

## **Barreras no económicas a la penetración de tecnologías para la Transición Energética en América Latina y el Caribe**

Daniel Perczyk, Fundación Torcuato di Tella, [dp@itdt.edu](mailto:dp@itdt.edu)  
Gerardo Rabinovich, Fundación Torcuato di Tella, [grenerg@gmail.com.ar](mailto:grenerg@gmail.com.ar)  
Luciano Caratori, Fundación Torcuato di Tella, [luciano@caratori.com.ar](mailto:luciano@caratori.com.ar)

### **INTRODUCCION**

Existen barreras técnicas que perturban la penetración de tecnologías claves para una oferta energética limpia en América Latina y el Caribe.

La Región cuenta con un gran potencial en recursos naturales para la generación de energía eléctrica con bajo contenido en carbono, y de esta manera reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero. Estas características diferenciales de la región respecto a países desarrollados tienen implicancias para la transición energética, que impactan en el despliegue de tecnologías limpias.

Identificar las barreras no económicas que limitan la adopción de tecnologías limpias y así impulsar el proceso de transición energética, resulta un aporte positivo para el diseño de políticas públicas tendientes a acelerar el proceso de modernización del sector energético y la incorporación de nuevos modelos de planificación sectorial.

Las energías renovables no convencionales, esencialmente eólica y solar fotovoltaica, comenzaron a penetrar muy recientemente en la matriz energética de muchos países de la región, con un crecimiento acelerado que se vio frenado por una serie de barreras técnicas y económicas. Otras fuentes energéticas muy relevantes como la hidroelectricidad, la geotermia o los biocombustibles, tienen una larga tradición y son relevantes, pero también encuentran obstáculos para continuar su expansión.

Nuevas tecnologías como el hidrógeno o el almacenamiento de electricidad todavía se encuentran en una etapa embrionaria de investigación y desarrollo, subordinadas a los resultados que se obtengan en los principales centros científicos y tecnológicos en el mundo y a la cooperación que desde instituciones multilaterales se impulse para incentivar la investigación e implementación en la Región.

Solo se produce electricidad utilizando energía nuclear en la región en 3 países: Argentina, Brasil y México. La adopción de modernas tecnologías en este campo, como los pequeños reactores modulares (SMR, por sus siglas en inglés) presenta fuertes barreras. También el Gas Natural Licuado (GNL) comercializado en pequeños volúmenes puede representar una solución en la transición, en particular en los países del Caribe.

En la primera parte de este documento, se realiza una descripción general de las principales barreras no económicas consideradas, desagregadas en sus características específicas: a) tecnológicas; b) activos existentes que bloquean otras alternativas (efecto lock-in); c) institucionales, que tienen que ver con aspectos regulatorios, de planificación o mecanismos de elaboración de políticas públicas, y d) comportamientos sociales, individuales o colectivos.

Se elaboró una matriz de barreras para ser empleada en el análisis por tecnología, por subregión y en algunos casos por país.

En la segunda parte se analiza la evolución de estas tecnologías en el quinquenio 2016-2021. La selección del periodo se debe a que las nuevas tecnologías eran inexistentes o su penetración muy incipiente con anterioridad, y posteriormente han penetrado en los mercados tropezando con barreras técnicas que dificultan mantener el mismo ritmo de crecimiento. Los nuevos proyectos de tecnologías maduras como la hidroelectricidad, la geotermia o los biocombustibles crecen lentamente, y las tecnologías inmaduras están en proceso de desarrollo y requieren la cooperación internacional.

Se analizan algunos casos de éxito para poder identificar cómo fueron superadas las barreras existentes, como en el caso de la energía solar fotovoltaica en Brasil o la energía eólica en Uruguay y que enseñanzas hacia el resto de la Región se podrían obtener de estas experiencias.

El documento termina con algunas conclusiones, destacando la existencia de datos comunes que pueden ser tratados en forma similar en los distintos países para superar problemas que se van presentando en el proceso de transición energética y de esta forma colaborar en el entendimiento de una cooperación regional y una integración energética que permita aprovechar los recursos existentes en forma óptima, para reemplazar el uso de combustibles fósiles.

## **Primera Parte - Barreras: Descripción General**

La introducción de energías renovables no convencionales en los sistemas energéticos de Latinoamérica y el Caribe está limitada por distintos tipos de barreras no económicas, clasificadas en la Tabla N° 1.

Se han tomado como referencia distintos análisis sobre barreras a tecnologías para mitigación del cambio climático y en particular sobre el efecto bloqueo de carbono (carbón lock-in) (IPCC AR6 2022, Ceto et al. 2016, FTDT 2020), ya que las barreras a fuentes de energía renovable no convencionales o bajas en carbono impactan en los sistemas energéticos como restricción a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y como consecuencia de ello tienen una influencia negativa en el proceso de transición energética.

### Clasificación general de barreras técnicas

Tecnológicas	Activos	Institucionales	Comportamiento
Estándares	Infraestructura	Procesos de toma de decisión	Individual
Compatibilidad e Integración	Bienes de uso	Regulaciones	Colectivo
Capacidades locales		Planificación Energética	
Escalas			
Madurez de la tecnología		Políticas y programas	
Riesgos durante la construcción y durante la operación		Grupos de interés	

Las barreras se clasifican en: a) tecnológicas (relacionadas con la tecnología que se propone incorporar), b) activos (relacionadas con los activos existentes en los sistemas), c) institucionales y d) comportamiento.

Se detallan a continuación los distintos tipos de barreras:

#### a) Tecnológicas

**Estándares.** Se refiere a la necesidad de preparar y adoptar estándares para las nuevas tecnologías. Los casos más relevantes son los de sostenibilidad y los de seguridad, en ambos casos para la construcción y para la operación de la nueva infraestructura y el nuevo equipamiento. Se requieren equipos técnicos capacitados que preparen nuevos estándares y asimismo que las instituciones regulatorias los aprueben y los pongan en vigencia. Estos procesos pueden causar demoras para la incorporación de las nuevas tecnologías.

**Compatibilidad e Integración.** Es la capacidad de las nuevas tecnologías a incorporarse en sistemas existentes. Requiere el cumplimiento de parámetros específicos para su correcto funcionamiento y para la estabilidad de los sistemas, particularmente los sistemas eléctricos. La intermitencia, el mantenimiento de la frecuencia y la tensión en las redes eléctricas ante la pérdida de carga, la producción de armónicas, y otros aspectos deben ser considerados al momento de tomar decisiones de inversión en nueva infraestructura de generación y transmisión. Las barreras pueden requerir nuevas regulaciones y/o realizar adecuaciones en los sistemas existentes para la incorporación de las nuevas tecnologías.

**Capacidades locales.** Se requiere la capacitación de equipos que puedan enfrentar las necesidades de estas tecnologías con respecto a: a) planificación de los sistemas, b) preparación de proyectos, c) estudios de factibilidad, d) construcción e instalación, y e)

operación y mantenimiento. Por otro lado, se requerirá inversión en infraestructura, logística y desarrollo de proveedores locales para la instalación y la operación del nuevo equipamiento.

**Escalas.** Las nuevas tecnologías pueden tener en algunos casos escalas que requieran esfuerzos importantes para su incorporación a los sistemas existentes.

**Madurez de la tecnología.** Se presentan casos de tecnologías en etapas de desarrollo o de reciente incorporación a los mercados, y su desconocimiento es una barrera a su incorporación. Requiere esfuerzos de difusión y de investigación y desarrollo.

**Riesgos durante la construcción y la operación:** la complejidad de los recursos que alimentan las nuevas tecnologías resulta en riesgos durante la etapa de construcción y luego durante la operación, intrínsecos a sus características específicas que generan incertidumbres y mayores costos actuando como barreras en el proceso de decisión. El manejo de reservorios en el caso de la geotermia o los riesgos geológicos en grandes presas suelen ser presentados como casos emblemáticos en esta categoría. Se podrían agregar los efectos de la incertidumbre en el manejo y disposición final del combustible nuclear en los SMR.

## b) Activos

**Infraestructura.** La barrera más importante es la de acceso a las redes existentes de transporte y distribución eléctricas. Esta barrera puede tener aspectos físicos (redes llegando a operar en sus capacidades máximas) o aspectos regulatorios.

**Bienes de uso.** Los activos existentes en los sistemas pueden actuar como barrera a la introducción de nuevas tecnologías, ya que compiten por la misma demanda (efecto lock-in).

## c) Institucionales

**Procesos de toma de decisión.** Los procesos de toma de decisión en los sistemas energéticos se han adecuado a las tecnologías clásicas, actualmente disponibles. Se destaca la necesidad de tener instancias de planeamiento nacional y regional. En general se requieren mediciones específicas del recurso renovable (por ej.: vientos, heliofanía, hidrología) en la localización del proyecto, y otros estudios que dependen de las tecnologías a implementar como: geotecnia, estudios de suelos, conexión física a las redes existentes, estudios eléctricos, y factibilidad ambiental y social.

**Regulaciones.** Las regulaciones de los sistemas energéticos en América Latina y el Caribe, se remontan en la mayor parte de los casos a la década de 1990, y no consideran en general

la introducción de las nuevas tecnologías y sus particularidades, requiriendo entonces ser revisadas y ajustadas.

**Planificación energética:** Las características específicas de la incorporación de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos requieren la existencia de planes de corto, mediano y largo plazo. La ausencia de planificación o la falta de consideración de las nuevas tecnologías en la planificación existente son barreras a su ordenada penetración. Los compromisos de descarbonización y los objetivos de neutralidad carbono (2050) obligan a utilizar nuevos métodos de planificación conocidos como de “*backcasting*”, para los cuales se requiere la disponibilidad de una adecuada modelización, en paralelo al análisis de trayectorias del tipo “*forecasting*”<sup>1</sup>

**Políticas y programas.** Se requieren en general nuevas políticas y programas. Su ausencia o la demora en la elaboración y adopción de las mismas resulta en una barrera a la entrada. Algunos ejemplos de elementos que se deberían incluir en este punto son: a) visión explícita del Estado sobre el rol de las nuevas tecnologías a incorporar al mercado; b) legislación específica que transforme esa visión en políticas concretas de largo plazo con objetivos e incentivos; c) reglamentación operativa del funcionamiento de estas tecnologías en los sistemas existentes; d) arquitectura de los procesos de contratación.

**Grupos de Interés.** Hay grupos con visiones particulares sobre los sistemas y la incorporación de las nuevas tecnologías que pueden generar barreras a las nuevas tecnologías. Se pueden mencionar ejemplos concretos como: las demoras en la construcción del proyecto hidroeléctrico Belomonte (11.000 MW) en Brasil, la suspensión del parque eólico Windpeshi (205 MW) en la Guajira, Colombia, la postergación indefinida del proyecto hidroeléctrico Portezuelo del Viento (200 MW) en Argentina y las dificultades del proyecto Ticul (300 MW) de energía solar fotovoltaica en Yucatán, México.

#### d) Comportamiento

**Individual.** La incorporación de nuevas tecnologías se hace en algunos casos directamente por parte del consumidor, y esto requiere entonces un cambio en su comportamiento. Las barreras pueden resultar de la necesidad de información sobre las nuevas tecnologías.

**Colectivo.** En otros casos, la incorporación se hace a un nivel colectivo, por ejemplo, por parte de un tipo determinado de empresas, cooperativas o asociaciones civiles.

---

<sup>1</sup> Pascal Charriau: Modelización de los sistemas energéticos: los nuevos desafíos, Enerdata, en Revue de l’Energie 658 septiembre-octubre 2021

## Segunda Parte - Evolución de las Tecnologías de Descarbonización en el Sector Eléctrico en el periodo 2016=2021

El análisis comprende cada una de las tecnologías para los países agrupados de acuerdo a la metodología OLADE (Organización Latinoamericana de Energía):

- a) Brasil;
- b) México;
- c) Cono Sur: Argentina, Uruguay, Paraguay y Chile;
- d) Zona Andina: Bolivia, Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela;
- e) América Central: Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador, Guatemala y Belice y;
- f) Caribe: Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, Republica Dominicana, Surinam y Trinidad y Tobago.

Las tecnologías analizadas son las siguientes:

- Energía Eólica,
- Energía Solar: Fotovoltaica, y Solar Distribuida
- Energía Hidroeléctrica
- Hidrógeno
- Nuclear modular: Small Modular Reactor
- Almacenamiento (Batería, Bombeo)
- Interconexiones transfronterizas
- Geotérmica
- GNL. Plantas de regasificación de pequeña escala

En Anexos se pueden apreciar las matrices de análisis para cada una de las tecnologías mencionadas precedentemente.

### ***a) Energía eólica***

La energía eólica es una de las más antiguas empleadas por el hombre para obtener energía mecánica (por ej.: bombeo de agua, molienda). A partir de este siglo comenzó un desarrollo acelerado con el objeto de sustituir combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica, siendo uno de los ejes principales de la descarbonización para el cumplimiento de los objetivos de limitación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector de la producción de electricidad.

La evolución tecnológica, con el incremento de los módulos unitarios de potencia de los aerogeneradores y la disminución de los costos unitarios de producción, facilitaron una rápida penetración de la energía eólica en la matriz eléctrica mundial.

En los años 1990, se producían aerogeneradores de potencias del orden de los 300 kW, la altura de la torre no superaba los 40 metros y el diámetro del rotor era de 13 metros; en la actualidad las

máquinas más grandes onshore llegan a los 200 metros de altura, con rotores de 125 metros de diámetro y potencias de 5.000 kW, con algunas unidades que superan los 7.000 kW. Ello ha posibilitado un modelo de crecimiento con la sustitución de equipos antiguos por unidades de mayor potencia, incrementando la capacidad instalada en la misma superficie.

Un aerogenerador es un sistema integrado por la torre; un sistema de orientación en su extremo superior; un armario de acoplamiento a la red eléctrica pegado a la base; una góndola que cobija los componentes mecánicos del molino y que sirve de base a las palas del rotor; un eje y mando del rotor por delante de las palas; y dentro de la góndola, un freno, un multiplicador, el generador y el sistema de regulación eléctrica.

Los proyectos eólicos requieren estudios que incluyen los regímenes de viento a distintas alturas en localizaciones específicas para determinar el rendimiento esperado.

Los aerogeneradores pueden funcionar en un rango de vientos variable entre 10 y 40 kilómetros/hora. Por debajo o por arriba de esas velocidades estas máquinas no funcionan por falta de energía o por seguridad, respectivamente. El factor de utilización puede ser menor al 30%, con máximos en regiones como la Patagonia en Argentina que pueden incluso superar el 60%. Una barrera identificada son los impactos visuales sobre el paisaje, o el prejuicio a las aves migratorias que pueden ver interrumpidas sus rutas naturales y afectada su supervivencia. Otra restricción a destacar es la factibilidad de conexión a los sistemas de transmisión.

Los parques eólicos pueden localizarse en tierra firme, pero cada vez con mayor frecuencia se analizan las instalaciones offshore, donde las características de los vientos suelen ser más favorables, pero también se reducen los impactos negativos sobre el paisaje y el medio ambiente, aunque estos son más costosos y su desarrollo requiere ganancias apreciables de competitividad para reducir los costos unitarios de generación.

En las instalaciones off-shore también hay que diferenciar al menos dos tipos tecnológicos de aerogeneradores. Por un lado, los que se instalan en zonas costeras de baja profundidad y pueden estar apoyados en el suelo marino, con fundaciones especialmente diseñadas para estas condiciones. En general las profundidades medias son del orden de los 30 metros en el Mar del Norte en Europa (Wind Europe; 2022) a una distancia media de la costa de 33 kilómetros.

En zonas costeras con mayores profundidades, como puede ser en el mar Mediterráneo o en las costas del Pacífico en América, los parques off-shore requieren estructuras flotantes con plataformas semi sumergibles, o plataformas de apoyo tensionadas al fondo marino.

La energía eólica comienza su penetración en los sistemas eléctricos de América Latina y el Caribe en el 2016, con un fuerte crecimiento del proceso de inversión en nuevas centrales aerogeneradoras onshore, en casi todas las subregiones estudiadas, con excepción de la Zona Andina y América Central. La tecnología offshore aun no forma parte de la cartera de proyectos de la Región.

En Brasil la potencia eólica instalada y la energía generada en 2021 (OLADE,2022) fue el 11% del total país. Las barreras inicialmente fueron superadas, pero se aprecian limitaciones que podrían frenar su crecimiento como la débil interconexión del sistema Noreste con las zonas

industriales del centro y sur del país, y el poco desarrollo de la capacidad de producción local de aerogeneradores. Brasil privilegia un fuerte contenido local en el equipamiento a incorporar.

En el quinquenio analizado la producción de electricidad eólica en Brasil creció a una tasa anual acumulada del 17%, lo que llevaría a la duplicación de la capacidad instalada cada cuatro años. En 2021 la capacidad instalada llegaba a los 21 GW (11% del total).

México contaba con casi 7 GW eólicos instalados en 2021, y si bien el crecimiento del parque ha sido importante hay fuertes incertidumbres respecto a su continuidad. Restricciones a la red de transmisión y cambios regulatorios han generado un efecto “wait and see” en las nuevas inversiones. Que podría revertirse luego de las últimas elecciones.

En el Cono Sur se destaca el desarrollo que ha llevado adelante Uruguay, con una participación de las centrales eólicas en la generación eléctrica cercana al 30% impulsada por una legislación adecuada y la iniciativa de las instituciones del Estado, particularmente el Ministerio de Minas y Energía y la empresa eléctrica estatal: Administración Estatal de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). El objetivo de Uruguay consiste en sustituir combustibles líquidos para la producción eléctrica, ya que es un país totalmente importador de petróleo, y exportar excedentes de electricidad a Brasil y Argentina. El desarrollo de esta tecnología fue impulsado desde el sector público, pero implementado casi completamente por el sector privado.

En Chile y Argentina el crecimiento de la energía eólica ha sido relativamente moderado alcanzando el 10% de la generación total en cada país en 2021. En ambos casos el proceso de incorporación de nuevas centrales eólicas ha encontrado restricciones por saturación en muchos tramos de los sistemas de transmisión, que se han constituido como barreras limitantes para la expansión de esta tecnología. En Argentina, luego de la experiencia de subastas denominada Plan Renovar, que consistieron en tres rondas hasta 2019, y que permitieron incorporar en tres años cerca de 3000 MW, el proceso se interrumpió y no se volvió a reiniciar.

Actualmente, en Argentina, la incorporación de nuevos proyectos se realiza en el denominado Mercado a Término de Energías Renovables, donde productores privados y grupos industriales cierran acuerdos de abastecimiento de largo plazo. Hacia mediados de 2024 se habían registrado cerca de 3.000 contratos, con una potencia media total de 550 MW.

En América Central, el Caribe y la Zona Andina, el desarrollo de generación eólica es de muy baja magnitud en valores absolutos, y las barreras no económicas más importantes para explicar este comportamiento radican en la ausencia de políticas y planes destinados a incentivar el desarrollo de estudios del recurso y el potencial de esta tecnología para la expansión

### ***b) Energía Solar Fotovoltaica***

La energía solar fotovoltaica se obtiene directamente de la radiación solar y permite producir electricidad mediante dispositivos de semiconductores o películas finas de deposición de metales.

La eficiencia de los paneles medida como la relación entre la energía eléctrica producida y la energía solar recibida, oscila actualmente entre el 15% y el 23%, la que, asociada a la disminución de los costos de inversión, ha transformado a esta fuente muy competitiva frente a otras alternativas de producción de electricidad. Este gran salto en la eficiencia responde al aumento de la potencia nominal de salida de los paneles de tamaño estándar de 240-260W a 300-330W.

Se pueden identificar los siguientes tipos de instalaciones para la generación de energía eléctrica en base a la fuente solar fotovoltaica: a) instalaciones en parques de gran potencia eléctrica conectados a la red de transmisión; b) instalaciones fotovoltaicas individuales domiciliarias, comerciales o industriales que pueden o no estar conectadas a la red de distribución. En ambos casos también pueden incluir sistemas de almacenamiento en baterías.

Es notable el crecimiento de esta tecnología en América Latina y el Caribe. Los crecimientos experimentados en Brasil, en primer lugar, y luego en México son sorprendentes. Con una penetración prácticamente nula en 2016, a fines de 2021 la energía solar alcanzaba una penetración superior al 8% del total de la capacidad instalada en ambos países. La excepción es la Zona Andina, donde la participación es prácticamente nula.

Recientes cambios regulatorios en Brasil, con la apertura de la comercialización a todos los usuarios sin restricciones ha producido un crecimiento exponencial de la energía solar fotovoltaica motorizado por la generación distribuida como veremos en el caso particular de este país.

La promoción de la generación de electricidad a partir del aprovechamiento de la energía solar en Brasil es un caso claro de éxito, convirtiéndose en la segunda fuente de energía eléctrica en lo que respecta a capacidad instalada, luego de la hidráulica.

Brasil es uno de los diez países con mayor potencia instalada fotovoltaica en el mundo. Según la Asociación Brasileña de Energía Solar (ABSOLAR), actualmente llega a 43 GW, es decir casi el 19% de la capacidad instalada en el país, de los cuales el 70% (30 GW) corresponde a generación distribuida y el resto a parques fotovoltaicos conectados al sistema interconectado nacional. De la capacidad instalada total 48 % corresponde al sector residencial; 29 % comercial y servicios; 14% rural; 7 % industria y el resto al sector público (ABSOLAR N° 68, junio 2024).

Este crecimiento exponencial no parece haber llegado a un punto de saturación pese a que una de las grandes barreras para la continuidad del impulso de la Generación Distribuida son las tasas de financiación en el segmento residencial minorista, y las “carencias” en las entidades financieras para evaluar correctamente los proyectos de generación distribuida, aunque hoy en día hay más de 2.7 millones de sistemas conectados a la red. La nueva normativa de ley de micro y mini generación distribuida ha permitido este crecimiento que no tiene paralelos en la Región.

El mercado de generación solar distribuida (GD) en Brasil creció aceleradamente alimentado por los siguientes factores que permiten lograr alta rentabilidad de las inversiones: i) fuerte caída en el precio real de los sistemas de generación fotovoltaica en los últimos 5 años; ii) aumento significativo en las tarifas de electricidad; y iii) implementación del sistema de compensación de energía mediante la Resolución Normativa 482/2012 de la ANEEL (medición neta),

La expansión de esta tecnología en Brasil podría continuar con una mayor disponibilidad de equipos y sistemas, haciendo imprescindible el desarrollo de proveedores nacionales para que los proyectos puedan ser implementados dentro de los costos y plazos previstos.

México ha tenido un desarrollo sustantivo de sus instalaciones de producción de electricidad con energía solar. Sin embargo, el crecimiento observado en el periodo 2016-2021 ha encontrado las siguientes barreras<sup>2</sup>: 1) demoras en la obtención de permisos para la construcción de los proyectos, lo que redundaría en mayores costos y reduce la competitividad de la tecnología; 2) como en el caso de la energía eólica, la disponibilidad de las redes para la interconexión de nuevos parques solares es reducida y produce restricciones de transporte y despacho de la producción; 3) la caída de precios de los certificados de energía limpia por modificaciones regulatorias afecta la rentabilidad de los proyectos y encarecen el precio unitario de la energía solar; 4) los sistemas de tarifas de transmisión eléctrica para centrales conectadas encarecen el acceso y reducen la competitividad y; 5) políticas de confiabilidad del sistema, relacionadas con la intermitencia de la producción.

Las recientes modificaciones regulatorias, adoptadas por la CRE en el Acuerdo del 24 de mayo de 2023 que permiten considerar las centrales de ciclo combinado con gas natural como energía libre de combustible y por lo tanto capaz de recibir Certificados de Energía Limpia (CEL) al mismo tiempo que desalientan inversiones en parques eólicos o solares conectados al SIN, podrían inducir a privilegiar las inversiones en proyectos de Generación Distribuida más pequeños y menos regulados<sup>3</sup>, aunque todavía no se detectan resultados en este sentido.

El plan de desarrollo eléctrico más reciente de México, para el periodo 2022/2036, retrasa siete años el compromiso del país de generar el 35% de su energía a partir de fuentes renovables para 2024, postergando este objetivo al 2031, lo que podría indicar un cambio de prioridades en la estrategia energética del país, al menos en el corto plazo.

En el Cono Sur, en materia de energía solar fotovoltaica, Chile con una participación en la producción de energía en el país del 13,2%, en 2021 lidera el conjunto de estos países. En Argentina y Uruguay la participación de la energía solar es mucho menor, 1,6% y 3% respectivamente. Argentina cuenta con una gran planta en la Puna, Cauchari en la provincia de Jujuy a más de 4.000 metros de altura, de 300 MW y con posibilidades de ampliar su capacidad, pero la lejanía a los centros de consumo y las restricciones de transmisión plantean barreras que hasta el momento no se han podido superar.

La capacidad solar instalada en Chile a fines de 2021 (6198 MW; OLADE 2022) es la segunda en América Latina, luego de Brasil y apenas por encima de México. Chile ha sido uno de los pioneros en América Latina en incentivar su desarrollo. Sin embargo, han sido identificadas barreras importantes en un reciente estudio que estarían dificultando su expansión (Chile Sustentable 2021), y que a continuación se enumeran dado que son comunes en muchos casos a otros países de la región con organización de mercado similar y también a otras tecnologías como la eólica:

---

<sup>2</sup> Saldaña Méndez, Jaime Luis: "Cinco barreras que detienen inversiones de energía renovable en México", Clúster Energético de Nueva León, México, en Energía Estratégica 8 junio 2020

<sup>3</sup> Se refiere al Acuerdo aprobado por la Comisión Reguladora de Energía del 24 de mayo de 2023. Ver comunicado de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) y la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX) del 26 de mayo de 2023.

- 1) Dificultad de Libre Competencia y tendencias de concentración del mercado
- 2) Distorsión de la regulación sobre suficiencia: Estado de Reserva Energética (Remuneración por disponibilidad de plantas térmicas obsoletas e ineficientes)
- 3) Planificación y tarificación de la transmisión
- 4) Fijación, declaración y fiscalización de la operación real de máquinas termoeléctricas, con mínimos técnicos
- 5) Limitación y falta de actualización de los Servicios Complementarios
- 6) Condiciones limitadas para la generación distribuida y residencial (Net Billing)

En los últimos años la producción de energía solar fotovoltaica ha sido restringida en Chile por diversas congestiones del sistema de transmisión y el retraso en la construcción de nuevas líneas. La planificación nacional y zonal de la transmisión se realiza de forma centralizada desde la Comisión Nacional de Energía, con tiempos de materialización largos.

En el caso de Argentina la saturación de las redes de transmisión dificulta la ejecución de nuevos proyectos.

En Uruguay se busca generar incentivos permitiendo que una parte de la potencia instalada pueda ser considerada como potencia firme y remunerada y de esta forma generar incentivos para mayores inversiones.

En América Central se destaca El Salvador donde la energía solar alcanza la mayor participación relativa de la Región, con el 22% de capacidad instalada y el 17% en la generación de energía, seguida por Honduras con el 19% y el 10%, y Panamá con una penetración del 10% y el 4% respectivamente. La potencia instalada en centrales solares fotovoltaicas en estos países en 2021 era cercana a los 500 MW en cada uno.

El resto de los países del Istmo Centroamericano, Guatemala, Nicaragua, Belice y Costa Rica no registra penetraciones significativas.

En la Zona Andina y Caribe la penetración de la energía solar fotovoltaica no llega a superar el 2%. Sin embargo, Barbados en el Caribe es un caso excepcional ya que la energía solar llegó en 2021 a producir el 8% de toda la electricidad de esta isla, con una capacidad instalada cercana al 20% del total. Si bien los valores absolutos son muy bajos, la participación relativa revela esfuerzos importantes para impulsar inversiones de fuente solar, y su desarrollo podría mostrar una hoja de ruta para el resto de los países del Caribe, donde la participación solar fotovoltaica es prácticamente nula.

### *c) Interconexiones eléctricas transfronterizas (Integración Energética Regional)*

Los beneficios que se pueden asignar a las interconexiones eléctricas internacionales han sido ampliamente estudiados<sup>4</sup>: ampliación de los mercados, optimización y/o complementariedad en el uso de los recursos naturales con una diversidad de fuentes no emisoras de CO<sub>2</sub> (hidroelectricidad, biomasa, solar y eólica) que presentan un potencial importante en el proceso de transición energética, las economías de escala, la explotación de recursos compartidos y el mejoramiento de los niveles de seguridad de abastecimiento, junto con beneficios ambientales locales y globales al reducir la emisión de contaminantes, son ejemplos concretos de una virtuosa integración regional.

No obstante, la presencia de beneficios a nivel “económico” o “social” para que funcionen los procesos de integración, debe producir beneficios económicos identificables para todos los participantes, que compensen los costos y/o pérdidas que los Estados (poder y control), o los participantes privados, deban eventualmente asumir en el proceso

Las principales barreras identificadas para la integración eléctrica transfronteriza (CIER, 2013, 2019) se resumen a continuación:

- a) Cambios en los lineamientos regulatorios de los países interconectados; por ejemplo: Argentina tenía un mercado eléctrico en la década de los 90, con generación desregulada que derivó actualmente a un mercado fuertemente regulado. Estos cambios cambian las reglas del juego y se constituyen en barreras para las interconexiones
- b) Diferencias entre los diseños de mercado entre los países (países con manejo estatal centralizado y países con esquema de mercado público/privado);
- c) Desconfianza entre los países por razones históricas y por incumplimientos contractuales (energía eléctrica y gas natural);
- d) Distorsiones de precios (subsidios, impuestos);
- e) Reducción en la oferta de financiamiento para el desarrollo de infraestructura;
- f) Estudios de factibilidad que incluyan identificación de beneficios estructurales: a) reducción de costos operativos; b) aumento de la confiabilidad del suministro; c) reducción de emisiones de GEI;
- g) Desarrollo de propuestas para compartir los beneficios obtenidos gracias a la integración, entre los consumidores de los países interconectados;
- h) Ausencia de esquemas comerciales preservando autonomía y política energética de los países y su correspondiente respaldo institucional (tratados y acuerdos).
- i) Falta de planificación y gobernanza coordinadas con la excepción del modelo SIEPAC en América Central.
- j) Exigencias técnicas de los organismos coordinadores de la administración y despacho de los sistemas eléctricos nacionales.

En América Latina se pueden identificar tres modelos de integración o intercambios eléctricos con características diferentes (CIER, 2009):

---

<sup>4</sup> Comisión de Integración Energética Regional (CIER): Proyecto SIESUR, Sistema de Integración Energética del cono Sur”,

- a) En América Central la construcción de la interconexión de 500 kV (Sistema de Integración Eléctrica para América Central: SIEPAC) propició la creación de un sistema integrado con instituciones regulatorias y de despacho comunes y dedicadas. Se creó el Mercado Eléctrico Regional (MER). La propiedad de la infraestructura pertenece a una Empresa Propietaria de la Red (EPR), cuyos accionistas son las empresas nacionales de transmisión de Guatemala, Honduras, El Salvador Nicaragua, Costa Rica y Panamá, ENEL de Italia e ISA de Colombia.

Los instrumentos para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) crearon las siguientes instituciones: la Comisión Reguladora (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR). El MER es un mercado mayorista con transacciones spot y contratos entre agentes del mercado y es independiente de los mercados nacionales, aunque utiliza las redes de estos para la compra y venta de electricidad entre los agentes calificados.

- b) En la Comunidad Andina existen varias interconexiones fronterizas entre Colombia y Venezuela; Colombia y Ecuador y Ecuador y Perú. Existen acciones de los países tendientes a crear una normativa para la creación de un mercado regional.

En 2017 se creó el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), manteniendo la vigencia del régimen transitorio entre Colombia y Ecuador; y entre Ecuador y Perú, hasta que sean aprobados y publicados los Reglamentos Operativo, Comercial y del Coordinador Regional correspondientes.

La instancia técnica de discusión y análisis en la Comunidad Andina es el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), que cuenta con la participación de los representantes de los Organismos Normativos y Reguladores de Electricidad de cada país miembro. En el marco del CANREL, los Países Miembros, con el apoyo de la Secretaría General, formulan y analizan propuestas conducentes al avance del proceso de armonización de los marcos normativos necesarios o para la implementación plena de la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad.

- c) En el Cono Sur, la integración y los intercambios de electricidad se desarrollan a través de acuerdos bilaterales, no hay una instancia regional como en los dos casos anteriores. Las principales interconexiones se localizan en las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipú, entre Brasil y Paraguay; Yacyretá, entre Paraguay y Argentina, en ambos casos sobre el río Paraná; y entre Argentina y Uruguay en la central hidroeléctrica de Salto Grande sobre el río Uruguay. También existe un vínculo entre Argentina y Brasil, con una estación convertidora 50/60 Hertz en la localidad de Santo Tomé, que permite intercambios de hasta 2000 MW entre ambos países.

Todas estas operaciones se realizan a través de acuerdos de interconexión, que contemplan intercambios compensados en situaciones de emergencia y operaciones comerciales aprovechando arbitrajes de precios.

El desarrollo del parque eólico en Uruguay propició la construcción de una línea de interconexión de 500 kV entre Uruguay y Brasil en 2019, que vincula la E.T. San Carlos, pasando por la convertidora 50/60 Hz en Melo y llegando a la E.T. Medici en Candiota, Brasil, que se agrega a la interconexión existente en 150 kV que vincula las localidades de Rivera (Uruguay) y Santa Ana do Livramento (Brasil), por la cual el primer país puede evacuar excedentes de generación eólica. Son operaciones comerciales administradas por las instituciones de despacho en ambos países (la empresa eléctrica nacional de Uruguay: UTE y el Operador Nacional del Sistema de Brasil, ONS).

También existe una interconexión en 330 kV entre Argentina y Chile en el Norte de ambos países, atravesando la Cordillera de los Andes, y recientemente se ha puesto en servicio una línea de 132 kV entre Argentina y Bolivia que vincula una central termoeléctrica en el departamento de Tarija (Bolivia), con el Sistema Argentino de Interconexión.

No se han identificado hasta el presente avances en la estructuración de un mercado regional en el Cono Sur, a pesar que desde la década de 1980 se encuentran operando interconexiones fuertes y la integración de los mercados de Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil podría generar beneficios optimizando la explotación de recursos compartidos, impulsando el aprovechamiento de recursos renovables en el proceso de transición energética. La interconexión entre las Centrales Hidroeléctricas de Itaipú, Yacyretá y Salto Grande en el ámbito del MERCOSUR es un proyecto muy interesante que permitiría avanzar en el proceso general de integración eléctrica entre los países.

#### ***d) Energía hidroeléctrica***

Esta tecnología aprovecha la energía potencial de los cursos de agua, que es proporcional al producto del caudal y al salto del aprovechamiento. Existen diferentes tipos de instalaciones: a) con embalse y por lo tanto con capacidad de regulación semanal, mensual o anual; b) a filo de agua con poca capacidad de regulación y c) bombeo, que aprovecha la diferencia de cotas entre embalses para almacenar agua en el embalse superior y producir en periodos de máxima demanda.

La hidroelectricidad aporta a los sistemas eléctricos servicios auxiliares como: reserva de potencia, y regulación de frecuencia, que otras tecnologías renovables no están en condiciones de satisfacer y por lo tanto resultan un complemento ideal para favorecer la penetración de todas las tecnologías renovables.

La hidroelectricidad representó el 15% de la electricidad generada globalmente (BP Statistical Review 2022) en 2021. En América Latina, con la excepción de México y el Caribe, todas las subregiones se encuentran ampliamente por encima del promedio mundial.

Sin embargo, la participación de la hidroelectricidad en la energía generada tiene una tendencia decreciente o está estancada, pero este comportamiento ya había comenzado en la década de 1990. En capacidad instalada todas las subregiones han mantenido los valores sin variantes o crecido muy levemente.

La participación de la hidroelectricidad en 2021 en Brasil y en la Zona Andina se encuentra entre el 50% y el 60% de la electricidad producida. En América Central y en el Cono Sur esa participación es del 39% y del 33% de la capacidad instalada, mientras que México y Caribe tienen baja proporción de hidroelectricidad en su matriz eléctrica.

América Latina tiene todavía un gran potencial para desarrollar nuevos proyectos hidroeléctricos que podría ser completamente aprovechado como indican diversos informes. El potencial hidroeléctrico que todavía puede ser desarrollado en América Latina es de 275 GW en América del Sur (IHA, 2021), 22 GW en América Central (SG-SICA, 2010) y 42 GW en México (CFE, 2012). Además, puede haber un potencial aún no identificado en instalaciones de bombeo y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (menores a 50 MW). La Agencia Internacional de la Energía (AIE) muestra que existe una oportunidad para esta tecnología por los servicios auxiliares que aporta a los sistemas eléctricos.

Los aspectos ambientales han adquirido una relevancia muy alta, y pueden generar barreras al desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos. La falta de estándares de sostenibilidad para la construcción, operación y mantenimiento puede ser un impedimento para su concreción.

Existen además riesgos específicos que pueden resultar en barreras a la inversión. Durante el período de construcción se pueden presentar alargamientos en los plazos y aumentos en los costos, por circunstancias que no siempre se pueden identificar en los estudios previos, como por ejemplo inconsistencias en las condiciones geológicas del emplazamiento. Por otro lado, en el período de operación, se pueden presentar cambios en los precios y en la continuidad de las políticas de apoyo. Otro riesgo que se puede constituir en una barrera es el hidrológico. El cambio climático puede producir variaciones en los regímenes hidráulicos debido a modificaciones en las precipitaciones nivales y pluviales en las nacientes de los ríos.

Los proyectos, en particular los de gran porte, requieren una consideración específica en términos regulatorios, considerando los derechos de concesión y usos del agua, requerimientos de contratos de largo plazo para amortizar las importantes inversiones de capital y agilidad en los procesos administrativos para evitar prolongación de plazos que encarecen los costos de construcción.

Para fortalecer los procesos de decisión, son necesarios estudios de preinversión que van desde la prefactibilidad hasta la ejecución de la documentación licitatoria y de los anteproyectos técnicos, que en general tienen un costo que representa un porcentaje no despreciable de la inversión total y que están sujetos a riesgo en caso de no ejecutarse el proyecto. Sin embargo, la ausencia de estudios de este tipo no permite tomar decisiones adecuadas que tengan en cuenta todas las variables de este tipo de grandes obras. Por ejemplo, tienen relevancia estudios de inventarios del recurso hidroenergético, siendo muy limitados hasta la fecha los correspondientes a proyectos de bombeo.

Relacionado con la creciente importancia de los aspectos sociales y ambientales, los proyectos deben atender las visiones particulares de los grupos de interés para que no se conviertan en una barrera para su aceptación.

### *e) Energía geotérmica*

La energía geotérmica se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interno de la Tierra. Cuando la temperatura en el reservorio es superior a 150°C, se puede extraer calor suficiente para producir energía eléctrica a partir de vapor de agua. Se requiere un sistema de perforación hasta el reservorio para extraer el calor existente en forma de vapor, conducirlo a la superficie donde en general debe ser tratado para estar en condiciones de ingresar al sistema turbogenerador, accionando el mismo y produciendo electricidad. El condensado es reinyectado al reservorio mediante otras perforaciones independientes, para mantener el nivel y la presión del mismo.

Este tipo de energía es utilizada en México, que tiene una potencia instalada de 976 MW (1% de la capacidad instalada en 2021), y América Central. En Costa Rica la capacidad instalada es de 259 MW y representa un 7% del total, El Salvador cuenta con 204 MW instalados y 8% de la capacidad total, Nicaragua con 153 MW y 9% de penetración en la matriz eléctrica, y en menor medida Honduras (44 MW) y Guatemala (49 MW). En América del Sur sólo Chile cuenta con una pequeña central geotérmica comercial de 78 MW. La localización de los proyectos responde a la geología característica del cinturón volcánico del Pacífico.

La principal barrera al desarrollo de esta tecnología se relaciona con los riesgos de la exploración para identificación del recurso y los largos plazos para el desarrollo de los proyectos. El desarrollo inicial (exploración) es extremadamente riesgoso y costoso constituyendo una barrera importante a la inversión.

### *f) Almacenamiento de energía eléctrica en baterías*

El almacenamiento de energía eléctrica en baterías tiene barreras importantes por limitaciones técnicas y económicas para cumplir con su función de forma eficiente a gran escala. Actualmente, el almacenamiento de energía se basa en tecnologías con restricciones, como su capacidad y vida útil limitadas, y problemas medioambientales, como el abastecimiento y la eliminación de materiales. Además, el almacenamiento de energía puede ser costoso debido a la necesidad de adecuar los sistemas energéticos y eléctricos, y al elevado gasto de capital. Esto requiere la introducción en la regulación de sistemas de tarificación de los distintos tipos de almacenamiento.

El almacenamiento de energía será una parte cada vez más importante de las redes eléctricas a medida que aumente la generación basada en energías renovables no convencionales intermitentes. Sistemas de almacenamiento de energía, como baterías o plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo (ver Hidroelectricidad), pueden apoyar la integración de cuotas crecientes de generación de electricidad renovable variable y efectivamente equilibrar la creciente demanda electrificada en diferentes escalas de tiempo, desde milisegundos hasta periodos estacionales.

La localización de las plantas de bombeo hidráulico depende de la topografía y requiere una altitud mínima para el reservorio superior. En general, las mejores regiones coinciden con las principales cadenas montañosas.

Los sistemas de baterías son cada vez más comunes gracias a los avances tecnológicos y los menores costos. La capacidad instalada mundial alcanzó los 27 GW (108 gigavatios horas [GWh]) a finales de 2021 (IEA, Energy Technology Perspectives, 2023).

Como las baterías son modulares y escalables, pueden implementarse rápidamente en cualquier lugar para equilibrar la generación renovable variable y proporcionar diversos servicios de red en un corto plazo respondiendo instantáneamente a desequilibrios repentinos entre la oferta y la demanda y manteniendo la estabilidad de la frecuencia y de la tensión. Los sistemas de baterías equipados con algoritmos de control de máquinas sincrónicas virtuales pueden ofrecer una respuesta inercial similar a la inercia mecánica proporcionada por máquinas rotativas.

Los costos de las baterías están bajando rápidamente al mismo tiempo que parámetros técnicos como la tasa de degradación y la densidad de energía están mejorando. Se espera que tenga un rol clave para aumentar la flexibilidad en el sector energético y permitir la mayor penetración de renovables en un contexto de confiabilidad del suministro. En la situación actual la tecnología está en proceso de maduración (IRENA 2020).

### ***g) Hidrógeno***

La implementación exitosa de la producción de Hidrógeno Verde (H2V) desempeñará un papel fundamental en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, particularmente en los sectores del transporte y la industria.

Si bien los costos de la energía solar y de la energía eólica han disminuido significativamente esto aún no es suficiente para reducir los costos de la electricidad para la producción de Hidrógeno Verde. La cadena de valor del hidrógeno verde está compuesta por los siguientes procesos:

- a) Producción y transformación: la producción de H2V implica el proceso de electrólisis, mediante el cual el hidrógeno se obtiene en forma gaseosa.
- b) Transporte y almacenamiento: el hidrógeno gaseoso se puede transportar a través de tuberías dedicadas o gasoductos existentes. También se puede comprimir y transportar en camiones, trenes o barcos, o en forma de amoníaco en forma líquida a temperatura ambiente. Se puede almacenar en varias formas, que incluyen formaciones geológicas subterráneas, en tubos de alta presión, o en tanques de acero y compuestos.
- c) Uso final: el hidrógeno tiene múltiples propósitos como materia prima, combustible o medio de almacenamiento de energía. Se puede emplear directamente en aplicaciones industriales, para la generación de energía eléctrica, para usos de calefacción, o como combustible para varios modos de transporte, incluyendo carreteras, mar, aire y ferrocarril. Además, se puede mezclar con gas natural para ciertas aplicaciones o utilizar en la producción de amoníaco verde, metanol verde, fertilizantes y combustibles sintéticos.

En América Latina y el Caribe, varios países han publicado estrategias específicas en los últimos tres años<sup>5</sup> (IADB, 2023).

---

<sup>5</sup> Chile, Colombia, Uruguay, Costa Rica, Trinidad y Tobago, y Panamá. Paraguay y Argentina han establecido hojas de ruta iniciales de hidrógeno. Bolivia, Brasil, Ecuador y Perú están en proceso de desarrollar estrategias específicas

Se espera que la demanda de hidrógeno en América Latina y el Caribe (LAC) aumente, impulsada por aplicaciones existentes y nuevas. En 2019, la demanda total de hidrógeno en la región fue de 4,1 millones de toneladas (MT), y se proyecta que aumente a casi 7 MT para 2030 (IEA, 2021).

La principal concentración de demanda se ve en países como Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Trinidad y Tobago, y Venezuela, principalmente para la producción de amoníaco, metanol y productos refinados. Estos usos tradicionales continuarán, mientras que se espera aparezcan nuevas aplicaciones para sustituir combustibles fósiles en industrias (como cemento, acero) y transporte, en la mayoría de los países de la región, y no solo como hidrógeno sino a través de sus derivados, como el amoníaco verde y el metanol verde. Además, se explora transportar hidrógeno en pequeñas proporciones por la infraestructura de gas natural, para uso residencial.

Para que la producción de hidrógeno pueda crecer es crucial desarrollar una capacidad de energía renovable adicional en la región. Otro condicionante para el desarrollo del hidrógeno es la capacidad de la infraestructura portuaria, almacenamiento y la logística para el comercio internacional.

La demanda estimada de GH2 en 2030 alcanzaría los 140 millones de toneladas/año, El 10% de esta demanda sería objeto de comercio internacional de H2 proveniente de la Unión Europea (12 Mt), Japón y Corea del Sur (2 Mt), y el potencial de exportación desde LATAM hacia esos destinos podría alcanzar entre 3 y 4 Mt/año<sup>6</sup>.

La certificación del producto para demostrar que ha sido producido con energía de fuente renovable juega un papel vital en la comercialización internacional de hidrógeno y sus derivados. La cooperación regional puede jugar un papel importante para complementar las estrategias nacionales y mejorar la competitividad de LAC en el mercado global de H2V.

#### ***h) Energía Nuclear: Pequeños Reactores Modulares (SMR)***

Al momento de la electrificación de los consumos, la energía nuclear no puede ser apartada del conjunto de opciones para la producción de electricidad, es parte de las soluciones bajas en carbono del futuro, sobre todo por sus características de potencia firme, tan necesaria en la medida que aumente la participación de energías fotovoltaica y eólica. La energía nuclear presenta la ventaja intrínseca de ser parte de los medios de producción despachables y controlables, complementarios de la producción renovable, intermitente y no almacenable. Mientras que los costos de producción de las energías renovables se han reducido continuamente en las últimas décadas, los costos del nuclear “histórico”, es decir los proyectos de gran dimensión (1000-1200 MW) se incrementaron fuertemente, especialmente luego del accidente de Fukushima (Japón, 2011).

En este contexto, aparecen como solución los pequeños reactores nucleares modulares, conocidos bajo el nombre genérico de Small Modular Reactor o SMR. Estados Unidos, Asia, Rusia y otros países trabajan actualmente en estos mini reactores nucleares, también llamados AMR (Advanced Modular Reactor), MMR (Micro Modular Reactor) o XSMR (Extra Small Modular Reactor) y desarrollan para producción a gran escala micro generadores de energía eléctrica de 1 a 350 MW.

---

<sup>6</sup> IADB: op. cit.

Lo hacen con el respaldo activo de los respectivos gobiernos (Derdevet, Michel, Mazzucchi Nicolas, 2021).

Unidades de menor potencia, construidas en serie industrial, agrupadas o aisladas, aparecen como soluciones particularmente pertinentes. Se observa una evolución significativa del sector, con la aparición de nuevos proyectos, de diferente tamaño, distinto paradigma de producción o diferentes aplicaciones que pueden alcanzar usos diversos.

Las principales barreras para esta tecnología son: a) la existencia de visiones opuestas a la energía nuclear en la sociedad, que puede dificultar la aceptación de este tipo de proyectos; b) la necesidad de contar con una comunidad científica y tecnológica de alto conocimiento y experiencia teórica y práctica en el manejo de la energía nuclear con usos civiles; c) la necesidad de tener una clara dirección política que conduzca a la creación de instituciones de control y regulación, y que incluya esta tecnología en los procesos de planificación y toma de decisiones, d) acordar con la comunidad internacional la adhesión a los tratados de no proliferación nuclear como así también a las restricciones de manejo de combustibles para su transporte y deposición final, bajo la supervisión y salvaguardias establecidas por la AIEA.

La tecnología de pequeños reactores modulares para la generación de electricidad no está aún madura, sino en fase de investigación, desarrollo y demostración.

Los únicos países con capacidades y desarrollo de tecnología nuclear en América Latina y el Caribe son Argentina, Brasil y México, que cuentan con reactores de distintas tecnologías, de gran módulo. En el caso de Argentina, se encuentra en desarrollo un prototipo denominado CAREM de 28 MW, sin certeza respecto de su fecha de finalización. No hay expectativas que otros países en la Región desarrollen capacidades suficientes para la implantación de tecnologías de este tipo.

#### ***i) Gas Natural Licuado: plantas de pequeña escala***

Se incluye esta tecnología ya que se la considera como parte de una estrategia en la transición energética hacia la descarbonización, y que es particularmente adecuada para los países pequeños e insulares de América Central y el Caribe, aunque en algunos casos es considerada como una alternativa en Ecuador y otros países de América del Sur.

La Unión Internacional de Gas (IGU, por sus siglas en inglés) define las plantas de licuefacción y regasificación a pequeña escala como aquellas con capacidades de 0.05 millones de toneladas por año (MTPA) a 1 MTPA, equivalente a un intervalo entre 200 mil y 4 millones de m<sup>3</sup>/día.

Las principales barreras son: a) desarrollo de la infraestructura portuaria en plantas de regasificación y, en caso que no exista el gas natural en el destino considerado, las redes de transporte y distribución a los consumidores finales; b) las capacidades técnicas locales para la planificación, preparación de proyectos, operación y mantenimiento de los sistemas, coordinación de la operación; c) capacidad de compra de GNL en los distintos mercados. La distribución a consumidores finales tiene diferentes complejidades según el tipo de consumidor: residenciales, pequeñas industrias, grandes usuarios industriales o generadores de energía eléctrica.

Los procesos de decisión requieren el desarrollo de estudios completos de factibilidad, y la escala pequeña de las demandas sugiere una coordinación regional para la optimización de los procesos de compra.

## **Conclusiones**

Se destacan dos aspectos en la identificación de barreras no económicas para tecnologías no emisoras de gases de efecto invernadero.

En primer lugar, los procesos de decisión, las regulaciones, la infraestructura existente y los marcos tecnológicos de los sistemas existentes están diseñados y adaptados a las tecnologías convencionales. La competitividad alcanzada por las fuentes eólica y solar y las significativas disminuciones de costos, llevan a estas fuentes renovables a un nivel llamado de paridad de red teniendo en cuenta los costos nivelados de la energía producida (LCOE, por sus siglas en inglés).

Las consideraciones ambientales impactan sobre los proyectos energéticos en dos dimensiones. Desde lo global, el compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero resulta en la necesidad de incrementar la participación de fuentes de energía bajas o nulas en carbono. Desde lo local, ha crecido la percepción social de los impactos ambientales negativos de los proyectos energéticos.

Estas nuevas circunstancias generan barreras comunes a casi todas las tecnologías: regulatorias, de infraestructura y tecnológicas ya que todos los sistemas y procesos están adaptados a las tecnologías clásicas, ya existentes.

En América Latina y el Caribe estas tendencias comienzan a manifestarse en forma significativa a partir de la segunda década del presente siglo, con la ventaja del aprendizaje alcanzado en los países desarrollados en materia de evolución tecnológica de instalaciones para la producción de electricidad proveniente de fuentes no emisoras de CO<sub>2</sub>, y acelerando la penetración en algunas subregiones a partir de los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo de París.

Se aprecian evoluciones diferenciadas de las nuevas tecnologías, en función de las políticas específicas implementadas en cada país. La hidroelectricidad tiene históricamente una importante participación en la matriz eléctrica de casi todos los países de la Región, excepto México y el Caribe. Por otra parte, la geotermia tiene participación relevante en el cinturón volcánico que va de México a América Central y finalmente solo tres países cuentan con tecnología nuclear.

En este contexto la penetración de nuevas tecnologías de generación eléctrica como la eólica y la solar se ha producido de distintos modos y a distintas velocidades.

En algunos casos, la participación ha crecido rápidamente y continúa con esta tendencia lo que indicaría que se identificaron y levantaron barreras no económicas.

En otros, luego de un periodo inicial de crecimiento acelerado, esta participación se detuvo como consecuencia de barreras no identificadas inicialmente, como la saturación y falta de adaptación

de los sistemas de transmisión eléctrica y la necesidad de contar con reservas adecuadas para la operación de la intermitencia en la producción eléctrica que generan las fuentes eólica y solar.

También se han identificado casos donde estas nuevas tecnologías no han conseguido todavía introducirse en los mercados eléctricos de algunos países, lo que indicaría que no ha existido intención política de profundizar estos procesos.

En síntesis, donde las barreras no económicas pudieron ser superadas se produce en una primera etapa un rápido crecimiento de las nuevas tecnologías. A continuación, en una segunda fase nuevas barreras, como la saturación de los sistemas de transmisión en larga distancia, retrasan el crecimiento y en una tercera etapa, se reanuda el crecimiento bajo nuevas características (generación distribuida en Brasil, como ejemplo), o se produce una paralización momentánea por ausencia de soluciones adecuadas.

La solución de los cuellos de botella de la infraestructura de transporte y distribución, y la competitividad de las nuevas tecnologías requiere de políticas de largo plazo y planes de expansión específicos que incentiven el desarrollo de nuevas tecnologías, como así también la factibilidad económica y social de los proyectos que consoliden las soluciones adoptadas, en un proceso continuo y dinámico.

## **BIBLIOGRAFIA**

- 1) Agora Energiewende, Agora Industry: “12 Insights on Hydrogen”, Diciembre 2021;
- 2) Banco Interamericano de Desarrollo: “Unlocking Green and Just Hydrogen in Latin America and the Caribbean”, 2023
- 3) Banco Interamericano de Desarrollo; Casos de Estudio en Asociaciones Publico Privadas en América Latina y el Caribe: Generación de Electricidad con Fuentes Eólicas en Uruguay. Documento para Discusión IDB-DP-00738, enero 2020
- 4) Banco Interamericano de Desarrollo: La complementariedad de la generación hidroeléctrica con las energías renovables no convencionales y la importancia de la integración regional. Nota Técnica IDB-TN-01835, diciembre 2019
- 5) BP Statistical Review, 2022;
- 6) Ceto et al; “Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications » in Annual Review Environmental Resources, 2016;
- 7) Comisión de Integración Energética Regional (CIER): “Nuevo Enfoque de la Integración Energética Regional de América Latina – PR CIER 15”;; Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, 2013
- 8) Comisión de Integración Energética Regional (CIER): “Proyecto SIESUR: Sistema de Integración Energética del Cono Sur. Etapa 1”, Montevideo, 2019.
- 9) CIER: VI Reunión Plenaria del Foro Técnico Regional de Planificadores de Energía (FOREPEN); Hacia una transición energética justa y sostenible en América Latina; diciembre 2022
- 10) Comisión Federal de Electricidad (CFE). Ramos-Gutiérrez y Montenegro-Fragoso, Las centrales hidroeléctricas en México: pasado, presente y futuro. 2012.  
[https://www.scielo.org.mx /scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2007-24222012000200007](https://www.scielo.org.mx /scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2007-24222012000200007)

- 11) Comisión Reguladora de Energía, Mexico (CRE): Acuerdo A/018/2023;
- 12) Confederación Nacional de Industria (CNI): Geracao Distribuida: Os Desafios para a Sustentabilidade, Brasilia, 2021
- 13) Derdevet Michel, Mazzucchi Nicolas; “Los pequeños reactores modulares, ¿una nueva era nuclear? Enfoques geopolíticos y estratégicos, Revue de l’Energie N° 657, julio-agosto 2021;
- 14) Edmar de Almeida: Introducao aos sistemas de Geracao Distribuida de Energia Eletrica; Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro (PUCRJ), 2022.
- 15) Energía Estratégica: “Cinco barreras que detienen inversiones de energías renovables en México”; <https://www.energiaestrategica.com/cinco-barreras-que-detienen-inversiones-de-energias-renovables-en-mexico/>
- 16) Fundación Torcuato di Tella (FTDT); Identification of Regulatory, Financial, Economic, and Technical Barriers to implementation of NDC mitigation action. Deep Decarbonization Latin America Project, 2020.
- 17) International Energy Agency: “Hydropower Special Market Report”. 2021;
- 18) International Energy Agency: “Energy Technology Perspectives, 2023”;
- 19) International Hydropower Association (IHA): “Hydropower 2050 Identifying the next 850+ GW towards Net Zero”, 2021,
- 20) Intergovernmental Panel on Climate Change, Assessment Report 6 Climate Change (IPCC-AR6), 2022: Mitigation of Climate Change;
- 21) IRENA; “Electricity Storage Valuation Framework”
- 22) KAS Ingeniería para Chile Sustentable: “Propuestas Regulatorias para el Ingreso Masivo de las Energías Renovables No Convencionales en Chile”, Santiago de Chile, agosto 2021;
- 23) México Energy Partners LLC: “Las claves del éxito de la energía eólica”, 2022, <https://mexicoenergyllc.com.mx/es/blogs/mexico-energy-insights/keys-to-success-for-wind-energy-in-mexico>
- 24) Ministerio de Energía Chile: “Transición Energética de Chile. Política Energética Nacional” (Actualización 2022), Santiago de Chile, febrero 2022.
- 25) Oficina de Planeamiento y Presupuesto, Presidencia de la República Oriental del Uruguay: Hacia una Estrategia Nacional de Desarrollo 2050. Presente y Futuro de las Energías Renovables en Uruguay, Montevideo marzo 2019
- 26) Organización Latinoamericana de la Energía: “Panorama Energético de América Latina y el Caribe”, 2018;
- 27) Organización Latinoamericana de la Energía: “Panorama Energético de América Latina y el Caribe”, 2022;
- 28) Perspectives on the Barriers to Nuclear Power Generation in the Philippines: Prospects for Directions in Energy Research in the Global South. Andal et. Al., in Inventions vol 7 issue 3, 2022
- 29) Pöyry Brasil: “Las principales barreras para el desarrollo de proyectos renovables están relacionadas con la dependencia de la importación de componentes para sistemas de generación”, in Review Energy, 21 junio 2022;
- 30) SENER (Secretaria de Energía): Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030;
- 31) Sistema de Integración Centroamericano (SICA): “Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020”, febrero 2010.

## ANEXO 1

### DATOS DE POTENCIA Y ENERGIA EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

DATOS RENOVABLES ELECTRICIDAD POTENCIA INSTALADA 2021													
Pais	Capacidad Instalada (MW)												
	Total	Nuclear	Hidro	Solar	Eolica	Geotermia	Biogas	Termica R	%	% ERNC	Eolica	FV	Geotermia
Argentina	42988	1755	11354	1060	3291	0	0	139	37%	10%	8%	2.5%	0%
Barbados	319	0	0	67	0	0	0	0	21%	21%	0%	21.0%	0%
Belize	139	0	55	4	0	0	0	22	58%	19%	0%	2.9%	0%
Bolivia	4137	0	759	172	129	0	0	153	29%	11%	3%	4.2%	0%
Brasil	188585	1990	109413	13404	20786	0	0	16005	85%	27%	11%	7.1%	0%
Chile	30862	0	7113	6198	3536	78	0	536	57%	33%	11%	20.1%	0%
Colombia	17763	0	11945	136	18	0	0	206	69%	2%	0%	0.8%	0%
Costa Rica	3482	0	2331	5	390	259	0	71	88%	13%	11%	0.1%	7%
Cuba	6768	0	65	230	12	0	0	961	19%	18%	0%	3.4%	0%
Ecuador	8734	0	5107	28	21	0	0	153	61%	2%	0%	0.3%	0%
El Salvador	2441	0	572	539	54	204	7	295	68%	37%	2%	22.1%	8%
Grenada	60	0	0	4	0	0	0	0	7%	7%	0%	6.7%	0%
Guatemala	4112	0	1557	93	107	49	0	1057	70%	31%	3%	2.3%	1%
Guyana	337	0	0	8	0	0	0	42	15%	15%	0%	2.4%	0%
Haiti	471	0	78	3	0	0	0	0	17%	1%	0%	0.6%	0%
Honduras	3019	0	853	578	235	44	0	261	65%	36%	8%	19.1%	1%
Jamaica	1156	0	29	57	102	0	0	0	16%	14%	9%	4.9%	0%
Mexico	86153	1608	12614	5955	6977	976	378	2305	34%	18%	8%	6.9%	1%
Nicaragua	1616	0	159	16	186	153	0	218	45%	26%	12%	1.0%	9%
Panama	4239	0	1821	441	270	0	0	8	60%	17%	6%	10.4%	0%
Paraguay	8760	0	8760	0	0	0	0	0	100%	0%	0%	0.0%	0%
Peru	15341	0	5514	287	409	0	0	174	42%	6%	3%	1.9%	0%
Republica Dominicana	5004	0	623	305	370	0	0	30	27%	14%	7%	6.1%	0%
Suriname	546	0	189	9	0	0	0	0	36%	2%	0%	1.6%	0%
Trinidad y Tobago	2032	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0.0%	0%
Uruguay	4912	0	1538	267	1514	0	0	416	76%	45%	31%	5.4%	0%
Venezuela	35322	0	17042	4	25	0	0	50	48%	0%	0%	0.0%	0%
TOTAL	479298	5353	199491	29870	38432	1763	385	23102					
PROMEDIO		1%	42%	6%	8%	0%	0%	5%		46%			
Grupo de Países	Total	Nuclear	Hidro	Solar	Eolica	Geotermia	Biogas	Termica R	%	% ERNC	Eolica	Solar FV	Hidro
Brasil	188585	1990	109413	13404	20786	0	0	16005	85%	27%	11%	7.1%	58%
Mexico	86153	1608	12614	5955	6977	976	378	2305	34%	18%	8%	6.9%	15%
Cono Sur	87522	1755	28765	7525	8341	78	0	1091	52%	19%	10%	8.6%	33%
Zona Andina	81297	0	40367	627	602	0	0	736	52%	2%	1%	0.8%	50%
America Central	19048	0	7348	1676	1242	709	7	1932	68%	25%	7%	8.8%	39%
Caribe	16693	0	984	683	484	0	0	1033	19%	13%	3%	4.1%	6%

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE): Panorama Energético de América Latina y el Caribe

DATOS RENOVABLES ELECTRICIDAD GENERACION 2021														
Pais	Energia Generada (GWh)										% ERNC	Eolica	Solar	Hidro
	Total	Nuclear	Hidro	Solar	Eolica	Geotermia	Biogas	Termica R	%					
Argentina	136268	10170	19762	2196	12938	0	0	1128	26%	12%	9%	1.6%	15%	
Barbados	1067	0	0	85	0	0	0	0	8%	8%	0%	8.0%	0%	
Belice	286	0	158	3	0	0	0	58	77%	21%	0%	1.0%	55%	
Bolivia	10880	0	3237	351	120	0	0	455	38%	9%	1%	3.2%	30%	
Brasil	656110	14705	362818	16752	72286	0	0	55724	77%	22%	11%	2.6%	55%	
Chile	81492	0	16477	10787	7210	326	0	2682	46%	25%	9%	13.2%	20%	
Colombia	73934	0	60496	323	60	0	0	797	83%	2%	0%	0.4%	82%	
Costa Rica	12537	0	9286	9	1573	1602	0	57	100%	13%	13%	0.1%	74%	
Cuba	19350	0	120	237	28	0	0	580	5%	4%	0%	1.2%	1%	
Ecuador	32206	0	25575	37	62	0	0	415	81%	2%	0%	0.1%	79%	
El Salvador	6474	0	1821	1074	132	1559	21	880	85%	33%	2%	16.6%	28%	
Grenada	224	0	0	4	0	0	0	0	2%	2%	0%	1.8%	0%	
Guatemala	11943	0	5960	230	324	265	0	1745	71%	19%	3%	1.9%	50%	
Guyana	1139	0	0	13	1	0	0	19	3%	3%	0%	1.1%	0%	
Haiti	1063	0	200	4	0	0	0	0	19%	0%	0%	0.4%	19%	
Honduras	10957	0	3765	1129	775	348	0	804	62%	25%	7%	10.3%	34%	
Jamaica	4304	0	138	132	264	0	0	0	12%	9%	6%	3.1%	3%	
Mexico	328599	11606	34717	20194	21075	4243	1596	3420	26%	14%	6%	6.1%	11%	
Nicaragua	4213	0	599	27	656	734	0	899	69%	38%	16%	0.6%	14%	
Panama	13887	0	8342	586	530	0	0	23	68%	8%	4%	4.2%	60%	
Paraguay	40574	0	40574	0	0	0	0	0	100%	0%	0%	0.0%	100%	
Peru	57397	0	31926	802	1823	0	0	562	61%	6%	3%	1.4%	56%	
Republica Dominicana	21455	0	1496	486	1231	0	0	224	16%	9%	6%	2.3%	7%	
Suriname	2410	0	952	13	0	0	0	6	40%	1%	0%	0.5%	40%	
Trinidad y Tobago	9262	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%	0.0%	0%	
Uruguay	15953	0	5273	483	4991	0	0	2737	85%	51%	31%	3.0%	33%	
Venezuela	83872	0	67845	0	18	0	0	1	81%	0%	0%	0.0%	81%	
TOTAL	1637856	36481	701537	55957	126097	9077	1617	73216						
PROMEDIO		2%	43%	3%	8%	1%	0%	4%		50%				
Grupo de Pais	Total	Nuclear	Hidro	Solar	Eolica	Geotermia	Biogas	Termica R	%	% ERNC	Eolica	Solar FV	Hidro	
Brasil	656110	14705	362818	16752	72286	0	0	55724	77%	22%	11%	2.6%	55%	
Mexico	328599	11606	34717	20194	21075	4243	1596	3420	26%	14%	6%	6.1%	11%	
Cono Sur	274287	10170	82086	13466	25139	326	0	6547	47%	16%	9%	4.9%	30%	
Zona Andina	258289	0	189079	1513	2083	0	0	2230	75%	2%	1%	0.6%	73%	
América Central	70891	0	33010	3406	4110	4508	21	4863	70%	17%	6%	4.8%	47%	
Caribe	60274	0	2906	974	1524	0	0	829	10%	6%	3%	1.6%	5%	

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE): Panorama Energético de América Latina y el Caribe

# CRECIMIENTO TECNOLOGIAS EOLICA – SOLAR E HIDROELECTRICA 2016-2021

## Hidroeléctrica

	Participación (%)				Crecimiento CAGR (%)	
	Potencia		Energía		Potencia	Energía
	2021	2016	2021	2016		
Brasil	58.0%	65.2%	55.3%	65.96%	2%	-1%
México	14.6%	21.0%	10.6%	9.5%	1%	3%
Cono Sur	32.9%	40.5%	29.9%	40.5%	0%	-8%
Zona Andina	49.7%	50.6%	73.2%	52%	2%	6%
América Central	38.6%	42.2%	46.6%	42.7%	1%	8%
Caribe	5.9%	5.8%	4.8%	4.7%	0%	0%

## Eólica

	Participación (%)				Crecimiento CAGR (%)	
	Potencia		Energía		Potencia	Energía
	2021	2016	2021	2016		
Brasil	11.0%	6.8%	11.0%	5.8%	15%	17%
México	8.1%	1.2%	6.4%	0.8%	58%	54%
Cono Sur	9.5%	3.5%	9.2%	1.9%	28%	34%
Zona Andina	0.7%	0.5%	0.8%	0%	11%	11%
América Central	6.5%	6.4%	5.8%	6.1%	4%	5%
Caribe	2.9%	1.5%	2.5%	0.9%	14%	23%

## Solar Fotovoltaica

Energía Solar	Participación (%)				Crecimiento CAGR (%)	
Ano	Potencia		Energía		Potencia	Energía
	2021	2016	2021	2016	%	%
Brasil	7.1%	0.1%	2.6%	0.01%	175%	188%
México	6.9%	0.3%	6.1%	0.1%	94%	89%
Cono Sur	8.6%	1.8%	4.9%	0.9%	44%	38%
América Central	8.8%	3.6%	4.8%	2%	23%	24%
Zona Andina	0.8%	0.2%	0.6%	0.1%	37%	40%
Caribe	4.1%	0.9%	1.6%	0.2%	35%	56%

Fuente: Elaboración Propia

## ANEXO 2

### MATRICES DE BARRERAS POR TECNOLOGIA

#### Barreras a la entrada de la energía eólica

Tecnológicas	Activos	Institucionales	Comportamiento
<p><b>Estándares:</b> sin barreras identificadas</p>	<p><b>Infraestructura.</b> Existencia y acceso a la capacidad de transmisión eléctrica Necesidad de adaptar la infraestructura de transmisión eléctrica (ej. protecciones).</p>	<p><b>Procesos de toma de decisión.</b> Necesidad de estudios básicos generales y específicos en la localización de los proyectos (evaluación del recurso) y de factibilidad.</p>	<p><b>Individual:</b> sin barreras identificadas</p>
<p><b>Compatibilidad e Integración.</b> La integración requiere soluciones para los servicios que la energía eólica no puede aportar al sistema, como reserva de potencia y regulación de frecuencia.</p>	<p><b>Bienes de uso:</b> sin barreras identificadas</p>	<p><b>Regulaciones.</b> Costos de servicios no provistos cargados a esta tecnología.</p>	<p><b>Colectivo:</b> sin barreras identificadas</p>
<p><b>Capacidades locales.</b> Se deberán desarrollar capacidades locales para planificación, preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento. Infraestructura (ej, grúas), Recursos Humanos.</p>		<p><b>Planificación energética.</b> Condición necesaria</p>	
		<p><b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.</p>	
		<p><b>Grupos de interés.</b> Otros generadores. Proveedores de combustibles. Ambientales</p>	

## Barreras a la entrada de la energía solar

Tecnológicas	Activos	Institucionales	Comportamiento
<b>Estándares:</b> sin barreras identificadas	<b>Infraestructura.</b> Infraestructura. Existencia y acceso a la capacidad de transmisión eléctrica. Necesidad de adaptar la infraestructura de transmisión eléctrica (ej. protecciones).	<b>Procesos de toma de decisión.</b> Necesidad de estudios básicos generales y específicos en la localización del proyecto (evaluación del recurso) de factibilidad.	<b>Individual:</b> en el caso de la generación distribuida, el desconocimiento de la tecnología
<b>Compatibilidad e Integración.</b> La integración requiere soluciones para los servicios que la energía fotovoltaica no puede aportar al sistema, como reserva de potencia de rápida reacción sistemática y regulación de frecuencia. Integración de la generación distribuida en redes urbanas	<b>Bienes de uso:</b> sin barreras identificadas	<b>Regulaciones.</b> Conexión e intercambios con la red de distribución (generación distribuida)	<b>Colectivo:</b> en el caso de la generación distribuida el desconocimiento de la tecnología
<b>Capacidades locales.</b> Se deberán desarrollar capacidades locales para planificación, preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento. Infraestructura, Recursos Humanos.		<b>Planificación energética.</b> Condición necesaria	
		<b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.	
		<b>Grupos de interés.</b> Otros generadores, empresas distribuidoras, proveedores de combustibles, ambientales.	

**Barreras a las interconexiones eléctricas transfronterizas  
(Integración Energética Regional)**

<b>Tecnológicas</b>	<b>Activos</b>	<b>Institucionales</b>	<b>Comportamiento</b>
<p><b>Estándares:</b> Normativas comunes de Seguridad Eléctrica y para la operación de los sistemas</p>	<p><b>Infraestructura.</b> Acceso a la capacidad de transporte en los sistemas interconectados. Necesidad de ajuste en los sistemas de transmisiones</p>	<p><b>Procesos de toma de decisión:</b> Necesidad de estudios de factibilidad completos (técnicos, económicos y ambientales), para nuevos proyectos</p>	<p><b>Individual:</b> no se identificaron barreras</p>
<p><b>Compatibilidad e Integración:</b> Instalaciones que compatibilicen diferencias de frecuencias, y regulación de tensión</p>	<p><b>Bienes de uso:</b> no se identificaron barreras</p>	<p><b>Regulaciones.</b> Acuerdos de Interconexión, y organismos de coordinación</p>	<p><b>Colectivo:</b> aceptación social en los países interconectados (importador y exportador)</p>
<p><b>Capacidades locales.</b> Se deberán desarrollar capacidades locales para planificación, preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento. Infraestructura, Recursos Humanos.</p>		<p><b>Planificación energética regional.</b> Condición necesaria</p>	
		<p><b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.</p>	
		<p><b>Grupos de interés:</b> agentes del mercado eléctrico, industrias en general, grupos de consumidores</p>	

## Barreras a la hidroelectricidad

Tecnológicas	Activos	Institucionales	Comportamiento
<p><b>Estándares:</b> Necesidad de incorporar estándares de sostenibilidad para construcción y operación</p>	<p><b>Infraestructura.</b> Existencia y acceso a las redes de transmisión para evacuación de la energía generada</p>	<p><b>Procesos de toma de decisión:</b> Necesidad de estudios de factibilidad completos (técnicos, económicos y ambientales). Necesidad de estudios de evaluación del recurso hidroeléctrico</p>	<p><b>Individual:</b> no se identificaron barreras</p>
<p><b>Compatibilidad e Integración:</b> no se identificaron barreras</p>	<p><b>Bienes de uso:</b> no se identificaron barreras</p>	<p><b>Regulaciones:</b> necesidad de regulación específica para este tipo de tecnología (usos del agua, contratos de largo plazo, procesos administrativos)</p>	<p><b>Colectivo:</b> las barreras están consideradas en Grupos de Interés</p>
<p><b>Capacidades locales.</b> Se deberán desarrollar capacidades locales para preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento. Infraestructura, Recursos Humanos. En algunos casos estas capacidades existían, pero se pueden haber perdido por largos períodos sin construcción de aprovechamientos</p>		<p><b>Planificación energética.</b> Condición necesaria</p>	
<p><b>Escalas:</b> Necesidad de atender a la aceptación de los proyectos de gran escala</p>		<p><b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.</p>	
<p><b>Riesgos durante la construcción:</b> alargamiento de los plazos de construcción, incrementos en los costos <b>Riesgos durante la operación:</b> incertezas sobre precios y continuidad de políticas de apoyo, hidrológicos</p>		<p><b>Grupos de interés.</b> Otros generadores, proveedores de combustibles, ambientales</p>	

### Barreras a la energía geotérmica

<b>Tecnológicas</b>	<b>Activos</b>	<b>Institucionales</b>	<b>Comportamiento</b>
<b>Estándares:</b> Necesidad de normativas ambientales para construcción y operación	<b>Infraestructura.</b> Acceso a la capacidad de transporte.	<b>Procesos de toma de decisión:</b> Necesidad de estudios de factibilidad completos (técnicos, económicos y ambientales). Necesidad de estudios de reservorios.	<b>Individual:</b> no se identificaron barreras
<b>Compatibilidad e integración:</b> no se identificaron barreras	<b>Bienes de uso:</b> no se identificaron barreras	<b>Regulaciones:</b> no se identificaron barreras	<b>Colectivo:</b> no se identificaron barreras
<b>Capacidades locales.</b> Se deberán desarrollar capacidades locales para planificación, preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento. Infraestructura, Recursos Humanos.		<b>Planificación energética.</b> Condición necesaria	
<b>Madurez de la tecnología:</b> no se identificaron barreras		<b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.	
<b>Riesgos durante la exploración y la construcción:</b> altos costos de exploración y alargamiento de los períodos de desarrollo.		<b>Grupos de interés.</b> Ambientales	

## Barreras al almacenamiento de energía eléctrica en baterías

<b>Tecnológicas</b>	<b>Activos</b>	<b>Institucionales</b>	<b>Comportamiento</b>
<b>Estándares:</b> Necesidad de Normativas de Seguridad para su operación y para la disposición final.	<b>Infraestructura.</b> Acceso a la capacidad de transporte y de distribución. Necesidad de ajuste en los sistemas de transmisión y distribución	<b>Procesos de toma de decisión:</b> Necesidad de estudios de factibilidad completos (técnicos, económico y ambientales).	<b>Individual:</b> Inversiones en equipamiento propio de generación, capacitación para conocimiento básico del funcionamiento y del equipamiento
<b>Compatibilidad e integración:</b> no se han identificado barreras	<b>Bienes de uso:</b> no se han identificado barreras	<b>Regulaciones.</b> Tarificación del servicio de almacenamiento	<b>Colectivo:</b> Difusión de experiencias en redes sociales. Acciones en cámaras y asociaciones empresariales
<b>Capacidades locales.</b> Se deberán desarrollar capacidades locales para planificación, preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento. Infraestructura, Recursos Humanos.		<b>Planificación energética.</b> Condición necesaria	
<b>Madurez de la tecnología:</b> Necesidad de desarrollar I+D y Pilotos		<b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.	
		<b>Grupos de interés:</b> no se han identificado barreras	

## Barreras al desarrollo de la industria del hidrógeno

Tecnológicas	Activos	Institucionales	Comportamiento
<p><b>Estándares:</b>                      Certificación del H2 producido.                      Especificaciones de seguridad para almacenamiento y transporte para controlar volatilidad, fugas y otros riesgos inherentes al producto</p>	<p><b>Infraestructura.</b>                      Análisis de la logística de transporte de H2.                      Caso particular de las redes de gas natural</p>	<p><b>Procesos de toma de decisión:</b> Necesidad de estudios de factibilidad completos (técnicos, económicos y ambientales).</p>	<p><b>Individual:</b> no se identificaron barreras</p>
<p><b>Compatibilidad e Integración:</b> no se identificaron barreras</p>	<p><b>Bienes de uso:</b> no se identificaron barreras</p>	<p><b>Regulaciones.</b> requerimientos de corte mínimo de la mezcla H2/GN en infraestructura de transporte de gas natural. Regulaciones para adaptar equipos que actualmente queman combustibles fósiles.</p>	<p><b>Colectivo:</b> no se identificaron barreras</p>
<p><b>Capacidades locales.</b>                      Se deberán desarrollar capacidades locales para planificación, preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento.                      Infraestructura,                      Recursos Humanos.</p>		<p><b>Planificación energética.</b> Condición necesaria</p>	
<p><b>Madurez de la tecnología:</b> Necesidad de desarrollar I+D y Pilotos</p>		<p><b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.</p>	

## Barreras al desarrollo de pequeños reactores nucleares modulares (SMR)

Tecnológicas	Activos	Institucionales	Comportamiento
<b>Estándares:</b> Régimen de salvaguardas. Manejo de combustibles y disposición de residuos	<b>Infraestructura.</b> Acceso a la capacidad de transporte teniendo en cuenta la modularidad de los reactores y las futuras expansiones. La localización tiene que tener en cuenta el acceso a agua para enfriamiento	<b>Procesos de toma de decisión:</b> Necesidad de estudios de factibilidad completos (técnicos, económicos y ambientales).	<b>Individual:</b> no se detectaron barreras
<b>Compatibilidad e Integración:</b> no se detectaron barreras	<b>Bienes de uso:</b> no se detectaron barreras	<b>Regulaciones.</b> Instituciones de Control y Regulación de la Actividad Nuclear con salvaguardas supervisadas por la IAEA	<b>Colectivo:</b> no se detectaron barreras
<b>Capacidades locales.</b> Se deberán desarrollar capacidades locales para planificación, preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento. Infraestructura, Recursos Humanos. Cooperación Internacional		<b>Planificación energética.</b> Condición necesaria	
<b>Madurez de la tecnología:</b> Necesidad de desarrollar I+D y Pilotos		<b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.	
		<b>Grupos de interés.</b> Otros generadores, proveedores de combustibles, ambientales	

## Barreras al desarrollo de pequeñas plantas de Gas Natural Licuado (GNL)

Tecnológicas	Activos	Institucionales	Comportamiento
<p><b>Estándares:</b> Normativa de seguridad en regasificadoras e instalaciones de consumo de gas en sectores económicos</p>	<p><b>Infraestructura.</b> Planta de regasificación y redes de transporte y distribución</p>	<p><b>Procesos de toma de decisión:</b> Necesidad de estudios de factibilidad completos (técnicos, económicos y ambientales). Necesidad de coordinación regional para los procesos de compra.</p>	<p><b>Individual:</b> no se detectaron barreras</p>
<p><b>Compatibilidad e integración:</b> no se detectaron barreras</p>	<p><b>Bienes de uso:</b> no se detectaron barreras</p>	<p><b>Regulaciones.</b> Marco regulatorio e instituciones para la actividad</p>	<p><b>Colectivo:</b> no se detectaron barreras</p>
<p><b>Capacidades locales.</b> Se deberán desarrollar capacidades locales para planificación, preparación de proyectos, instalación, operación y mantenimiento. Infraestructura, Recursos Humanos. Capacidades para la compra de GNL</p>		<p><b>Planificación energética regional.</b> Condición necesaria</p>	
		<p><b>Políticas y programas.</b> Condición necesaria.</p>	
		<p><b>Grupos de interés:</b> consumidores residenciales, comerciales e industriales, ambientales</p>	