



## BUENAS PRÁCTICAS REGIONALES

para acelerar el despliegue de energías  
renovables no convencionales

---

## Autores

Fundación Ivy

DOI: <https://doi.org/10.51414/sei2026.025>

## Layout y gráficos

Alejandra Aristizábal

Silvia Yepes

## Edición

Natalia Ortíz Díaz

## Contacto

[gustavo.devivero@fundacionivy.org](mailto:gustavo.devivero@fundacionivy.org)

---

## Organizaciones del proyecto:



Instituto internacional de investigación sin ánimo de lucro que aborda los desafíos relacionados con el clima, el medio ambiente y el desarrollo sostenible mediante investigaciones de vanguardia, generación de conocimiento, herramientas y fortalecimiento de capacidades.



Centro de pensamiento y acción independiente que cataliza cambios estructurales para la transición energética en Colombia, basado en evidencia y con incidencia en política pública, para una sociedad equitativa y resiliente.



Organización no gubernamental sin fines de lucro enfocada en impulsar la acción climática y acelerar la transición hacia modelos de desarrollo sostenibles y bajos en carbono en América Latina y el Sur Global. Su trabajo combina análisis técnico, desarrollo de políticas públicas, planificación territorial y fortalecimiento institucional.

## Financiado por:



Este documento se publica en el marco del proyecto “Potenciando la Transición Energética Justa de Colombia”, ejecutado por el Stockholm Environment Institute (SEI), POLEN Transiciones Justas y la Fundación Ivy, y financiado por UK Partnering for Accelerated Climate Transitions (UK PACT), un programa de desarrollo de capacidades administrado y financiado por la Oficina de Asuntos Exteriores, Commonwealth y Desarrollo (FCDO) y el Departamento de Seguridad Energética y Cero Emisiones Netas (DESNZ) del Gobierno del Reino Unido a través del Fondo Internacional para el Clima del Reino Unido.

# CONTENIDO

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Marco político e institucional</b>	<b>8</b>
	2.1. Acuerdo político y social amplio	9
	2.2. Fortalecimiento institucional	10
	Síntesis de buenas prácticas regionales	12
<b>3</b>	<b>Planificación estratégica del sistema eléctrico</b>	<b>13</b>
	3.1. Planificación proactiva	14
	3.2. Planificación coordinada del sistema eléctrico	16
	3.3. Modelado del sistema y criterios de confiabilidad	18
	3.4. Caracterización de la disponibilidad del recurso	20
	Síntesis de buenas prácticas regionales	21
<b>4</b>	<b>Marco regulatorio para la inversión y operación</b>	<b>23</b>
	4.1. Remuneración de las inversiones de generación	24
	4.2. Remuneración de las inversiones de transmisión	27
	4.3. Regulación de la operación	29
	4.4. Remuneración de los servicios complementarios	31
	Síntesis de buenas prácticas regionales	32
<b>5</b>	<b>Respuesta de la demanda</b>	<b>35</b>
	5.1. Mecanismos para la gestión de la demanda	36
	5.2. Incorporación de generación de energía renovable por parte de consumidores	37
	Síntesis de buenas prácticas regionales	40
<b>6</b>	<b>Integración regional de los sistemas eléctricos</b>	<b>41</b>
	Síntesis de buenas prácticas regionales	43
<b>7</b>	<b>Reflexiones finales</b>	<b>44</b>
<b>8</b>	<b>Referencias</b>	<b>45</b>

## Lista de abreviaciones

ADME	Administración del Mercado Eléctrico (Uruguay)
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (Brasil)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética (Brasil)
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)
DNE	Dirección Nacional de Energía (Uruguay)
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (Colombia)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética (Brasil)
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (Colombia)
IEA	Agencia Internacional de Energía
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency)
MACC	Modelo de Acceso a Capacidad de Conexión (Colombia)
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería (Uruguay)
MME	Ministerio de Minas y Energía (Brasil)
NASEM	National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OLACDE	Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PDE	Plan Decenal de Expansión Energética (Brasil)
PEN	Plan Energético Nacional (Colombia)
PLADESE	Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (México)
PROINFA	Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Brasil)
ToU	Tarifa de Tiempo de Uso (Time-of-Use)
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética (Colombia)
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (Uruguay)
XM	Operador del Sistema y Administrador del Mercado Eléctrico (Colombia)

# 1. Introducción

América Latina y el Caribe cuentan con una abundante disponibilidad de recursos naturales para la generación de electricidad de fuentes renovables no convencionales de energía renovable, particularmente de origen eólico y solar. A ello se suma una importante base histórica de generación hidroeléctrica en varios países de la región, lo que aporta una capacidad significativa de flexibilidad operativa y respaldo para la integración de estas fuentes variables en los sistemas eléctricos, reduciendo en muchos casos la necesidad inmediata de soluciones adicionales de almacenamiento u otras tecnologías de respaldo.

Por otra parte, la necesidad global de avanzar hacia la descarbonización de las economías, los compromisos internacionales asumidos por los países en el marco de la lucha contra el cambio climático, así como los cambios regulatorios y comerciales que comienzan a incidir en el comercio internacional de bienes y servicios intensivos en carbono, están impulsando a los Estados a adoptar estrategias de transición energética como parte central de sus políticas de desarrollo.

En este contexto, la incorporación de energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica constituye una alternativa económicamente atractiva para muchos países, dado que los costos de estas tecnologías han experimentado una reducción significativa en la última década, permitiendo que en numerosos mercados compitan en condiciones favorables con tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles (IRENA, 2025). Existen también otros beneficios asociados, tales como el fortalecimiento de la seguridad de suministro, la reducción de la exposición a la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles fósiles, el avance hacia una mayor soberanía energética y las externalidades positivas vinculadas al desarrollo de cadenas productivas locales, así como los beneficios ambientales y sociales derivados de las energías renovables.

El despliegue exitoso de las energías renovables requiere un cambio de paradigma que permita adaptar los sistemas eléctricos, históricamente basados en generación térmica fósil, en sus distintas funciones de gestión, en particular en la planificación, la regulación y la operación. Este cambio de paradigma no se circunscribe a un único ámbito sectorial, sino que atraviesa de manera transversal las distintas dimensiones de la política energética. En el plano político e institucional, requiere construir acuerdos amplios y duraderos que trasciendan los ciclos de gobierno y brinden estabilidad a las reglas de inversión. En materia de planificación implica incorporar la variabilidad y la incertidumbre propias de las fuentes renovables en los modelos y criterios con que se evalúa la expansión y la confiabilidad del sistema, y dotar a esa planificación de carácter vinculante para que se traduzca en el desarrollo efectivo del sistema. Y en el ámbito regulatorio, exige adecuar las reglas de remuneración, contratación y operación para que sean acordes a las características de estas tecnologías.

Este cambio constituye un gran desafío, y tal como señala el documento *"Estrategia para una América Latina y el Caribe más renovable"* (OLADE,<sup>1</sup> 2023), varios países de la región han enfrentado dificultades para avanzar de manera sostenida en la incorporación de energías renovables no convencionales en sus sistemas eléctricos. Entre las principales barreras identificadas se encuentran factores de carácter político-institucional, limitaciones económico-financieras y restricciones vinculadas a la infraestructura eléctrica, particularmente en materia de redes de transmisión y de marcos regulatorios adecuados.

---

1 OLADE ha cambiado recientemente su denominación a Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLAC-DE).

En este contexto, y dando continuidad, en cierta medida, a dicho estudio, el presente informe tiene por objetivo recopilar y sistematizar las principales buenas prácticas identificadas en la literatura y en la experiencia acumulada en los países de América Latina y el Caribe en relación con la incorporación de energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos.

En particular, el informe aborda aspectos tales como la necesidad de contar con acuerdos políticos y sociales amplios que otorguen estabilidad a las políticas energéticas; la importancia de una planificación integral del sistema eléctrico; la adaptación de los marcos regulatorios e institucionales para facilitar la integración de estas tecnologías; y las oportunidades que ofrece la integración regional de los sistemas eléctricos para mejorar la eficiencia y la seguridad del abastecimiento energético.

El aprovechamiento de la experiencia acumulada constituye una práctica deseable en el diseño de políticas públicas orientadas a maximizar el bienestar de la sociedad. En este sentido, la política energética reviste especial relevancia, en la medida en que el sector energético incide de manera transversal en múltiples dimensiones del desarrollo económico y social, así como en la sostenibilidad ambiental de largo plazo.

Las lecciones recopiladas en este informe buscan aportar elementos de reflexión a los responsables de la política energética sobre las condiciones necesarias para una incorporación eficiente y sostenible de las energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos.

Si bien el alcance de este informe no incluye un análisis detallado de las externalidades socioeconómicas y ambientales positivas asociadas al despliegue de estas tecnologías, es importante señalar que dichos efectos deben ser considerados por la política pública al momento de definir la estrategia de desarrollo energético. Entre ellos se destacan el potencial impulso a la actividad económica vinculada a la provisión de bienes y servicios asociados a estas tecnologías; la generación de empleo, particularmente calificado, y la contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En las secciones posteriores se presentan y discuten las principales lecciones aprendidas en la región en relación con la incorporación exitosa de fuentes de energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos. El documento está estructurado alrededor de la categorización de estas experiencias en cinco pilares (*ver Figura 1*): La Sección 2 examina las condiciones habilitantes de carácter político e institucional, incluyendo la importancia de los acuerdos multipartidarios, el fortalecimiento institucional y los mecanismos de promoción de inversiones. La Sección 3 aborda la planificación estratégica del sistema eléctrico, con énfasis en los enfoques de modelización, los criterios de confiabilidad y la caracterización de los recursos renovables. La Sección 4 analiza las adecuaciones regulatorias necesarias del lado de la oferta —mecanismos de remuneración de la generación y la transmisión, y regulación de la operación—. La Sección 5 examina los mecanismos de respuesta de la demanda, incluyendo las tarifas de tiempo de uso, la generación distribuida y la gestión de la demanda flexible. La Sección 6 explora las oportunidades que ofrece la integración regional de los sistemas eléctricos para valorizar excedentes renovables y mejorar la seguridad de suministro. Finalmente, la Sección 7 presenta las reflexiones finales que sintetizan los principales mensajes del informe.

Figura 1: Estructura del documento alrededor de cinco pilares



Foto: © Hoan Ngoc - Pexels



# 2

## Marco político e institucional

---

## 2.1. Acuerdo político y social amplio

Para promover el despliegue de proyectos basados en energías renovables no convencionales y, en particular, atraer inversiones, se requiere una política energética de Estado a largo plazo, que habilite instancias de diálogo permanente y un proceso dinámico de co-creación, con el compromiso sostenido y la participación de los distintos actores públicos y privados.

Dado que las inversiones en energías renovables se amortizan a lo largo de períodos prolongados, resulta fundamental contar con una política energética consolidada que trascienda los gobiernos y esté respaldada por acuerdos políticos amplios. Esto contribuye a generar estabilidad en las reglas de inversión, minimizando la incertidumbre y favoreciendo la atracción de capitales.

Con una política de Estado que trasciende gobiernos, Uruguay y Chile han logrado incrementar significativamente la participación de las fuentes de energías renovables no convencionales en sus matrices de generación eléctrica. En 2025, la participación de estas fuentes alcanzó aproximadamente el 52% en Uruguay (Balance Energético Preliminar del MIEM 2025), y el 42% en Chile (Acera A.G. s.f.).



### Uruguay

La experiencia uruguaya en la incorporación de fuentes de energías renovables no convencionales (eólica, biomasa y solar fotovoltaica) se ha sustentado en una política energética respaldada por los principales partidos políticos con representación parlamentaria. La Política Energética Nacional 2005–2030 (MIEM, 2008), actualmente en proceso de revisión y actualización con horizonte al año 2050, ha trascendido distintos períodos de gobierno de diferentes signos políticos sin experimentar cambios sustantivos. Esta continuidad ha contribuido a generar previsibilidad en la orientación de la política pública, reduciendo la incertidumbre y favoreciendo la realización de inversiones de largo plazo. Asimismo, la seguridad jurídica y el cumplimiento de los contratos celebrados son considerados, por los principales actores políticos, activos estratégicos del país para la atracción de inversiones. En este marco, los ajustes introducidos en el régimen de promoción de inversiones mediante incentivos fiscales —sustentado en un marco legal vigente desde hace más de 25 años— no han afectado de manera significativa los incentivos para las inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales de gran escala.



### Chile

Chile ha definido una política de Estado de largo plazo en materia energética a través de la estrategia “Energía 2050” (Min. Energía de Chile, 2022). Esta fue elaborada mediante procesos participativos e inclusivos orientados a lograr una amplia validación social, política y técnica. La estrategia establece lineamientos, medidas y planes de acción para el desarrollo del sector energético hasta el año 2050, con el objetivo de construir un sistema energético confiable, sostenible, inclusivo y competitivo.

La amplitud del acuerdo político debe implicar un respaldo al más alto nivel y un compromiso institucional integral, dado que tanto la atracción de inversiones como la implementación eficiente y ágil de los proyectos dependen de la actuación coordinada de diversos organismos estatales y de sus respectivas políticas sectoriales. La vinculación de estas inversiones con aspectos ambientales, la regulación del sector energético, y los permisos asociados a la construcción y operación de las centrales de generación, entre otros factores, implica que su desarrollo eficiente requiera una coordinación entre distintas áreas y niveles de la política pública.

El éxito del despliegue de las energías renovables también requiere una articulación estratégica y efectiva entre los actores públicos y privados, así como con la sociedad civil, particularmente con las comunidades locales. En este sentido, resulta clave que desde el Estado se promueva una estrategia de socialización de la información y de diálogo activo con dichas comunidades locales, que garantice la participación de las distintas partes interesadas y facilite la construcción de acuerdos socialmente legítimos.

Asimismo, se recomienda implementar herramientas de Evaluación Ambiental Estratégica previa, desde etapas tempranas, con el objetivo de incorporar criterios de sostenibilidad en la planificación de la política energética. Este enfoque permite orientar de manera adecuada la localización de los proyectos, mitigar potenciales conflictos con otros usos del suelo e impactos acumulativos, y fortalecer los mecanismos de consulta pública.



### México, Chile, Costa Rica, Panamá y República Dominicana

Estos países han implementado o desarrollado mecanismos orientados a facilitar la gestión de inversiones privadas, mediante la creación de instancias de coordinación que centralizan los aspectos más relevantes del proceso, a través de esquemas de “ventanilla única” para la recepción y el acompañamiento de proyectos de inversión. Este tipo de instrumentos supone un abordaje sistémico de los requerimientos de los proyectos, que simplifica la interacción entre los desarrolladores y el Estado, así como la implementación de mecanismos de seguimiento de los distintos trámites administrativos (GIZ, 2020).

## 2.2. Fortalecimiento institucional

Es clave que el organismo responsable de la formulación de la política energética cuente con las capacidades técnicas necesarias y con una visión articuladora que le permita diseñar y conducir dicha política, coordinar a los distintos actores involucrados y mantener un diálogo activo con los sectores público y privado.

Asimismo, este organismo debe actuar en estrecha coordinación con el regulador, el planificador y el operador del sistema eléctrico, dado que la incorporación de energías renovables requiere, en muchos casos, la adaptación del marco regulatorio y normativo. Este proceso demanda el fortalecimiento de capacidades institucionales y la dotación de herramientas adecuadas al regulador, el planificador y el operador del sistema, a fin de garantizar una integración eficiente y segura de estas tecnologías en el sistema eléctrico.

Las inversiones en energías renovables son intensivas en capital, ya que una proporción significativa de sus costos está asociada al financiamiento y a la recuperación de la inversión inicial (IRENA, 2025). Estos costos incluyen la amortización del capital invertido, el costo financiero y el retorno

esperado de la inversión. En consecuencia, los proyectos de energías renovables responden a una lógica financiera de largo plazo, con horizontes de operación de varias décadas.

Por ello, es necesario contar con un marco regulatorio e institucional estable para la inversión que permita bajar la percepción de riesgo y brindar condiciones de financiamiento favorables, caracterizadas por tasas de descuento reducidas y menores costos financieros. Asimismo, la reputación del país en el cumplimiento de los contratos y en la solidez de su marco de seguridad jurídica constituyen factores clave para el éxito en la ejecución de las inversiones.

Por otra parte, un instrumento de política pública que puede contribuir significativamente al desarrollo de estos proyectos es la implementación de regímenes de promoción fiscal de inversiones, tales como exoneraciones impositivas a la adquisición de bienes de capital y a las rentas generadas por la actividad estables en el tiempo. Asimismo, la previsibilidad de los ingresos en el largo plazo – frecuentemente asociada a contratos de compraventa de energía – facilita la participación de bancos de desarrollo en el financiamiento de este tipo de inversiones.

Dado que los riesgos crediticios asociados suelen ser relativamente bajos, estos proyectos pueden acceder a condiciones de financiamiento más favorables que las disponibles en el mercado, mediante préstamos preferenciales otorgados por dichas instituciones. De esta forma, se reducen los costos de capital y se mejora la bancabilidad de los proyectos, contribuyendo a viabilizar las inversiones.

En contextos políticos en los que no resulta factible alcanzar acuerdos políticos explícitos amplios y de largo plazo, la creación de programas de incentivos respaldada en un marco normativo contribuye a reducir la percepción de riesgo por parte de los inversores, en la medida que ese marco sea concebido como estable en el largo plazo. Aspectos importantes que contribuyen a esa estabilidad son que esos programas respondan a un objetivo socialmente legitimado, y que su financiamiento sea sostenible en el largo plazo. De esta forma, aumenta la probabilidad de que la política trascienda los ciclos de gobierno y mantenga su continuidad, incluso cuando el marco normativo sea promovido por un gobierno particular.



## Brasil

En Brasil, el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) ha trascendido distintos períodos de gobierno (Diniz & Couto, 2021). Este programa fue creado por ley en 2002 y continúa vigente en la actualidad; su continuidad y las sucesivas prórrogas de su aplicación lo han convertido en una política energética de largo plazo. PROINFA ha desempeñado un papel relevante en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales.

El programa garantiza la compra de electricidad generada por estas fuentes a un precio preferencial predefinido durante un período de 20 años, siendo dicha compra financiada por los consumidores finales de energía eléctrica. Asimismo, estableció metas de participación de energías renovables en la matriz eléctrica e incorporó mecanismos de financiamiento preferencial a través del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) para los proyectos elegibles.

La garantía de venta de la energía a un precio previamente establecido reduce de manera significativa el riesgo asociado a los ingresos de los proyectos y, en consecuencia, disminuye sus costos de capital. Además, el hecho de que dichos ingresos sean financiados por los consumidores de electricidad contribuye a asegurar la sostenibilidad financiera del programa en el largo plazo.

## Síntesis de buenas prácticas regionales

Buenas prácticas	Descripción	Ejemplos en la región	Caso Colombia
<b>Política energética Estado de largo plazo</b>	Política que trascienda ciclos de gobierno, respaldada por un amplio consenso político, para dar estabilidad a las reglas de inversión.	<b>Uruguay:</b> Política Energética 2005–2030, respaldada por todos los partidos con representación parlamentaria; continuidad sin cambios sustantivos entre gobiernos de diferente orientación política. <b>Chile:</b> "Energía 2050", elaborada con procesos participativos para validación social, política y técnica.	Colombia no cuenta con una política energética de Estado consensuada multipartidariamente. Las orientaciones cambian entre gobiernos (contraste entre enfoque de mercado pre-2022 y énfasis en transición justa post-2022); la Ley 2099/2021 ofrece cierta continuidad normativa, pero no equivale a un pacto político amplio.
<b>Articulación público-privada y con comunidades</b>	Diálogo con sociedad civil y comunidades locales; socialización de información.	<b>Uruguay:</b> la Política Energética 2005–2030 se construyó con participación de actores públicos, privados y académicos. <b>Chile:</b> "Energía 2050" fue elaborada mediante procesos participativos e inclusivos orientados a lograr validación social, política y técnica.	Colombia cuenta con la consulta previa y con espacios de participación ciudadana en licenciamiento ambiental como mecanismos formales de articulación con comunidades; a nivel de política energética, La Misión de Transformación Energética, el Plan Energético Nacional (PEN) y la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa han incluido algunas instancias de diálogo sectorial y territorial.
<b>Fortalecimiento y articulación institucional</b>	Implementación de esquemas de "ventanilla única" que centralizan y simplifican la gestión de trámites e interacción entre desarrolladores y el Estado.	<b>México, Chile, Costa Rica, Panamá y República Dominicana</b> cuentan con esquemas de ventanilla única.	Colombia cuenta con mecanismos de ventanilla única tanto para atracción de inversión (VUI) como para trámites de conexión a la red (UPME), aunque persisten cuellos de botella en licenciamiento y coordinación interinstitucional que limitan su efectividad.
<b>Promoción de inversiones</b>	Exoneraciones impositivas a bienes de capital y rentas; financiamiento preferencial vía banca de desarrollo.	<b>Uruguay:</b> régimen de promoción de inversiones con más de 25 años de vigencia. <b>Brasil:</b> Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) ha trascendido distintos periodos de gobierno.	Colombia ofrece incentivos fiscales bajo Ley 1715/2014 y Ley 2099/2021 (deducción de renta, exclusión de IVA, exención de arancel, depreciación acelerada).

Foto: © Rockwell branding agency - Pexels



# 3

## Planificación estratégica del sistema eléctrico

---

### 3.1. Planificación proactiva

La integración masiva de energías renovables variables plantea exigencias cualitativamente distintas a la función de planificación del sistema eléctrico. A diferencia de la generación térmica convencional, que es despachable, localizable cerca de los centros de demanda y con perfiles de producción predecibles, las fuentes eólicas y solares introducen variabilidad temporal y restricciones de localización que se gestionan más eficientemente a nivel de sistema. Esto convierte a la planificación en una función estratégica de coordinación que, para ser efectiva, debe traducirse en decisiones concretas de expansión y no limitarse a un ejercicio prospectivo de referencia.

En sistemas eléctricos liberalizados y desagregados verticalmente, ningún agente individual tiene los incentivos ni la información necesarios para internalizar las externalidades de sus decisiones de inversión sobre el resto del sistema. Una planificación integral que abarque simultáneamente generación, transmisión, y gestión de la demanda permite además identificar y explotar la complementariedad entre recursos: la hidroelectricidad como respaldo flexible de la solar y la eólica, el almacenamiento para gestionar la variabilidad horaria, la transmisión interregional para aprovechar la diversidad geográfica de los recursos renovables.

Los ejercicios de planificación más avanzados integran de manera coordinada la generación, la transmisión y el almacenamiento, y los formuladores de política pueden necesitar intervenir explícitamente para promover estos enfoques en sistemas con separación vertical de funciones (IEA, 2020). Esta integración no es solo una mejora metodológica: en sistemas con una alta penetración de renovables, planificar los componentes del sistema de forma separada o conjunta puede implicar diferencias sustanciales en costo y confiabilidad del suministro.

El carácter vinculante de la planificación cumple también una función de certidumbre para la inversión. En los sistemas liberalizados, las incertidumbres financieras adquieren un peso comparable o superior a las incertidumbres técnicas en las decisiones de inversión, lo que desincentiva proyectos con largos períodos de maduración y alta dependencia de infraestructura complementaria, exactamente el perfil de los proyectos renovables (Hasani, et. al., 2011). Una planificación con metas definidas por tecnología, cronogramas de expansión de red y mecanismos de seguimiento reduce la incertidumbre regulatoria y crea condiciones previsibles que atraen inversión de largo plazo. Este efecto es especialmente relevante cuando la planificación está anclada en marcos legales con mandatos explícitos de actualización periódica, lo que le otorga continuidad más allá de los cambios de gobierno y evita que las decisiones de inversión queden expuestas a la volatilidad de los ciclos políticos.

Más allá de las particularidades institucionales de cada país, las decisiones de planificación del sistema eléctrico deben ser adoptadas sobre la base de estudios técnicos rigurosos. Esto se debe a que las inversiones asociadas al sector eléctrico tienen horizontes de despliegue prolongados y sus efectos se extienden durante varias décadas, por lo que resulta fundamental que dichas decisiones se sustenten en análisis sólidos y en una evaluación integral de los distintos escenarios de desarrollo del sistema.



## México

México ha desarrollado un modelo de planeación vinculante articulado en torno al Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PLADESE), instrumento de mediano y largo plazo con horizonte de 15 años que concilia objetivos de soberanía energética, seguridad

de suministro y sostenibilidad. El PLADESE define de forma vinculante un programa de instalación y retiro de centrales eléctricas por tecnología, localización geográfica y horizonte temporal, junto con los requerimientos de expansión de transmisión y transformación necesarios para mantener la estabilidad del sistema.

Este instrumento se complementó en octubre de 2025 con la emisión, por parte de la Secretaría de Energía, de criterios explícitos que la Comisión Nacional de Energía debe aplicar antes de otorgar permisos de generación. Estos criterios evalúan cada proyecto en función de su contribución a la satisfacción de la demanda regional, su aporte a la confiabilidad del sistema, su eficiencia de largo plazo en términos de costos de operación, y su contribución a las metas de transición energética, vinculando así cada decisión individual de permiso a los objetivos sistémicos definidos en los instrumentos de planeación.



## Uruguay

Uruguay cuenta con un modelo en el que la planificación técnica de largo plazo se traduce de forma directa en decisiones de inversión, apoyado por una arquitectura institucional en la que el MIEM define la política y UTE actúa como brazo ejecutor. El MIEM publica periódicamente el Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica con horizonte de 20 años, que evalúa escenarios de demanda, identifica la secuencia óptima de incorporación de tecnologías. Las proyecciones de este ejercicio de planificación se traducen directamente en el Plan de Expansión y el Plan Quinquenal de Inversiones de UTE, que definen los procesos licitatorios concretos y los montos de inversión en transmisión asociados.

El vínculo entre planificación e inversión se refuerza a través de los mecanismos contractuales que UTE utiliza para ejecutar los planes. El esquema habilita contratos de hasta 20 años con precio fijo, en los que el desarrollador asume la inversión y los costos operativos, mientras UTE recibe la energía y retiene la potestad de solicitar servicios auxiliares al sistema, generando así condiciones de certidumbre de largo plazo para los inversores privados dentro de un marco definido por la planificación pública. La expansión de transmisión sigue la misma lógica, anticipando la nueva capacidad renovable proyectada en los planes de expansión.

## 3.2. Planificación coordinada del sistema eléctrico

En sistemas con separación vertical entre actividades de generación y transmisión tiende a existir una brecha de coordinación entre las inversiones en redes reguladas y las decisiones de inversión en nueva generación. Esta brecha que se vuelve especialmente costosa cuando la localización óptima de las renovables depende de que la red se expanda de manera anticipada y coherente. Sin planificación que coordine estas decisiones, el resultado tiende a ser subinversión sistémica o sobreinversión mal localizada.

La planificación coordinada de largo plazo del sistema eléctrico garantiza el desarrollo de la infraestructura de transmisión congruentemente con la expansión del parque de generación. El costo de incorporación de las FNCER depende en gran medida de la localización del recurso y de la distancia entre los sitios de generación y la red de transmisión. Asimismo, una vez instalada la central, eventuales restricciones en la red pueden afectar su desempeño, reduciendo la inyección efectiva de energía al sistema por debajo de los niveles previstos.

En este contexto, el modelo matemático utilizado para la planificación del sistema debe representar adecuadamente las características de la red, y considerar explícitamente, su topología, restricciones, y disponibilidad de los distintos nodos de conexión. Específicamente se sugiere no aplicar enfoques simplificados de tipo uninodal.

Este cambio también requiere actualizar la lógica tradicional de planificación y desarrollar nuevas capacidades de modelado. En particular, es necesario sustituir la visión de generación centralizada y unidireccional —característica de los sistemas hidrotérmicos— por una visión de generación más distribuida territorialmente y bidireccional, característica del desarrollo de las FNCER. Este cambio conceptual resulta fundamental para asegurar una adecuada articulación entre la oferta y la demanda de energía dentro del sistema eléctrico.



### Brasil

Brasil consolida una planificación integrada entre generación transmisión articulado por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). La EPE estructura técnica y ambientalmente los proyectos de transmisión mediante un abordaje integrado que combina planificación eléctrica, integración con la expansión de la generación y evaluación socioambiental estratégica, garantizando que cada licitación del sector sea precedida por un análisis robusto EPE (2025). El instrumento central es el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE), de actualización anual, que define de forma coherente las trayectorias de expansión en ambos segmentos: para el horizonte de planificación, la expansión de capacidad eólica y solar en cada región está dimensionada a la expansión de transmisión sobre la base de las premisas del PDE.

Lo distintivo del modelo brasileño es el mecanismo de materialización. Las obras identificadas en la planificación se ejecutan a través de licitaciones (leilões) organizadas por el poder concedente. El plan de inversiones en transmisión asociado a la integración de renovables en las regiones se traduce en licitaciones de nuevas líneas de transmisión EPE (2023). Este encadenamiento entre planificación, licitación y ejecución dota al sistema de previsibilidad para los inversores y permite anticipar la infraestructura de red a la incorporación de nueva generación renovable, en lugar de seguirla de manera reactiva.

La planificación coordinada del sistema eléctrico no es únicamente un ejercicio técnico, sino una función que requiere una arquitectura institucional capaz de sostenerla. La integración de las diferentes actividades del sector en un único marco de decisiones supone articular competencias que en los sistemas eléctricos modernos están distribuidas entre múltiples actores: el ministerio rector de política, los organismos de planificación, los reguladores económicos y técnicos, los operadores del sistema y los responsables del control y monitoreo del suministro. Sin una distribución clara de funciones y mecanismos formales de articulación entre estos actores, la planificación tiende a fragmentarse – cada institución optimiza su parcela de responsabilidad – y los resultados no se materializan de manera coherente en la expansión efectiva del sistema.

Los modelos institucionales más efectivos se caracterizan por una división explícita entre la formulación de política pública, los estudios técnicos de planificación, la regulación económica, la operación del sistema y el monitoreo del suministro, acompañada de instancias de coordinación de alto nivel que aseguran que estas funciones operen de forma alineada. Esta separación funcional cumple varios propósitos simultáneos: previene conflictos de interés —especialmente cuando hay empresas estatales operando en el sector—, dota a la planificación de continuidad técnica más allá de los ciclos políticos al asignarla a entidades especializadas, y crea condiciones de transparencia y previsibilidad que son determinantes para atraer inversión privada de largo plazo. La calidad de la coordinación institucional, más que la sofisticación de los instrumentos individuales, suele ser un factor que distingue a los sistemas que logran traducir la planificación en expansión efectiva del sistema.



## Brasil

En Brasil, existen autoridades estatales de planificación y regulación y autoridades sectoriales de control que involucran a empresas que son conjuntamente responsables de la supervisión y el control para garantizar el suministro de energía, la universalización del sistema, tarifas justas y la viabilidad financiera de los concesionarios de servicio público. De este modo, el gobierno brasileño, a través del Ministerio de Minas y Energía (MME), supervisa constantemente la continuidad y la seguridad del suministro energético e identifica los desequilibrios actuales entre oferta y demanda. Además, el MME es responsable de la planificación y la formulación de políticas públicas, ejerce la concesión de concesiones y realiza funciones regulatorias habituales como el control y la aprobación de tarifas. Está vinculado al Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), al Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico y a la Empresa de Investigación Energética (EPE) (Evangelista Bem, L.C. et al., 2023).

El MME es el principal actor institucional en el sector eléctrico, con directrices para la concesión y orientaciones para los procesos de licitación de concesiones de servicios y bienes públicos. Está compuesto por las agencias nacionales, y por empresas controladas por el Estado. El CNPE propone al presidente de la República políticas y medidas nacionales para el sector energético brasileño. Está compuesto por el ministro del MME, diez ministros del gobierno federal y tres representantes designados por el presidente de la República. El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico tiene el objetivo de monitorear y evaluar constantemente la continuidad y seguridad del suministro eléctrico en todo el territorio nacional (Evangelista Bem et al., 2023). La EPE es una institución asociada al MME cuyo objetivo es prestar servicios en el ámbito de los estudios e investigaciones para apoyar la planificación del sector energético.

Está integrada por un consejo asesor compuesto por representantes de empresas eléctricas, secretarios de Estado y secretarios del sector energético, así como por consejos administrativos y fiscales (Evangelista Bem et al., 2023).

### 3.3. Modelado del sistema y criterios de confiabilidad

Es fundamental que la incorporación de nuevas fuentes renovables no convencionales se realice de manera coordinada a través de una planificación estratégica del sistema eléctrico, con foco en la minimización del costo total de abastecimiento de la demanda de electricidad, niveles mínimos de confiabilidad y seguridad de suministro, así como en garantizar la calidad del servicio.

La incorporación de generación renovable no convencional en sistemas eléctricos históricamente basados en generación hidráulica y térmica implica un cambio de paradigma en los enfoques de planificación y modelado del sistema. Este proceso requiere fortalecer las capacidades técnicas de los equipos, adaptar y actualizar las herramientas de planificación e incorporar nuevas metodologías que permitan abordar de manera integral la variabilidad y la incertidumbre asociadas a estas fuentes. La política pública puede contribuir a generar un entorno institucional propicio para este proceso de desarrollo continuo, ya sea mediante la creación de nuevas instituciones o a través del fortalecimiento de las ya existentes.

Dado que las fuentes de energías renovables no convencionales dependen de factores climáticos, su integración requiere modelar adecuadamente dichos factores mediante pronósticos y metodologías de simulación en horizontes temporales más amplios y diversos que los utilizados en sistemas eléctricos dominados por tecnologías convencionales. Estos horizontes pueden abarcar desde el muy corto plazo hasta varios años, dependiendo del objetivo del análisis. Asimismo, cuando existe una variabilidad geográfica significativa en la disponibilidad de los recursos renovables, resulta recomendable que dicha variabilidad, junto con la topología y las restricciones de la red eléctrica, sea incorporada explícitamente en los modelos de planificación.

Los criterios de confiabilidad y resiliencia en sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables se vuelven más complejos que en aquellos dominados por tecnologías térmicas convencionales. Esta complejidad hace necesario complementar distintos criterios de evaluación, en lugar de basarse en un único indicador.

En particular, el criterio tradicional de margen de capacidad respecto de la demanda máxima esperada del sistema se ve desafiado en sistemas con alta participación de energías renovables. En estos casos adquieren mayor relevancia los enfoques basados en la demanda neta del sistema —definida como la demanda total menos la generación de fuentes renovables no convencionales— así como los criterios centrados en la disponibilidad de potencia (MIEM, 2024).

La demanda neta resulta más sensible a la variabilidad de los factores climáticos que la demanda total en condiciones de alta penetración de energía renovable no convencional. Por esta razón, es necesario incorporar métricas específicas que permitan capturar la ocurrencia de situaciones críticas y planificar adecuadamente la seguridad del suministro. En particular, la resiliencia del sistema frente a eventos extremos —capaces de provocar niveles significativos de energía eléctrica no suministrada— adquiere un papel central en la evaluación de los atributos de confiabilidad. Para ello, es necesario incorporar en los modelos indicadores que representen explícitamente estos eventos críticos de escasez tanto en términos de su probabilidad de ocurrencia como de su impacto potencial en el sistema.

En este sentido, resulta relevante complementar el análisis probabilístico con métricas de riesgo que consideren explícitamente la severidad de los eventos extremos, tales como el valor esperado condicional (Conditional Value at Risk, CVaR), que permiten evaluar el impacto de los escenarios más críticos sobre el sistema.

Asimismo, la alta variabilidad de muy corto plazo característica de las fuentes de energías renovables no convencionales exige complementar los enfoques tradicionales de planificación – centrados en la suficiencia de energía – con criterios orientados a la disponibilidad de potencia, a fin de garantizar la estabilidad operativa del sistema eléctrico.



## Uruguay

En su plan de expansión de largo plazo (Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica 2024 – 2043 (MIEM, 2024)), Uruguay analiza alternativas de

desarrollo del parque de generación que minimizan el costo total del sistema garantizan el abastecimiento de la demanda de electricidad del país.

Además, el Plan incorpora tres criterios de planificación destinados a evaluar la confiabilidad y la seguridad de suministro del sistema eléctrico: un umbral máximo de energía anual no abastecida en relación con la demanda total anual; un límite máximo de energía semanal no abastecida en relación con la demanda total semanal bajo condiciones de hidrología con una probabilidad de ocurrencia del 5 %; y un valor máximo esperado de horas anuales de interrupciones involuntarias del suministro. Este último criterio busca limitar eventos de insuficiencia de potencia a nivel horario, aspecto particularmente relevante en sistemas con alta participación de energías renovables no convencionales, caracterizadas por una elevada variabilidad a escala horaria e intra-horaria.

El Plan constituye el resultado de un proceso de recopilación de información, experiencia y desarrollo de herramientas de planificación a lo largo de varios años por parte de técnicos de la Dirección Nacional de Energía, en interacción con especialistas de otras instituciones del sector.<sup>2</sup> Sobre la base de estos estudios de carácter técnico, las autoridades del Ministerio de Industria, Energía y Minería adoptan decisiones vinculadas a la planificación del sistema eléctrico.



## Brasil

El Plan Decenal de Expansión Energética (PDE) 2034 de Brasil, elaborado por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil introduce un conjunto de criterios destinados a planificar la confiabilidad y la seguridad de suministro del sistema eléctrico y de sus distintos subsistemas en diversos horizontes

<sup>2</sup> Entre ellas se destacan la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), empresa estatal verticalmente integrada de la industria eléctrica, y la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), persona pública no estatal encargada de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica y de operar el Despacho Nacional de Cargas.

temporales, con el objetivo de acotar los riesgos de déficits de energía y de potencia en el escenario de referencia.

En relación con el déficit de energía, el plan considera dos criterios: uno estrictamente energético de base anual, que establece un máximo de energía no suministrada esperada en el 1% de los peores escenarios de abastecimiento de la demanda; y otro de carácter energético-económico de base mensual, que fija un límite máximo para el costo marginal de operación esperado en el 10% de los escenarios de mayor costo. En cuanto al déficit de potencia, también se establecen dos criterios: uno de base mensual, que define un umbral máximo para la potencia esperada en el 5% de los peores escenarios de abastecimiento de esa potencia; y otro de base anual, que establece un valor máximo para la probabilidad de pérdida de carga asociada a insuficiencia de potencia.



## México

Para asegurar la confiabilidad del sistema, PLADESE utiliza dos métricas: el Margen de Reserva y la Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva. La primera es el indicador de la suficiencia de generación en el sistema durante un periodo de análisis, basado en el exceso de capacidad disponible con respecto a la potencia máxima coincidente que ocurre en el año. El Margen de Reserva debe ser suficiente para cubrir eventos críticos como, la salida de operación de una central, la desconexión de un centro de carga, la falta temporal en el suministro de combustibles y los fenómenos naturales, además de un Margen de Reserva operativo. La capacidad disponible de la generación intermitente, durante la ocurrencia de la demanda máxima, resulta de la estadística de la disponibilidad horaria de los últimos 5 años de dicha generación. La segunda consiste en un margen adicional planificado para cubrir fallas, mantenimientos no programados o aumentos en la demanda inesperados, para garantizar la confiabilidad, seguridad y continuidad del suministro eléctrico nacional, asegurando la soberanía energética.

### 3.4. Caracterización de la disponibilidad del recurso

Para planificar adecuadamente la incorporación de energías renovables no convencionales es necesario disponer de información confiable sobre la disponibilidad del recurso, tanto en su dimensión geográfica como temporal, considerando no solo su valor esperado sino también su variabilidad.

En tal sentido, es recomendable implementar sistemas de medición de los recursos renovables en distintas localizaciones geográficas y durante períodos suficientemente prolongados, con el fin de generar series de datos robustas que permitan caracterizar el recurso y evaluar su potencial de aprovechamiento.

En ausencia de sistemas de medición adecuados, o cuando la información disponible resulta limitada o poco confiable, la política pública puede desempeñar un rol inicial impulsando campañas de medición destinadas a generar la información necesaria para explorar el potencial de las fuentes de energías renovables en el país. Una vez identificado dicho potencial, y siempre que este permita

viabilizar proyectos de inversión, se generan los incentivos para que el sector privado profundice las actividades de medición, caracterización y desarrollo del recurso.

El involucramiento activo de las instituciones académicas nacionales permite sostener y profundizar los procesos en el tiempo, mejorando la calidad de la información disponible y el desarrollo de modelos que describan con mayor precisión la disponibilidad de los recursos y las posibles complementariedades entre ellos.



### Uruguay

La política energética en Uruguay contribuyó a la generación de conocimiento sobre las fuentes energéticas primarias con potencial para la generación de electricidad, reflejado en iniciativas como el Mapa Eólico del Uruguay y el Mapa Solar del Uruguay (MIEM, 2009, MIEM, 2010). Este proceso se desarrolló en articulación con la Universidad de la República, institución que desempeñó un papel relevante tanto en las etapas iniciales como a lo largo del proceso, produciendo conocimiento que posteriormente fue incorporado en los modelos de planificación del sistema. Además de la caracterización de los recursos eólico y solar en el territorio uruguayo, este trabajo permitió identificar y analizar la importante complementariedad existente entre ambos recursos.



### Chile

En Chile, el Ministerio de Energía ha puesto a disposición del público, de forma gratuita, diversas herramientas geográficas en línea denominadas “Exploradores”, diseñadas para facilitar el análisis de los recursos renovables (Min. De Energía de Chile, Explorador solar). Estas herramientas permiten realizar, de manera gráfica, evaluaciones preliminares del potencial energético de cualquier sitio definido por el usuario, aunque no sustituyen las mediciones en terreno. Su desarrollo ha sido el resultado de una estrecha y prolongada colaboración entre el sector público, la cooperación internacional y la academia.

## Síntesis de buenas prácticas regionales

Buenas prácticas	Descripción	Ejemplos en la región	Caso Colombia
<b>Planificación proactiva y ligada a decisiones</b>	Planificación rigurosa, minimizando costo total y garantizando seguridad de suministro, como base para decisiones de política y licitación.	<p><b>Uruguay:</b> el Plan Indicativo de Expansión orienta el desarrollo del sistema y sirve de insumo para que UTE diseñe sus licitaciones</p> <p><b>México:</b> Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) define un programa vinculante de instalación y retiro de centrales eléctricas y de capacidad de transmisión y generación con un horizonte de 15 años.</p>	Los planes indicativos de expansión de generación elaborados por la UPME funcionan como referencia, pero no son vinculantes ni informan explícitamente el diseño de las licitaciones de expansión.

<p><b>Articulación institucional para la planificación</b></p>	<p>Arquitectura institucional con separación clara de funciones entre formulación de política, planificación técnica, regulación, operación y monitoreo del suministro.</p>	<p><b>Uruguay:</b> el Plan Indicativo de Expansión involucra técnicos de la DNE, UTE y ADME.</p> <p><b>Brasil:</b> Plan Decenal de Expansión Energética (PDE), elaborado por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía (MME).</p>	<p>Colombia cuenta con separación funcional (MME, UPME, CREG, XM, SSPD), pero los mecanismos formales de coordinación entre estos actores son relativamente débiles, lo que ha derivado en desfases entre planificación, regulación y materialización de la expansión.</p>
<p><b>Planificación con criterios de confiabilidad</b></p>	<p>Complementar indicadores de energía con indicadores de potencia; evaluar demanda neta y eventos extremos.</p>	<p><b>Uruguay:</b> Plan Indicativo incluye tres criterios de confiabilidad, capturando explícitamente la complejidad de las FNCER.</p> <p><b>Brasil:</b> PDE 2034 con cuatro criterios de confiabilidad captura explícitamente la complejidad de las FNCER y la dependencia hídrica.</p> <p><b>México:</b> PLADESE utiliza métricas asociadas al margen de reserva de capacidad considerando la capacidad disponible de las FNCER durante la ocurrencia de la potencia máxima.</p>	<p>Colombia utiliza el criterio de energía firme (ENFICC) y el cargo por confiabilidad para garantizar su disponibilidad. El modelado de variabilidad de las FNCER en la planificación está aún en desarrollo.</p>
<p><b>Coordinación generación-transmisión</b></p>	<p>Planificar transmisión de forma anticipada y coordinada con expansión de generación; considerar restricciones nodales.</p>	<p><b>Uruguay:</b> el Plan Indicativo de Expansión no considera las limitaciones de la red en la planificación de generación.</p> <p><b>Brasil:</b> el PDE 2034 integra criterios de expansión de generación y transmisión en distintos horizontes temporales.</p> <p><b>México:</b> el PLADESE define un cronograma de adición y de retiro de instalaciones de generación y de transmisión para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.</p>	<p>La UPME elabora planes de generación (indicativos) y transmisión (adoptados por resolución) por separado, aunque con cruces entre ambos. Las herramientas de modelización incorporan restricciones de red. Sin embargo, la coordinación efectiva entre la adjudicación de nueva generación y la disponibilidad de capacidad de transporte ha sido un punto débil, como lo evidencia el caso de La Guajira.</p>
<p><b>Caracterización de recursos renovables</b></p>	<p>Medición, mapas de potencial del recurso renovable; involucramiento académico.</p>	<p><b>Uruguay:</b> Mapa Eólico y Mapa Solar, en articulación con la Universidad de la República.</p> <p><b>Chile:</b> "Exploradores" del Ministerio de Energía.</p>	<p>Colombia cuenta con el Atlas de Radiación Solar y el Atlas de Viento del IDEAM/UPME, y los geovisores UPME.</p>

Foto: © Tom Fisk - Pexels



# 4

## Marco regulatorio para la inversión y operación

---

En la mayoría de los países de la región los marcos regulatorios de los sistemas eléctricos han sido diseñados reflejando la realidad existente al momento de su elaboración, y por ende con base en sistemas dominados por tecnologías convencionales (ej. hídricas y térmicas). En consecuencia, es necesario realizar adecuaciones regulatorias para que las reglas de remuneración, contratación y operación, entre otras, sean acordes a las características de las fuentes de energías renovables no convencionales.

## 4.1. Remuneración de las inversiones de generación

La expansión de la generación renovable ha estado acompañada por el desarrollo de diversos mecanismos regulatorios destinados a promover la inversión en estas tecnologías, a procurar que su incorporación resulte eficiente en términos de costos para el sistema eléctrico y a garantizar la viabilidad financiera de los proyectos. Estos instrumentos definen tanto los procedimientos de asignación de nuevos proyectos o adjudicación de contratos de suministro, como los esquemas de remuneración de la energía generada.

### Mecanismos de remuneración de la generación

En términos generales, pueden identificarse tres grandes categorías de mecanismos para la remuneración de las inversiones de generación renovable. Por un lado, los mecanismos basados en precios, como los *feed-in tariffs* y los *feed-in premiums*. Por otro, los mecanismos basados en cantidades, entre los que se encuentran las subastas o licitaciones competitivas y los sistemas de cuotas o certificados verdes. Finalmente, existen mecanismos híbridos o *market-based procurement*, que incluyen esquemas como los *feed-in premiums variables*, los contratos por diferencia (*contracts for difference*) y los contratos de compraventa de energía (*power purchase agreements, PPA*) adjudicados mediante subastas.

Debido a la complejidad técnica que implica la fijación adecuada de precios en los mecanismos tipo *feed-in tariff* y a las lecciones aprendidas en la región, este tipo de instrumentos no suele considerarse como la primera opción a replicar. Experiencias como el programa GENREN en Argentina y la convocatoria realizada en Uruguay en 2010 para la incorporación de generación eléctrica a partir de biomasa demostraron que, si los incentivos no están alineados con el mercado, se generan dificultades para atraer inversiones y los proyectos no logran concretarse (CEPAL, 2015; OPP, 2015).

En contraste, los instrumentos más utilizados para promover la instalación de generación renovable a gran escala en la región han sido las subastas competitivas y los contratos de compraventa de energía (*Power Purchase Agreements, PPA*) de largo plazo con grandes consumidores. Estos mecanismos han permitido asignar capacidad renovable de manera eficiente y transparente, y su implementación exitosa en varios países de América Latina ha contribuido a consolidar y difundir estos esquemas a nivel global.

Durante la última década, los procesos competitivos como subastas se han consolidado como el mecanismo predominante para la contratación de generación renovable a gran escala, particularmente en la región (IRENA, 2026). En este sentido, y considerando las experiencias desarrolladas en países como Brasil, Chile y Uruguay, resulta fundamental profundizar en el análisis de este tipo de mecanismos, así como en los impactos asociados a los distintos esquemas de contratación.

Si bien no existe un único modelo de subastas, es posible identificar ciertos principios comunes de diseño y un conjunto de buenas prácticas que explican el éxito de estos mecanismos en los países

mencionados. En primer lugar, resulta fundamental contar con un marco regulatorio claro y estable, con reglas de participación transparentes y contratos de largo plazo que reduzcan la incertidumbre para los inversores y faciliten el financiamiento de los proyectos.



## Brasil

Las subastas (leilões) son la principal vía de contratación de nueva generación en Brasil desde 2004, instituidas tras la crisis de racionamiento de 2001 como mecanismo para atraer inversión y planificar la expansión. Bajo el Ambiente de Contratación Regulada (ACR), los generadores compiten por contratos de largo plazo con las distribuidoras, las cuales tienen la obligación de contratar la totalidad de la demanda de sus clientes regulados; estos contratos – con plazos típicos de 15 a 30 años según la fuente – garantizan ingresos estables que viabilizan el financiamiento de los proyectos. El sistema distingue entre subastas de energía nueva (A-3, A-4, A-5, A-6) para plantas por construir y subastas de energía existente (A-1, A-2, A-3) para reforzar el suministro de corto plazo. La ejecución del modelo descansa en una arquitectura institucional donde la EPE realiza los estudios técnicos previos, la ANEEL ejerce la fiscalización regulatoria y la CCEE opera los certámenes y administra los contratos, incluido un sistema centralizado de gestión de garantías financieras que aporta transparencia y seguridad al proceso CCEE (2020).



## Chile

Las licitaciones de suministro para clientes regulados, instituidas mediante la Ley Corta II de 2005 y profundizadas con la Ley 20.805 de 2015, se han consolidado como el mecanismo central de contratación de generación. Bajo el esquema vigente, la Comisión Nacional de Energía diseña, coordina y dirige los procesos y adjudica contratos de hasta 20 años de plazo, lo que confiere previsibilidad a los inversores y permite financiar proyectos de gran escala (Empresas Eléctricas A.G., 2025). La reforma de 2015 introdujo la posibilidad de licitar por bloques horarios diferenciados, lo que permitió la entrada masiva de tecnologías renovables variables, representando el 100% de la energía adjudicada en la licitación 2017/01 con precios medios cercanos a 32 USD/MWh. Las bases de licitación se han actualizado en ciclos sucesivos para incorporar señales adicionales hacia el almacenamiento y la generación renovable flexible, y para mitigar riesgos a los suministradores mediante el traspaso de costos sistémicos.



## Uruguay

Las licitaciones públicas conducidas por UTE bajo el marco normativo establecido a partir de los Decretos 403/009 y 159/011 fueron el mecanismo central que viabilizó la transformación de la matriz eléctrica uruguaya entre 2010 y 2017, mediante contratos de compraventa de energía (PPA) por plazos de 20 años a precio fijo con privados (MIEM, 2011). El modelo asigna al desarrollador la inversión y los costos operativos, mientras UTE se compromete a comprar la energía generada bajo precio fijo, lo que dotó a los proyectos de alta bancabilidad y permitió movilizar inversiones del orden de USD 4.000 millones de capital privado en pocos años.

Si bien en etapas tempranas de desarrollo los subsidios a la inversión en generación a partir de FNCER han sido utilizados para estimular la entrada de nuevos proyectos, particularmente en un contexto de tecnologías aún en proceso de maduración, la reducción sostenida de los costos de estas tecnologías, impulsada por el progreso tecnológico y los efectos de aprendizaje (*learning by doing*), ha reducido significativamente la necesidad de incentivos adicionales para competir con las alternativas basadas en combustibles fósiles. En consecuencia, se recomienda que este tipo de instrumentos se utilice principalmente en etapas iniciales del desarrollo del sector o con el objetivo de remover barreras específicas que aún puedan limitar la inversión.

En caso de que se requieran subsidios, resulta importante que los instrumentos de promoción se diseñen de manera tal que fomenten la instalación de nueva generación en condiciones eficientes para el sistema en su conjunto. En particular, se debería evitar que estos incentivos promuevan la localización de proyectos en zonas con alto potencial de recursos naturales, pero sin acceso adecuado a la infraestructura de transmisión, ya que podrían generar ineficiencias y costos adicionales para el sistema eléctrico.

### Incorporación de garantías

Asimismo, resulta recomendable incorporar mecanismos que mitiguen el riesgo de incumplimiento por parte del comprador de energía, tales como fondos de garantía, cuentas de reserva o garantías soberanas. Estos instrumentos fortalecen la bancabilidad de los proyectos y contribuyen a asegurar el cumplimiento de las obligaciones contractuales durante toda la vigencia de los contratos.

### Coherencia con la planificación

Es importante que los mecanismos de contratación sean consistentes con la planificación de largo plazo del sistema eléctrico, contemplando la coordinación con los planes de expansión de generación y transmisión, y orientando el desarrollo de proyectos hacia zonas con alto potencial de recurso y condiciones adecuadas de acceso a la red.

Asimismo, resulta relevante considerar al momento de diseñar los mecanismos de contratación las características operativas tanto del sistema eléctrico como de las tecnologías renovables, con el fin de promover una combinación adecuada de tecnologías, asegurar la coordinación necesaria entre generación, transmisión y demanda, y evitar la penalización de la variabilidad asociada a este tipo de tecnologías principalmente en relación con las fuentes de generación convencionales.

## 4.2. Remuneración de las inversiones de transmisión

*“Si no existe red de transmisión para conectar las zonas donde se encuentra el recurso energético renovable (ya sea el eólico, el solar, como el hídrico) con aquellas donde está el consumo, no existe posibilidad de introducir generación renovable abundante y a costos competitivos” (OLADE, 2023).*

La planificación anticipada y coordinada de la generación y la transmisión resulta clave para la integración eficiente de nuevas fuentes de generación renovable variable (Mercadal, 2023; IEA, 2023a). Esto se vuelve particularmente relevante en el caso de la construcción de nueva infraestructura de transmisión en zonas alejadas de los centros de demanda, como ocurre en regiones con alto potencial de recursos renovables tales como la Patagonia en Argentina, el desierto de Atacama en Chile, La Guajira en Colombia, el nordeste y el extremo sur de Brasil.

Una buena práctica observada en algunos procesos de subastas de generación renovable en la región consiste en considerar explícitamente los costos de acceso a la red en el diseño de los procesos de licitación, con el fin de asegurar que los proyectos adjudicados cuenten con acceso efectivo a la red eléctrica.



### Uruguay

Los generadores adjudicados en las subastas asumieron los costos de acceso a la red de sus proyectos, los cuales fueron posteriormente remunerados a través del precio de la energía (MIEM, 2011; UTE, 2010; Viscidi & Yépez-García, 2019). Asimismo, la propiedad de los activos de transmisión asociados fue transferida al operador de la red. La inversión correspondiente al acceso a la red fue planificada por el transmisor facilitando la coordinación entre la expansión de la transmisión y el rápido despliegue de la generación renovable.

Otro aspecto relevante en el desarrollo de la red de transmisión se relaciona con los permisos necesarios para su construcción. Estos incluyen no solo la definición del trazado y la gestión de servidumbres, sino también la obtención de la denominada “licencia social”. En la práctica, estos procesos suelen implicar plazos de implementación significativamente mayores que los requeridos para la construcción de los proyectos de generación.

Una alternativa para mitigar retrasos en las inversiones de expansión de la red consiste en permitir que centrales de distintas tecnologías compartan infraestructura de transmisión para reducir costos y facilitar la integración de nuevas fuentes de generación.



### Brasil

Brasil ha avanzado en regulaciones que permiten la instalación y operación de plantas híbridas que comparten infraestructura (Dalton et al., 2025). Este enfoque optimiza el uso de la infraestructura existente, al permitir compartir activos comunes y aprovechar, además, los beneficios asociados a la complementariedad entre distintos recursos de generación, como ocurre en el caso de plantas híbridas eólicas y solares.

En relación con el acceso a la red de transmisión existente, una buena práctica consiste en garantizar la disponibilidad y transparencia de la información relativa a la capacidad de conexión en los distintos nodos del sistema. Asimismo, resulta recomendable establecer mecanismos que regulen la reserva de capacidad futura de conexión mediante la definición de plazos acotados y de hitos de desarrollo que contemplen requisitos técnicos y administrativos progresivos para mantener vigentes los permisos de conexión. En algunos casos, estos requisitos incluyen garantías financieras que respalden el avance efectivo de los proyectos. Este tipo de mecanismos, complementados con penalidades en caso de incumplimiento, contribuye a evitar comportamientos especulativos y a asegurar un uso eficiente de la capacidad disponible en la red.

Teniendo en cuenta el elevado costo asociado al desarrollo de nuevas líneas de transmisión (IEA, 2025), y su condición de monopolio natural, diversos países de la región (Brasil, Chile, Perú, Argentina) han adoptado mecanismos regulatorios específicos para facilitar su financiamiento. Entre ellos se destacan las licitaciones competitivas para la construcción, operación y mantenimiento de nuevas instalaciones, la definición de esquemas de remuneración regulada de largo plazo que otorguen previsibilidad a los inversionistas, y la socialización de los costos de transmisión a través de las tarifas del sistema eléctrico (Fuentes & Serra, 2022; IEA, 2023a).



### Chile

Chile combina esquemas de planificación centralizada con licitaciones competitivas para la adjudicación de nuevas instalaciones para la red, en las cuales los proyectos se asignan en función de la remuneración requerida por los oferentes y cuentan con ingresos regulados de largo plazo.



### Brasil

Brasil ha desarrollado un esquema similar basado en subastas competitivas para la expansión de la red de transmisión, en el que los proyectos se adjudican a los oferentes que requieren menores ingresos regulados, asegurando flujos de ingresos estables y de largo plazo para los inversionistas, lo que ha permitido atraer financiamiento privado y sostener un proceso continuo de expansión de la red.



### Perú y Argentina

Se han implementado esquemas tarifarios y regulatorios que permiten recuperar los costos de inversión a través de cargos a los usuarios del sistema eléctrico, en línea con la necesidad de socializar los costos de esta infraestructura (Hogan et al., 2012; Pérez-Arriaga et al., 2015).

### 4.3. Regulación de la operación

Es recomendable definir reglas de despacho que contemplen las características específicas de las fuentes de energías renovables variables. En particular, una práctica habitual consiste en asignar un costo variable cero al despacho de este tipo de tecnologías, reflejando la ausencia de costos variables asociados al consumo de combustible.

Asimismo, es conveniente establecer mecanismos transparentes para la gestión de eventuales situaciones de exceso de oferta de energía en el sistema. En este sentido, es habitual definir procedimientos de restricción o vertimiento de la generación renovable<sup>3</sup> —particularmente eólica y solar— que se apliquen de manera objetiva y no discriminatoria, evitando sesgos entre centrales de una misma tecnología y asegurando criterios claros para la asignación de las reducciones de generación.

Con el objetivo de reducir el vertimiento de la generación renovable variable es importante revisar los parámetros operativos que determinan la flexibilidad del parque térmico. Diversos estudios destacan la importancia de evaluar la viabilidad técnica de reducir el mínimo técnico de operación de las unidades térmicas, con el fin de ampliar su rango de regulación, así como de aumentar la velocidad de rampa (*ramp rate*) y reducir los tiempos mínimos de arranque (*start-up times*), mediante la modernización de los sistemas de control y la incorporación de tecnologías de arranque rápido (IEA, 2016<sup>a</sup>; IRENA, 2018; NREL, 2015). Estas medidas, junto con señales regulatorias adecuadas, contribuyen a mejorar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico y facilitan la integración de fuentes renovables variables.

También resulta relevante que la regulación reconozca, en la medida en que sea técnicamente justificable, la contribución de las FNCER a la firmeza o adecuación de potencia del sistema. Este reconocimiento permite que dichas centrales participen en esquemas de contratación que requieren garantías de suministro en el mercado mayorista de electricidad, contribuyendo a una integración más eficiente de estas tecnologías en el sistema eléctrico.

Otro aspecto para considerar es la adecuada internalización de las externalidades, tanto positivas como negativas, asociadas a las distintas fuentes y tecnologías de generación, y su reconocimiento en los costos variables de generación. Esto resulta relevante para evitar distorsiones en el funcionamiento del mercado, particularmente en el orden de despacho de las centrales. Un ejemplo puede observarse en situaciones en las que centrales de generación a gas natural son despachadas sin considerar su verdadero costo variable de generación por motivos ajenos al sector eléctrico. En estos casos, una posible solución consiste en asignar el recurso energético de manera más eficiente a usos alternativos o hacia su exportación. En la misma línea, en caso de establecerse instrumentos como los denominados “impuestos al carbono”, orientados a promover la descarbonización de la matriz energética, estos deberían incorporarse en el costo variable de despacho de las centrales térmicas basadas en combustibles fósiles, de modo de reflejar adecuadamente sus costos ambientales en función de la tasa de emisión de las plantas.

Por último, una dimensión relevante en la integración de energías renovables no convencionales refiere al grado de compromiso operativo exigido a estas tecnologías. En este sentido, algunos países (Chile, Brasil) han avanzado en la incorporación de señales que incentivan una mayor correspondencia entre la generación comprometida y la efectivamente entregada, exigiendo mayores niveles de previsibilidad y compromiso de entrega de energía. Esto incluye la incorporación de obligaciones asociadas a perfiles de suministro, la asignación de responsabilidad por desvíos y una

3 Se entiende por vertimiento la reducción de la generación disponible de fuentes renovables variables por parte del operador del sistema, debido a restricciones técnicas, operativas o económicas que impiden su plena inyección a la red eléctrica.

mayor exposición a señales de mercado (IEA, 2023a; IRENA, 2019; World Bank, 2020, European Commission, 2020).

Estas experiencias reflejan una tendencia a incorporar a las energías renovables no convencionales en las mismas reglas operativas que rigen al resto del sistema, alineando sus incentivos con los requerimientos de seguridad y eficiencia del mercado eléctrico — una evolución que debe diseñarse cuidadosamente para preservar la bancabilidad de los proyectos en un contexto de creciente exigencia operativa (en contraste, otros países como Uruguay han optado por esquemas que priorizan la bancabilidad sobre el compromiso operativo).

Estas condiciones incentivan el despliegue de soluciones individuales de gestión de variabilidad —hibridación, almacenamiento, contratación de respaldo— que contribuyen a una integración más eficiente de cada proyecto. No obstante, al concentrar la responsabilidad de gestionar la variabilidad en el agente generador, estos esquemas tienden a subestimar el potencial de flexibilidad agregada del sistema, donde la diversidad geográfica y tecnológica de los recursos y la respuesta de la demanda permiten gestionar la intermitencia a un costo sistémico menor.

A esto se suma un mayor nivel de exigencia en la entrega —sobre todo cuando se expresa en obligaciones horarias— introduce riesgos relevantes para tecnologías renovables variables, dada su intermitencia y limitada predictibilidad. Estos esquemas pueden incrementar la exposición a desvíos de generación, riesgos de incumplimiento contractual y, en última instancia, afectar la bancabilidad de los proyectos si no se acompañan de mecanismos adecuados de gestión de riesgo, como mercados de desvíos, instrumentos de flexibilidad o esquemas de respaldo (IEA, 2019; IRENA, 2019; World Bank, 2020).



### Chile

Chile ha incorporado de forma progresiva criterios de entrega de energía con perfil horario en el diseño de sus mecanismos de contratación de generación. En particular, ha implementado procesos de licitación que establecen bloques horarios de suministro, trasladando a los generadores la responsabilidad de cumplir con perfiles de demanda específicos.



### Brasil

Brasil ha desarrollado esquemas contractuales que incorporan el concepto de energía firme y mecanismos de penalización por desvíos, promoviendo que los generadores gestionen la variabilidad de su producción.



## Uruguay

Uruguay representa un caso de referencia del enfoque opuesto: sus PPA históricos con generadores renovables se estructuraron bajo una lógica de *pague-lo-producido* sin obligaciones horarias de entrega ni asignación de responsabilidad por desvíos al generador, priorizando la bancabilidad de los proyectos y permitiendo movilizar inversión privada de gran escala en plazos breves. Este enfoque concentra los costos de gestión de la variabilidad en el operador-comprador (UTE), quien dispone de los recursos de todo el sistema para gestionarla. Este enfoque fue funcional al objetivo de transformación acelerada de la matriz.

El grado de compromiso operativo exigido a las energías renovables no convencionales es un aspecto específico cuyo análisis en profundidad resulta recomendable, particularmente en relación con el diseño de los procesos competitivos de contratación de nueva generación.

### 4.4. Remuneración de los servicios complementarios

La experiencia internacional muestra que, en determinados contextos, ha resultado eficiente adecuar la regulación para aumentar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico y facilitar la integración de energías renovables no convencionales al sistema eléctrico sin comprometer la seguridad de suministro ni la calidad del servicio. Un mecanismo habitual para lograrlo ha sido la definición y adecuada remuneración de servicios complementarios, tales como la reserva operativa, la regulación de frecuencia, la regulación de tensión, la capacidad de respuesta rápida y los servicios de balance (IEA, 2016b; IRENA 2018).

Estos mecanismos contribuyen a gestionar la variabilidad y la incertidumbre asociadas a la generación renovable no convencional, permitiendo que distintas tecnologías —incluyendo generación flexible, sistemas de almacenamiento, gestión de la demanda y otros recursos del lado de la demanda— participen en la provisión de dichos servicios. De este modo, se fortalece la seguridad y la confiabilidad de la operación del sistema eléctrico en contextos de alta penetración de energías renovables variables.

La integración de sistemas de almacenamiento también contribuye a mitigar la intermitencia de las fuentes solar y eólica, mejorando la estabilidad y la confiabilidad del sistema eléctrico. La remuneración de los servicios que estos sistemas pueden proveer, junto con otros mecanismos de mercado, constituye una fuente de ingresos clave para que estas tecnologías puedan cubrir sus costos de capital y resultar económicamente viables.

El desarrollo de plantas híbridas —por ejemplo, combinando generación solar y eólica— constituye otra alternativa para aprovechar la complementariedad temporal de distintos recursos renovables y reducir la variabilidad de la generación. La implementación de estos sistemas permite suavizar las fluctuaciones de la producción eléctrica y, en consecuencia, contribuir a mejorar la estabilidad del suministro y la seguridad energética del sistema.

Por otra parte, la capacidad de las centrales hidroeléctricas para responder rápidamente a las variaciones en la generación de fuentes renovables no convencionales les otorga un rol fundamental en el mantenimiento de la estabilidad del sistema eléctrico. Este atributo debería ser reconocido mediante la remuneración de los servicios complementarios que estas centrales aportan al sistema.

En este sentido, la complementariedad entre la generación hidroeléctrica y las energías renovables no convencionales constituye una fortaleza relevante para facilitar su integración.

Dado que una parte importante de los sistemas eléctricos de América Latina presenta una elevada participación de generación hidroeléctrica, es recomendable analizar en profundidad las implicaciones que esta complementariedad tiene para la gestión de los recursos hídricos, así como los instrumentos regulatorios y operativos que permitan optimizarla. Este análisis puede contribuir a optimizar el uso del agua en los embalses y a favorecer un desarrollo más eficiente de las FNCER en la región.

## Síntesis de buenas prácticas regionales

Buenas prácticas	Descripción	Ejemplos en la región	Caso Colombia
<b>Subastas competitivas como mecanismo principal para impulsar nueva capacidad</b>	Procesos competitivos transparentes con contratos de largo plazo; marco regulatorio claro y estable.	<b>Brasil, Chile, Uruguay:</b> subastas se han consolidado como mecanismo predominante en la última década; principios: reglas claras, contratos de largo plazo, garantías de pago al generador.	Colombia ha realizado tres subastas de FNCER con contratos de compra de energía a 15–20 años, con cambios significativos de diseño entre rondas (producto subastado, tipo de contrato —pague lo contratado vs. pague lo producido—, y desagregación temporal de la energía).
<b>Mitigación de riesgo de contraparte</b>	Instrumentos que reduzcan el riesgo de incumplimiento del comprador y fortalezcan la bancabilidad de los proyectos: fondos de garantía, cuentas de reserva, garantías soberanas.	<b>Brasil:</b> en PROINFA, la compra de energía es financiada por los consumidores finales, asegurando la sostenibilidad financiera del esquema. <b>Uruguay:</b> los contratos son celebrados directamente con UTE (empresa estatal verticalmente integrada), reduciendo el riesgo de contraparte para los generadores.	Los contratos derivados de las subastas se celebran con comercializadores.
<b>Subsidios focalizados y transitorios</b>	Utilizar subsidios a la inversión principalmente en etapas iniciales; retirarlos gradualmente conforme los costos tecnológicos maduran.	<b>Brasil:</b> transitó de mecanismos de precio garantizado (PROINFA) hacia subastas competitivas a medida que el mercado maduró.	Colombia ofrece incentivos fiscales (Ley 1715/2014 y Ley 2099/2021) de deducción de renta, exclusión de IVA, exención de arancel, depreciación acelerada. Estos incentivos no tienen definido una progresividad o salida gradual.
<b>Transmisión: planificación anticipada y costos explícitos</b>	Incluir costos de acceso a red en el diseño de subastas; coordinar expansión de transmisión con generación; facilitar el uso compartido de infraestructura.	<b>Uruguay:</b> los generadores adjudicados asumieron los costos de acceso a la red, remunerados luego vía precio de la energía; los activos de transmisión fueron transferidos a UTE. <b>Brasil:</b> permite que plantas híbridas (ej. eólica + solar) compartan infraestructura de transmisión.	Los proyectos de generación adjudicados en subastas no incorporaron explícitamente los costos de acceso a red en su diseño.

<p><b>Financiamiento para infraestructura de transmisión</b></p>	<p>Mecanismos de financiamiento para infraestructura de transmisión (ej. licitaciones competitivas, esquemas de remuneración regulada de largo plazo, socialización de los costos a través de las tarifas).</p>	<p><b>Chile:</b> combina esquemas de planificación centralizada con licitaciones competitivas para la adjudicación de nuevas instalaciones, los proyectos se asignan en función de la remuneración requerida por los oferentes, e ingresos están regulados de largo plazo.</p> <p><b>Brasil:</b> esquema basado en subastas competitivas para la expansión de la red, los proyectos se adjudican asegurando flujos de ingresos estables y de largo plazo para los inversionistas.</p> <p><b>Perú y Argentina:</b> han implementado esquemas tarifarios y regulatorios con recuperación de costos de inversión a través de cargos a los usuarios del sistema eléctrico.</p>	<p>El desarrollo de la infraestructura de transmisión se ha basado en esquemas de planificación centralizada y expansión mediante convocatorias públicas, en las que se adjudican proyectos a inversionistas privados bajo esquemas de ingresos regulados (UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación–Transmisión, CREG 2009); el ritmo de expansión ha enfrentado desafíos asociados a la gestión de los predios, permisos ambientales y coordinación institucional; los costos se recuperan a través de cargos regulados a los usuarios del sistema, en línea con el principio de socialización de costos, aunque persisten limitaciones para acompañar de manera oportuna el desarrollo de proyectos de generación en zonas con alto potencial de recursos renovables (IEA 2023a; World Bank 2020).</p>
<p><b>Transparencia y gestión del acceso a la red</b></p>	<p>Información pública sobre capacidad de conexión; procedimientos claros con plazos y hitos; mecanismos contra acaparamiento especulativo de capacidad.</p>	<p><b>Chile:</b> el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) administra un régimen de acceso abierto con procedimiento público, requisitos técnicos mínimos por etapa y un plazo máximo de 24 meses para obtener declaración en construcción, evitando la retención indefinida de capacidad.</p> <p><b>Uruguay:</b> el acceso se otorga al cumplir requisitos técnicos y ambientales; la coordinación entre subastas y planificación de transmisión por UTE redujo la presión sobre el sistema de asignación.</p>	<p>La UPME gestiona la asignación de capacidad mediante el modelo MACC (Resolución CREG 075/2021), que optimiza la asignación considerando restricciones eléctricas. No obstante, la demanda de conexión ha excedido la capacidad disponible en varias zonas, y la asignación ha quedado condicionada a la ejecución de obras de expansión de transmisión aún pendientes.</p>

<p><b>Regulación de la operación: despacho, valor del agua, vertimiento y flexibilidad</b></p>	<p>Optimización del uso del agua embalsada aprovechando su complementariedad con eólica y solar; flexibilización del parque térmico; internalización de externalidades en costos de despacho.</p>	<p><b>Uruguay:</b> el valor del agua se optimiza en función de la disponibilidad de generación renovable, permitiendo conservar embalses cuando hay abundancia eólica/solar y usarlos como respaldo cuando no la hay.</p> <p><b>Brasil:</b> la gestión óptima del agua es el eje del despacho; enfrenta vertimiento creciente por alta penetración renovable y avanza en regulación de vertimiento y almacenamiento.</p>	<p>Despacho centralizado con FNCER a costo variable cero. A diferencia de sistemas como el uruguayo o el brasileño, donde el valor del agua se determina mediante optimización centralizada del sistema, en Colombia las hidroeléctricas ofertan su energía con base en sus expectativas de rentabilidad, y el despacho se realiza por orden de mérito de esas ofertas; esto implica que el uso del agua no necesariamente refleja el óptimo del sistema sino la estrategia comercial de cada generador; el evento de El Niño 2024 evidenció vulnerabilidades de este esquema.</p>
<p><b>Regulación de la operación: compromiso operativo de renovables</b></p>	<p>Incorporar en los mecanismos de contratación de generación, obligaciones de entrega, (por ejemplo: perfiles horarios) responsabilidad por desvíos, junto con mecanismos para gestionar la variabilidad.</p>	<p><b>Chile:</b> licitaciones con bloques horarios de suministro.</p> <p><b>Brasil:</b> contratos de energía firme y penalizaciones por desvíos.</p> <p><b>Uruguay:</b> PPA bajo lógica pague-lo-producido, sin obligaciones horarias ni responsabilidad por desvíos al generador, priorizando bancabilidad y rápida movilización de inversión privada.</p>	<p>Desarrollo de FNCER con menores exigencias de compromiso de entrega y responsabilidad por desvíos; existen mecanismos como el cargo por confiabilidad, diseñados principalmente para tecnologías despachables (CREG 071/2006); en consecuencia, las fuentes variables enfrentan una exposición limitada a riesgos operativos, lo que favorece su despliegue inicial pero puede requerir ajustes regulatorios a medida que aumenta su participación en el sistema (IEA 2019, World Bank 2020).</p>
<p><b>Remuneración de servicios complementarios</b></p>	<p>Definir y remunerar adecuadamente servicios de flexibilidad (reserva operativa, regulación de frecuencia, respuesta rápida); integrar almacenamiento; reconocer el rol de la hidroeléctrica como respaldo flexible ante la variabilidad de las FNCER.</p>	<p>Uruguay: la complementariedad hidro-renovable opera como servicio de flexibilidad — los embalses absorben variabilidad de corto plazo y proveen respaldo estaciona.</p> <p>Chile: el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) remunera servicios complementarios.</p>	<p>Colombia cuenta con un esquema de servicios complementarios (Control Automático de Generación, AGC, regulación de frecuencia) operado por XM; la regulación de almacenamiento está en desarrollo; la complementariedad hidro-renovable es una oportunidad relevante dada la alta participación hidráulica, pero su aprovechamiento como servicio remunerado no es explícito.</p>

Foto: © Nathalie Swolfs - Pexels



# 5

## Respuesta de la demanda

---

## 5.1. Mecanismos para la gestión de la demanda

Dado que las FNCER presentan una elevada variabilidad en horizontes de muy corto plazo, la existencia de una demanda flexible capaz de adaptarse a esa variabilidad es conveniente para el funcionamiento del sistema eléctrico. En este sentido, se recomienda adoptar mecanismos que manden señales de corto plazo – basado en la dinámica de los costos de muy corto plazo del sistema – como complemento de las tarifas basadas en costos esperados *ex-ante*.

Estos mecanismos pueden implementarse, por ejemplo, mediante la oferta de excedentes de energía a consumidores cuando exista disponibilidad, a precios relativamente bajos en relación con los cargos tarifarios habituales. De esta forma, es posible aprovechar excedentes de energía que, en ausencia de una demanda interna o externa ocasional, serían restringidos. La existencia de mecanismos dirigidos a un conjunto de consumidores que puedan ser informados con cierta anticipación sobre la disponibilidad de estos excedentes permite que dichos usuarios adopten decisiones operativas o de inversión orientadas a adaptar su consumo a esos períodos de mayor disponibilidad energética.



### Uruguay

Producto comercial “Oferta de Oportunidad”: Este mecanismo, implementado por la empresa eléctrica estatal uruguaya UT, permite gestionar simultáneamente la demanda y los excedentes energéticos, ya que la empresa ofrece energía proveniente de excedentes a un precio inferior al de la tarifa regulada a los clientes adheridos, cuando prevé la existencia de excedentes en determinados días y horas de la semana siguiente. Los clientes son notificados con anticipación sobre la disponibilidad de estas ofertas y pueden beneficiarse de precios reducidos por el consumo adicional realizado por encima de un nivel base durante los períodos en que la oferta está vigente.

En la región también se han desarrollado otros diseños tarifarios orientados a incentivar el desplazamiento del consumo desde los períodos de mayor demanda hacia aquellos de menor demanda, mediante costos diferenciados. Este tipo de esquema se conoce como tarifa de tiempo de uso (*Time-of-Use, ToU*), y se basa en la diferenciación de los cargos tarifarios según tramos horarios y días de la semana, con el objetivo de reflejar la variabilidad de los costos de suministro a lo largo del tiempo.

Asimismo, se recomienda ofrecer esquemas tarifarios opcionales o “menús tarifarios”, de modo que los consumidores puedan elegir entre diferentes modalidades de precios según su perfil de consumo. Entre estas opciones pueden incluirse tarifas ToU tradicionales, precios dinámicos o esquemas ToU combinados con cargos por potencia. Estos esquemas deberían contemplar también mecanismos de entrada y salida que otorguen flexibilidad a los usuarios.

Las estructuras tarifarias basadas únicamente en cargos volumétricos tienden a enviar señales incompletas sobre los costos reales del sistema. Una práctica recomendada para el diseño de las estructuras tarifarias basadas en tarifas de tiempo de uso consiste en complementar los cargos volumétricos (expresados en \$/kWh) con cargos por capacidad o potencia. Este enfoque permite reflejar de manera más adecuada los costos del sistema, particularmente aquellos asociados a la infraestructura de redes y a la capacidad instalada. Un ejemplo de este tipo de diseño puede

observarse en las tarifas aprobadas en Uruguay para consumidores regulados que instalan generación para su propio consumo.

Antes de implementar de forma masiva este tipo de tarifas, es recomendable desarrollar programas piloto que permitan evaluar su impacto sobre los patrones de consumo, los beneficios netos para los usuarios y para el sistema eléctrico, así como los posibles efectos sobre la volatilidad de las facturas. Los resultados de estos programas piloto constituyen un insumo clave para realizar evaluaciones costo-beneficio tanto desde la perspectiva de los consumidores como del sistema (BID, 2022; CEPAL, 2012).

La provisión de información clara y estimaciones de ahorro potencial constituye otro elemento relevante para mejorar la aceptación de las tarifas ToU. Informar de manera transparente sobre los beneficios esperados en la factura de energía facilita que los consumidores comprendan los incentivos asociados al esquema tarifario y participen activamente en la gestión de su demanda.

Los sistemas de medición con infraestructura de medición avanzada (AMI) pueden ayudar a mejorar la calidad de la información para tomar decisiones de manera oportuna. Estos dispositivos permiten disponer de información más detallada y en tiempo real sobre los patrones de consumo, lo que fortalece las capacidades de gestión de la demanda, mientras que la digitalización de los sistemas de facturación y gestión reduce los costos de implementar esquemas de precios diferenciados en el tiempo.

Finalmente, la introducción de tarifas ToU puede generar una mayor variabilidad en las facturas de los consumidores. Por esta razón, se recomienda incorporar mecanismos de protección para los usuarios más vulnerables. En particular, en el caso de hogares de bajos ingresos, se justifican instrumentos como subsidios focalizados o transferencias dirigidas que permitan garantizar el acceso a un suministro eléctrico regular y seguro. Estos mecanismos contribuyen a que la modernización de las estructuras tarifarias se implemente de forma compatible con objetivos de equidad, justicia y protección social.

## **5.2. Incorporación de generación de energía renovable por parte de consumidores**

La incorporación de fuentes de energías renovables no convencionales no solo puede producirse del lado de la oferta. A una escala menor, también puede desarrollarse desde el lado de la demanda mediante la instalación de sistemas de generación destinados al autoconsumo. Esta modalidad se ha visto favorecida por la menor escala y modular típica de las unidades de generación renovable —particularmente en tecnologías como la solar fotovoltaica— y por la significativa reducción de sus costos unitarios de inversión en los últimos años.

Dado que las curvas de consumo y de generación suelen presentar desvíos entre sí —tanto dentro de un mismo día como entre semanas o a lo largo del año— es conveniente habilitar la posibilidad de inyectar excedentes de generación a la red. Esta flexibilidad permite reducir los costos de instalación y operación para los consumidores, al facilitar un dimensionamiento más eficiente de las instalaciones y aumentar el aprovechamiento de la generación disponible.

No obstante, se recomienda que dicha flexibilidad esté limitada a un horizonte anual para contemplar la variabilidad intra-anual de estas fuentes sin desvirtuar el objetivo principal de la política, que es incentivar la instalación de generación renovable para el autoconsumo. Esta limitación puede establecerse mediante restricciones físicas —por ejemplo, estableciendo que la generación anual no supere el consumo anual— o a través de mecanismos económicos, como la reducción de la remuneración de los excedentes cuando se supera un determinado umbral anual. En el caso de

consumidores empresariales, la segunda opción puede resultar más adecuada, dado que los desvíos anuales entre consumo y generación pueden estar asociados a variaciones exógenas en la actividad económica de la empresa.

Otro aspecto relevante en el diseño de este tipo de políticas es la señal tarifaria que se establece para los consumidores con generación propia, tanto desde el punto de vista de la energía que consumen de la red como de la energía que inyectan como excedente. En este contexto, mecanismos como el denominado *net metering* —mediante el cual la energía inyectada a la red se compensa con la energía consumida, usualmente al precio minorista— han sido ampliamente utilizados para promover la generación distribuida, aunque la literatura destaca la necesidad de evaluar sus efectos sobre la eficiencia económica y la recuperación de los costos de red (NASEM, 2023).

Desde la perspectiva del consumo, es importante que la estructura tarifaria no genere distorsiones que incentiven a los consumidores con generación propia eludir el pago de los costos de infraestructura de red y de respaldo que siguen siendo necesarios para su suministro, independientemente de su nivel de autoabastecimiento. En efecto, dicha infraestructura es habilitante para que puedan integrar generación basada en fuentes variables. En términos estrictos, el costo efectivamente evitado por la generación propia corresponde al costo marginal de generación del sistema en los períodos en que la instalación produce energía, así como a las pérdidas técnicas evitadas en caso de que existan.

Dado que las tarifas reguladas para consumidores conectados en baja y media tensión suelen recuperar los costos asociados a la infraestructura de red y respaldo mediante cargos basados en el consumo de energía (i.e., tarifa volumétrica expresados en \$/kWh), se recomienda que los consumidores con generación propia cuenten con una estructura tarifaria específica que remunere estos costos de forma diferenciada respecto a la tarifa aplicada a consumidores sin generación, por ejemplo, incluyendo un componente de cargo por capacidad o potencia que refleje los costos asociados a la infraestructura red.

En relación con la inyección de excedentes a la red, se recomienda que su remuneración esté vinculada al costo marginal de generación horario del sistema o a un precio de mercado que refleje dicho costo marginal (i.e., *net-billing*), incorporando además el reconocimiento de las pérdidas técnicas evitadas cuando corresponda.

Si bien la implementación de subsidios tarifarios puede ser una herramienta útil en las etapas iniciales para promover el desarrollo de esta modalidad, es importante que desde el inicio se establezca con claridad el carácter transitorio de dichos incentivos. En particular, se recomienda definir explícitamente los plazos y condiciones bajo los cuales estos subsidios serán gradualmente retirados una vez que el mercado haya alcanzado un grado suficiente de desarrollo.

La literatura especializada advierte que los esquemas de compensación para la generación distribuida deben evitar los subsidios cruzados entre consumidores (NASEM, 2023). En este sentido, es importante distinguir entre los mecanismos de remuneración de la energía inyectada a la red y la estructura tarifaria utilizada para recuperar los costos de infraestructura de red. Mecanismos como el *net metering*, en los cuales la energía inyectada se compensa al precio minorista completo, pueden generar distorsiones en la señal económica al no reflejar el valor real de la energía para el sistema. En este contexto, algunos países han evolucionado hacia esquemas de *net billing* (ej. Chile), en los cuales la energía inyectada se remunera a un valor más cercano al costo marginal o al precio del mercado, mejorando las señales económicas de operación del sistema.

Por otro lado, la adecuada recuperación de los costos de infraestructura de red depende fundamentalmente del diseño de la estructura tarifaria. En particular, esquemas basados exclusivamente en cargos volumétricos pueden generar subsidios cruzados si los consumidores con generación propia reducen su consumo neto pero continúan utilizando la red. Por esta razón, una buena práctica consiste en incorporar componentes tarifarios asociados a la potencia o cargos fijos que reflejen de manera más adecuada los costos de infraestructura, independientemente del nivel de energía consumida. De este modo, es posible compatibilizar el desarrollo de la generación distribuida con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico.



## Uruguay

En Uruguay, el régimen general aplicable a consumidores regulados con generación conectada en redes de distribución establece como condición que el consumidor sea, en términos anuales, un consumidor neto de energía de la red. Esto implica que la energía eléctrica inyectada a la red durante el año debe ser menor o igual al consumo anual de energía proveniente de la red. En el caso de consumidores que incorporan sistemas de almacenamiento, esta condición puede ser más restrictiva debido al carácter gestionable de dichos sistemas (MIEM, 2023).

La energía eléctrica inyectada que cumple con esta condición anual se remunera al precio spot horario del mercado mayorista, reconociendo así el valor de la energía eléctrica del sistema en cada hora (*i.e.*, *net-billing*). Cuando la energía inyectada supera el límite anual establecido, dicha energía es remunerada con una penalización creciente a medida que aumenta el excedente. El objetivo de permitir la inyección de excedentes es facilitar la instalación de capacidad suficiente para atender el consumo en períodos de alta actividad, posibilitando la inyección de excedentes en períodos de menor consumo, reduciendo restricciones operativas y permitiendo una gestión más eficiente de las instalaciones.

Por su parte, la energía consumida de la red se paga a través de una tarifa regulada específica para consumidores con generación propia, estructurada en dos componentes: un cargo volumétrico que remunera el costo variable de generación, y un cargo por potencia contratada que cubre que los costos fijos asociados a la infraestructura del sistema. De este modo, cuando el consumidor utiliza energía autogenerada, deja de pagar únicamente el costo que efectivamente evita, es decir, el costo variable de generación, sin afectar la remuneración de la infraestructura del sistema.



## Chile

En Chile, el Estado ha promovido activamente el autoconsumo de energías renovables a través de iniciativas como el Programa de Techos Solares Públicos (Ministerio de Energía de Chile, 2015), cuyo objetivo fue promover la adopción de tecnologías fotovoltaicas en edificios públicos, posicionando al sector público como actor demostrativo en la transición hacia sistemas más limpios y eficientes. Además de contribuir a la reducción de emisiones, la iniciativa permitió acelerar la maduración del mercado fotovoltaico, aumentando la visibilidad

de estas tecnologías y contribuyendo a la reducción de los costos de instalación para el resto de los usuarios.

En una segunda etapa, denominada Programa Techos Solares 2.0, se prevé la implementación de una oficina técnica especializada, similar a la creada en la fase inicial del programa (Ministerio de Energía de Chile, 2025), con el objetivo de brindar apoyo a las instituciones públicas en la evaluación de la factibilidad técnica de proyectos fotovoltaicos en edificios, elaborar informes de prefactibilidad, asistir en la preparación de bases de licitación y realizar el seguimiento de la implementación de los proyectos, con el fin de asegurar su correcta operación.

## Síntesis de buenas prácticas regionales

Buenas prácticas	Descripción	Ejemplos en la región	Caso Colombia
<b>Gestión de demanda flexible</b>	Mecanismos que reflejen costos de corto plazo; aprovechar excedentes con precios dinámicos.	<b>Uruguay:</b> "Oferta de Oportunidad" de UTE — energía excedentaria ofrecida a precio reducido a clientes suscritos, con aviso anticipado semanal.	Colombia tiene demanda no regulada que, por su exposición potencial al mercado mayorista, podría responder a señales de precio. Sin embargo, estos consumidores suelen negociar su energía mediante contratos bilaterales cuyos términos no necesariamente incorporan incentivos para la respuesta de la demanda.
<b>Tarifas de tiempo de uso (ToU)</b>	Diferenciación de cargos por franja horaria; complementar con cargos por potencia; medidores inteligentes; menús tarifarios.	<b>Uruguay:</b> las tarifas para prosumidores separan un cargo por energía (costo variable) y un cargo por potencia contratada (costos fijos de red y respaldo); UTE ofrece esquemas tarifarios diferenciados por franja horaria. <b>Chile:</b> ha avanzado en tarifas horarias para clientes regulados y en despliegue de medidores inteligentes.	Los usuarios no regulados están expuestos a precios horarios del mercado mayorista o a lo pactado en contratos bilaterales. En el segmento regulado no existe diferenciación horaria y la penetración de medidores inteligentes es aún incipiente. La tarifa residencial mantiene una estructura predominantemente volumétrica (\$/kWh) con subsidios cruzados por estratos, lo que dificulta la introducción de señales de precio por franja horaria o cargos por potencia.
<b>Generación distribuida / autoconsumo</b>	Permitir inyección de excedentes; tarifa específica para prosumidores (separar cargos de energía y potencia); evitar subsidios cruzados; preferir <i>net billing</i> sobre <i>net metering</i> .	<b>Uruguay:</b> inyección remunerada a precio spot horario; penalización creciente si excede consumo anual; tarifa con cargo de potencia para costos fijos. <b>Chile:</b> Programa Techos Solares Públicos como demostración; evolución hacia <i>net billing</i> .	Colombia tiene regulación de autogeneración a pequeña escala (Resolución CREG 030/2018 y actualizaciones). Utiliza un esquema de créditos de energía ( <i>net metering</i> ).

Foto: © Cristobal Garcia - Pexels



# 6

## Integración regional de los sistemas eléctricos

---

La existencia de excedentes energéticos ocasionales constituye una característica frecuente de los sistemas eléctricos con alta participación FNCER. Una alternativa para valorizar estos excedentes —y, por lo tanto, contribuir a reducir el costo de incorporación de estas fuentes— es su exportación a sistemas eléctricos vecinos. Para que esta opción sea viable, resulta necesario contar con voluntad política y una adecuada coordinación entre los operadores de los sistemas de los distintos países, de modo que los excedentes puedan ofrecerse de manera ágil y en horizontes temporales relativamente cortos.

La integración eléctrica regional es, sin embargo, un proceso complejo. Su desarrollo depende en gran medida de las concepciones que los distintos actores políticos relevantes tengan sobre el grado deseable de integración entre países, en particular en lo que refiere al nivel de autonomía que se desea preservar en el diseño de las políticas energéticas nacionales. A ello se suman las asimetrías existentes entre los sistemas energéticos de los países potencialmente integrados, las cuales pueden afectar los intereses relativos de cada uno de ellos. Estas consideraciones suelen constituir barreras para avanzar en procesos de integración, aun cuando dichos procesos puedan generar beneficios económicos y operativos para los países participantes.

Para avanzar en esquemas de integración energética que permitan aprovechar excedentes de generación renovable, resulta posible implementar mecanismos de intercambio basados en procesos de optimización inicialmente independientes de los sistemas eléctricos de cada país. Este enfoque permite preservar las especificidades de los sistemas eléctricos nacionales y evita la necesidad de armonizar plenamente las políticas energéticas o las metas de confiabilidad de cada país como condición previa para la integración.

Bajo este esquema de comercio, o intercambios bilaterales, cada país realiza en una primera etapa la optimización de su sistema eléctrico de forma independiente, abasteciendo su demanda interna con sus propios recursos. Como resultado de este proceso, se identifican los recursos de generación no utilizados, junto con sus respectivos costos. Estos recursos pueden constituir una oferta adicional de energía que se pone a disposición para ser exportado a los países vecinos. Los precios asociados a esta oferta pueden corresponder al costo marginal del sistema exportador o a dicho costo incrementado por un margen que refleje costos no remunerados en el esquema marginalista.

En una segunda etapa de acoplamiento de mercados, cada país puede volver a optimizar su sistema incorporando la oferta adicional proveniente del sistema vecino. Este procedimiento puede repetirse sucesivamente hasta que los costos marginales de ambos sistemas converjan dentro de un determinado margen de aceptación o hasta que se alcance el límite de capacidad física de las interconexiones internacionales disponibles. La diferencia entre los costos marginales de los sistemas interconectados representa una señal económica que indica la conveniencia de realizar intercambios de energía eléctrica. La implementación de este tipo de mecanismo requiere, no obstante, el compromiso de los países participantes de presentar ofertas efectivas de energía y de no restringir intercambios que resulten económicamente racionales.



### Cono Sur (Brasil, Argentina y Uruguay)

Los intercambios se realizan a partir de la identificación de excedentes exportables en uno de los sistemas y la verificación de capacidad disponible en las interconexiones internacionales. Bajo estas condiciones, los operadores de los sistemas coordinan la transacción mediante ofertas de intercambio en el mercado spot, permitiendo aprovechar oportunidades de intercambio energético de corto plazo.

A medida que los países acumulen experiencia en la gestión de estos intercambios, y en la medida en que exista voluntad política para profundizar la integración, las ofertas de energía entre sistemas podrían evolucionar hacia un mercado regional caracterizado por mecanismos más avanzados de optimización y planificación conjunta.



### Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central

Este mercado opera como una actividad permanente de las transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo producto de un despacho económico regional coordinado con los despachos económicos nacionales y con contratos de compra y venta de energía entre los agentes del mercado (EOR, 2026).

A pesar del grado de integración alcanzado en el MER, se identifica que para potenciar las transacciones de largo plazo y desarrollar licitaciones regionales que aprovechen las economías de escala, se requiere avanzar hacia una convergencia regulatoria y una planificación regional conjunta. Los análisis muestran que los mayores beneficios económicos se alcanzan cuando la región trabaja como un bloque unido, planificando y desarrollando proyectos de manera coordinada. Asimismo, la gobernanza del Mercado Eléctrico Regional debe fortalecerse, incorporando la participación de todos los actores y perfeccionando los mecanismos de toma de decisiones (Alarcón & Gómez, 2024).

### Síntesis de buenas prácticas regionales

Buenas prácticas	Descripción	Ejemplos en la región	Caso Colombia
<b>Intercambios basados en optimización independiente</b>	Cada país optimiza primero su sistema; los excedentes se ofrecen al vecino a costo marginal (o costo marginal + margen); iteración hasta convergencia de costos o límite de interconexión.	<b>Uruguay:</b> exportador neto de energía en años recientes gracias a excedentes renovables, con intercambios de oportunidad hacia Argentina y Brasil. <b>Brasil:</b> avanza en regulación para formalizar un despacho económico coordinado en intercambios de corto plazo con países vecinos, incluyendo curvas de oferta valoradas en los puntos de interconexión.	Colombia tiene interconexiones con Ecuador y Venezuela. Los intercambios con Ecuador han sido relevantes en momentos de crisis hídrica. La integración regional sigue siendo limitada y dependiente de voluntad política bilateral.
<b>Despacho económico regional</b>	Despacho económico regional coordinado con los despachos económicos nacionales y con contratos de compra y venta de energía entre los agentes del mercado.	<b>MER - América Central:</b> intercambios de corto plazo producto de un despacho económico regional, con desafíos para potenciar las transacciones de largo plazo y desarrollar licitaciones regionales, en la medida que se avance hacia una convergencia regulatoria y una planificación regional conjunta.	Colombia participa en marcos como el SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) y la Comunidad Andina pero la integración efectiva es modesta.

## 7. Reflexiones finales

Promover el despliegue de las FNCER requiere una política energética de largo plazo, dado que las inversiones asociadas a estas tecnologías se recuperan en horizontes temporales extensos. En este sentido, la existencia de una política energética consolidada, capaz de trascender distintos gobiernos, constituye una fortaleza institucional para facilitar la incorporación sostenida de estas fuentes al sistema eléctrico.

La articulación y complementariedad entre los sectores público y privado resulta igualmente relevante para el desarrollo de estos procesos. Una adecuada coordinación entre ambos sectores contribuye a mejorar tanto la eficacia como la eficiencia de la política energética, favoreciendo la movilización de inversiones, la innovación tecnológica y la generación de capacidades institucionales.

La incorporación de FNCER también implica un cambio en la lógica tradicional de la planificación energética. Mientras que los sistemas eléctricos históricamente se han estructurado en torno a grandes centros de generación concentrada (como las centrales térmicas o hidroeléctricas), el desarrollo de tecnologías renovables variables suele implicar una generación más dispersa territorialmente. Este cambio de paradigma introduce el desafío de planificar la infraestructura de transmisión de manera coordinada con el desarrollo de nuevos proyectos de generación, de forma de asegurar una adecuada conexión entre la oferta y la demanda de energía.

Durante la última década, los procesos competitivos de contratación se han consolidado como el principal mecanismo para incentivar la inversión en generación renovable a gran escala, particularmente en la región. En muchos casos, estos procesos se han implementado bajo la modalidad de subastas, lo que ha permitido reducir costos y aumentar la transparencia en la asignación de contratos. En este contexto, se recomienda profundizar en el análisis de los mecanismos de subasta de energía para identificar posibles mejoras en su diseño e implementación, contribuyendo así al perfeccionamiento de una innovación regulatoria en la que la región ha tenido un rol destacado.

La diversificación del sistema eléctrico constituye otro elemento estratégico para la política energética. La incorporación de múltiples fuentes de generación permite reducir la dependencia de una tecnología específica y mitigar los riesgos asociados a su disponibilidad o a la volatilidad de sus costos. Asimismo, la coexistencia de diferentes recursos y tecnologías permite aprovechar su complementariedad, lo que contribuye a mejorar la eficiencia y la resiliencia del sistema eléctrico.

En los sistemas eléctricos con una participación significativa de generación hidroeléctrica, la diversificación de fuentes ha contribuido a mejorar la seguridad energética frente a variaciones hidrológicas. Al mismo tiempo, la complementariedad entre recursos hidroeléctricos y renovables variables ha modificado el valor estratégico de la gestión del agua en los embalses. Para lograr un despacho eficiente de los recursos disponibles es fundamental reconocer adecuadamente el valor que cada tecnología aporta al sistema. Se recomienda profundizar en el análisis de cómo la gestión de los recursos hídricos afecta la incorporación de energías renovables no convencionales.

Debido a la elevada variabilidad de las FNCER en horizontes de muy corto plazo, la existencia de una demanda flexible capaz de adaptarse a esa variabilidad es especialmente conveniente para el sistema eléctrico. Por esta razón, se recomienda desarrollar mecanismos de gestión de la demanda que permitan alinear el consumo con la disponibilidad de generación renovable.

Finalmente, la existencia de excedentes energéticos ocasionales es una característica frecuente en sistemas eléctricos con alta participación de energías renovables variables. Una alternativa para valorizar dichos excedentes (y reducir el costo de incorporación de estas tecnologías) consiste en facilitar su exportación hacia sistemas eléctricos vecinos. Para ello, es necesario contar con una adecuada coordinación entre los operadores de los sistemas eléctricos de los países integrados, que permita realizar ofertas de energía excedente de manera ágil y en horizontes temporales relativamente cortos.

## 8. Referencias

- » ACERA A.G. (s.f.). Agencia de Sostenibilidad Energética. <https://www.agenciase.org/2026/01/09/acera-presenta-balance-2025-del-sistema-electrico-de-los-records-renovables-al-desafio-de-la-ejecucion/#:~:text=Durante%202025%2C%20el%20sistema%20El%C3%A9ctrico,renovables%20no%20convencionales%20>
- » Alarcón, A. D. & Gómez, J. R (2024). Impulsando la integración energética centroamericana con Siepac y MER. Banco Interamericano de Desarrollo.
- » Barbosa, T., & Caiado, L (2021). Achieving a high share of non-hydro renewable integration in Brazil through wind power: Regional growth and employment effects. Research Square.
- » Banco Interamericano de Desarrollo (2019). Clean energy auctions in Latin America.
- » Banco Interamericano de Desarrollo (2022). Empowering Electricity Consumers through Demand Response.
- » Bird, L., Milligan, M., & Lew, D (2013). Integrating variable renewable energy: Challenges and solutions. National Renewable Energy Laboratory.
- » Cambini, C., & Soroush, G (2019). Designing grid tariffs in the presence of distributed generation. Utility Policy, 61.
- » CCEE (2020). Conheça o novo sistema de Gestão de Garantias de Leilões.
- » Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2012). Smart grids in Latin America and the Caribbean.
- » Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2015). Aprovechamiento de energías renovables en la generación de energía eléctrica en la Argentina. Santiago de Chile:
- » Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2018). Energy policies in Latin America and the Caribbean.
- » Dalton, F., Guedes Filho, et al (2025). Optimization and integration strategies for hybrid renewable energy systems in the Brazilian power grid: A systematic review. IEEE Power & Energy Society.
- » Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (2020). Diagnóstico y mecanismo para la ventanilla única de energía renovable en República Dominicana.
- » Diniz, T., & Couto, L (2021). Achieving a high share of non-hydro renewable integration in Brazil through wind power: regional growth and employment effects. Short Report. Research Square.
- » Empresas Eléctricas A.G (2025). Licitaciones. <https://www.electricas.cl/centro-de-informacion/licitaciones/>
- » Empresa de Pesquisa Energética (2023). Planejamento da Expansão da Transmissão e a Integração das Fontes Renováveis. Empresa de Pesquisa Energética.
- » Empresa de Pesquisa Energética (2024). Plano decenal de expansão de energia 2034 (PDE 2034). Ministério de Minas e Energia.
- » EPE (2025). Fact Sheet — O Leilão de Transmissão N° 04/2025: Estudos de Planejamento Setorial. Empresa de Pesquisa Energética.
- » Ente Operador Regional (2026). <https://www.enteoperador.org/>
- » European Commission (2020). Market Design for Renewables Integration.
- » Evangelista Bem, L.C. et al (2023). Development of an application for the verification of electricity rates. e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy 3 (2023) 100122.
- » Fuentes, F., & Serra, P (2022). Chilean Electric Transmission Regulation: From a Merchant Approach to Central Planning.
- » Hasani, M., Hamid Hosseini, S., Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms, Energy, Volume 36, Issue 1, 2011.
- » Haufe, M.-C., & Ehrhart, K.-M (2018). Auctions for renewable energy support: Suitability, design, and first lessons learned. Energy Policy, 121, 217-224.
- » Hogan, W., et al (2012). Transmission investment in the Peruvian electricity market. Energy Policy.
- » IEA (2016a). Integrating Solar and Wind. Global experience and emerging challenges.
- » IEA (2016b). Re-powering Markets.
- » IEA (2019). Status of power system transformation.
- » IEA (2020), Introduction to System Integration of Renewables, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/introduction-to-system-integration-of-renewables>, Licence: CC BY 4.0
- » International Energy Agency (2022). World energy outlook 2022.
- » International Energy Agency (2023a). Electricity grids and secure energy transitions: Enhancing the foundations of resilient, sustainable, and affordable power systems.

- » International Energy Agency (2023b). Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028.
- » International Energy Agency (2025). Building the Future Transmission Grid. Strategies to navigate supply chain challenges.
- » International Renewable Energy Agency (2017). Adapting market design to high shares of variable renewable energy.
- » International Renewable Energy Agency (2018). Power System Flexibility for the Energy Transition.
- » International Renewable Energy Agency (2019). Renewable Energy Auctions: Status and Trends Beyond Price.
- » International Renewable Energy Agency (2025). Renewable power generation costs in 2024.
- » International Renewable Energy Agency (2026). Renewable energy auctions: Design for risk allocation.
- » Laws, N. D., Epps, B. P., Peterson, S. O., Laser, M. S., & Wanjiru, G. K (2017). On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy*, 185, 627-641.
- » Mercadal, I (2023). Desafíos regulatorios en la incorporación de energías renovables. Corporación Andina de Fomento (CAF).
- » MIEM Uruguay (2011). Convocatoria – Decreto 159/011. <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/institucional/normativa/decreto-159011-contratos-compraventa-energia-electrica>
- » Ministerio de Energía de Chile (s. f.). Energía 2050: Política energética de Chile. Gobierno de Chile.
- » Ministerio de Energía de Chile (s. f.). Explorador solar. <https://solar.minenergia.cl/inicio>. Gobierno de Chile.
- » Ministerio de Energía de Chile (2015). Programa de Techos Solares Públicos. Gobierno de Chile.
- » Ministerio de Energía de Chile (2020). Licitaciones de suministro eléctrico: bases y resultados. Gobierno de Chile.
- » Ministerio de Energía de Chile (2025). Programa Techos Solares 2.0. Gobierno de Chile.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2008). Política energética nacional 2005–2030. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2009). Decreto N° 258/009: Energía eólica. Mapa eólico del Uruguay. Registro de velocidad de los vientos. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2009). Decreto N° 403/009: Celebración de contratos de compraventa para la producción de energía eléctrica de fuente eólica. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2010). Mapa Solar del Uruguay. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2010). Decreto N° 367/010: Celebración de contratos de compraventa para la producción de energía eléctrica a partir de biomasa. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería – Dirección Nacional de Energía (2011). Análisis de rentabilidad para parques eólicos en Uruguay. Montevideo.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2015). Decreto N° 59/015: Regulación de los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2015). Decreto N° 217/015: Modificación de los reglamentos del marco regulatorio del sistema eléctrico nacional y del mercado mayorista de energía eléctrica. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2023). Decreto N° 147/023: Modificación del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto 276/002 de fecha 28 de junio de 2002. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2023). Decreto N° 242/023: Modificación del reglamento del mercado mayorista de energía eléctrica. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2024). Plan indicativo de expansión del parque de generación eléctrica 2024–2043. Gobierno de Uruguay.
- » Ministerio de Industria, Energía y Minería (2026). Balance Energético Preliminar 2025. Gobierno de Uruguay.
- » Lung, A. M., Cyrino Oliveira, F. L., & Marcató, A. L. M (2023). A Review on Modeling Variable Renewable Energy: Complementarity and Spatial–Temporal Dependence. *Energies* 2023, 16, 1013.
- » National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (2023). The role of net metering in the evolving electricity system. The National Academies Press.
- » National Renewable Energy Laboratory (2015). Flexibility in 21st Century Power Systems.
- » Navajas, F (2023). Electricity rate structure design in Latin America: Where do we stand? Where should we go? Inter-American Development Bank.

- » OECD & International Energy Agency (2016). Re-powering markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. OECD Publishing.
- » Oficina de Planeamiento y Presupuesto (2015). Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay. Hacia una Estrategia Nacional de Desarrollo, Volumen X. Montevideo.
- » Organización Latinoamericana de Energía (2023). Estrategia para una América Latina y el Caribe más renovable (R. Méndez, ed.; 1.ª ed.). OLADE
- » Pérez-Arriaga, I., et al (2015). Power transmission regulation in South American markets. Utilities Policy.
- » Sauma, E. E (2012). Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile. Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- » Sabbatella, I., Gil, M., Poveda, R., & Ñancupil, I (2026). Integración energética en América Latina: Avances, escenarios y recomendaciones (Documentos de Proyectos LC/TS.2026/2). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- » Secretaría de Energía (2025). Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE). Gobierno de México.
- » UTE (2026). Oferta de oportunidad. Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas. <https://www.ute.com.uy/clientes/soluciones-para-empresas/planes-empresas/grandes-clientes>
- » UTE (2010). Tender Document and Model PPA: Wind Power Projects. Disponible en: World Bank / PPIAF PPP Knowledge Lab. <https://www.ppiaf.org/documents/1245>
- » UTE (2026). Pliego tarifario. Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas. <https://www.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Pliego%20Tarifario%20Enero%202026.pdf>
- » Viscidi, L., & Yépez-García, A (2019). Clean energy auctions in Latin America. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0002133>
- » World Bank (2014). Scaling up renewable energy auctions: Lessons from international experience. World Bank.
- » World Bank (2018). Energy Sector Management Assistance Program. Regulatory indicators for sustainable energy (RISE) report.
- » World Bank (2019). Integrating Variable Renewable Energy into Power Systems.
- » World Bank (2020). Electricity Market Design and Renewable Integration.

Copyright © 2026, el presente documento se pone a disposición del público con fines informativos y de divulgación. Su contenido puede ser citado, compartido o utilizado total o parcialmente, siempre que se reconozca adecuadamente la autoría y no se modifique su significado original.

Para más información  
encuétranos en:

[www.sei.org](http://www.sei.org)

[www.polentj.org](http://www.polentj.org)

[www.fundacionivy.org](http://www.fundacionivy.org)