

Factores habilitantes para el desarrollo del Hidrógeno Verde en Uruguay

*Infraestructura, recurso
hídrico y marco normativo*



Autores

El presente trabajo fue encomendado por la Cámara de Construcción del Uruguay (CCU) al Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable de la Universidad Católica del Uruguay (UCU).

El trabajo fue elaborado por Alejandro Perroni, Federico Ferrés, Juan Manuel Mercant, Felipe Bastarrica, Gonzalo Irrazabal, Ignacio Estrada, Lorena Di Chiara, Santiago Mullin, y Carlos Amorín.

El mismo refleja el análisis técnico de sus autores y no necesariamente la visión de la CCU.

Motivación del trabajo

Transformar a Uruguay en proveedor de productos verdes que permitan al mundo alcanzar emisiones netas cero.

Desarrollar un nuevo sector productivo con fuerte impacto en la creación de empleo de alta calidad, en la innovación, atrayendo inversiones descentralizadas

Fomentar polos productivos en el interior del país, que aprovechen sosteniblemente los recursos naturales.



Objetivos del trabajo



Analizar la infraestructura que requerirán los proyectos de hidrógeno verde.



Entender requerimientos y sustentabilidad del uso del recurso hídrico.



Apoyar en el desarrollo de un marco regulatorio que permita el desarrollo del sector y de los proyectos.

Tabla de contenidos

1. Proyecciones de la hoja de ruta.
2. Condiciones habilitantes.
3. Infraestructura.
4. Recurso hídrico.
5. Marco regulatorio.
6. Conclusiones generales.
7. Anexos.

1. Proyecciones de la hoja de ruta



Cadena de valor del hidrógeno verde y derivados

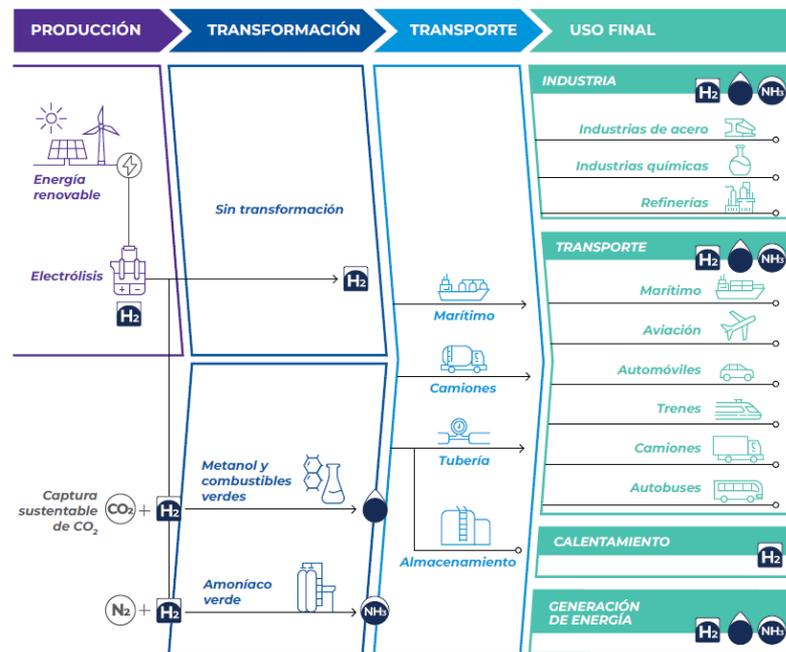


Figura 1: Usos del hidrógeno en distintos sectores como fuente de energía o materia prima.

Fuente: Basado en documento de la Agencia Internacional de Energía, "Green Hydrogen: A guide to policy making" (International Renewable Energy Agency, 2020).

Productos destacados

- La hoja de ruta de hidrógeno verde en Uruguay destaca el potencial del país en producir distintos productos, según su uso final:

	Hidrógeno	Metanol	Amoníaco	Jet Fuel
Uso doméstico	Transporte terrestre	Transporte marítimo	Transporte marítimo; Producción de fertilizantes	
Exportación	Transporte; Industria; Generación eléctrica; Calor	Transporte marítimo	Transporte marítimo; Producción de fertilizantes	Transporte aéreo

Cantidades esperadas

Producto	Uso	Producto Final (kton/año)		Hidrógeno Verde (kton/año)		Valor Mercado (US\$ millones)	
		2030	2040	2030	2040	2030	2040
Hidrógeno	Doméstico	11	107	11	107	26	213
Amoníaco	Doméstico	32	539	6	97	15	222
Combustibles Sintéticos	Doméstico	4	17	2	9	5	20
Fertilizantes	Doméstico	53	239	9	42	19	84
Hidrógeno	Exportación	0	321	0	321	0	342
Amoníaco	Exportación	0	101	0	18	0	38
Marítimo (Metanol)	Exportación	47	478	6	62	24	182
Jet Fuel	Exportación	51	625	26	321	71	764
Total		198	2.427	61	977	160	1.865

2. Condiciones habilitantes

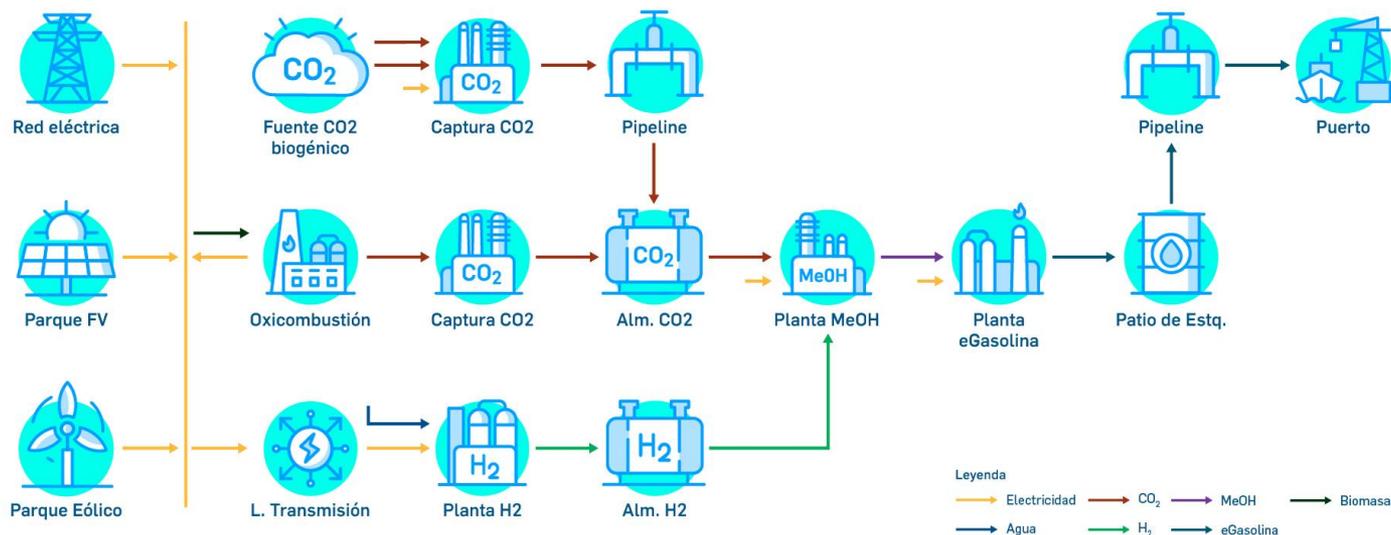


Condiciones habilitantes y escala de los proyectos

- La hoja de ruta distingue entre proyectos de mediana escala (Electrolizadores 150 - 300 MW y EERR 200 - 500 MW) y proyectos de gran escala.
- Las necesidades de los proyectos serán diversas, según el tamaño, producto final, y destino. Por ejemplo:
 - Proyectos de mediana y gran escala: instalarán energía renovable propia (o de terceros contratada), y probablemente requieran conexión al SIN, al menos para recibir servicios auxiliares, y potencialmente para intercambio de excedentes;
 - Proyectos de metanol, combustibles sintéticos y fertilizantes: requerirán acceso a fuentes de CO2 biogénico;
 - Proyectos de exportación: requerirán infraestructura portuaria.
- Por lo tanto, la ubicación favorable para cada tipo de proyecto debe contemplar diversos factores y los requerimientos de infraestructura asociados.

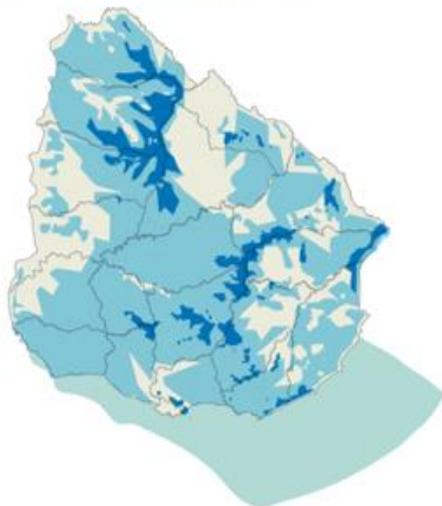
Ejemplo: esquema técnico de proyecto de gasolina sintética

Las necesidades de los proyectos que avancen determinarán los componentes de infraestructura dentro/fuera de proyectos a incorporar en el país.



Uruguay cuenta con condiciones favorables para la producción de hidrógeno verde y productos derivados

Capacidad eólica onshore y offshore



- Nivel I | >8m/s | ~30 GWs | Área total= 17.500 km²**
Supuestos: 15% de km² > -10 MW/km²
- Nivel II | >7m/s | ~50 GWs | Área total= 97.300 km²**
Supuestos: 5% de km² > -10 MW/km²
- Offshore | 275 GW**
Supuestos: 5% de km² > 20-30 MW/km²

Capacidad solar fotovoltaica



- Nivel I | ~60 GWs**
Área total= 31.500 + 6.500= 38.000 km²
- Nivel II | ~135 GWs**
Área total= 81.400 km²

Uruguay cuenta con condiciones favorables para la producción de hidrógeno verde y productos derivados (cont.)

Factores habilitantes para proyectos

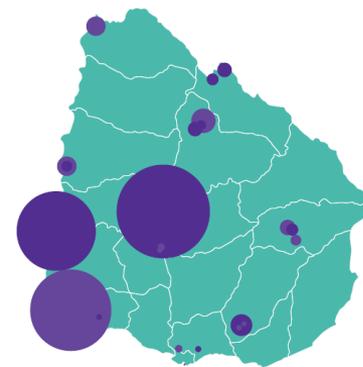
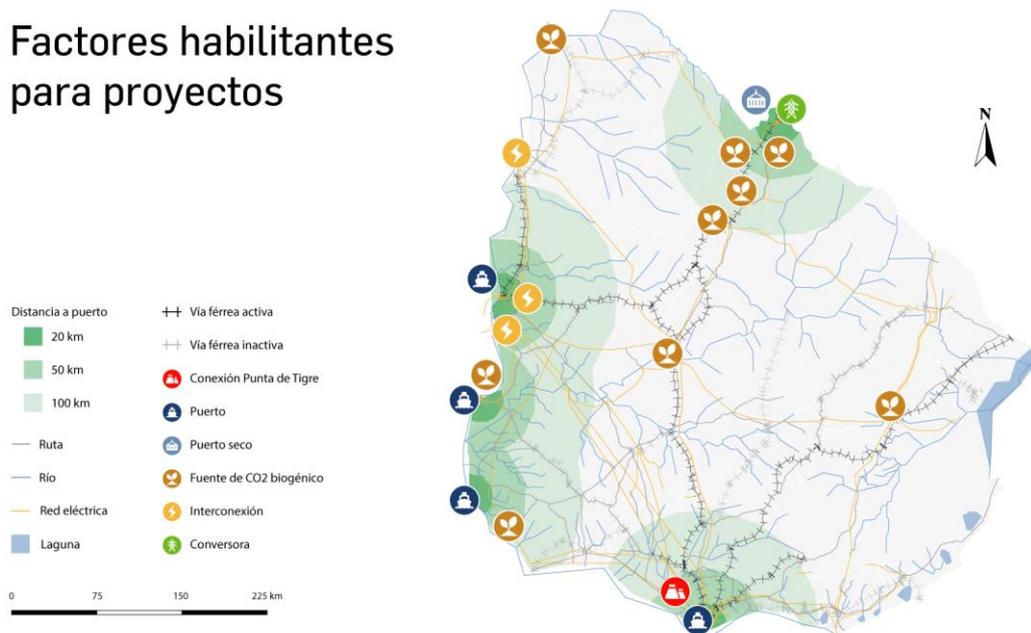


Figura 5: Disponibilidad de CO₂ biogénico industrial a nivel nacional de distintas fuentes (plantas de biocombustibles, generación de energía eléctrica, alimentos, pulpa de celulosa y cementeras)

Fuente: Mercados Energéticos Consultores S.A. (GME) - Planta Piloto de Ingeniería Química (PALPIQU). Consultoría: "Análisis de la disponibilidad de CO₂ para la producción de derivados de H₂ verde en Uruguay". International PtX Hub - GIZ, setiembre 2023.

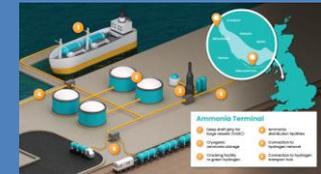
Determinantes: Amoníaco

- Logística compleja debido a su toxicidad y a la necesidad de refrigeración.
- No existe infraestructura en el país para amoniaco.
- Altos CAPEX iniciales para logística en puertos. Podría requerir proyectos de gran tamaño para justificar esta inversión.

Transporte Terrestre

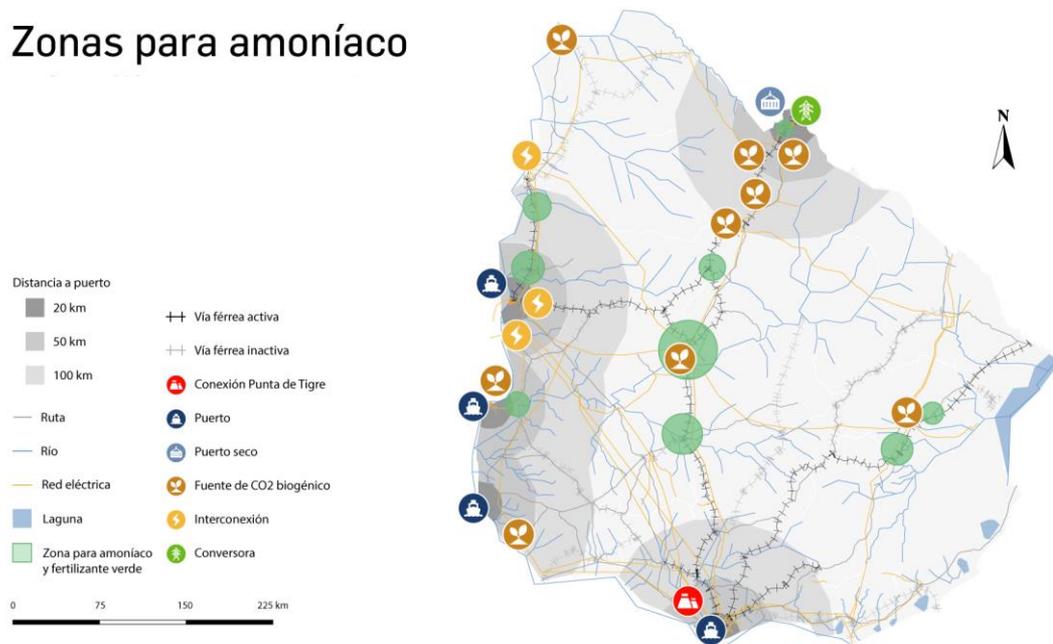


Transporte Marítimo y terminales



Determinantes: Amoníaco (cont.)

Zonas para amoníaco



Los principales factores que se entiende contribuirán a la selección de emplazamientos para las plantas de amoníaco serán:

- acceso a puertos;
- acceso a recurso hídrico;
- buen recurso renovable y acceso a red eléctrica;
- distante de centros poblados.

Principales zonas con potencial de desarrollo a 2030: Litoral Oeste, Zona Costera Este (necesita Desarrollo de puertos nuevos).

Otras Zonas con potencial: Paso de los Toros (en caso de uso de tren y conexión fluvial en Montevideo).

Determinantes: Metanol y combustibles sintéticos

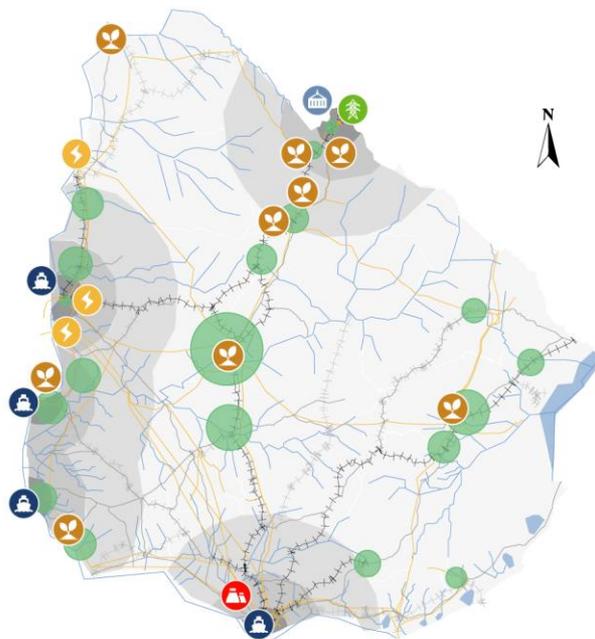
- Existen terminales fácilmente adaptables para su manejo.
- Líneas navieras manejan el producto en la región (por ejemplo, sur de Brasil utiliza aproximadamente 1M ton).
- Transporte de corta distancia, camiones, ferrocarril o barcasas podrían participar en la cadena de transporte.

Transporte Marítimo y terminales



Determinantes: Metanol y combustibles sintéticos (cont.)

Zonas para metanol y Combustibles Sintéticos



Los principales factores que se entiende contribuirán a la selección de emplazamientos para las plantas de metanol y combustibles sintéticos serán:

- acceso a CO₂;
- acceso a puertos o servicios de tren
- acceso a recurso hídrico;
- buen recurso renovable y acceso a red eléctrica;
- buen acceso vial.

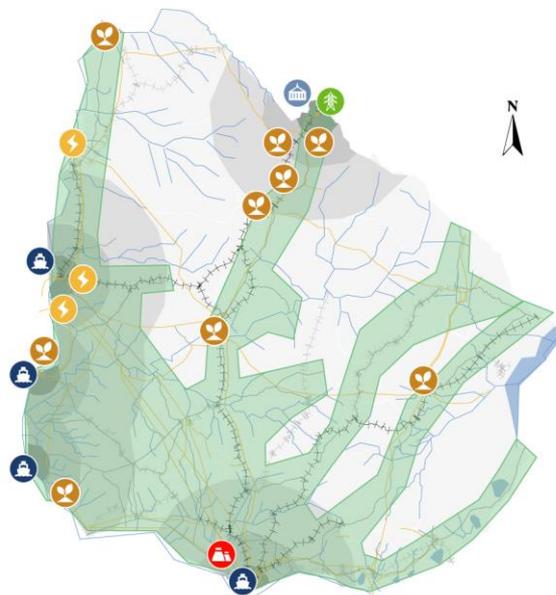
La demanda podría ser principalmente el mercado externo.

Principales zonas con potencial de desarrollo a 2030: Paysandú, Fray Bentos, Nueva Palmira, Pueblo Centenario, Tacuarembó.

Otras Zonas con potencial de desarrollo a 2040: Paysandú, Tacuarembó, Rivera, Lavalleja, Rocha.

Proyectos de Hidrógeno Gaseoso (uso local)

Zonas para proyectos de H2 Verde



Los principales factores que se entiende contribuirían al desarrollo del H₂V gaseoso para uso local, podrían ser:

- demanda de combustible;
- instalación de fuentes de EERR competitivas;
- acceso a recurso hídrico;
- acceso a la red eléctrica para respaldo y/o neteo de excedentes.

La demanda podría ser camiones de carga pesada (40t o superior de peso bruto - GWC), con recorridos diarios superiores a 400km, y barcazas, ferrys.

Principales zonas de desarrollo a 2030: Paso de los Toros, Fray Bentos y Nueva Palmira

Otras Zonas con potencial de desarrollo a 2040: Paysandú, Tacuarembó, Salto, Rivera, Montevideo

3. Infraestructura



Objetivo y metodología

- Objetivo
 - Analizar la infraestructura necesaria para producir los volúmenes de H₂ y derivados establecidos en la hoja de ruta (o alternativas similares en volumen), transportarlos (terrestre, ferroviario, puertos, rutas marítimas/buques, ductos de H₂ o CO₂) y almacenarlos, junto con los requerimientos de infraestructura eléctrica asociada (redes de alta tensión, respaldo y posibilidad de intercambio con la red si fuese conveniente).
 - Se consideraron los productos contemplados en la hoja de ruta (H₂, amoníaco, metanol, combustibles sintéticos y fertilizantes).
- Metodología
 - Reuniones con autoridades de distintos organismos para relevar capacidades actuales y necesidades futuras, análisis de publicaciones existentes y estimaciones propias.

Análisis de infraestructura al 2030: Volúmenes HdR

Área	Necesidades
Electrolizadores	Capacidad: 600 MW. Inversión estimada: US\$ 600 millones
Energía eólica y solar	Capacidad: 1200 MW. Inversión estimada: US\$ 1500 millones
Plantas para producción de productos derivados	Se deberán incorporar plantas con distintos componentes, según el producto final. Inversión estimada US\$ 600M.
Red eléctrica	<p>Dependiendo de la localización y los tamaños de los proyectos, la infraestructura de red proyectada al 2030 podría ser suficiente.</p> <p>La combinación de proyectos que incrementen la demanda flexible y aumenten la generación renovable pueden fortalecer el sistema eléctrico nacional. Una buena planificación de sitios puede permitir desarrollar los proyectos esperados utilizando la red (sin costos adicionales importantes).</p>
Transporte y exportación de productos	<p>La red de puertos, viales, vías férreas existentes estarían en condiciones (con mejoras) para manejar los volúmenes esperados.</p> <p>Dependiendo de la localización, el transporte “<i>short haul</i>” será conveniente hacerlo por barcas (Paysandú), tren (Paso de los Toros) o camión (Rivera u otros).</p>

Análisis de infraestructura al 2030: Volúmenes HdR (cont.)

Área	Necesidades
Transporte y exportación de productos (cont.)	Puertos: Por ejemplo, 600 MW de electrolizadores podrían resultar en aproximadamente 290 kton de metanol verde anuales (24/365). Volumen razonable para Montevideo y Nueva Palmira, quizás incluso para Fray Bentos y Paysandú. No obstante, no sería previsible inversiones significativas en infraestructura pública existente.

Puerto	Toneladas AÑO MOVIL *
Montevideo	17.888.801
Nueva Palmira- Muelle Oficial	2.231.772
Juan Lacaze	7.833
Fray Bentos	181.852
Paysandú	109.472
Colonia	2.785,50
La Paloma	2.874,80

** Año móvil noviembre 2021- octubre 2022 excepto Montevideo setiembre 2021 – agosto 2022*

Análisis de infraestructura al 2040: Volúmenes HdR

Área	Necesidades
Electrolizadores	Capacidad: 9000 MW. Inversión Estimada: US\$ 6.000 millones.
Energía eólica y solar	Capacidad: 18.000 MW. Inversión Estimada: US\$ 15.000 millones
Plantas para producción de productos derivados	Se deberán incorporar plantas con distintos componentes, según el producto final. US\$ 4.000 millones.
Red de transmisión y ductos	Se deberá analizar inversión en redes de alta tensión para transporte de energía eléctrica y/o ductos de H ₂ , CO ₂ u otros. ¿Es conveniente el transporte de energía eléctrica o hidrógeno?. Se deberá analizar caso a caso la capacidad de respaldo de la red para proyectos de gran escala. Los mismos podrían operar <i>behind-the-meter</i> con requerimiento de servicios auxiliares. Debido a la escala de los proyectos, la infraestructura necesaria es sustantiva.
Transporte y exportación de productos	Volúmenes similares a plantas de celulosa; entre 2,5 y 5 millones de toneladas anuales. Se precisa planificación de inversiones en puertos, barcazas, ferrocarril o transporte carretero dependiendo del producto y la ubicación de la planta.

Análisis de infraestructura al 2040: Volúmenes HdR (cont.)

Área	Necesidades
Transporte y exportación de productos	Puertos: Por ejemplo, 9 GW de electrolizadores podrían resultar, en aproximadamente 4.300 kton de metanol verde anuales (24/365). Parecería ser a priori, un volumen manejable para Montevideo y Nueva Palmira, pero supera los volúmenes que actualmente manejan otros puertos públicos en Uruguay. Sería previsible que se requiera de nuevas inversiones en infraestructura portuaria.

Logística Aerogeneradores: Dimensiones y peso



Cada AEG podría constar de entre 10 y 12 componentes, que requerirían permisos especiales por peso y geometría



2025 a 2030

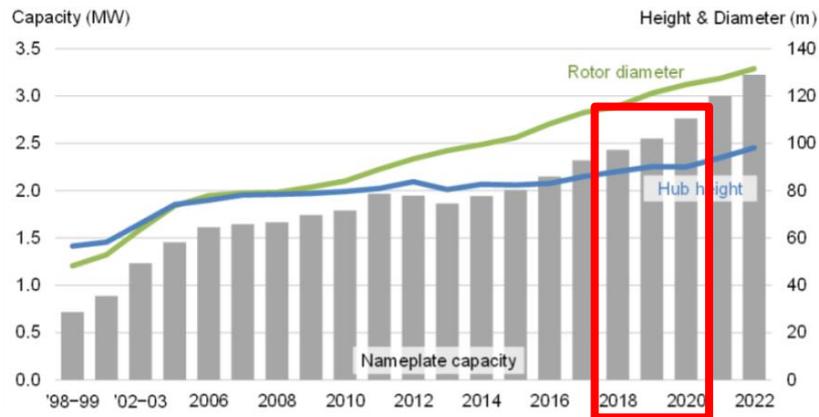
Se requiere 1.2 GW de EERR, aproximadamente 700 MW de energía eólica,. Considerando aerogeneradores (AEG) de 6 MW, representaría 120 en el período, o 24 AEG/año. Equivalente a 1 AEG/2 semanas transportado, de manera ininterrumpida.

2031 a 2040

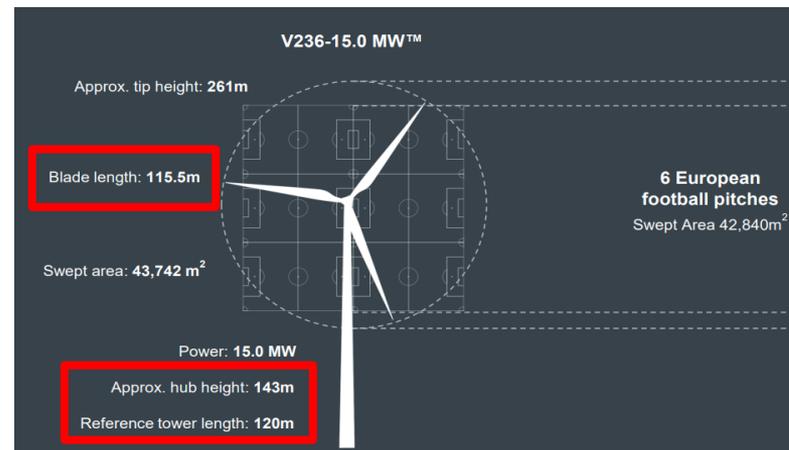
Se requiere 18 GW de EERR, aproximadamente 10/11 GW de energía eólica. Considerando AEG de 9 MW, representaría 1200 AEG en 10 años, o 110 AEG/año. Equivalente a más de 2 AEG/semana transportados, de manera ininterrumpida.

Logística Aerogeneradores: Dimensiones y peso (cont.)

COMPONENTE	2020	2025/2030	NOTAS
Torres	3 tramos	5 tramos	Alturas de buje que pasan de 110m a 140m Algún tramo de torre puede superar las 80ton de peso ¿Posibilidad de construir localmente las torres de hormigón?
Aspas	60m	85m	Ya se dispone de AEG en el mercado cuyo diámetro de rotor supera 170m
Nacelles	70ton	90ton	Nacelle o Drive Train.

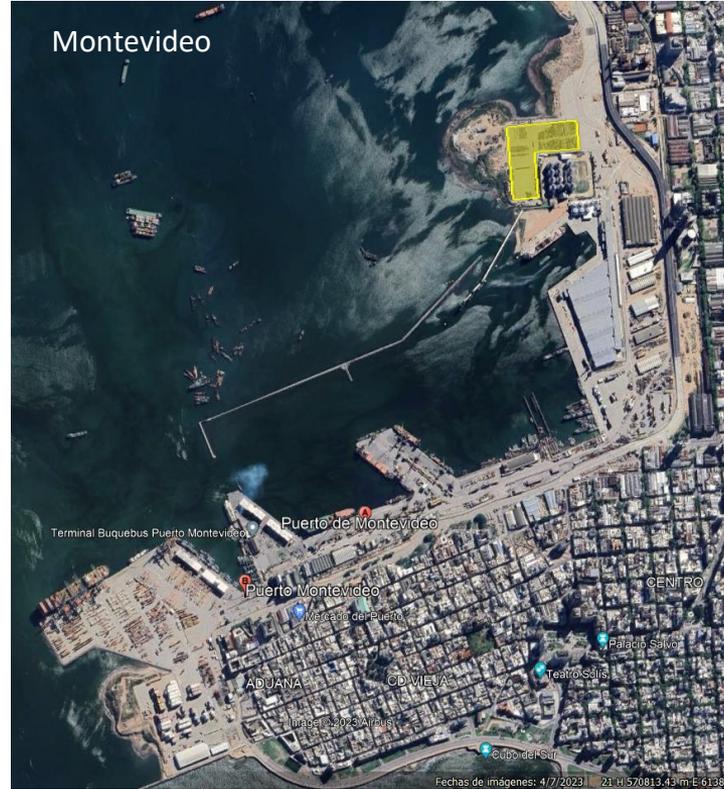


© Average turbine hub height, rotor diameter, and nameplate capacity for land-based wind projects from the Land-Based Wind



Los valores incluidos en la tabla son valores para aerogeneradores onshore. Para el caso de aerogeneradores offshore, las dimensiones y peso son mayores

Posibles áreas de acopio en puerto



Nota: Áreas meramente indicativas y de referencia, las propuestas no pretenden ni deben ser consideradas definitivas o estrictamente disponibles y/o viables

¿Transporte de electrones o moléculas?

La HdR requeriría 18 GW de EERR a 2040, es oportuno preguntarnos:

- ¿Dónde estarían localizadas las plantas de producción de H₂ y derivados?
- ¿Dónde es óptimo instalar la capacidad de generación de EERR?
 - ¿Conectada al SIN?
 - ¿Intercambios ocasionales?
 - ¿Respaldo?
 - ¿*Behind-the-meter*?
- ¿Es conveniente que la generación de EERR se instale en sitios con mejor LCOE, aunque estén lejos de las plantas de producción de H₂/derivados?
- ¿Es más eficiente/económico/ambientalmente mejor transportar electrones o moléculas?

¿Transporte de electrones o moléculas? (cont.)



Ejemplo: 5000 MW eólica + 5000 MW solar producirían aproximadamente 500.000 ton/año de H₂: ¿transportar 150km es conveniente por redes o ductos?.



Se propone hacer un análisis detallado de oferta y demandas de H₂, impactos ambientales de ambas alternativas (LAT vs pipe para # escenarios considerando #volumenes) y comparativa de costos para fomentar la mejor alternativa.



Se propone analizar “hubs”/“polos de desarrollo productivo”/“señales de localización” que incentiven y faciliten el desarrollo de proyectos en áreas prioritarias para optimizar LCOH.

Conclusiones Infraestructura

- En materia de infraestructura se visualizan dos períodos con necesidades diferentes: 2025 - 2030, y 2031 - 2040.
- Para 2025-2030, existe infraestructura y planes de expansión que podría facilitar el desarrollo de algunos proyectos de mediana escala (MW) con inversiones menores.
- Para 2031-2040 es conveniente analizar el desarrollo de infraestructuras comunes, con una mirada integral, que promuevan y/o faciliten el desarrollo de ecosistemas y sinergias para alcanzar costos de LCOH competitivos en el mercado internacional (puertos, ferrocarril, red eléctrica, ductos).

4. Recurso hídrico



Objetivos y consideraciones básicas

- Buscar establecer el posible impacto del conjunto de proyectos propuestos por la hoja de ruta en los recursos hídricos de Uruguay.
- En este sentido se considera el impacto sobre el agotamiento de los recursos hídricos y afectaciones por posibles contaminaciones por vertido de efluentes.
- Dado el bajo nivel de detalles en cuanto a las unidades productivas que surgen de la hoja de ruta, se estima por exceso en cuanto al volumen de agua requerido, con el fin de cubrir riesgo de subestimación.
- Puesto que todo el sistema propuesto por la hoja de ruta se basa en la producción de H₂ estas unidades se analizaron con mayor detalle.

Resumen de la información de producción en base a la HdR

Volumen de producción (kton/año)	2030	2040
Producción H ₂	61	977
Captación CO ₂	756	8.620
Captación N ₂	70	732
Producción de Metanol	102	1.110
Producción combustibles sintéticos	55	642
Producción de amoníaco	85	879
Producción de fertilizantes	53	239

Producción de H ₂ por línea (kton/año)	2030	%	2040	%
Producción como H ₂	61		977	
H ₂ para H ₂	11	19	428	44
H ₂ para metanol	34	57	392	40
H ₂ para combustibles sintéticos	28	45	330	34
H ₂ para amoníaco	15	24	157	16
H ₂ para fertilizantes	9	15	42	4

Criterios generales para estimar la utilización del agua

- Se considera que los requerimientos de agua se solventan con agua tomada directamente de los recursos hídricos. Por tanto, no se prevé utilización de agua de OSE ya que por sus costos no resultaría conveniente.
- Los cuerpos de agua posibles para el suministro son: ríos, arroyos, lagunas o acuíferos, considerando que estos cuerpos de agua tengan la capacidad de suministro de sus necesidades en forma permanente. No se recurre a embalsamientos, ni a largas tuberías de aducción ya que estas infraestructuras suelen ser costosas.
- A los efectos de estimar los volúmenes de agua se consideran los siguientes tipos de necesidades, de acuerdo al tipo de unidad productiva:
 - Aguas de proceso: empleada directamente en la generación del producto, que puede servir de materia prima o de vehículo para desarrollar el proceso de que se trate.
 - Agua de rechazo: descarte en la generación de agua producto (agua pura, o agua desmineralizada) producto de algún tipo de tratamiento de agua de proceso.
 - Agua de enfriamiento: empleada para el enfriamiento de ciertas unidades productiva y que no entra en contacto con el producto.
 - Agua de limpieza y servicios higiénicos

Estimaciones de agua para planta de producción de H₂

- La producción electrolítica de H₂ a partir de agua pura, estequiométricamente se requiere 9 lt/kg H₂ producido. Sin embargo, dado la eficiencia de los electrolizadores, se adopta 11 lt.
- El agua de rechazo para la producción del agua pura, dependerá del tipo de fuente que se utiliza, pero se adoptará un índice de 1,5 de agua ambiente por cada litro de agua pura generada que está del lado de seguridad.
- Para el cálculo del agua de enfriamiento se utiliza el valor de 0,4 lt/h por kWh consumido, considerando que cada kg de H₂ consume 55 kWh daría un valor de 22 lt/kg H₂.
- El resto del agua se estima en aproximadamente 15% respecto a las estimaciones de los puntos anteriores.

Tipo de agua	Cantidad (lt/kg H ₂)
Materia Prima/proceso	11
Agua de rechazo	6
Agua de enfriamiento	22
Otros	6
Total aproximado	45

Estimación de Caudal Total necesario para todas las unidades

- Dado que para las otras líneas de producción es más complejo hacer una estimación de agua utilizada, y que la mayor agua requerida corresponde al agua de enfriamiento, se adoptó el mismo criterio para su estimación. En la siguiente tabla se muestran los valores totales.

Consumo por fase (Hm ³)	Agua producción H ₂	Agua línea metanol	Agua línea amoníaco	Total agua
2030	2,7	1,0	0,4	4,1
2040	44,0	11,0	4,4	59,7

Donde 1 Hm³ = 1.000.000 de m³

Efluentes

- La generación de efluentes es variada y depende de los procesos implicados. En general se estima que los efluentes suelen ser del orden del 80% del agua utilizada, aunque en el caso de la producción de H₂ es menor.
- En su mayor parte, los efluentes pueden tener una carga de sales disueltas y sólidos suspendidos, lo que puede ser de fácil tratamiento. En el agua de enfriamiento podría encontrarse algunos productos clorados usados en su producción.
- Finalmente, la línea de amoníaco podría tener presencia de nutrientes nitrogenados.

Efluente por fase (Hm ³)	Porcentaje	2030	2040	Tipo de contaminante
Producción de H ₂	50%	1,4	22	Sales disueltas, sólidos suspendidos, productos clorados
Línea de Metanol	80%	0,8	8,8	Sales disueltas, materia orgánica, sólidos disueltos, productos clorados
Línea de amoníaco	60%	0,2	2,6	Sales disueltas, sólidos disueltos, nutrientes, productos clorados
Total		2,2	33,4	

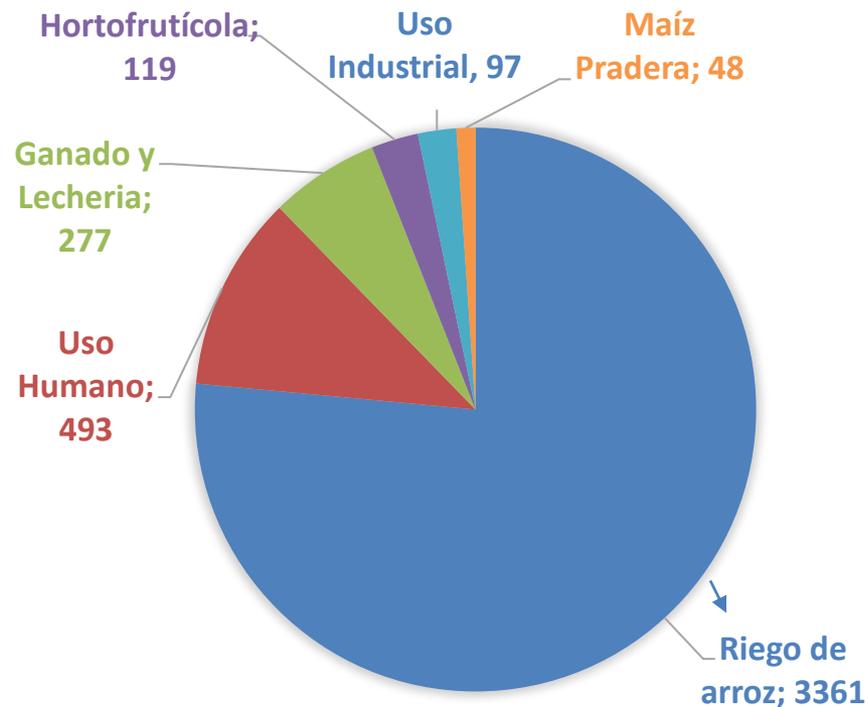
Características generales del agua ambiente en el Uruguay

- Hoy se conoce como agua ambiente al agua disponible en los cuerpos de agua del Uruguay. El país cuenta con una abundante disponibilidad de agua ambiente tanto en cuerpos de agua superficiales como en acuíferos. Esto no obsta que dado los fuertes ciclos de lluvias y sequías puede existir, en algún punto de país, o en algún momento, problemas de abastecimiento, como el ocurrido en el primer semestre del 2023 en la zona metropolitana.
- Asimismo, el agua ambiente es un recurso renovable, por lo que no se agota con el uso, y tiene una tasa de renovabilidad asociada al ciclo hidrológico.
- Uruguay recibe en promedio 1.300 mm/año de lluvia, lo que implica 229.000 Hm³ por año de agua bruta. La mayor parte de ésta se pierde por evapotranspiración, satura los suelos o recargar los acuíferos.
- El agua que queda disponible para escurrimiento como agua superficial es de promedio 92.000 Hm³ por año, siendo aprovechada en menos de un 5% (4,78% para 2022 según información de DINAGUA)

Uso del agua en Uruguay

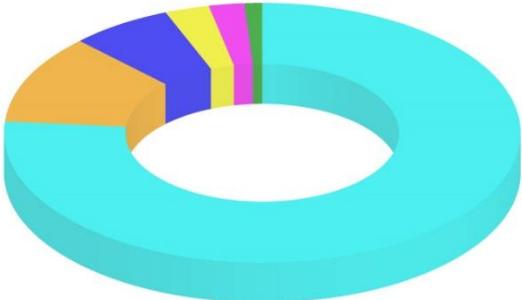
- La extracción en 2022 en Uruguay para diferentes usos fue aproximadamente 4.400 Hm³ con la siguiente distribución según uso.
- Se puede ver que la cantidad de agua total a utilizar para implementar la HdR al 2030 (4,1 Hm³) correspondería a 10% de la categoría de menor uso, y en 2040 (59,7 Hm³) estaría por debajo del uso industrial en 2022.
- Si se lo mira en función del total de agua disponible, el sistema implicaría una modificación desde 4,78 % del uso actual a 4,79% en 2030 y 4,87 % en 2040.
- Por lo que la cantidad de agua no se considera significativa respecto a la disponibilidad de agua ambiente.

CONSUMO DE AGUA SEGÚN USO (HM³/AÑO)

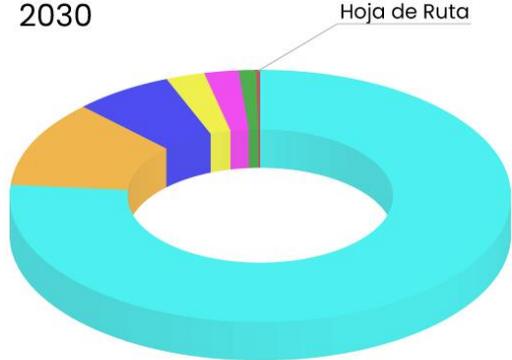


Uso del agua en Uruguay

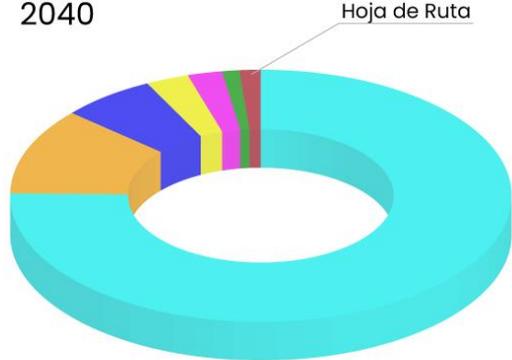
2022



2030



2040



- Riego de arroz
- Uso Humano
- Ganado y Lechería
- Hortofrutícola
- Uso industrial
- Maíz Pradera
- Hoja de ruta

Agua Superficial

- Uruguay cuenta con abundantes ríos y arroyos distribuidos en 6 cuencas hidrográficas, como muestra la figura a la derecha.
- No todas presentan la misma disponibilidad, sobre todo por los usos actuales.
- De hecho, las cuencas del río Santa Lucía y la del Río Tacuarembó presentan situaciones de estrés hídrico debido a la demanda de agua, por lo que sería desaconsejable la localización de unidades de producción del sistema en dichas cuencas.
- En el resto sería más factible la utilización directa de los cuerpos de agua principales que los afluentes, aunque esto estará directamente asociada a la dimensión de la unidad de que se trate.



Uruguay – Principales cuencas hidrográficas
Fuente: DINAMA - MGAP

Río Uruguay

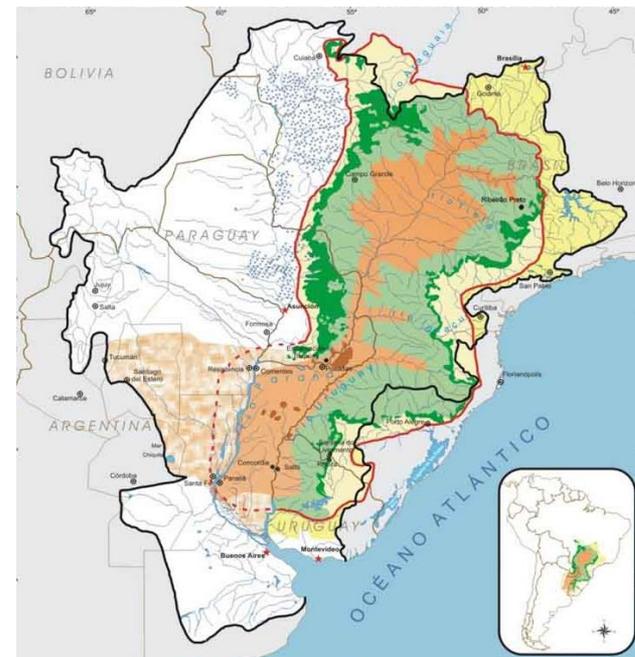
- El Río Uruguay es un curso de agua compartido, teniendo nuestro país 33,5% de la cuenca.
- A la altura de la represa de Salto Grande el caudal medio es de 6.000 m³/s, con un rango de variación entre 20.000 m³/s como caudal pico, y 600 m³/s como caudal mínimo.
- En la siguiente tabla se muestra estos valores de manera comparable con los que se mencionó anteriormente.
- Como muestra la tabla siguiente, el caudal mínimo es suficiente para abastecer toda la producción prevista en la Hoja de Ruta

Caudales	m ³ /s	Hm ³ /d
Medio	6.000	520
Mínimo	600	52



Acuífero Guaraní

- Uruguay presenta varios acuíferos, los cuales sirven como fuente de agua para varios usos. Entre ellos los más importantes son: Acuífero Tacuarembó (Guaraní), Raigón, Mercedes y Salto.
- Para el sistema que se viene analizado, solo el acuífero Guaraní presenta condiciones seguras para el uso de recurso hídrico.
- El Sistema Acuífero Guaraní (SAG) es un recurso compartido entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, con una extensión de aproximadamente 1 millón de km².
- Su recarga anual se estima en 6.000 Hm³ y corresponde una parte a Uruguay en la formación de las areniscas de Tacuarembó. La misma se estima en 350 Hm³ por año.
- El uso del SAG se estima en 810 Hm³ por año, siendo su mayor usuario Brasil.
- Según datos de DINAMIGE, nuestro país extrae 25 Hm³ por año del SAG, en usos tales como suministro de agua potable, uso agrícola, y recreativo (aguas termales).



Conclusiones Recurso Hídrico

- El agua es un recurso renovable tanto en los cursos como en los acuíferos.
- Del total del volumen anual de agua, actualmente en el Uruguay se consumen solamente 4,78%.
- El uso del agua para la implementación de la HdR sería de significancia baja, implicaría hacia el final de período un incremento de aproximadamente 1,8% del agua actualmente utilizada.
- Deben de todas formas debe estudiarse las características específicas de cada proyecto.
- Cuencas como la del Río Uruguay o el Río Negro no presentan restricciones, sobre todo si su extracción se hace sobre el río principal.
- Tampoco el uso del Acuífero Guaraní presentaría mayores inconvenientes si se hacen estudios de las zonas de extracción para evitar efectos locales, que en ningún caso podría poner en riesgo el sistema.
- En cuanto a los efluentes, se trata de tipos conocidos y fáciles de manejar con los tratamientos adecuados. En cualquier caso, las plantas de tratamiento son un requerimiento básico para cualquier unidad productiva que se derive de la HdR.

5. Marco regulatorio



Objetivo y metodología

- Objetivo
 - Analizar los principales aspectos del marco normativo aplicable a los proyectos de H₂V en Uruguay a modo de evaluar si son adecuados para el desarrollo del sector.
 - Sugerir ajustes en caso de encontrarse aspectos que pueden ser mejorados.
- Metodología
 - Se hizo foco en la revisión del marco normativo del sector eléctrico, debido a la significativa cantidad mencionada de capacidad de generación a instalar para el desarrollo del sector, sin la cual no es posible el mismo.

Contexto regulatorio internacional

- Criterios para definir el hidrógeno verde o bajo en carbono en la Unión Europea
 - Adicionalidad de la electricidad: nueva central generadora;
 - Correlación temporal y geográfica: la energía renovable que consume el proyecto debe ser generada dentro de un espacio temporal y geográfico que define el acta;
 - Origen no-biológico: combustible renovable líquido o gaseoso de origen no biológico (RFNBOs por sus siglas en inglés) cuyos componentes de energía no provienen de fuentes biológicas (ej. la energía no puede provenir de la biomasa).
- Metodología para calcular ciclo de vida de gases de efecto invernadero relacionados a los RFNBOs.

Contexto regulatorio internacional (cont.)

- Leyes y proyectos en la Unión Europea, Colombia, Argentina, Costa Rica, Chile, Estados Unidos, entre otros.
- Algunos fondos o instrumentos de promoción incluyen:
 - Fondo H2Global (<https://www.h2-global.de>)
 - CORFO (<https://www.corfo.cl/sites/cpp/hidrogeno-verde-chile>)
 - Inflation Reduction Act (IRA) - Créditos fiscales entre US\$ 0,60 y US\$ 3 por kilo de hidrógeno (depende de la intensidad de reducción de emisiones) (<https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376>)
 - Fondo Sectorial Hidrógeno Verde (ANII) (<https://www.anii.org.uy/apoyos/innovacion/303/convocatoria-a-proyectos-de-hidrogeno-verde/>)

Desafíos regulatorios generales en Uruguay

- Cumplimiento del marco normativo y de los roles institucionales.
- Agencia reguladora específica no parece necesaria sin mercado maduro, sino fortalecer capacidades existentes (URSEA, MIEM, ADME).
- Coordinación entre organismos públicos por posible solapamiento de competencias para el otorgamiento de diferentes autorizaciones.

Cambios en las reglas del mercado eléctrico: Demandas flexibles

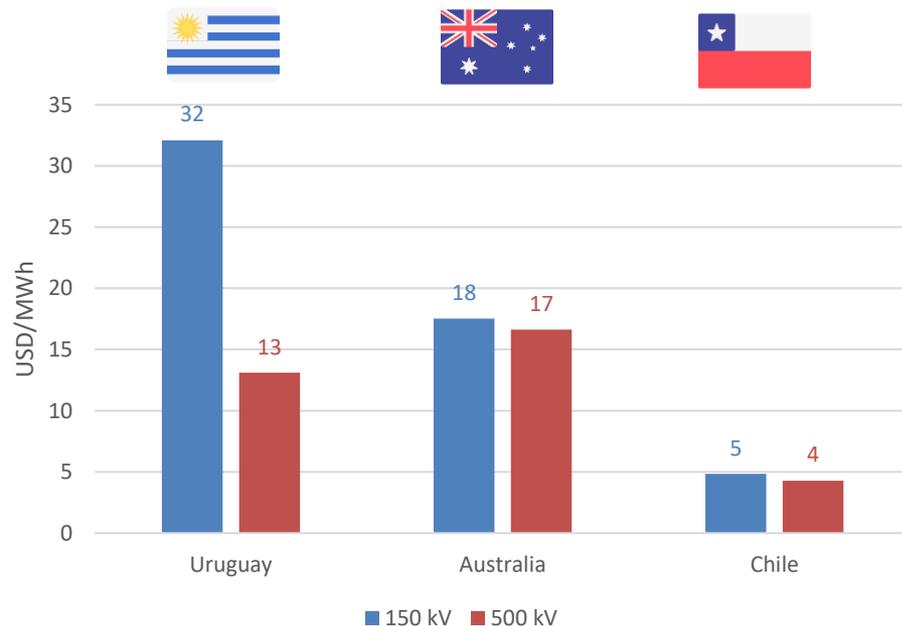
- Ciertos consumidores en el mercado eléctrico podrían demandar energía en forma flexible:
 - Demanda Flexible para estudios de conexión a la red: la posibilidad de desconexión en momentos de restricción del sistema puede permitir mayor cantidad de proyectos conectados a la red y disminuir las inversiones requeridas, sin costos mayores para el operador y con riesgos de baja probabilidad de ocurrencia.
 - Demanda Flexible para el uso de la red: los criterios y remuneración de la red están asociadas a demandas firmes. Hace sentido adaptar las reglas a proyectos que pueden aceptar desconexiones ante determinados eventos, definiendo los conceptos por los cuáles se cobra y el precio específico en cada tipo de demanda flexible (distintos tipos de interrumpibilidad).
- Estas consideraciones no son específicas para proyectos de hidrógeno verde. Cualquier consumidor que cumpla los requisitos podría exigir este tipo de condiciones (acceso no discriminatorio - regla de interrumpibilidad).
- Una señal positiva de cambio regulatorio en este sentido es la reciente modificación del artículo 238 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME), mediante el que participantes consumidores pueden especificar si sus demandas están sujetas a despacho centralizado, pudiendo cortar el suministro si el costo marginal supera un valor dado.

Cambios en las reglas del mercado eléctrico: Peajes

- Peajes elevados pueden desestimular la maximización de uso del SIN.
- Algunos aspectos metodológicos que se sugiere revisar en ese respecto:
 - El cálculo de la base de activos regulatoria considera el criterio de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), cuando muchos países han migrado a metodología de costo de reposición optimizado y depreciado (DORC) dada la vida útil de los mismos y el estado de desarrollo del sistema.
 - No se cuenta con esquema de incentivos a la reducción de pérdidas (técnicas y no técnicas).
 - El sistema estampillado vigente en Uruguay no da una señal de localización a los proyectos.

Cambios en las reglas del mercado eléctrico: Una comparación internacional de peajes

- Se realizó una comparación de peajes por uso de red eléctrica en tres países potenciales exportadores de H₂V.
- El análisis asume:
 - Conexión: 150 y 500 kV
 - Potencia: 100 y 250 MW
 - Factor de uso: 35%
 - Curva de carga: homogénea
- El peaje en Uruguay en 150 kV es el doble que en Australia, y casi 7 veces más caro que en Chile, mientras que en 500 kV es más económico que en Australia, pero más de 3 veces más caro que en Chile.



Datos a Diciembre 2023. Fuente: Elaboración propia en base a:
 Uruguay: MIEM Decreto N. 399/022 (<https://www.impo.com.uy/bases/decretos/399-2022>)
 Australia: AER 2022-2023 network tariffs (<https://www.aer.gov.au/communication/aer-approves-2023-24-network-tariffs-for-electricity-customers>). Nota: el valor de 150 kV corresponde a subtransmisión
 Chile: CNE Res. Exenta N.257 (<https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/cargos-de-transmision/fijacion-julio-2023/>).
 Nota: el valor de 500 kV corresponde a 220 kV

Conclusiones Marco Regulatorio

- Revisar los criterios remuneración de la red de transmisión (peajes) y el criterio de conexión.
- Incorporar el concepto de demanda flexible y ocasional en la reglamentación.
- Revisar el esquema de estampillado de Uruguay para poder aportar una señal de localización a los proyectos con esquema de incentivos a la reducción de pérdidas.
- Reglamentar procedimiento y plazos para la instalación de servidumbres para redes de transmisión independientes.
- Publicidad de la red y su expansión para realizar los estudios de conexión de nueva generación y demandas al sistema.
- Incentivar la creación de *hubs* de producción y consumo.
- Seguimiento de la normativa internacional (principalmente Europa por destino de exportaciones) para entender las exigencias de dichos países.
- Aplicar el marco normativo y fortalecer capacidades regulatorias a los organismos existentes.

6. Mensajes clave



Mensajes clave

- El desarrollo de la industria de hidrógeno verde en Uruguay se encuentra fuertemente condicionado por el desarrollo de factores exógenos (acceso a financiamiento internacional, regulaciones de terceros países u organismos, contexto geopolítico y precios internacionales).
- Sin perjuicio de ello, se debe trabajar en los factores internos habilitantes en los tres ejes analizados (infraestructura, recursos hídricos y marco normativo) de formar de lograr: (a) ser competitivos, (b) tener reglas de juego claras.

Mensajes clave (cont.)



Infraestructura

- La infraestructura actual es adecuada para el desarrollo hacia 2030, con adecuaciones de orden menor en puertos y red eléctrica.
- De allí en adelante se requieren inversiones significativas en puertos, redes eléctricas, ductos, que dependerán del desarrollo tecnológico y la evolución de los mercados.

Mensajes clave (cont.)



Recurso hídrico

- Uso esperado marginal respecto a usos actuales, y a los recursos con los que cuenta el país.
- No se visualizan restricciones a nivel general, siendo necesario evaluar el impacto en cada localización específica.

Mensajes clave (cont.)



Marco Normativo

- Algunas reglas del mercado eléctrico deben ser revisadas, particularmente, el criterio de remuneración de la red (peajes), y de conexión a la misma.
- Se entiende oportuno integrar el concepto de demanda flexible a la reglamentación.
- Es necesario continuar la implementación del marco normativo vigente y fortalecer capacidades regulatorias.

“Cuando la energía se obtiene y utiliza de manera óptima, se genera un círculo virtuoso que incide directamente en el crecimiento económico; ofrece oportunidades para el cuidado del medio ambiente y favorece el desarrollo de las personas, permitiendo así a la sociedad avanzar hacia un desarrollo equitativo y sustentable”.

(Braga, Paganini, Perroni, Tierno, & Zeballos, 2011)





ucu.edu.uy