

DECRETO SUPREMO N° -2026-EM

**DECRETO SUPREMO QUE INCORPORA EL ARTÍCULO 130-A EN EL
REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS**

LA PRESIDENTA DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 4 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, establece que el Ministerio de Energía y Minas (en adelante, el MINEM) ejerce competencias en materia de energía, que comprende electricidad e hidrocarburos, y de minería;

Que, el numeral 7.2 del artículo 7 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, indica que el MINEM ejerce la función de dictar normas para la adecuada ejecución y supervisión de las políticas, de acuerdo a la normativa vigente; asimismo, el artículo 9 de dicha ley dispone que el MINEM cumple la función de aprobar las disposiciones normativas que le correspondan;

Que, el artículo 8 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 031-2007-EM, señala que el MINEM cumple la función de aprobar las disposiciones normativas que le correspondan;

Que, el artículo 46 de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año; asimismo, el artículo 47 de la referida Ley establece que esta determinación se efectuará de conformidad con los parámetros establecidos en dicho artículo;

Que, el artículo 56 de la referida Ley precisa que, para los Sistemas Aislados, la Comisión de Tarifas Eléctricas (Osinergmin), fijará las Tarifas en Barra de acuerdo con los criterios señalados en la citada Ley y su Reglamento;

Que, el artículo 130 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que la Comisión (Osinergmin) fija las Tarifas en Barra en los Sistemas Aislados bajo los criterios señalados en el Título V de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, la cual contempla entre sus objetivos de política el acceso universal al suministro energético;

Que, se ha considerado conveniente establecer una política estable de precios y tarifas que permita compensar costos eficientes, incentivar la inversión privada en el mercado eléctrico nacional y garantizar el suministro continuo y confiable en los Sistemas Aislados; considerando que la falta de predictibilidad financiera en el cálculo tarifario limita el crecimiento del parque de generación en dichos sistemas, para tal efecto, resulta necesario establecer normas que regulen el mecanismo tarifario de fijación de Precios en Barra que promuevan proyectos de generación en dichos sistemas;

Que, resulta necesario incorporar disposiciones que permitan considerar, de manera objetiva y tecnológicamente neutra, las características técnicas y económicas

de las distintas tecnologías de generación que puedan resultar eficientes para dichos sistemas;

De conformidad con el inciso 8) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú; y, la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo;

DECRETA:

Artículo 1.- Objeto

El presente Decreto Supremo tiene por objeto modificar el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, para incorporar el artículo 130-A con el propósito adecuar el mecanismo de fijación de las Tarifas en Barra en los Sistemas Eléctricos Aislados.

Artículo 2.- Finalidad

El presente Decreto Supremo tiene por finalidad promover nuevas centrales de generación en Sistemas Eléctricos Aislados, a través de un mecanismo de cálculo de la Tarifa en Barra que tenga en consideración el criterio de la vida útil de dichas centrales, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo y confiable.

Artículo 3.- Incorporación del artículo 130-A del Reglamento de la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM

Se incorpora el artículo 130-A en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, en los términos siguientes:

"Artículo 130-A.- Criterios metodológicos específicos para la fijación de las Tarifas en Barra en los Sistemas Eléctricos Aislados

En el caso de los Sistemas Aislados, OSINERGMIN fija las Tarifas en Barra aplicables a los usuarios del Servicio Público de Electricidad, observando, en lo pertinente, los criterios señalados en el Título V de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y considerando la vida útil del equipamiento de la central de generación eléctrica, según la tecnología que utilice la central.

La Dirección General de Electricidad del MINEM, cada cuatro (4) años mediante Resolución Directoral establece la vida útil del equipamiento, debidamente sustentado en un estudio técnico.

En la primera fijación tarifaria que corresponda a la central de generación, OSINERGMIN establece el valor base del costo de inversión y su respectiva fórmula de actualización anual.

Para la determinación del costo de inversión, OSINERGMIN considera la vida útil del equipamiento establecida por el MINEM y vigente al momento de la fijación tarifaria.

El costo de inversión del equipamiento se revisa una vez transcurrida su vida útil. El valor base del costo de inversión establecido mantiene su vigencia durante el periodo correspondiente a la vida útil del equipamiento establecida por el MINEM. Las Tarifas en Barra de los Sistemas Aislados continúan fijándose anualmente; la actualización anual del costo de inversión considera el valor base y la fórmula de actualización

respectiva, mientras que los costos de operación y mantenimiento se determinan en cada fijación tarifaria."

Artículo 4.- Refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

ÚNICA. - En un plazo no mayor de ciento veinte (120) días calendario, contado a partir de la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, OSINERGMIN aprueba las directrices y procedimientos necesarios para la implementación del artículo 130-A del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los

Visado digitalmente por ZAPATA SERNAQUE
Adrian FAU 20131368829 soft
Entidad: Ministerio de Energía y Minas
Motivo: Visación del documento
Fecha: 2026/09/11 19:00:27-0500

Visado digitalmente por MUNGUIA CHIPANA
Cristobal FAU 20131368829 soft
Entidad: Ministerio de Energía y Minas
Motivo: Visación del documento
Fecha: 2026/09/11 18:57:54-0500

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

DECRETO SUPREMO QUE INCORPORA EL ARTÍCULO 130-A EN EL REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

I. OBJETO

El proyecto normativo tiene por objeto incorporar el artículo 130-A en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, RLCE), aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, con el propósito adecuar el mecanismo de fijación de las Tarifas en Barra en los Sistemas Eléctricos Aislados y así generar los incentivos necesarios para promover la inversión en generación eléctrica, permitiendo así el acceso al servicio público de electricidad de los Usuarios Regulados.

II. FINALIDAD

El proyecto normativo tiene por finalidad incorporar el artículo 130-A en el RLCE, con el fin de promover nuevas centrales de generación en Sistemas Eléctricos Aislados, a través de un mecanismo de cálculo de la Tarifa en Barra que tenga en consideración el criterio de la vida útil de dichas centrales, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo y confiable.

III. ANTECEDENTES

- De acuerdo con el artículo 1 de la Ley N°28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, el Precio en Barra (o también denominada Tarifa en Barra) de Sistemas Aislados es el costo medio de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.
- El artículo 46 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE) establece que las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año; asimismo, el artículo 47 de la referida Ley establece que esta determinación se efectuará de conformidad con los parámetros establecidos en dicho artículo.
- El artículo 56 de la LCE y el artículo 130 del RLCE precisan que, para los Sistemas Aislados, la Comisión de Tarifas Eléctricas (OSINERGMIN), fijará las Tarifas en Barra de acuerdo con los criterios señalados en la citada Ley y su Reglamento.
- El Decreto Supremo N° 064-2010-EM, aprueba la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, la cual contempla entre sus objetivos de política el acceso universal al suministro energético.
- Mediante Resolución Ministerial N° 040-2026-MINEM de fecha 30 de enero de 2026, se dispuso la aprobación de la Agenda Temprana 2026-2027, en la cual se incorporó como problema público N° 23 el *"Limitado crecimiento del parque de generación en los Sistemas Eléctricos Aislados debido a la falta de predictibilidad financiera en el cálculo tarifario, lo que impide la adopción de nuevas tecnologías y posterga la reducción de costos en beneficios de los Usuarios"*, otorgándose plazo para recibir sugerencias y/o información hasta el 27 de febrero de 2026.
- Con fecha 27 de febrero de 2026, se recibieron comentarios a la Agenda Temprana 2026-2027 por parte de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE), y, de la Asociación Peruana de Renovables (APR), respecto al problema público N°23, los cuales son analizados en la sección correspondiente de la presente Exposición de Motivos



IV. MARCO JURÍDICO

- Constitución Política del Perú

- Decreto Ley N°25844 - Ley de Concesiones Eléctricas
- Ley N°28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica
- Ley N°32249 – Ley que modifica La Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, a fin de garantizar el Abastecimiento Seguro, Confiable y Eficiente del Suministro Eléctrico y promover la diversificación de la Matriz Energética
- Ley N°29158 – Ley Orgánica del Poder Ejecutivo
- Decreto Legislativo N°1565 – Ley General de Mejora de la Calidad Regulatoria
- Ley N°30705 – Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas
- Decreto Supremo N°009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
- Decreto Supremo N°069-2006-EM - Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados
- Decreto Supremo N°031-2007-MINEM - Reglamento de Organización y Funciones del MINEM
- Decreto Supremo N°023-2025-PCM - Reglamento del Decreto Legislativo N°1565, Decreto Legislativo que aprueba la Ley General de Mejora de la Calidad Regulatoria
- Resolución Ministerial N°424-2013-MINEM/DM – Directiva N°003-2013-MEM/DM Directiva que establece los Lineamientos para la Producción Normativa en el Ministerio de Energía y Minas

V. HABILITACION LEGAL

El artículo 58¹ de la Constitución Política del Perú establece que el Estado orienta el desarrollo del país y actúa principalmente en las áreas de los servicios públicos e infraestructura.



La Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del MINEM (en adelante, LOF del MINEM), establece las competencias exclusivas y compartidas; y, el Decreto Supremo N° 031-2007-MINEM, Reglamento de Organización y Funciones del MINEM (en adelante, ROF del MINEM), establece las funciones de sus órganos.



Al respecto, el literal o)² del artículo 13 del ROF del MINEM, establece que el MINEM ejerce las demás funciones que le asigna la Constitución Política del Perú, las que establece la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo y la normativa vigente, pudiendo delegar en funcionarios de su cartera ministerial las facultades y atribuciones que no sean privativas a su función.

El artículo 63³ del ROF del MINEM establece que la Dirección General de Electricidad (DGE) es el órgano de línea encargado, entre otros, de participar en la formulación de la política energética en el ámbito del Subsector Electricidad; de proponer y/o expedir, según sea el caso, la normatividad necesaria del Subsector Electricidad; y, de promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

De conformidad a las funciones otorgadas por el marco normativo a la DGE en materia de electricidad, se plantea la necesidad de incorporar el artículo 130-A al RLCE, a fin de establecer reglas específicas para el reconocimiento del costo de inversión de nuevos proyectos de generación en la fijación de las Tarifas en Barra de los Sistemas Eléctricos Aislados.

¹ **Artículo 58. Economía social de mercado**

La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura.

² o. Ejercer las demás funciones que le asigna la Constitución Política del Perú, las que establece la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo y la normativa vigente; pudiendo delegar, en funcionarios de su cartera ministerial las facultades y atribuciones que no sean privativas a su función.

³ **Artículo 63.- Dirección General de Electricidad**

VI. FUNDAMENTO TÉCNICO DE LA PROPUESTA NORMATIVA

6.1. Análisis de contexto, identificación de afectados, magnitud y diagnóstico del problema público identificado

▪ Identificación del problema público

En la Agenda Temprana 2026-2027 que fuera publicada mediante Resolución Ministerial N° 040-2026-MINEM de fecha 30 de enero de 2026, se identificó el siguiente problema público:

"Limitado crecimiento del parque de generación en los Sistemas Eléctricos Aislados debido a la falta de predictibilidad financiera en el cálculo tarifario, lo que impide la adopción de nuevas tecnologías y posterga la reducción de costos en beneficios de los Usuarios".⁴

La problemática identificada se encuentra asociada, principalmente, a la metodología vigente para la determinación del Precio en Barra aplicable a los Sistemas Aislados y a la ausencia de un mecanismo que otorgue mayor predictibilidad respecto del valor base del costo de inversión reconocido a las nuevas centrales de generación durante un horizonte consistente con la vida útil de su equipamiento.

▪ Contexto del problema público

En el Perú, existen dos tipos de sistemas eléctricos: el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Eléctricos Aislados.

El SEIN abastece a la mayor parte de los usuarios del país y opera como una red interconectada a nivel nacional. En contraste, los Sistemas Eléctricos Aislados son aquellos que no se encuentran conectados al SEIN. Conforme a la Ley N°28832, los Sistemas Eléctricos Aislados se definen como sistemas eléctricos no conectados eléctricamente al SEIN, excluyendo aquellos operados por empresas municipales⁵.

De acuerdo con el artículo 5 del Decreto Supremo N° 009-99-EM, los Sistemas Aislados pueden clasificarse en Sistemas Aislados Menores y Mayores. Los primeros son aquellos cuya potencia instalada es menor de 5 MW, mientras que los Sistemas Aislados Mayores tienen una potencia instalada mayor o igual a 5 MW y menor de 100 MW.

Conforme a la información consolidada en el Anexo de Sistemas Aislados remitido para esta evaluación por el Osinergmin⁶, a nivel nacional se identifican 30 Sistemas Eléctricos Aislados operados por 9 empresas, con 39 centrales de generación: 22 térmicas, 12 hidroeléctricas y 5 solares fotovoltaicas. Dentro de este universo, Iquitos constituye el principal Sistema Aislado por magnitud de demanda y producción de energía.

Del total identificado, 21 Sistemas Aislados cuentan con centrales térmicas, distribuidas en 22 centrales y ubicadas principalmente en Loreto y Ucayali, además del sistema de Atico en Arequipa. Esta composición evidencia una alta participación de generación térmica en varios Sistemas Aislados y, por tanto, la importancia de promover la incorporación oportuna de capacidad y de tecnologías que permitan diversificar la matriz, mejorar la eficiencia del abastecimiento y reducir la exposición a costos asociados al uso y transporte de combustibles.

⁴ Problema público N°23

⁵ Artículo 1.- Definiciones

Para efectos de la presente Ley, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiezan con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación y son aplicables a los artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):

(...)32. **Sistema Aislado.**- Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales. [Completar]

⁶ Oficio N° 933-2026-OS-DSE de fecha 10 de julio de 2026

Según el artículo 2 del RLCE, todos los clientes de los Sistemas Aislados están sujetos a regulación de precios; es decir, tienen la condición de Usuarios Regulados. En este marco, Osinergmin supervisa que el suministro eléctrico se preste de manera confiable y con estándares adecuados de calidad, incluyendo la fiscalización del servicio en dichos sistemas.

Con la finalidad de garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro, el OSINERGMIN ha establecido márgenes de reserva mínimos exigibles según el tipo de Sistema Aislado, conforme se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Márgenes de Reserva según tipo de Sistema Aislado

Tipo Sistema Aislado	Descripción	Límite Margen de reserva
A	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, I, y L siguientes.	30%
B	Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, I, y L siguientes.	30%
E	Sistema Aislado con generación termoeléctrica de Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente.	20%
I	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E y L.	30%
L	Aplicable a Sistemas Aislados de Frontera con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a las empresas Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típico A, E, I, N y P.	30%
M	Sistema Aislado con generación mixta de Atalaya, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Ucayali.	20%
N	Sistema Aislado con generación a gas natural de Camisea, perteneciente a la empresa Electro Sur Este.	0%
P	Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diésel de Purús, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Ucayali.	30%
Q	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de Isla Amantani, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Puno.	20%
R	Aplicable a Sistemas Aislados del Datem del Marañón con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Adinelsa.	30%
S	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de San Lorenzo, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Oriente.	3%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la clasificación de Sistemas Aislados empleada por Osinergmin en los procesos de fijación de Tarifas en Barra

No obstante, conforme al informe "*Catálogo: Instalaciones de Generación Aislada en Alerta*"⁷, correspondiente al tercer trimestre de 2025, se han identificado diversos Sistemas Eléctricos Aislados cuyas centrales de generación presentan márgenes de reserva por debajo del límite regulatorio, estos son:

- Sistema Aislado Mayoruna: Potencia Efectiva: 400 kW, Máxima Demanda: 327 kW y Margen de Reserva: 22,3% (límite 30%).
- Sistema Aislado Chao: Potencia Efectiva: 320 kW, Máxima Demanda: 266 kW y Margen de Reserva: 20,3% (límite 30%).
- Sistema Aislado Caballococha: Potencia Efectiva: 1430 kW, Máxima Demanda: 1383 kW y Margen de Reserva: 3,4% (límite 30%).
- Sistema Aislado Nauta: Potencia Efectiva: 1240 kW, Máxima Demanda: 1838 kW y Margen de Reserva: 0,0% (límite 30%).

⁷ Informe Técnico N° DSE-STE-978-2025

- Sistema Aislado Petrópolis: Potencia Efectiva: 20 kW, Máxima Demanda: 20 kW y Margen de Reserva: 0,0% (límite 30%).
- Sistema Aislado San Lorenzo: Potencia Efectiva: 1139 kW, Máxima Demanda: 1177 kW y Margen de Reserva: 0,0% (límite 30%).
- Sistema Aislado Atalaya: Potencia Efectiva: 1540 kW, Máxima Demanda: 2040 kW y Margen de Reserva: 0,0% (límite 20%).

La información de supervisión evidencia que varios Sistemas Aislados presentan márgenes de reserva inferiores a los valores de referencia establecidos para cada tipología. En determinados casos, el margen de reserva es nulo e incluso la máxima demanda supera la potencia efectiva disponible, lo que evidencia una insuficiencia de capacidad de generación para atender adecuadamente la demanda. Esta situación incrementa la vulnerabilidad del suministro frente a indisponibilidades de unidades, mantenimientos o incrementos no previstos de la demanda y, por tanto, eleva el riesgo de interrupciones y de afectación de la continuidad y calidad del servicio eléctrico a los Usuarios Regulados.

Tabla 2. Margen de reserva de los sistemas eléctricos aislados al Tercer Trimestre 2025

Empresa	Sistema Aislado	Potencia Efectiva (kW)	Máxima Demanda (kW)	Reserva (kW)	Margen de Reserva
Electro Oriente	Mayoruna	400	327	73	22%
Chavimochic	Chao	320	266	54	20%
Electro Oriente	Caballococha	1430	1383	47	3%
Electro Oriente	Nauta	1240	1838	0	0%
Electro Oriente	Petrópolis	20	20	0	0%
Electro Oriente	San Lorenzo	1139	1177	0	0%
Electro Ucayali	Atalaya	1540	2040	0	0%

Fuente: Informe Técnico N° DSE-STE-978- 2025

La información alcanzada por el Osinergmin muestra, además, una tendencia creciente en la utilización de generación térmica: la producción eléctrica de las centrales térmicas consideradas pasa de aproximadamente 407,0 GWh en 2021 a 475,3 GWh en 2025, lo que representa un incremento cercano al 16,8 %. En 2025, Iquitos concentra alrededor de 422,2 GWh, equivalente a aproximadamente el 88,8 % de dicha producción térmica. Esta evolución evidencia la relevancia económica del abastecimiento de los Sistemas Aislados y la necesidad de contar con señales regulatorias que faciliten inversiones eficientes y oportunas.

Asimismo, la base de usuarios del Osinergmin registra 137 574 suministros en 2025 frente a 128 697 en 2021, equivalente a un crecimiento aproximado de 6,9 %. Los registros se concentran principalmente en Iquitos, que reúne alrededor de 101 270 suministros considerando el Sistema Eléctrico Iquitos, Iquitos Rural y el SER Iquitos Zona Sur. El crecimiento del número de suministros, conjuntamente con los casos de reducida o nula reserva identificados por Osinergmin, refuerza la necesidad de que la expansión de la capacidad de generación pueda materializarse oportunamente.

En este contexto, la predictibilidad del reconocimiento tarifario de las inversiones constituye un factor relevante para la expansión de la oferta de generación. El aspecto que genera incertidumbre no es la actualización anual de la Tarifa en Barra en sí misma, sino la posibilidad de que el valor eficiente del costo de inversión utilizado como base para una nueva central sea revisado durante el período en que dicha inversión aún se encuentra en proceso de



recuperación. Esta situación puede modificar los flujos esperados del proyecto, incrementar el riesgo regulatorio y dificultar su estructuración financiera.

Los antecedentes contractuales consignados en la Tabla 3 muestran que, entre 2013 y 2022, las empresas concesionarias de distribución de Sistemas Aislados recurrieron a distintos esquemas para asegurar el abastecimiento e incorporar nueva capacidad de generación, principalmente mediante contratos bilaterales de suministro y, en determinados casos, a través de procesos de selección o concesión. Estos antecedentes evidencian la participación de inversión privada en el desarrollo de soluciones de generación para los Sistemas Aislados.

Tabla 3. Contratos en Sistemas Aislados

Generador	Distribuidor	Sistema Aislado	Año de suscripción	Fuente (Licitación o Cto Bilateral)
Amazonas Energía Solar	Electro Ucayali	Purús	2019	Licitación privada de ELUC y contrato bilateral
		Atalaya	2019	Licitación privada de ELUC y contrato bilateral
	Electro Oriente	Contamana	2022	Contrato bilateral de suministro
		Orellana	2022	Contrato bilateral de suministro
		Lagunas	2022	Contrato bilateral de suministro
		Requena	2021	Contrato bilateral de suministro
		Tamshiyacu	2021	Contrato bilateral de suministro
		San Lorenzo	2021	Contrato bilateral de suministro
		Caballococha	2021	Contrato bilateral de suministro
		El Estrecho	2021	Contrato bilateral de suministro
Aggreko Peru		Nauta	2021	Contrato bilateral de suministro
Naupac Generación Renovable Perú		Iquitos	2021	Contrato bilateral
Parque Fotovoltaico Iquitos		Iquitos	2016	Contrato bilateral de suministro
Genrent del Perú		Iquitos	2013	Licitación pública / contrato de concesión y suministro (2013)

Fuente: Elaboración propia

Conforme se verifica en la mayoría de Sistemas Aislados se ha privilegiado el esquema de contratación bilateral, el cual se ha consolidado como el mecanismo principal para garantizar el suministro continuo de electricidad en dichos sistemas. A continuación, se citan algunos de estos casos:

- **Electro Ucayali S.A. (ELUC):** En el año 2020, Novum Solar (hoy Amazonas Energía) suscribieron contratos bilaterales derivados de una licitación privada promovida por ELUC para desarrollar plantas solares con baterías para el suministro de los Sistemas Aislados de Atalaya (0.6 MWp) y Purús (0.2 MWp). Ambos proyectos se encuentran en operación comercial.
- **Electro Oriente S.A. (ELOR):** En el año 2022, ELOR suscribió cuatro contratos bilaterales de suministro de energía eléctrica renovable, con duración de 20 años, teniendo como límite de precio la tarifa regulada:

- EDF Renewables: abastecimiento a la ciudad de Iquitos con energía fotovoltaica y baterías; entrega anual entre 160–200 GWh, reemplazando al menos el 50 % del petróleo industrial (reducción estimada de 2–3 millones de toneladas de CO₂ en 20 años).
- EDF Perú: suministro a Requena, con reducción progresiva de generación térmica no mayor al 39,9 % desde el inicio, y menos del 10% a partir del décimo año.
- Aggreko: para Nauta, con límite térmico inicial del 43,8 %, reduciendo al máximo 10 % después de 10 años.
- Novum Solar: para Requena, San Lorenzo, Tamshiyacu, Caballococha, El Estrecho y Contamana, con límite térmico de 24,5 % al inicio, con progresiva reducción, encontrándose en operación comercial Requena (7.5 MWp), Tamshiyacu (2.1 MWp) y San Lorenzo (2.9 MWp).

Estos contratos bilaterales tienen como límite los precios en barra fijados anualmente por Osinergmin. En consecuencia, los ingresos de los generadores quedan sujetos a un proceso de fijación tarifaria anual. Dado que el período de fijación de los precios en barra es de carácter anual, los generadores que han suscrito —o suscriban en el futuro— contratos bilaterales con empresas distribuidoras enfrentan un riesgo regulatorio significativo, particularmente respecto del reconocimiento del componente de costos de inversión en el proceso de fijación tarifaria.

Esta falta de predictibilidad financiera dificulta el cierre financiero de nuevos proyectos de generación y desincentiva la entrada de nuevos agentes. Asimismo, restringe la posibilidad de complementar la generación existente por soluciones más eficientes que permitan reducir costos. A modo ilustrativo, para el caso de centrales que utilicen tecnologías con rápida evolución, el riesgo regulatorio se intensifica en, ya que la obsolescencia tecnológica y reducción acelerada de sus costos requieren señales regulatorias estables que permitan estructurar adecuadamente los flujos de recuperación de la inversión.

En consecuencia, el problema público se configura como un **limitado crecimiento del parque de generación en los Sistemas Eléctricos Aislados, asociado entre otros factores, a la falta de predictibilidad financiera en el cálculo tarifario. Esta situación puede desincentivar la inversión en nueva capacidad**, postergar la incorporación de tecnologías más eficientes y aumentar el riesgo de insuficiencia de capacidad para atender la demanda con niveles adecuados de continuidad y confiabilidad.

▪ Causas

Una primera causa de la problemática corresponde a la revisión periódica de los costos de inversión considerados eficientes para la determinación del Precio en Barra. En cada proceso de revisión tarifaria, los costos reconocidos pueden ser revisados en función de la información disponible y de las condiciones tecnológicas y económicas vigentes. Si bien esta actualización permite que las tarifas reflejen condiciones eficientes, también puede generar incertidumbre para aquellos proyectos que fueron estructurados y financiados considerando determinados niveles de inversión y costos.

A modo ilustrativo, en el caso de nuevas centrales de generación que presentan periodos de obsolescencia relativamente cortos, la evolución tecnológica puede producir reducciones significativas en los costos de inversión en periodos menores a la vida útil de las instalaciones existentes. Por tanto, una revisión frecuente de los costos de inversión podría generar diferencias entre los parámetros económicos considerados al momento de estructurar el proyecto y aquellos reconocidos posteriormente en la determinación del Precio en Barra.

Una segunda causa corresponde a la falta de predictibilidad respecto del costo de inversión que será reconocido durante la vida del proyecto. Para la estructuración financiera de una central de generación, resulta necesario contar con una proyección razonablemente estable de los ingresos que permitirán recuperar la inversión y atender las obligaciones financieras. La



posibilidad de que los costos eficientes reconocidos sean modificados durante las revisiones tarifarias incrementa la incertidumbre sobre los flujos futuros del proyecto y, por tanto, el riesgo regulatorio asociado a la inversión.

▪ Efectos

Las causas antes descritas generan como principal efecto un incremento del riesgo regulatorio y financiero asociado al desarrollo de nuevos proyectos de generación en los Sistemas Aislados. En particular, la incertidumbre respecto de la evolución de los costos de inversión reconocidos y, consecuentemente, del Precio en Barra aplicable, puede afectar las proyecciones de ingresos de los proyectos de generación. Esta situación adquiere especial importancia en proyectos que requieren financiamiento de largo plazo, debido a que las entidades financieras evalúan, entre otros aspectos, la estabilidad y predictibilidad de los flujos de caja que permitirán atender las obligaciones derivadas del financiamiento.

El incremento del riesgo regulatorio puede, a su vez, dificultar la obtención de financiamiento y elevar el costo financiero de los proyectos, debido a que los inversionistas y financiadores podrían incorporar una mayor prima de riesgo ante la posibilidad de modificaciones en los parámetros económicos utilizados para determinar el precio reconocido durante la operación de la central.

Como consecuencia de ello, puede producirse un menor incentivo para la participación de empresas privadas en el desarrollo de nuevas centrales de generación. Asimismo, la dificultad para concretar oportunamente nuevas inversiones puede limitar la incorporación de nueva capacidad de generación en los Sistemas Aislados.



En ese sentido, de no generarse condiciones adecuadas para promover y viabilizar nuevas inversiones, podría dificultarse la atención oportuna del crecimiento de la demanda y la renovación o ampliación de la capacidad de generación existente, con potenciales efectos sobre la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico en los Sistemas Aislados.



Por tanto, la problemática identificada no se limita a la incertidumbre económica que enfrentan los proyectos de generación en los Sistemas Aislados, sino que puede tener implicancias sobre la capacidad de atraer nuevas inversiones y asegurar oportunamente la disponibilidad de generación necesaria para atender la demanda de los Sistemas Aislados.

▪ Identificación de los afectados

Los principales afectados por la problemática identificada son los Usuarios Regulados de los Sistemas Aislados, debido a que la dificultad para concretar nuevas inversiones en generación puede limitar la incorporación oportuna de capacidad necesaria para atender el crecimiento de la demanda, y, garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Asimismo, se encuentran involucradas las empresas distribuidoras, en su calidad de responsables de contratar el suministro eléctrico necesario para atender a sus usuarios. De manera complementaria, la problemática afecta a las empresas generadoras e inversionistas privados, debido a la incertidumbre respecto de las condiciones económicas y tarifarias aplicables a sus proyectos, lo que puede dificultar su financiamiento y ejecución.

En consecuencia, la problemática involucra tanto a los agentes encargados de desarrollar y contratar nueva capacidad de generación como a los usuarios finales del servicio eléctrico, siendo estos últimos los principales beneficiarios de contar con condiciones que permitan asegurar oportunamente la continuidad y confiabilidad del suministro en los Sistemas Aislados.

▪ **Magnitud y diagnóstico del problema público**

El problema identificado adquiere especial relevancia en los Sistemas Aislados, debido a que la disponibilidad oportuna de capacidad de generación resulta fundamental para garantizar la continuidad, confiabilidad y suficiencia del suministro eléctrico a los usuarios.

En estos sistemas, las limitadas alternativas de abastecimiento hacen necesario promover oportunamente nuevas inversiones en generación que permitan atender el crecimiento de la demanda y reemplazar o complementar la capacidad existente. Sin embargo, la incertidumbre asociada a la determinación del Precio en Barra puede incrementar el riesgo regulatorio y dificultar la obtención del financiamiento requerido para desarrollar dichos proyectos.

Esta situación puede retrasar la incorporación de nueva capacidad de generación y, en consecuencia, incrementar el riesgo de que los Sistemas Aislados no cuenten oportunamente con la capacidad necesaria para atender la demanda eléctrica en condiciones adecuadas de continuidad y confiabilidad.

Por ello, resulta necesario establecer condiciones regulatorias que otorguen mayor predictibilidad a las inversiones en nuevas centrales de generación, contribuyendo a su viabilidad y a la incorporación oportuna de capacidad de generación que permita asegurar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico en los Sistemas Aislados.

6.2. Análisis del estado actual de la situación fáctica que se pretende regular o modificar

En la actualidad, las empresas de distribución que operan Sistemas Aislados han recurrido a contratos de suministro con generadores privados para incorporar nueva capacidad, incluyendo proyectos con tecnologías renovables y almacenamiento. Estos contratos se encuentran vinculados a un entorno tarifario regulado, dado que el suministro está destinado a Usuarios Regulados.

Al tratarse de contratos bilaterales destinados a atender a Usuarios Regulados, el precio al que las empresas generadoras pueden vender electricidad a las empresas distribuidoras se encuentra sujeto al Precio en Barra fijado por el OSINERGMIN. En ese sentido, la determinación y actualización periódica de dicho precio constituye un factor relevante para la viabilidad económica y financiera de los proyectos de generación.

En particular, uno de los riesgos que puede afectar la obtención del financiamiento de estos proyectos es la posibilidad de que, durante las revisiones tarifarias, se actualicen los costos de inversión considerados eficientes para la tecnología empleada, pudiendo ello generar una reducción significativa del Precio en Barra respecto de los valores considerados al momento de estructurar y financiar el proyecto.

En atención a ello, se ha identificado la necesidad de establecer un mecanismo que permita mitigar dicho riesgo, otorgando una mayor predictibilidad respecto de los costos de inversión reconocidos para la determinación del Precio en Barra. Para tal efecto, se propone que el valor base del costo de inversión determinado en la primera fijación tarifaria se mantenga durante un período asociado a la vida útil del equipamiento, sujeto a una fórmula de actualización anual previamente establecida.

De esta manera, las fijaciones tarifarias anuales mantendrían la actualización del valor base y la determinación de los costos de operación y mantenimiento, pero no implicarían una nueva determinación integral del costo eficiente de inversión antes de culminar la vida útil aplicable. Con ello se busca compatibilizar la eficiencia regulatoria con una señal de ingresos más predecible para la recuperación de inversiones eficientes.



6.3. Análisis sobre la necesidad, viabilidad y oportunidad de la propuesta normativo

▪ Necesidad

La propuesta normativa tiene por objeto perfeccionar la fórmula de cálculo de la Tarifa en Barra aplicable a los Sistemas Aislados. Asimismo, busca reducir el riesgo regulatorio asociado al desarrollo de proyectos de generación y promover la incorporación de nuevas centrales de generación en los Sistemas Aislados, dotando de mayor predictibilidad al proceso de fijación del Precio en Barra en dichos sistemas.

▪ Viabilidad

La propuesta normativa resulta jurídicamente viable, toda vez que se encuentra comprendida dentro del ámbito de competencias del MINEM, de conformidad con el numeral 8.8 del artículo 8 de la Ley N°30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, que establece como una de las competencias del sector la promoción del desarrollo de la competitividad en el sector electricidad.

En ese marco, la propuesta se encuentra vinculada directamente con el ejercicio de dicha competencia, en tanto tiene por finalidad promover la incorporación de nuevas centrales de generación en los Sistemas Aislados, contribuyendo con ello al desarrollo y fortalecimiento de la oferta de generación eléctrica, así como a la mejora de las condiciones de competitividad y confiabilidad del servicio eléctrico en dichos sistemas.

Asimismo, la medida propuesta se encuentra orientada al cumplimiento de los objetivos y finalidades del sector Energía y Minas, en la medida que busca generar condiciones que faciliten el desarrollo de nueva infraestructura de generación eléctrica en ámbitos donde, por sus características particulares, resulta necesario establecer mecanismos que favorezcan la participación y el desarrollo de nuevas inversiones.

Por tanto, se considera que la propuesta normativa es viable, al encontrarse dentro del ámbito de actuación del MINEM y guardar una relación directa con la competencia de promover el desarrollo de la competitividad en el sector electricidad.

▪ Oportunidad

La propuesta resulta oportuna debido a la necesidad de adecuar el marco regulatorio vigente a las características y necesidades de los Sistemas Aislados, favoreciendo la incorporación de nuevas centrales de generación. Asimismo, permitirá fortalecer la predictibilidad del régimen tarifario y generar mejores condiciones para la toma de decisiones de inversión.

En consecuencia, la propuesta normativa resulta necesaria, viable y oportuna para perfeccionar el régimen de Tarifa en Barra de los Sistemas Aislados y promover un suministro eléctrico continuo y confiable.

6.4. La precisión del nuevo estado que genera la propuesta

La incorporación del artículo 130-A en el RLCE permitirá otorgar mayor predictibilidad al reconocimiento tarifario de las inversiones en nuevas centrales de generación. Para ello, el MINEM, a través de la DGE, determinará mediante Resolución Directoral la vida útil aplicable a cada tecnología de generación, sustentada en un estudio especializado y sujeta a actualización periódica. Durante dicha vida útil, el OSINERGMIN mantendrá como referencia el costo de inversión reconocido al inicio del período, actualizándolo anualmente mediante la fórmula que corresponda. Una vez concluida la vida útil establecida, el OSINERGMIN podrá efectuar una nueva evaluación integral del costo de inversión eficiente aplicable.



6.5. Desarrollo de los objetivos relacionados al problema público

a) Objetivo general

Incrementar la predictibilidad financiera del reconocimiento de los costos de inversión de las nuevas centrales de generación eléctrica en los Sistemas Aislados, a fin de favorecer la incorporación oportuna de nueva capacidad de generación y contribuir a la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

b) Objetivos específicos

- Establecer mayor predictibilidad en el reconocimiento de los costos de inversión de las nuevas centrales de generación mediante la determinación de un valor base y una fórmula de actualización anual.
- Vincular el reconocimiento del costo de inversión con la vida útil del equipamiento, considerando la tecnología utilizada en las centrales de generación.
- Reducir el riesgo regulatorio y financiero asociado a la recuperación de las inversiones en nuevos proyectos de generación eléctrica.
- Favorecer la incorporación de nuevas inversiones y tecnologías de generación en los Sistemas Aislados, generando condiciones regulatorias que faciliten su estructuración y financiamiento.
- Contribuir a la incorporación oportuna de nueva capacidad de generación, especialmente en aquellos Sistemas Aislados que presentan márgenes de reserva inferiores a los niveles requeridos.
- Mantener la periodicidad anual de la fijación tarifaria, preservando la actualización de los costos de operación y mantenimiento y la revisión del costo de inversión una vez culminada la vida útil del equipamiento.

6.6. Análisis de opiniones sobre el problema público publicado en la Agenda Temprana 2026-2027

Mediante Resolución Ministerial N° 040-2026-MINEM/DM se publicó la Agenda Temprana MINEM 2026-2027 la cual contemplo como problema publico N° 23 "Limitado crecimiento de parque de generación en los Sistemas Eléctricos Aislados debido a la falta de predictibilidad financiera en el cálculo tarifario, lo que impide la adopción de nuevas tecnologías y posterga la reducción de costos en beneficio de los usuarios". Al respecto, sobre dicho problema público se han recibido comentarios por parte de dos (2) agentes: la Sociedad Peruana de Renovables y la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía.

• Comentario de la Sociedad Peruana de Renovables (SPR)

Mediante Carta N° 16-2026-SPR la SPR remite sus comentarios al problema público en cuestión planteado en la Agenda Temprana 2026-2027.

La SPR señala que la falta de predictibilidad del esquema tarifario constituye una de las principales barreras para la inversión privada en los Sistemas Eléctricos Aislados, particularmente para la incorporación de tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento. En ese sentido, considera necesario que el marco regulatorio otorgue mayor estabilidad al reconocimiento de las inversiones, evitando su revisión anual y permitiendo una adecuada recuperación del capital invertido.

Asimismo, la SPR señala que el esquema tarifario vigente no se adecúa a las características de las nuevas tecnologías de generación y que esta situación limita el desarrollo de proyectos privados y la transición hacia una matriz de generación más eficiente. Finalmente, destaca la necesidad de aprobar con prontitud la modificación normativa, a fin de generar condiciones que permitan viabilizar nuevos proyectos de generación en los Sistemas Aislados.

Análisis

El proyecto recoge la preocupación planteada por la SPR al establecer un valor base del costo de inversión y una fórmula de actualización anual en la primera fijación tarifaria, manteniéndose dicho valor durante la vida útil del equipamiento, determinada según la tecnología empleada, y previendo su revisión una vez transcurrido dicho período. Asimismo, se mantiene la fijación anual de las Tarifas en Barra y la determinación de los costos de operación y mantenimiento en cada proceso tarifario.

- **Comentario de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE)**

Mediante correo electrónico de fecha 27 de febrero de 2026, la SNMPE ha remitido sus comentarios a Los problemas públicos planteados en la Agenda Tempana MINEM 2026-2027. Al respecto sobre el problema público en cuestión, la SNMPE señala que la modernización del esquema tarifario de los Sistemas Eléctricos Aislados podría favorecer la incorporación de energías renovables y contribuir a la reducción de costos operativos. No obstante, considera que cualquier mecanismo de predictibilidad financiera, incentivo o compensación para estos sistemas debe ser financiado mediante sus propias tarifas o fondos estatales de inclusión, sin trasladar sobrecostos ni establecer subsidios cruzados que afecten el Peaje de Transmisión o los ingresos tarifarios del SEIN.

Asimismo, la SNMPE señala que la solución estructural a los altos costos de los Sistemas Aislados consiste en promover su progresiva interconexión al SEIN. En ese sentido, propone que se evalúe de manera vinculante la interconexión de los principales Sistemas Aislados en cada actualización del Plan de Transmisión, priorizando dichas inversiones cuando el análisis costo-beneficio resulte favorable frente a la alternativa de mantenerlos aislados. Finalmente, sostiene que la interconexión permitiría aprovechar economías de escala y acceder a una oferta de generación más diversificada, confiable y de menor costo.

Análisis

El proyecto de norma tiene por objeto otorgar mayor predictibilidad al reconocimiento tarifario de los costos de inversión de las nuevas centrales de generación en los Sistemas Aislados, mediante el establecimiento de un valor base del costo de inversión, una fórmula de actualización anual y su vinculación con la vida útil del equipamiento según la tecnología empleada. La propuesta no contempla mecanismos de subsidio, compensaciones ni transferencias de costos hacia los usuarios del SEIN, por lo que no resulta necesario incorporar disposiciones específicas sobre dicha materia.

Respecto de la propuesta de promover la interconexión de los Sistemas Eléctricos Aislados al SEIN, se considera que constituye una materia relevante para la planificación del sistema eléctrico; sin embargo, su evaluación corresponde a los instrumentos y procesos de planificación de la expansión de la transmisión y no resulta necesaria para alcanzar el objetivo específico de la presente propuesta normativa, orientado a mejorar la predictibilidad financiera de las inversiones en generación de los Sistemas Aislados.

VII. ANALISIS DE IMPACTO CUANTITATIVOS Y/O CUALITATIVOS

De acuerdo con el numeral 1 del artículo 9.1 Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa mediante Decreto Supremo N°007-2022-JUS, el análisis de impactos cuantitativos y/o cualitativos es empleado para conocer en términos cuantitativos y/o cualitativos los efectos que tiene una propuesta normativa sobre diversas variables que afectan a los actores, la sociedad y el bienestar general, de tal forma que permite cuantificar los costos y beneficios, o en su defecto posibilita apreciar analíticamente beneficios y costos no cuantificables. De acuerdo con la citada disposición, su análisis no debe limitarse al análisis de materias únicamente patrimoniales y/o presupuestales.

Respecto del proyecto normativo se han identificado los siguientes impactos cuantitativos y



cualitativos que se describen a continuación:

7.1. Impactos identificados

7.1.1. Impacto cuantitativo

La propuesta normativa no irroga gastos al Tesoro Público dado que únicamente busca fijar una fórmula de cálculo de las Tarifas en Barra para los Sistemas Aislados a fin de incentivar la inversión en generación en los Sistemas Aislados.

7.1.2. Impacto cualitativo

a. Impacto regulatorio:

La fórmula normativa que busca incorporar el artículo 130-A en el RLCE mitiga el riesgo de los generadores que suscriban contratos bilaterales con empresas distribuidoras para atender la demanda de los Sistemas Aislados, introduciendo una nueva fórmula de cálculo de las Tarifas en Barra para dichos Sistemas, facilitando la promoción de nuevas centrales en dichos Sistemas, debido a la mayor predictibilidad en el proceso de fijación tarifaria.

b. Impacto social:

Con los incentivos necesarios para la inversión en generación, se contribuye a garantizar el acceso, la continuidad y la calidad del servicio público de electricidad para los Usuarios Regulados de los Sistemas Aislados, contribuyendo además al cierre de brechas y a la disminución de pobreza energética.

Por otro lado, la mayoría de los Sistemas Aislados que cuentan con servicio eléctrico, son abastecidos por centrales de generación térmica, cuyos costos de generación son elevados, considerando la volatilidad del precios de los combustibles y el alto costo del transporte a los centros de producción, ubicados en zonas alejadas y en algunos casos con aislamiento terrestre (Caso Purús), por lo que la promoción de la inversión de nuevas centrales de generación, podría contribuir a un menor costo y a un precio de la energía más eficiente.

c. Impacto ambiental:

La promoción de la inversión en nueva capacidad de generación eléctrica en los Sistemas Aislados podría generar impactos ambientales favorables, en función de las tecnologías y fuentes de generación que sean finalmente implementadas. En particular, la incorporación de nueva capacidad de generación podría contribuir a diversificar y modernizar la matriz de generación de dichos sistemas y, cuando ello implique el desplazamiento o reducción de la generación basada en combustibles fósiles, generar una disminución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), así como de otros impactos ambientales asociados a la generación térmica, tales como las emisiones atmosféricas y la contaminación sonora.

En ese sentido, dado que la propuesta normativa adopta un enfoque tecnológicamente neutro, no establece una preferencia ni condiciona la incorporación de una determinada tecnología de generación, por lo que los efectos ambientales concretos dependerán de las alternativas tecnológicas que resulten técnica y económicamente viables y de las decisiones de inversión que se adopten en el marco de la normativa propuesta.

d. Impacto institucional:

Con la incorporación del artículo 130-A en el RLCE, se generan los incentivos necesarios para la inversión en generación en Sistemas Aislados, fortaleciendo la predictibilidad de los agentes en el reconocimiento de los costos de inversión y la eficiencia en la actividad regulatoria del OSINERGMIN.

7.2. Análisis costo-beneficio

De acuerdo con el numeral 2 del artículo 9 de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa mediante Decreto Supremo N° 007-2022-JUS, en el análisis de impacto cuantitativos y/o cualitativos de la norma debe justificarse la necesidad de la norma considerando los costos y beneficios probables de la aprobación y aplicación de la propuesta de norma.

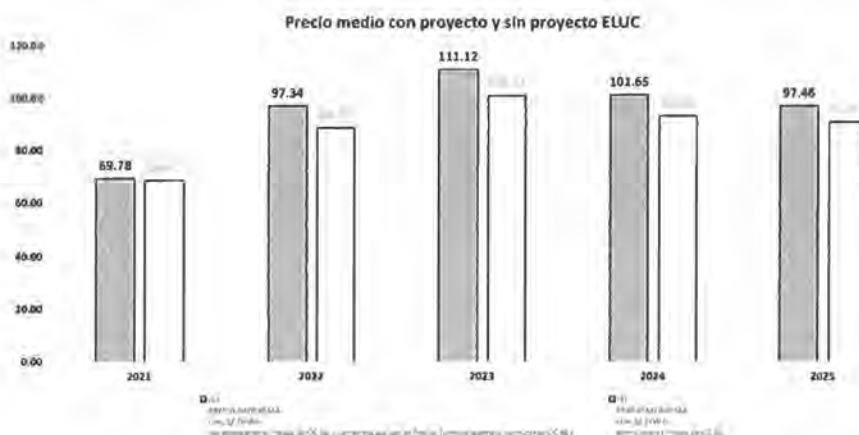
En lo que respecta a los **beneficios** esperados que conllevaría a la aprobación de la propuesta de norma, tenemos que la misma permite:

- Promover la inversión en generación en los Sistemas Aislados.
- Mayor predictibilidad para los agentes en el proceso de fijación de la Tarifa en Barra.
- Garantizar el acceso, la continuidad y la calidad del servicio público de electricidad en los Sistemas Aislados.
- Procura un menor costo del servicio y un precio de la energía más competitivo.
- Impacto positivo en el medio ambiente, reducción de la generación con fuente térmica en dichos Sistemas, y la correspondiente reducción de contaminación sonora y emisiones de GEI.

En lo que respecta a los **costos** esperados se identifican los siguientes:

- Con relación al Generador: tiene que cumplir el procedimiento de actualización previsto en la nueva norma propuesta, asumiendo los costos administrativos de la adecuación, que son mínimos respecto a los beneficios señalados en el párrafo precedente.
- Con relación al Distribuidor: los precios de los contratos de suministro podrían tender al alza con la nueva fórmula propuesta.
- Con relación al Usuario del servicio: no existe riesgo de un sobre costo significativo del servicio eléctrico mientras exista el Mecanismo de Compensación previsto en el artículo 30 de la Ley N°28832, sin embargo, en el largo plazo con la promoción de las nuevas centrales de generación, los precios futuros del suministro podrían reducirse, y reducirse también el subsidio que deriva de los aportes de los Usuarios del SEIN a los Usuarios Regulados del Sistema Aislado a través del Mecanismo de Compensación. Un ejemplo claro de ello, se puede verificar en el comportamiento de Tarifa en Barra para los Sistemas Atalaya y Purús que administra ELUC:

Gráfico N°1. Proyección del precio medio con proyecto fotovoltaico vs. precio medio real sin proyecto fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia

En la barra de color naranja se aprecia la estimación del precio de la energía derivada de una fuente térmica puro, como si no existiera generación fotovoltaica en Atalaya y Purús, resultando un costo medio de la energía eléctrica mayor al real (barra amarilla), con la participación del componente fotovoltaico en la generación de dichos Sistemas Aislados desde el año 2021.

- Con relación al regulador: la fórmula propuesta genera un costo administrativo que resulta mínimo, frente a los beneficios identificados como el fortalecimiento de la actividad regulatoria reflejado en la mayor predictibilidad del mecanismo de fijación de la Tarifa en Barra para los Sistemas Aislados.

Asimismo, la norma propuesta no genera gastos adicionales en el Presupuesto del Sector Público, puesto que la aprobación de la misma no requiere el incremento de los recursos públicos, además, los costos para la implementación corresponden al ejercicio de funciones administrativas que realizan las entidades del sector público y los sujetos administrados.

7.3. Alternativas de solución

De acuerdo con el numeral 2 del artículo 9 de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa mediante Decreto Supremo N° 007-2022-JUS, en el análisis de impacto cuantitativos y/o cualitativos de la norma debe justificarse los mecanismos alternativos de solución.

Las alternativas de solución que se plantean se desarrollan en dos escenarios excluyentes uno del otro:

- Alternativa 1:** Mantener el esquema actual de fijación de la Tarifa en Barra para los Sistemas Aislados de acuerdo al artículo 130 del RLCE (Alternativa 1).
- Alternativa 2:** Introducir el nuevo mecanismo de fijación de la Tarifa en Barra para Sistemas Aislados incorporando el artículo 130-A al RLCE (Alternativa 2).

En el siguiente cuadro se determinan las consecuencias identificadas con cada una de las alternativas:

Tabla N°4. Análisis de las alternativas de solución

Alternativa	Propuesta	Consecuencias
Alternativa 1	Mantener el esquema actual de fijación de la Tarifa en Barra para los Sistemas Aislados de acuerdo al artículo 130 del RLCE	- Falta de predictibilidad en el reconocimiento del componente de costos de inversión en el proceso de fijación de la Tarifa en Barra. - Pérdida de interés de las empresas generadoras en suscribir nuevos contratos bilaterales de suministro, para el suministro de Usuarios Regulados en los Sistemas Aislados. - Se mantiene la brecha de acceso al servicio eléctrico en Sistemas Aislados.





Alternativa 2	Introducir un nuevo mecanismo de fijación de la Tarifa en Barra para Sistemas Aislados incorporando el artículo 130-A al RLCE.	- Promoción de nuevas centrales de generación en los Sistemas Aislados. - Mayor predictibilidad en el proceso de fijación de la tarifa en barra. - Garantiza el acceso, la continuidad y la calidad del servicio público de electricidad en los Sistemas Aislados. - Dependiendo de las centrales de generación que se implementen, puede procurar un menor costo y un precio de la energía más competitivo. - Impacto positivo en el medio ambiente, y, la correspondiente reducción de contaminación sonora y emisiones de GEI ante el ingreso de centrales de generación eficientes.
---------------	--	---

De la evaluación efectuada, corresponde implementar la Alternativa 2, es decir, introducir el nuevo mecanismo de fijación de la Tarifa en Barra para Sistemas Aislados incorporando el artículo 130-A al RLCE.

VIII. ANALISIS DE IMPACTO REGULATORIO

De conformidad con el artículo 6 del Decreto Legislativo N.º 1565, que aprueba la Ley General de Mejora de la Calidad Regulatoria, el Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante (AIR Ex Ante) es un requisito obligatorio para todos los proyectos de disposiciones normativas de carácter general emitidos por entidades del Poder Ejecutivo que estén dentro del ámbito de aplicación de este instrumento. Este requisito está regulado en el Reglamento del citado Decreto Legislativo, que establece los procedimientos y criterios para la elaboración del AIR Ex Ante.

Específicamente, el numeral 33.2 del artículo 33 del Reglamento del Decreto Legislativo N.º 1565 establece que las entidades deben presentar un AIR Ex Ante cuando el proyecto normativo de carácter general implique la creación o modificación de obligaciones, condiciones, requisitos, responsabilidades, prohibiciones, limitaciones o cualquier otra regla que:

- a) Que genere(n) o modifique(n) costos en su cumplimiento por parte de las personas; y/o,
- b) Que limite(n) el ejercicio, otorgamiento y/o reconocimiento de derechos de las personas, restringiendo el desarrollo de actividades económicas y sociales que contribuyan al desarrollo integral, sostenible, y al bienestar social.

En este contexto, la fórmula tarifaria propuesta para la Tarifa en Barra en Sistemas Aislados modifica la metodología para calcular las tarifas aplicables a los Usuarios de dichos sistemas. Esta modificación implica un cambio en los costos tarifarios que deben

asumir los usuarios, lo que configura una afectación directa en términos económicos.

Por consiguiente, la propuesta normativa claramente cumple con los criterios definidos en el numeral 33.2 del artículo 33 del citado Reglamento, pues modifica costos y, potencialmente, puede impactar en derechos de los usuarios vinculados al suministro eléctrico en Sistemas Aislados.

En conclusión, se determina que la propuesta normativa está dentro del alcance del Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante.

En consecuencia, al encontrarse la propuesta normativa dentro del alcance del AIR Ex Ante, resulta igualmente exigible la aplicación de la "Guía Práctica de Consulta Pública en el marco de los instrumentos de mejora de la calidad regulatoria", aprobada mediante Resolución de Secretaría de Gestión Pública N° 002-2026-PCM-SGP. Dicha Guía es de aplicación obligatoria precisamente para las entidades de la administración pública que formulen normas sujetas al Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante, lo que resulta plenamente aplicable al presente caso, dado que ya se ha determinado la exigibilidad del AIR Ex Ante para la fórmula tarifaria propuesta.

Bajo este marco, corresponde tener en cuenta que el Reglamento del AIR dispone de dos modalidades de consulta: la consulta pública temprana y la consulta pública del proyecto regulatorio. Si bien la consulta pública temprana resulta complementaria y fortalece la delimitación del problema público y de los grupos afectados, es la segunda modalidad, la referida al proyecto normativo ya formulado, la que tiene carácter obligatorio, por lo que su realización no puede omitirse en el presente procedimiento.

Precisamente, esta modalidad obligatoria de consulta pública del proyecto regulatorio es la que corresponde aplicar en el momento de la publicación de la norma para comentarios, esto es, cuando la entidad pone a disposición de la ciudadanía el texto del proyecto normativo, a fin de que los usuarios y demás interesados presenten sus observaciones dentro del plazo que se determine. Conforme a las cuatro etapas establecidas, referidas a preparatoria, de ejecución, de evaluación, y de difusión y mejora continua, dicha publicación para comentarios se ubica en la etapa de ejecución, la cual debe ir precedida de una etapa preparatoria en la que se definan el mecanismo, los grupos de interés a convocar y el plazo de consulta, aplicando los criterios de proporcionalidad previstos en la Guía. Dado que la modificación de la fórmula tarifaria en Sistemas Aislados genera una afectación económica directa sobre los usuarios, dichos criterios de proporcionalidad deben traducirse en un plazo y mecanismo de difusión acordes con la magnitud del impacto identificado, y no en un trámite mínimo o meramente formal.

Cumplida la etapa de ejecución (publicación y recepción de comentarios), corresponde continuar con la etapa de evaluación, en la que la entidad sistematiza y responde a los aportes recibidos, y finalmente con la etapa de difusión y mejora continua, en la que se publican los resultados del proceso de consulta.

En conclusión, se determina que la propuesta normativa está dentro del alcance del Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante y que, por derivación directa de dicha calificación, la publicación del proyecto normativo para comentarios debe realizarse en el marco de la consulta pública obligatoria del proyecto regulatorio, conforme a las etapas, plazos proporcionales y demás lineamientos establecidos en la "Guía Práctica de Consulta Pública en el marco de los instrumentos de mejora de la calidad regulatoria", aprobada por Resolución de Secretaría de Gestión Pública N.º 002-2026-PCM-SGP.

IX. PERTINENCIA DE PUBLICACION DEL PROYECTO

De acuerdo con el numeral 4.8 del artículo 4 del reglamento que establece disposiciones sobre publicación y difusión de normas jurídicas de carácter general, resoluciones y proyectos



normativos, aprobado por Decreto Supremo N° 009-2024-JUS, un proyecto normativo es un documento elaborado por una entidad de Administración Pública con la finalidad de convertirse en una norma de carácter general.

Asimismo, conforme al numeral 4.10 del artículo 4 de Reglamento sobre Publicación de Proyectos Normativos, la publicación de proyectos normativos es la puesta en conocimiento de proyectos normativos a la ciudadanía con el objeto de recabar sus comentarios, aportes, opiniones, garantizando el principio de transparencia y máxima divulgación, así como el principio de participación ciudadana y de los administrados, antes que, en ejercicio de la potestad normativa, se aprueban normas de carácter general que puedan afectar derechos, obligaciones e intereses.

De acuerdo al artículo 16 del Reglamento que establece disposiciones sobre publicación y difusión de normas jurídicas de carácter general, resoluciones y proyectos normativos, aprobado por el Decreto Supremo N°009-2024-JUS, señala que las entidades de la Administración Pública difunden las normas jurídicas de carácter general que sean de su competencia, a través de sus respectivas sedes digitales, revistas institucionales, en caso cuenten con ellas, y en general todos aquellos medios que hagan posible la difusión colectiva; además, el literal c) del numeral 20.1 del artículo 20 de la precitada norma dispone que el plazo para la recepción de los comentarios, aportes u opiniones, no debe ser menor a quince (15) días calendario contados desde el día siguiente de su publicación, salvo disposición normativa de rango superior que establezca lo contrario.

En el caso de la propuesta normativa, corresponde su publicación para recibir comentarios, aportes y opiniones de los agentes interesados, dado que incide directamente en los Usuarios Regulados, las empresas distribuidoras, las empresas generadoras y OSINERGMIN.

X. DESCRIPCION DE PROPUESTA NORMATIVA

La presente propuesta normativa está compuesta de cuatro (4) artículos, cuyos alcances comprenden lo siguiente:

▪ Artículo 1 – Objeto

El artículo 1 establece el objeto de la propuesta normativa, el cual busca modificar el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, para incorporar el artículo 130-A con el propósito adecuar el mecanismo de fijación de las Tarifas en Barra en los Sistemas Eléctricos Aislados.

▪ Artículo 2 – Finalidad

El artículo 2 contiene la finalidad del proyecto normativo, la cual consiste en promover nuevas centrales de generación en Sistemas Eléctricos Aislados, a través de un mecanismo de cálculo de la Tarifa en Barra que tenga en consideración el criterio de la vida útil de dichas centrales, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo y confiable.

▪ Artículo 3 – Incorporación del artículo 130-A en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

El artículo 3 de la propuesta normativa incorpora reglas específicas en la metodología de determinación de las Tarifas en Barra mediante la inclusión del artículo 130-A en el RLCE.

La propuesta normativa introduce, en esencia, una diferenciación entre la determinación del valor base del costo de inversión.

Actualmente, el proceso tarifario tiene una periodicidad anual. La propuesta mantiene dicha periodicidad para la fijación de las Tarifas en Barra, pero establece que el valor base del costo de inversión de una central no sea objeto de una nueva determinación en cada proceso anual, sino que permanezca vigente durante el período correspondiente a la vida útil del equipamiento. De esta manera, una vez determinado el valor base de la inversión, este se actualiza anualmente mediante una fórmula previamente establecida. La revisión integral del costo de inversión se



produciría recién cuando haya transcurrido la vida útil del equipamiento. Por su parte, los costos de operación y mantenimiento continúan siendo evaluados y determinados anualmente, permitiendo que estos componentes reflejen las condiciones que correspondan a cada proceso regulatorio.

En términos generales, el mecanismo propuesto funciona de la siguiente manera:

1. **Determinación de la vida útil:** la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) establece cada cuatro (4) años, mediante Resolución Directoral, la vida útil del equipamiento correspondiente a las distintas tecnologías de generación. Para ello, realiza un estudio técnico que sustenten dichos valores.
2. **Primera fijación tarifaria:** cuando corresponda realizar la primera fijación tarifaria para una determinada central de generación, Osinergmin establece el valor base del costo de inversión y la fórmula de actualización anual aplicable.
3. **Consideración de la vida útil:** para determinar el costo de inversión, Osinergmin utiliza la vida útil del equipamiento establecida por el MINEM y vigente al momento de la fijación tarifaria.

Esta incorporación encuentra respaldo en el artículo 42⁸ de la LCE, que dispone que *"los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector"*. Cabe señalar que, en el sector eléctrico peruano, el principio de eficiencia implica garantizar que la generación, transmisión y distribución de electricidad se realicen de forma óptima, minimizando pérdidas y costos sin afectar la calidad, continuidad ni seguridad del suministro.

Por tanto, el uso del criterio de vida útil como componente del precio en barra constituye un elemento de predictibilidad regulatoria compatible con la finalidad de promover inversiones eficientes, preservar la sostenibilidad del suministro y mantener incentivos para la incorporación de tecnologías que reduzcan costos en los Sistemas Aislados.

4. **Vigencia del costo de inversión:** una vez establecido el valor base, este mantiene su vigencia durante todo el período correspondiente a la vida útil del equipamiento. Por tanto, el costo de inversión no es recalculado en cada fijación tarifaria anual.
5. **Revisión del costo de inversión:** el costo de inversión del equipamiento es revisado una vez que ha transcurrido su vida útil.
6. **Actualización anual:** pese a que el valor base del costo de inversión mantiene su vigencia durante la vida útil del equipamiento, las Tarifas en Barra continúan fijándose anualmente. En cada fijación, el costo de inversión se actualiza aplicando la fórmula de actualización correspondiente.
Sobre este aspecto, la propuesta normativa es plenamente compatible con el marco legal vigente, toda vez que respeta el período tarifario anual previsto en el artículo 46 de la LCE⁹, incorporando únicamente criterios adicionales para dotar de mayor predictibilidad y transparencia al reconocimiento de las inversiones en Sistemas Aislados.
7. **Costos de operación y mantenimiento:** a diferencia del costo de inversión, los costos de operación y mantenimiento son determinados en cada proceso de fijación tarifaria.

▪ Artículo 4 – Refrendo

El artículo 4 establece que el Decreto Supremo será refrendado por el MINEM, conforme a lo dispuesto por la Constitución Política del Perú y numeral 3 del artículo 11 de la Ley Orgánica del

⁸ **Artículo 42.-** Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

⁹ **Artículo 46.-** Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año.
Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG.

Poder Ejecutivo¹⁰. Este artículo cumple una función meramente formal dentro de la estructura de la norma que resulta indispensable para la validez del acto normativo.

▪ **Única Disposición Complementaria Final – Adecuación de procedimientos por Osinergmin**

La Única Disposición Complementaria Final establece un plazo no mayor de 120 días calendario para que Osinergmin apruebe las directrices y procedimientos necesarios para aplicar efectivamente el nuevo artículo 130-A del RLCE.

La disposición busca asegurar que la modificación normativa pueda ser implementada mediante reglas regulatorias que permitan a Osinergmin incorporar los nuevos criterios en los procesos de fijación tarifaria. De esta manera, se establece un período de adecuación para desarrollar los procedimientos, criterios técnicos y demás instrumentos necesarios para la aplicación de la nueva metodología.

Por tanto, esta disposición cumple una función de transición e implementación, ya que permite que la modificación normativa no quede únicamente como una regla general, sino que sea acompañada de los instrumentos necesarios para su aplicación práctica.

XI. IMPACTO EN LA LEGISLACION VIGENTE

La propuesta de incorporación del artículo 130-A del RLCE busca complementar el marco regulatorio vigente, incorporando una nueva fórmula de cálculo de las Tarifas en Barra aplicable a los Sistemas Aislados.

En efecto la propuesta normativa pretende complementar el artículo 130 del RLCE, que señala que Osinergmin fijará las Tarifas en Barra destinada a los usuarios del Servicio Público; observando en lo pertinente los criterios señalados en el Título V de la Ley y del Reglamento. El principal cambio consiste en introducir reglas específicas respecto del costo de inversión de las centrales de generación para la determinación de las Tarifas en Barra. Para ello, se establece que dicho costo debe considerar la vida útil del equipamiento de la central, de acuerdo con la tecnología utilizada.

¹⁰ **3. Decretos Supremos.** - Son normas de carácter general que reglamentan normas con rango de ley o regulan la actividad sectorial funcional o multisectorial funcional a nivel nacional. Pueden requerir o no el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, según lo disponga la ley. Son rubricados por el Presidente de la República y refrendados por uno o más Ministros a cuyo ámbito de competencia correspondan.

Los Decretos Supremos entran en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial, salvo disposición contraria del mismo, que postergue su vigencia en todo o en parte.