ese contexto, la Consultora QUANTUM elaboró una propuesta de Reglamento Técnico para la implementación del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, sobre cuya base el análisis técnico del presente Informe se desarrolla conforme a las disposiciones establecidas en el mencionado Decreto Supremo, comprendiendo: i) la metodología para la determinación de la Capacidad Máxima Permitida (CMP), ii) la metodología para determinar la tasa de descuento, iii) la modelación del Sistema de Generación Renovable Económicamente Adaptado Regulado (SGREA Regulado), y iv) la determinación del Costo Nivelado de Energía Regulado (LCOE Regulado).

3.1 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA PERMITIDA

El Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, establece que las empresas distribuidoras podrán desarrollar proyectos de generación con fuentes renovables, sujetas a una Capacidad Máxima Permitida (CMP). En este contexto, resulta necesario definir una metodología objetiva y verificable para determinar dicho límite, considerando criterios técnicos, económicos y la normativa vigente.

La revisión de experiencias internacionales evidencia que la capacidad máxima permitida para la generación distribuida con fuentes renovables suele establecerse como un porcentaje de la demanda o de la capacidad de la red. En Costa Rica se limita al 15% de la demanda máxima anual de cada circuito, mientras que en Panamá se establecen límites vinculados a la demanda máxima y al consumo anual de la distribuidora.

Asimismo, organismos reguladores como la NARUC (Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Servicios Públicos) de los Estados Unidos, recomiendan que los niveles de penetración se determinen considerando la demanda de los circuitos, la capacidad de la red para absorber flujos inversos y la distribución geográfica de la generación instalada. Por su parte, estudios técnicos de la GIZ muestran que los límites fijos pueden resultar conservadores, evidenciando que la capacidad de integración puede ser superior cuando se realizan estudios de capacidad de acogida y se aplican medidas de mitigación adecuadas.

En conjunto, estas experiencias destacan la necesidad de establecer límites de generación renovable sustentados en criterios técnicos, operativos y regulatorios que garanticen la seguridad y eficiencia de las redes de distribución.

En el caso concreto de Bolivia, el inciso d) del artículo 15 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece lo siguiente: "excepcionalmente, y de acuerdo a reglamento, las empresas de Distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de Generación, que utilice y aproveche recursos naturales renovables, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) del total de su demanda máxima. (...)"

De acuerdo a este porcentaje establecido, a continuación, se presenta la Metodología para establecer la capacidad máxima de cada distribuidora que opera en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).



3.1.1 Cálculo de la CMP Basado en el 15% de la Demanda Máxima Anual

1. La demanda máxima anual del último año eléctrico anterior a la solicitud realizada por la Distribuidora será obtenida de la información declarada por la Distribuidora de electricidad, de sus Sistemas pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), en los formularios ISE 170 u otra información que la AETN considere necesaria.
2. La Capacidad Máxima Permitida (CMP) total será el resultado de la multiplicación de la demanda máxima anual por el 15%.
3. En caso de que la CMP se distribuya entre varios circuitos, la suma de las capacidades nominales de las centrales de generación renovable propuestas, no deberá exceder la CMP. Asimismo, cuando coexistan distintas tecnologías de generación, deberán considerarse sus respectivos factores de capacidad y perfiles de producción con el fin de evaluar la potencia consolidada en el punto de inyección y verificar la posible ocurrencia de flujos inversos en la red de distribución.

3.1.1.1 Verificación de la CMP por Circuito o Alimentador

Tanto la experiencia internacional como la propia configuración técnica de las redes de distribución de electricidad demuestran que un único límite global sería insuficiente para proteger la calidad del servicio en circuitos débiles o con mayor saturación. Por lo cual, corresponde complementar el requisito del límite global del 15%, con el requerimiento de presentar, para cada proyecto de planta de generación a ser incorporada, estudios de prefactibilidad técnica que justifiquen la potencia a instalar en un circuito en particular con el objetivo de validar la operabilidad técnica y mantener el nivel de tensión y frecuencia dentro de los límites definidos.

3.1.1.2 Estudios de Capacidad de Alojamiento (hosting capacity)

La integración de generación renovable requiere la realización de estudios de capacidad de alojamiento para verificar que la red de distribución pueda admitir la nueva generación sin afectar la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico. Estos estudios permiten identificar las condiciones y limitaciones técnicas de la red, garantizando una incorporación compatible con su operación. Los criterios y procedimientos aplicables se encuentran establecidos en el Reglamento Técnico.

3.2 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA TASA DE DESCUENTO

De acuerdo a lo establecido en el DS N° 5616, la Tasa de Descuento a ser utilizada para el cálculo del LCOE debe ser estimada mediante la metodología de Costo Medio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés). En este sentido, la Consultora QUANTUM elaboró una propuesta de la metodología para determinar la tasa de descuento mediante el WACC, que es ampliamente conocida y utilizada a nivel mundial. Sobre la base presentada por la consultora, la AETN simplificó la fórmula y definió los parámetros para su aplicación práctica, la cual se muestra a continuación.



El WACC reflejará el costo de oportunidad del capital requerido para financiar el proyecto, considerando tanto el patrimonio o capital propio, así como la deuda financiera. Su cálculo inicial se realizará en términos nominales, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$WACC_{nominal} = \left(\frac{E}{V}\right) * k_e + k_d * \left(\frac{D}{V}\right) * (1 - T)$$

Dónde:

- $WACC_{nominal}$: Costo Medio Ponderado del Capital, representa el costo de financiamiento de la empresa, en términos nominales;
- E = Patrimonio;
- D = Deuda;
- $V = E + D$;
- k_e : Costo del Patrimonio en términos nominales;
- k_d : Costo de la Deuda, en términos nominales;
- T : Tasa del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) en Bolivia.

Dado que el LCOE deberá determinarse en términos reales, el WACC nominal deberá re-expresarse en términos reales mediante la siguiente fórmula:

$$WACC_{real} = \frac{WACC_{nominal} - \pi}{1 + \pi}$$

Dónde:

- $WACC_{real}$: Costo Medio Ponderado del Capital, en términos reales;
- π : Tasa anual de inflación internacional (Estados Unidos);
- $WACC_{nominal}$: Costo Medio Ponderado del Capital, en términos nominales.

3.2.1 Costo de Capital Propio (k_e)

El costo del capital propio (k_e) se estimará mediante el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM) ajustado por riesgo país, conforme a la siguiente expresión:

$$k_e = r_f + \beta_e * (r_m - r_f) + r_p$$

Dónde:

- r_f : Tasa de retorno libre de riesgo deberá estimarse a partir de una referencia de instrumentos financieros de alta solvencia;
- β_e : Beta del "equity";
- r_m : Tasa de retorno de mercado según el índice S&P500;
- r_p : Prima de riesgo país según el índice Emerging Markets Bond Index Global de Bolivia (EMBIG Bolivia).

Para la determinación del beta del "equity", se tomará como referencia estimaciones del coeficiente beta publicadas por fuentes de información financiera reconocidas, aplicables al sector de generación renovable.

Previamente a la determinación del beta del "equity", se deberá eliminar el efecto de la estructura de financiamiento del coeficiente beta de generación renovable referencial, calculando el beta desapalancado mediante la siguiente fórmula:



$$\beta_d = \frac{\beta_a}{1 + \frac{D}{E}(1 - T_g)}$$

Dónde:

- β_d : Corresponde al beta desapalancado;
- β_a : Corresponde al beta de una fuente referencial;
- $\frac{D}{E}$: Es la relación de endeudamiento de la fuente referencial.
- T_g : Tasa efectiva del impuesto a las ganancias de la fuente referencial.

Una vez obtenida el beta desapalancado, se calculará el beta del "equity" (β_e), considerando la estructura de capital representativa del sector, mediante la siguiente expresión:

$$\beta_e = \beta_d * \left[1 + \frac{D}{E}(1 - T) \right]$$

Donde, en adición a los conceptos anteriores se definen:

- β_e : Beta a aplicar en Bolivia;
- T : Tasa del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) en Bolivia;
- $\frac{D}{E}$: Es la relación de endeudamiento determinada como representativa del sector.

3.2.2 Costo de la Deuda (k_d)

El costo de la deuda (k_d) se determinará como la suma de la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo país y una prima por riesgo de crédito, conforme a la siguiente expresión:

$$k_d = r_f + r_p + r_c$$

Dónde:

- ❖ k_d : Representa el costo de la deuda;
- ❖ r_f : Tasa de retorno libre de riesgo deberá estimarse a partir de una referencia de instrumentos financieros de alta solvencia;
- ❖ r_p : prima de riesgo país según el índice Emerging Markets Bond Index Global de Bolivia (EMBIG Bolivia); y
- ❖ r_c : Prima por riesgo de crédito que deberá estimarse a partir de instrumentos de deuda emitidos por empresas comparables del sector eléctrico o de servicios públicos.

3.2.3 Estructura de Capital

La AETN definirá la estructura del capital para la determinación del WACC, tomando en cuenta indicadores financieros de las empresas distribuidoras que operan en el Sistema Interconectado Nacional, añadiendo en su caso parámetros de eficiencia.

La participación de la deuda y del patrimonio en la estructura de capital se determinará conforme a las siguientes expresiones:



$$\frac{D}{V} = \frac{D}{D + E}$$

$$\frac{E}{V} = \frac{E}{D + E}$$

Dónde:

- $\frac{D}{V}$: Representa la participación de la deuda financiera en la estructura de capital;
- $\frac{E}{V}$: Representa la participación del patrimonio en la estructura de capital;
- D: Deuda financiera;
- E: Patrimonio.

Para la determinación del WACC, la AETN considerará la información disponible de las variables correspondientes, al 31 de diciembre de la gestión inmediatamente anterior.

3.3 MODELACIÓN DEL SGREA Y DEL LCOE

El Sistema de Generación Renovable Económicamente Adaptado (SGREA) es el conjunto de instalaciones de generación renovable, de diversas potencias y tecnologías, localizadas en puntos de conexión de Media Tensión (MT) de la distribuidora, dimensionadas de manera que constituyan la alternativa de mínimo costo, cuya evaluación económica se realiza mediante el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), definido como el costo unitario de generación que equilibra el valor presente de los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas con el valor presente de la energía producida durante la vida útil del proyecto.

3.3.1 Metodología para la Identificación del SGREA

La identificación del SGREA por parte de cada distribuidora sigue una metodología de optimización económico-técnica que incluye las siguientes etapas:

1. **Identificación de Emplazamientos Candidatos:** Se seleccionan subestaciones, alimentadores y puntos de conexión de media tensión donde exista capacidad de alojamiento disponible, infraestructura adecuada y condiciones de demanda favorables. El resultado es una tabla de emplazamientos candidatos.
2. **Definición de Tecnologías Elegibles:** Se asignan tecnologías (fotovoltaica, eólica, otras) a cada emplazamiento candidato, considerando el recurso disponible, la normativa, la aceptación social y ambiental, y el código de red del distribuidor. Se genera una matriz emplazamiento-tecnología.
3. **Definición de Rango de Potencias:** Para cada combinación de sitio y tecnología se establecen los rangos de potencia mínima y máxima a evaluar, así como el paso incremental (ΔP).
4. **Filtrado de Alternativas no Factibles:** Se descartan las configuraciones que no cumplen las restricciones de capacidad, cortocircuito, tensión u otros requisitos técnicos. El resultado es un registro de descartes.
5. **Selección del SGREA Propuesto:** Se selecciona la alternativa que minimiza el Costo Total (CT) entre las factibles. Esta configuración se presenta como SGREA propuesto, acompañado de una ficha técnica que justifica su selección como la solución óptima.



3.3.2 Expresión del Costo Total y Componentes del CAPEX

El Costo Total (CT) se define como la suma de los valores presentes de las inversiones de capital, los costos de operación y mantenimiento, los costos administrativos y el valor monetario de las pérdidas asociadas al proyecto en el horizonte de evaluación, Matemáticamente:

$$CT = \sum_{t=0}^T \frac{CAPEX_t + O\&M_t + Admin_t + Pérdidas_t}{(1+r)^t}$$

Dónde:

- CT: Costo total del proyecto.
- CAPEX_t: Inversiones de capital realizadas en el año t.
- O&M_t: Costos de operación y mantenimiento en el año t.
- Admin_t: Costos administrativos y de gestión asociados al proyecto en el año t.
- Pérdidas_t: Valor monetario de los Ahorros por Menores Pérdidas Técnicas.
- r: Tasa de Descuento.
- T: horizonte de evaluación correspondiente a la vida útil del proyecto, expresada en años.

El CAPEX debe desglosarse como mínimo en:

- Equipos de generación (módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, grupos diésel asociados a híbridos).
- Equipos complementarios o auxiliares (inversores, transformadores, sistemas de protección).
- Obras civiles y montaje.
- Conexión en media tensión (líneas, celdas, ampliación de subestaciones).
- Sistemas de medición certificados.
- Servicios de ingeniería, gestión y permisos.
- Contingencias, declaradas como porcentaje de la inversión.

Las inversiones en red de distribución necesarias para la conexión, evacuación, integración operativa o construcción de la planta deberán identificarse, valorizarse y justificarse de manera separada. Dichas inversiones no formarán parte del CAPEX reconocido dentro del LCOE regulado de generación y en caso de ser ejecutadas por la Distribuidora, deberán ser presentadas como inversiones singulares de distribución para su eventual reconocimiento en la Revisión Ordinaria de Tarifas, siempre que cumplan con los requisitos aplicables.

Para evitar distorsiones en la selección del SGREA, las inversiones de red deberán ser incorporadas en la evaluación comparativa de alternativas mediante el cálculo del costo total conjunto. De esta manera, una alternativa no podrá ser seleccionada únicamente por presentar un LCOE de generación menor si dicho resultado se explica por la exclusión de inversiones significativas en la red de distribución que luego serían reconocidas mediante tarifas de distribución.



3.3.3 Metodología de Cálculo del LCOE

El LCOE es el precio constante por unidad de energía que se calcula como la relación entre el valor presente de los costos propios de generación reconocibles y el valor presente de la energía neta entregada al sistema durante la vida útil regulatoria del proyecto.

El cálculo del LCOE no deberá incluir inversiones en activos de red de distribución, aun cuando dichas inversiones resulten necesarias para la conexión, evacuación o integración operativa de la planta. Estas inversiones deberán ser tratadas separadamente como inversiones singulares de distribución, sin perjuicio de su consideración en la evaluación comparativa de alternativas para la determinación del SGREA. La formulación general es:

$$LCOE = \frac{CT}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dónde:

- CT: Costo total del proyecto.
- r: Tasa de Descuento
- T: Horizonte de evaluación correspondiente a la vida útil del proyecto, expresada en años.
- E_t : Energía neta entregada al sistema en el año t, expresada en MWh, considerando la degradación anual de generación cuando corresponda.

Además, se debe considerar la degradación anual de los equipos de generación (cuando corresponda), la disponibilidad esperada del sistema, las pérdidas internas de conversión y transformación y las restricciones operativas o de despacho, si correspondieran.

Para que el estudio sea comparable y auditable, las distribuidoras deberán declarar al menos los siguientes parámetros:

- Tasa de descuento (r): Debe expresarse como tasa real anual. Su valor debe basarse en el Costo Medio Ponderado de Capital (WACC) aprobado por la AETN.
- Vida útil: Número de años considerados para la operación del proyecto, consistente con las referencias tecnológicas y la normativa AETN.
- Degradación anual: Porcentaje de degradación anual de la producción (por ejemplo, 0,5 – 0,6% para solar fotovoltaica, valores específicos para eólica).
- Factor de planta: Porcentaje del tiempo en que la planta opera a potencia nominal. Debe basarse en simulaciones con datos de recurso local.
- Moneda y fecha base: Definición de la moneda (Bolivianos) y de la fecha de referencia para los costos y las tasas.

La producción de energía debe modelarse con datos de recursos locales. Se debe presentar la energía con una probabilidad de excedencia de 50% - P50 (estimación más probable) y cuando sea posible con una probabilidad de excedencia del 90% - P90 (estimación conservadora). Se recomienda incluir un perfil horario anual (8760 horas) y curvas mensuales de producción. Deben descontarse pérdidas internas de inversores, transformadores y cables y considerarse restricciones de despacho.



3.4 PROCEDIMIENTO Y PARÁMETROS PARA DETERMINAR EL SGREA REGULADO Y EL LCOE REGULADO

La determinación del SGREA regulado y del LCOE regulado corresponde a la AETN, sobre la base de la información técnica, económica y operativa presentada por la empresa de Distribución y de los análisis independientes que realizará la propia Autoridad.

3.4.1 Procedimiento para la Determinación y Aprobación del LCOE Regulado

La evaluación para la aprobación del SGREA regulado y del LCOE regulado comprende la revisión y validación de la documentación presentada por la Distribuidora, incluyendo los estudios técnicos, económicos y de capacidad de alojamiento, con el fin de verificar la factibilidad del proyecto y sus restricciones operativas.

Sobre esta base, la AETN realizará una evaluación independiente de las principales variables técnicas y económicas del proyecto. Los resultados obtenidos serán contrastados con los valores propuestos por la Distribuidora y cuando estos resulten consistentes o presenten diferencias razonables debidamente justificadas, el SGREA regulado y el LCOE regulado serán aprobados mediante Resolución Administrativa. Una vez aprobados, ambos valores mantendrán su vigencia durante la vida útil del proyecto.

3.4.2 Mecanismos de Actualización del LCOE Regulado

El LCOE regulado aprobado para cada proyecto de generación propia de la empresa distribuidora representa el cargo unitario que será reconocido por la energía efectivamente generada por la planta durante su vida útil regulatoria. Dado que dicho valor se define al momento de aprobación del proyecto y permanece vigente durante toda la vida útil de la instalación, resulta necesario establecer un mecanismo de actualización que permita preservar su valor económico en el tiempo, sin que ello implique una revisión integral o recalcule del LCOE base.

El objetivo principal del mecanismo propuesto es mantener la consistencia económica del LCOE aprobado frente a variaciones de precios relevantes que afectan los costos del proyecto, diferenciando entre componentes importados, componentes nacionales y costos locales indirectos. De esta manera, se busca evitar que la empresa distribuidora asuma descalces significativos entre los costos reconocidos y la evolución de sus costos efectivos, al mismo tiempo que se protege a los usuarios finales frente a ajustes discrecionales o no sustentados.

El mecanismo de actualización propuesto tiene, por lo tanto, tres finalidades principales:

- Preservar el valor económico del LCOE aprobado, manteniendo actualizados los componentes de costo durante la vida útil del proyecto.
- Evitar la revisión periódica del LCOE base, otorgando estabilidad regulatoria y previsibilidad tanto para la distribuidora como para los usuarios.
- Reflejar de manera diferenciada la evolución de los principales componentes de costo, mediante índices específicos asociados a bienes importados, bienes y servicios nacionales y costos locales generales.





- El mecanismo de actualización propuesto para el LCOE Regulado no constituye un mecanismo nuevo, sino que corresponde a uno ya contemplado en la reglamentación vigente, aplicada a los precios de generación con energías alternativas, como los proyectos eólicos y solares que actualmente operan en el Mercado Eléctrico Mayorista.

3.4.2.1 Definición Inicial del LCOE REGULADO Base

El LCOE regulado será determinado inicialmente en dólares estadounidenses por unidad de energía, expresado en USD/MWh, a valores de la fecha base establecida en la resolución de aprobación del proyecto.

La utilización de dólares estadounidenses como unidad inicial de referencia resulta consistente con la práctica habitual en proyectos de infraestructura energética, dado que una parte relevante de los componentes de inversión, equipos principales, tecnología de generación, inversores, módulos, turbinas, sistemas de control, repuestos especializados u otros componentes, suele estar vinculada a mercados internacionales o a precios expresados en moneda extranjera.

Sin embargo, dado que la aplicación tarifaria se realiza en moneda local, el LCOE base aprobado en dólares debe ser convertido inicialmente a bolivianos utilizando el tipo de cambio oficial de venta publicado por el Banco Central de Bolivia, correspondiente a la fecha base del proyecto.

La conversión inicial se realizará mediante la siguiente expresión:

$$LCOE_{Bs,0} = LCOE_{usd,0} \times TC_0$$

Dónde:

$LCOE_{Bs,0}$: LCOE Regulado actualizado expresado en bolivianos por unidad de energía, correspondiente a la fecha base del proyecto.

$LCOE_{usd,0}$: LCOE Regulado base aprobado por la AETN en dólares estadounidenses por unidad de energía.

TC_0 : Tipo de cambio oficial de venta, expresado en bolivianos por dólar estadounidense, correspondiente a la fecha base del proyecto.

3.4.2.2 Actualización del LCOE Regulado

El LCOE Regulado aprobado por la AETN para cada proyecto será determinado inicialmente en dólares estadounidenses por unidad de energía (USD/MWh), el cual para su actualización se expresará en Bs/MWh, para ello se utilizará el Tipo de Cambio oficial publicado por el Banco Central de Bolivia, a valores establecidos en la Resolución de aprobación del LCOE Regulado.

El LCOE Regulado base del proyecto permanecerá vigente durante toda la vida útil regulatoria de la planta, sin perjuicio de la aplicación del mecanismo de actualización establecido en el presente artículo.



A efectos de su actualización, el LCOE Regulado base aprobado será actualizado con base en la siguiente fórmula de indexación mensual:

$$LCOE_n = LCOE_0 \times \left[\alpha \times \frac{IPC}{IPC_0} + \beta \times \frac{PD}{PD_0} \right]$$

Dónde:

- $LCOE_n$: LCOE Regulado actualizado expresado en bolivianos por unidad de energía, aplicable al mes n.
- $LCOE_0$: LCOE Regulado base expresado en bolivianos por unidad de energía, correspondiente a la fecha base del proyecto.
- α : Proporción de los costos en moneda nacional.
- β : Proporción de los costos en dólares estadounidenses.
- IPC : Índice de Precios al Consumidor, será el segundo mes anterior a aquel en que se aplique la Fórmula de Indexación.
- IPC_0 : Índice de precios al consumidor base, corresponderá al del segundo mes anterior a aquel en que se apruebe el LCOE Regulado.
- PD : Precio del dólar expresado en Bs/USD, será el vigente del 25 del mes anterior a aquel en que se aplique la Fórmula de Indexación.
- PD_0 : Precio del dólar base expresado en Bs/USD, corresponderá al día 25 del segundo mes anterior a aquel en que se apruebe el LCOE Regulado.

En todos los casos, el mecanismo de actualización no implicará una revisión del LCOE base aprobado, sino únicamente su actualización paramétrica conforme a la fórmula prevista en el presente artículo.

3.4.2.3 Reexpresión del LCOE Regulado Actualizado a Dólares Estadounidenses

Luego de actualizar el LCOE Regulado en bolivianos, el valor resultante podrá ser reexpresado en dólares estadounidenses al momento de su aplicación. Para ello se utilizará el tipo de cambio oficial de venta publicado por el Banco Central de Bolivia, o la fuente oficial que lo sustituya, correspondiente al período de aplicación.

La re expresión a dólares estadounidenses se realizará conforme a la siguiente expresión:

$$LCOE_{usd,t} = \frac{LCOE_{Bs,t}}{TC_t}$$

Dónde:

$LCOE_{usd,t}$: LCOE actualizado expresado en dólares estadounidenses por unidad de energía, aplicable al período t.

$LCOE_{Bs,t}$: LCOE actualizado expresado en bolivianos por unidad de energía, aplicable al período t.

TC_t : Tipo de cambio oficial de venta, expresado en bolivianos por dólar estadounidense, correspondiente al período t.

Esta reexpresión permite mantener una referencia en dólares del valor actualizado, sin que ello implique recalcular el LCOE base del proyecto.



4. CONCLUSIONES

Por lo expuesto en el presente Informe, se concluye lo siguiente:

- El Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, que reglamentó el inciso d) del Artículo 15 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, instruyó a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), mediante Resolución Administrativa, a reglamentar el mencionado Decreto Supremo.
- En cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, se elaboró el presente Informe Técnico, mediante el cual se analizaron y desarrollaron los criterios, metodologías, procedimientos y parámetros regulatorios necesarios para la determinación de la Capacidad Máxima Permitida (CMP), la Tasa de Descuento basada en la metodología WACC, el Sistema de Generación Renovable Económicamente Adaptado Regulado (SGREA Regulado) y el Costo Nivelado de Energía Regulado (LCOE Regulado), constituyendo la base técnica para la aplicación del Reglamento Técnico que forma parte del presente Informe.

5. RECOMENDACIONES

Por lo expuesto en el presente Informe, se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución Administrativa el Reglamento Técnico para la implementación y aplicación del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, conforme al Anexo del presente Informe.
- Disponer que de conformidad al inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, concordante con el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, proceda con la publicación de la Resolución que emerja del presente Informe por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, así como su publicación en la página web www.aetn.gob.bo.

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN en el Informe AETN-DPT N° 292/2026 de 10 de junio de 2026, conforme a la normativa vigente; en consecuencia, se acepta el citado Informe a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo establecido, en mérito al análisis expuesto en el Informe AETN-DPT N° 292/2026 de 10 de junio de 2026, se concluye que corresponde aprobar el "Reglamento Técnico para la implementación y aplicación del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026", conforme al Anexo de la presente Resolución.



MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026
TRÁMITE N° 2026-66801-2-0-0-0-DPT
CIAE N° 0000-0000-0000-0000
La Paz, 11 de junio de 2026

CONSIDERANDO: (Designación)

Que mediante Resolución Suprema N° 32091 de 13 de noviembre de 2025, el Presidente Constitucional del Estado Plurinacional de Bolivia, designó al ciudadano A. Arturo Dávalos Yoshida como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), quien tomó posesión del cargo el día miércoles 19 de noviembre de 2025.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo designado mediante Resolución Suprema N° 32091 de 13 de noviembre de 2025, en el marco de las atribuciones conferidas por Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y los Decretos Supremos N° 0071 y N° 3892 de 09 de abril de 2009 y 1° de mayo de 2019, respectivamente;

RESUELVE:

PRIMERO. - APROBAR el "Reglamento Técnico para la implementación y aplicación del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026", conforme al Anexo de la presente Resolución.

SEGUNDO.- DISPONER la publicación de la presente Resolución, por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional a través de su edición impresa y/o de su edición digital que permita el conocimiento del contenido de la misma de acuerdo a lo establecido en el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, concordante con el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019 y de conformidad a lo establecido en el artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo concordante con el parágrafo I del artículo 9 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE (RLPA-SIRESE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003, modificado por el Decreto Supremo N° 5003 de 16 de agosto de 2023 y en la página web <https://www.aetn.gob.bo> de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Regístrese, comuníquese y archívese.



A. Arturo Dávalos Yoshida
A. Arturo Dávalos Yoshida
DIRECTOR EJECUTIVO
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Es conforme:

Luis Fernando Salinas Gamarrá
Luis Fernando Salinas Gamarrá
DIRECTOR LEGAL
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026; Página 15 de 15

AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD
Y TECNOLOGÍA NUCLEAR (AETN)
La Paz - Oficina Central, Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado)
Teléfonos: (591 - 2) 2312401 - (591 - 2) 2430309



REGlamento PARA LA DETERMINACIÓN DEL SGREA REGULADO Y LCOE
REGULADO EN CUMPLIMIENTO DEL DECRETO SUPREMO N° 5616 DE 27 DE
ABRIL DE 2026

ARTÍCULO 1.- (OBJETO)

El presente Reglamento tiene por objeto dar cumplimiento a lo establecido en la Disposición Transitoria Única del Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026.

ARTÍCULO 2.- (ALCANCE Y ÁMBITO DE APLICACIÓN)

El presente Reglamento es de aplicación obligatoria para las Distribuidoras de electricidad en todo el territorio de Bolivia. Su ámbito de aplicación comprende las instalaciones de generación eléctrica que utilicen recursos renovables y cuya capacidad, individual o conjunta, no exceda el quince por ciento (15%) del total de la demanda máxima de la empresa de Distribución, conforme a lo dispuesto por el inciso d) del artículo 15 de la Ley N° 1604 y el Decreto Supremo N° 5616. Se excluyen de este Reglamento las actividades de Generación Distribuida de Media Escala reguladas por el Decreto Supremo N° 5549 de 18 de febrero de 2026 y sus modificaciones.

ARTÍCULO 3.- (DEFINICIONES)

Además de las definiciones establecidas en la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, sus Reglamentos y el Decreto Supremo N° 5616 de 27 de abril de 2026, se consideran las siguientes definiciones:

- Ahorros por Menores Pérdidas Técnicas:** Corresponden al valor económico de la reducción de pérdidas técnicas que se produzca en la red eléctrica de distribución, como consecuencia de la incorporación y operación del proyecto de generación renovable. Estos ahorros deberán ser determinados mediante estudios técnicos de flujo de potencia, comparando la situación de la red con y sin el proyecto.
- Costo Total (CT):** Sumatoria de los valores presentes de las Inversiones de Capital (CAPEX), los Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX), los Costos Administrativos y los Ahorros por Menores Pérdidas Técnicas.
- Demanda Máxima Anual:** Valor máximo registrado de potencia suministrada por la empresa de Distribución durante el último año eléctrico.
- Demanda Mínima:** Valor mínimo de potencia demandada en un circuito, utilizado para evaluar la mínima carga del circuito y la consecuente posibilidad de flujos inversos cuando la generación renovable excede la carga local.
- Degradación Anual:** Porcentaje de reducción anual de la producción de energía debido a las condiciones técnicas propias de la operación normal y envejecimiento de los equipos de generación.
- Estudios de Capacidad de Alojamiento:** Estudios de capacidad de alojamiento (hosting capacity) que demuestren que el proyecto propuesto por la Distribuidora no genere problemas de tensión y protección en un circuito. Estos estudios deberán contener, mínimamente: datos de carga, modelación de la red de distribución, simulación de escenarios de demanda máxima y mínima con





- generación variable, verificación de los límites técnicos y medidas de mitigación (control de tensión, gestión de energía reactiva, almacenamiento o recorte de la generación).
- g) **Factor de Planta:** Porcentaje de utilización, calculado como la relación entre la energía generada en un periodo y la energía máxima teórica que podría haberse generado operando a potencia nominal durante todo ese periodo.
- h) **Tasa de Descuento (r):** Tasa real anual utilizada para actualizar los flujos económicos, según la metodología del Costo Medio Ponderado de Capital (WACC).
- i) **Vida Útil:** Horizonte de evaluación en años para el proyecto, consistente con la vida útil de cada tecnología según las especificaciones técnicas del fabricante de los equipos.

ARTÍCULO 4.- (DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA PERMITIDA)

La Capacidad Máxima Permitida (CMP) se obtendrá multiplicando la demanda máxima del último año eléctrico de la Distribuidora por el 15%, según lo establecido en la Ley de Electricidad N°1604 y el Decreto Supremo N° 5616.

La demanda máxima del último año eléctrico de la Distribuidora corresponderá a la potencia máxima anual declarada y registrada de sus Sistemas pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), en los formularios ISE 170 u otra fuente de información que la AETN considere necesaria.

La CMP deberá ser revisada conforme al incremento de la Demanda de la Distribuidora y de la capacidad de generación a ser incorporada, en cumplimiento al inciso d) artículo 15 de la Ley de Electricidad N° 1604.

La capacidad nominal de cada central renovable propuesta se sumará a la capacidad instalada en operación y a la capacidad comprometida de proyectos aprobados, sumatoria que no deberá superar la CMP.

ARTÍCULO 5. (REQUISITOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL SGREA Y DEL LCOE)

5.1 Estudio Técnico-Económico para Caracterizar el SGREA y Calcular el LCOE de cada Proyecto de Generación Renovable

Las Distribuidoras que se acojan a lo dispuesto en el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad N°1604, deberán elaborar un estudio técnico – económico que contenga mínimamente lo siguiente:

- **Metodología para la identificación del SGREA:** definición de los sitios, tecnologías y rangos de potencia elegibles, considerando criterios técnicos, económicos, ambientales, operativos y de disponibilidad de red. La evaluación deberá realizarse sobre un conjunto acotado y representativo de alternativas técnicamente factibles, debidamente justificadas por la empresa de Distribución.



- **SGREA propuesto:** ficha técnica del proyecto seleccionado que justifica la elección de la alternativa técnica y económica más eficiente y óptima.
- **Modelado técnico y energético:** modelo de simulación de la generación de la planta, incluyendo simulaciones de recursos, factores de planta, factores de degradación y perfiles horarios de producción;
- **Modelación económica:** cálculo del costo total, desglose del CAPEX, OPEX, costos administrativos y Ahorros por Menores Pérdidas Técnicas.
- **Cálculo del LCOE:** formulación del LCOE, flujos de costos y energía en valor presente, parámetros económicos (tasa de descuento, vida útil) y variables técnicas (factor de capacidad, degradación).

5.2 Determinación del SGREA Propuesto

La Distribuidora deberá identificar el Sistema de Generación Renovable Económicamente Adaptado (SGREA) propuesto de acuerdo a lo dispuesto por el D.S.N° 5616. Para lo cual, deberá calcular el Costo Total del proyecto, expresado en dólares estadounidenses (USD) y referido a una fecha base de cálculo, la cual deberá ser expresamente indicada y justificada por la empresa de Distribución. Dicho costo se determinará conforme a la siguiente expresión:

$$CT = \sum_{t=0}^T \frac{CAPEX_t + O\&M_t + Admin_t + Pérdidas_t}{(1+r)^t}$$

Dónde:

- CT : Costo total del proyecto.
- $CAPEX_t$: Inversiones de capital realizadas en el año t .
- $O\&M_t$: Costos de operación y mantenimiento en el año t .
- $Admin_t$: Costos administrativos y de gestión asociados al proyecto en el año t .
- $Pérdidas_t$: Valor monetario de los Ahorros por Menores Pérdidas Técnicas.
- r : Tasa de Descuento.
- T : Horizonte de evaluación correspondiente a la vida útil del proyecto, expresada en años.

El SGREA propuesto corresponderá a la alternativa técnicamente factible que minimice el costo inversión.

5.3 Metodología para la Determinación del LCOE Propuesto

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) propuesto se calculará de acuerdo a lo establecido en el D.S. N° 5616, considerando la definición del Costo Total.

El LCOE se determinará mediante la siguiente expresión:





$$LCOE = \frac{CT}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dónde:

- CT : Costo total del proyecto.
- r : Tasa de Descuento
- T : Horizonte de evaluación correspondiente a la vida útil del proyecto, expresada en años.
- E_t : Energía neta entregada al sistema en el año t , expresada en MWh, considerando la degradación anual de generación cuando corresponda.

El cálculo deberá realizarse en dólares estadounidenses (USD), indicando la fecha base de los costos, la fuente de información utilizada, los supuestos técnicos y económicos y las memorias de cálculo que permitan su auditoría por parte de la AETN.

5.4 Tratamiento de las Inversiones en la Red de Distribución

Las inversiones en la red de distribución que resulten necesarias para la conexión, evacuación, integración operativa o construcción de una planta de generación propia no formarán parte del LCOE Regulado de dicha planta, en tanto correspondan a activos propios de la actividad de Distribución.

A los efectos de su eventual reconocimiento tarifario, dichas inversiones deberán ser presentadas y evaluadas como inversiones singulares de Distribución, con la documentación técnica, económica y regulatoria que permita acreditar su necesidad, razonabilidad, eficiencia y vinculación con la prestación del servicio público de Distribución.

ARTÍCULO 6. (PRESENTACIÓN DEL PROYECTO)

La Distribuidora solicitante deberá presentar el proyecto de determinación del SGREA y LCOE para una central renovable a la AETN, el cual contendrá la siguiente documentación:

- 1) Nota de presentación del Sistema de Generación Renovable Económicamente Adaptado (SGREA) y del Costo Nivelado de Energía (LCOE) para una central renovable.
- 2) Información sobre las solicitudes de sistemas de Generación Distribuida de Media Escala, en el punto de conexión del proyecto.
- 3) Información técnica y documental para la Revisión y Actualización de la Capacidad Máxima Permitida (si corresponde).
- 4) Registro actualizado de las centrales renovables en operación y proyectos en trámite. (si corresponde).
- 5) Estudios de Capacidad de Alojamiento.
- 6) Estudio técnico-económico del SGREA y LCOE para la central renovable.
- 7) Plan de implementación y cronograma: hitos de licitación, construcción, pruebas y puesta en servicio;





La documentación adjunta debe ser presentada en formato digital, además, el Estudio técnico-económico del SGREA y LCOE para la central renovable debe tener trazabilidad de datos y fórmulas con memorias de cálculo y datos de entrada.

La AETN podrá solicitar aclaraciones o información adicional, según corresponda.

ARTÍCULO 7. (DETERMINACIÓN DEL SGREA Y DEL LCOE REGULADOS)

7.1 Principios Generales

El proceso de determinación del SGREA Regulado y del LCOE Regulado se fundamenta en los principios de eficiencia, transparencia, adaptabilidad y neutralidad, establecidas en la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994.

7.2 Parámetros Regulados

Para aplicar el LCOE Regulado, la AETN definirá y actualizará periódicamente valores de referencia, tales como: Tasa de Descuento, inflación, tipo de cambio oficial, horizonte de vida útil, etc., así como variables técnicas: factor de capacidad, tasa de degradación, inversión de referencia, costos de operación, pérdidas admisibles y costos logísticos, entre otros.

7.3 Procedimiento para el Cálculo de la Tasa de Descuento

Para la determinación de la Tasa de Descuento se utilizará la metodología de Costo Medio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés).

El WACC reflejará el costo de oportunidad del capital requerido para financiar el proyecto, considerando tanto el patrimonio o capital propio, así como la deuda financiera. Su cálculo inicial se realizará en términos nominales, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$WACC_{nominal} = \left(\frac{E}{V}\right) * k_e + k_d * \left(\frac{D}{V}\right) * (1 - T)$$

Dónde:

- $WACC_{nominal}$: Costo Medio Ponderado del Capital, representa el costo de financiamiento de la empresa, en términos nominales;
- E = Patrimonio;
- D = Deuda;
- $V = E + D$;
- k_e : Costo del Patrimonio en términos nominales;
- k_d : Costo de la Deuda, en términos nominales;
- T : Tasa del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) en Bolivia.

Dado que el LCOE deberá determinarse en términos reales, el WACC nominal deberá re-expresarse en términos reales mediante la siguiente fórmula:

$$WACC_{real} = \frac{WACC_{nominal} - \pi}{1 + \pi}$$





Dónde:

- $WACC_{real}$: Costo Medio Ponderado del Capital, en términos reales;
- π : Tasa anual de inflación internacional (Estados Unidos);
- $WACC_{nominal}$: Costo Medio Ponderado del Capital, en términos nominales.

El costo del capital propio (k_e) se estimará mediante el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM) ajustado por riesgo país, conforme a la siguiente expresión:

$$k_e = r_f + \beta_e * (r_m - r_f) + r_p$$

Dónde:

- r_f : Tasa de retorno libre de riesgo deberá estimarse a partir de una referencia de instrumentos financieros de alta solvencia;
- β_e : beta del "equity";
- r_m : tasa de retorno de mercado según el índice S&P500;
- r_p : prima de riesgo país según el índice Emerging Markets Bond Index Global de Bolivia (EMBIG Bolivia).

Para la determinación del beta del "equity", se tomará como referencia estimaciones del coeficiente beta publicadas por fuentes de información financiera reconocidas, aplicables al sector de generación renovable.

Previamente a la determinación del beta del "equity", se deberá eliminar el efecto de la estructura de financiamiento del coeficiente beta de generación renovable referencial, calculando el beta desapalancado mediante la siguiente fórmula:

$$\beta_d = \frac{\beta_a}{1 + \frac{D}{E} (1 - T_g)}$$

Dónde:

- β_d : Corresponde al beta desapalancado;
- β_a : Corresponde al beta de una fuente referencial;
- $\frac{D}{E}$: Es la relación de endeudamiento de la fuente referencial.
- T_g : Tasa efectiva del impuesto a las ganancias de la fuente referencial.

Una vez obtenida el beta desapalancado, se calculará el beta del "equity" (β_e), considerando la estructura de capital representativa del sector, mediante la siguiente expresión:

$$\beta_e = \beta_d * \left[1 + \frac{D}{E} (1 - T) \right]$$

Donde, en adición a los conceptos anteriores se definen:

- β_e : Beta a aplicar en Bolivia;
- T : Tasa del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) en Bolivia;
- $\frac{D}{E}$: Es la relación de endeudamiento determinada como representativa del sector.





El costo de la deuda (k_d) se determinará como la suma de la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo país y una prima por riesgo de crédito, conforme a la siguiente expresión:

$$k_d = r_f + r_p + r_c$$

Dónde:

- ❖ k_d : Representa el costo de la deuda;
- ❖ r_f : Tasa de retorno libre de riesgo deberá estimarse a partir de una referencia de instrumentos financieros de alta solvencia;
- ❖ r_p : prima de riesgo país según el índice Emerging Markets Bond Index Global de Bolivia (EMBIG Bolivia); y
- ❖ r_c : Prima por riesgo de crédito que deberá estimarse a partir de instrumentos de deuda emitidos por empresas comparables del sector eléctrico o de servicios públicos.

La AETN definirá la estructura del capital para la determinación del WACC, tomando en cuenta indicadores financieros de las Distribuidoras que operan en el Sistema Interconectado Nacional, añadiendo en su caso parámetros de eficiencia.

La participación de la deuda y del patrimonio en la estructura de capital se determinará conforme a las siguientes expresiones:

$$\frac{D}{V} = \frac{D}{D + E}$$

$$\frac{E}{V} = \frac{E}{D + E}$$

Dónde:

- $\frac{D}{V}$: Representa la participación de la deuda financiera en la estructura de capital;
- $\frac{E}{V}$: Representa la participación del patrimonio en la estructura de capital;
- D : Deuda financiera;
- E : Patrimonio.

Para la determinación del WACC, la AETN considerará la información disponible de las variables correspondientes, al 31 de diciembre de la gestión inmediatamente anterior.

7.4 Procedimiento para el Cálculo del SGREA Regulado y del LCOE Regulado

La AETN determinará el SGREA Regulado y el LCOE Regulado mediante una evaluación técnica, económica y regulatoria de la información presentada por la empresa de Distribución.

La evaluación comprenderá, como mínimo, las siguientes etapas:

- a) Recepción y verificación preliminar de la documentación presentada por la empresa de Distribución, con el objeto de verificar su integridad, consistencia y trazabilidad.





- b) Revisión del estudio técnico-económico y del estudio de la capacidad de alojamiento, con el objeto de verificar la factibilidad de conexión y las restricciones operativas.
- c) Evaluación de las principales variables técnicas y económicas del proyecto, incluyendo el análisis de inversiones y costos eficientes, diferenciando entre las inversiones directamente atribuibles a la planta de generación y aquellas correspondientes a la red de Distribución que, en su caso, deben ser tratados como inversiones singulares de Distribución, si corresponde. Asimismo, se evaluará la razonabilidad de los costos de operación y mantenimiento, costos administrativos y demás costos económicos del proyecto, considerando referencias nacionales, internacionales o parámetros eficientes aplicables al tipo de tecnología, ubicación y condiciones del proyecto.
- d) El SGREA regulado y el LCOE regulado determinados por la AETN serán aprobados mediante resolución administrativa.
- e) La aprobación del SGREA regulado y en particular, del LCOE regulado se mantendrá durante toda la vida útil del proyecto.
- f) Las Distribuidoras deberán aplicar y reportar mensualmente a la AETN los factores de indexación correspondientes, conforme a las fuentes de información y las fórmulas de indexación establecidas por la Autoridad Reguladora.

7.5 Mecanismo de Actualización del LCOE Regulado

El LCOE Regulado aprobado por la AETN para cada proyecto será determinado inicialmente en dólares estadounidenses por unidad de energía (USD/MWh), el cual para su actualización se expresará en Bs/MWh, para ello se utilizará el Tipo de Cambio oficial publicado por el Banco Central de Bolivia, a valores establecidos en la Resolución de aprobación del LCOE Regulado.

El LCOE Regulado base del proyecto permanecerá vigente durante toda la vida útil regulatoria de la planta, sin perjuicio de la aplicación del mecanismo de actualización establecido en el presente artículo.

A efectos de su actualización, el LCOE Regulado base aprobado será actualizado con base en la siguiente fórmula de indexación mensual:

$$LCOE_n = LCOE_0 \times \left[\alpha \times \frac{IPC}{IPC_0} + \beta \times \frac{PD}{PD_0} \right]$$

Dónde:

- $LCOE_n$: LCOE Regulado actualizado expresado en bolivianos por unidad de energía, aplicable al mes n.
- $LCOE_0$: LCOE Regulado base expresado en bolivianos por unidad de energía, correspondiente a la fecha base del proyecto.
- α : Proporción de los costos en moneda nacional.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026, Página 8 de 10





- β : Proporción de los costos en dólares estadounidenses.
- IPC: Índice de Precios al Consumidor, será el segundo mes anterior a aquel en que se aplique la Fórmula de Indexación.
- IPC_0 : Índice de precios al consumidor base, corresponderá al del segundo mes anterior a aquel en que se apruebe el LCOE Regulado.
- PD: Precio del dólar expresado en Bs/USD, será el vigente del 25 del mes anterior a aquel en que se aplique la Fórmula de Indexación.
- PD_0 : Precio del dólar base expresado en Bs/USD, corresponderá al día 25 del segundo mes anterior a aquel en que se apruebe el LCOE Regulado.

En todos los casos, el mecanismo de actualización no implicará una revisión del LCOE base aprobado, sino únicamente su actualización paramétrica conforme a la fórmula prevista en el presente artículo.

7.6 Uso del LCOE Regulado

El LCOE actualizado constituirá el Precio de Generación que se aplicará a las transacciones correspondientes por la energía efectivamente generada por la planta aprobada por la AETN.

ARTÍCULO 8.- (PLAZOS PARA LA PRESENTACIÓN DEL PROYECTO Y APROBACIÓN DEL SGREA REGULADO Y DEL LCOE REGULADO)

La solicitud y aprobación del SGREA Regulado y del LCOE Regulado se realizarán de acuerdo al siguiente detalle:

- ❖ **Presentación de Solicitud:** La empresa de Distribución interesada presentará a la AETN su solicitud de aprobación del SGREA Regulado y del LCOE Regulado, conforme a lo detallado en la presente Reglamentación
- ❖ **Análisis y Evaluación:** Dentro del plazo de hasta veinte (20) días hábiles administrativos computables a partir de la recepción de la solicitud, la AETN emitirá las observaciones a la propuesta y pondrá en conocimiento de las mismas a la empresa de Distribución solicitante.

La empresa de Distribución en un plazo de veinte (20) días hábiles administrativos computables a partir de la notificación presentará el proyecto corregido.

En el caso de que la empresa de Distribución solicitante haya absuelto todas las observaciones notificadas, en un plazo de veinte (20) días hábiles administrativos, la AETN aprobará mediante Resolución Administrativa el SGREA Regulado y del LCOE Regulado, caso contrario se rechazará la solicitud.

ARTÍCULO 9.- (VIGENCIA)

El presente Reglamento entrará en vigencia a partir de su publicación oficial y se aplicará a los proyectos que se presenten a la AETN después de esa fecha.





MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 349/2026
TRÁMITE N° 2026-66801-2-0-0-0-DPT
CIAE N° 0000-0000-0000-0000
La Paz, 11 de junio de 2026

ARTÍCULO 10.- (ACTUALIZACIÓN)



La AETN podrá actualizar el presente Reglamento, considerando la evolución tecnológica, económica y normativa. Dicha actualización extraordinaria será aplicable a las Centrales de Generación Renovable de las empresas de Distribución cuyos trámites se inicien con posterioridad a su aprobación.

