

FERTILIZANTES VERDES EN URUGUAY

WEC – NFEL-UY: Descarbonización del sector agropecuario y cadenas agroindustriales a través del desarrollo de una economía de urea basada en hidrógeno verde

Felipe Bastarrica, María Camacho, Gabriel Di Lavello, Gonzalo Iglesias, Noelia Medina, Agustina Pérez

Resumen ejecutivo

Bajo el Acuerdo de París, varios países han pactado mitigar las emisiones de CO₂ de diversas industrias, incluida la cadena agroindustrial. La urea en Uruguay es el fertilizante más utilizado en el país y representó, en 2021, un mercado de 152 millones de dólares. La importación de este producto de origen fósil proviene mayoritariamente de Rusia y Medio Oriente.

Uruguay tiene el potencial para producir hidrógeno por electrólisis a partir de fuentes renovables de energía (llamado hidrógeno verde). En base a esto, esta nota técnica explora la capacidad que tiene el país para desarrollar un proyecto de producción de urea basado en hidrógeno verde y CO₂ biogénico, así como una posible localización de la planta, estimación de costos, y estudio del marco normativo.

Se plantean dos escenarios de análisis, uno suponiendo cubrir el 20% de la demanda local de urea, y el otro el 50% de la demanda local.

Para el escenario 1, se plantea una planta de producción de urea verde de 114 MW conectada al sistema interconectado nacional (SIN), a un costo nivelado de urea de 728 US\$/ton. Esta planta produciría 68.200 toneladas anuales. Si se dispusiera de un parque eólico propio, el mismo sería de 230 MW con un costo estimado de US\$ 342 millones. Alternativamente se podría contar con parques solar y eólico complementarios que disminuirían los costos de CAPEX, pero sería necesaria la compra de la energía faltante a UTE o un socio privado.

En el escenario 2, se plantea una planta de 264 MW conectada al SIN, con un costo nivelado de urea de 685 US\$/ton y una producción de 170.500 ton/año de urea verde. Contar con un parque eólico exclusivo para alimentar esta planta requiere de un dimensionamiento fuera de escala para el país, por lo que se sugiere tener parques complementarios solar y eólico y comprar la energía faltante a UTE o un generador privado.

Si hubiera excedentes de generación propia, se estima que se podrían volcar a la red a un precio entre 45 y 65 US\$/MWh. Sin embargo, hay que tener en cuenta inversiones en líneas de transmisión de energía eléctrica, y el pago de peajes por uso de las redes al comprar energía extra a UTE o privados.

El proyecto tendría un impacto estimado de corto plazo de 1,0% y 2,2% del PIB de Uruguay en los escenarios 1 y 2 respectivamente. Se podrían crear 92 puestos de trabajo directos en el escenario 1, y 183 puestos en el escenario 2. Desde la perspectiva ambiental, se podrían remover 13.400 ton de CO₂ en el escenario 1, y 33.500 ton de CO₂ en el escenario 2.

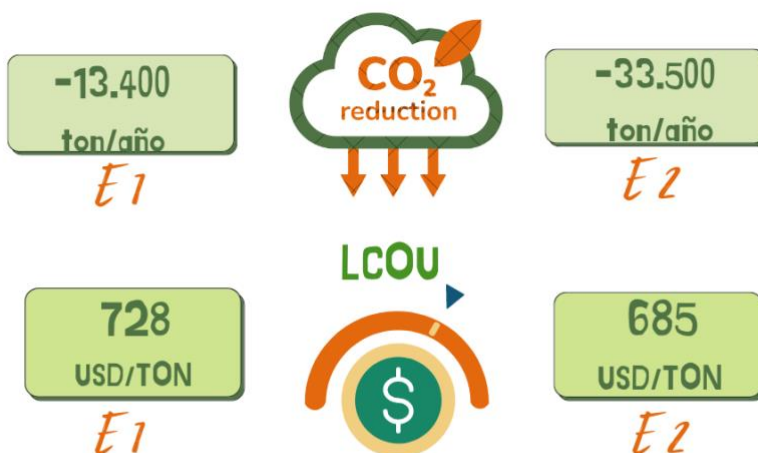
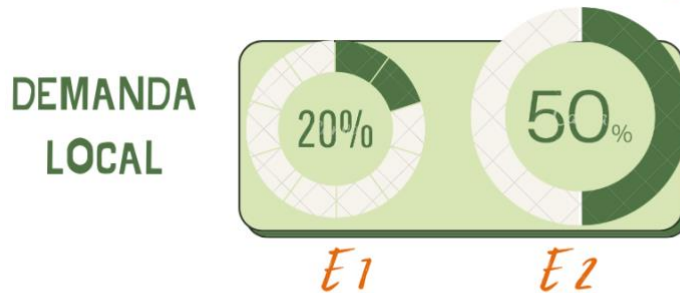
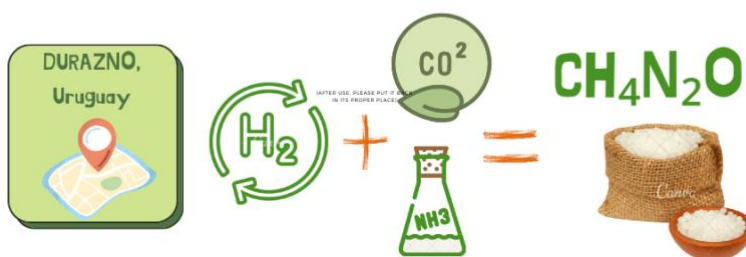
La potencial localización de la planta de urea verde sería en la zona próxima a Centenario, departamento de Durazno. Allí se tiene acceso a CO₂ biogénico, agua del Río Negro, ferrocarril central, ruta N° 5, y conexión a la estación Paso de los Toros (en caso de conectarse al SIN).

Un proyecto de producción de fertilizantes verdes de este tipo podría cumplir los lineamientos ambientales y sociales de las instituciones multilaterales que facilitan financiamiento. Adicionalmente, la comunidad internacional está comprometida a regular el hidrógeno verde, incluyendo lo relativo a fertilizantes, y en los últimos años, han habido avances en varios países. Sin embargo, es necesario el trabajo en conjunto entre actores privados y públicos para lograr cumplir los objetivos de descarbonización de la cadena agroindustrial, creando los mecanismos e incentivos adecuados para llevar adelante proyectos de este estilo.

Resumen gráfico

NOTA TÉCNICA Descarbonización de cadenas agroindustriales en Uruguay:

UREA en base a **HIDRÓGENO VERDE**



AUTORES: Bastarrica, Felipe; Camacho, María; Di Lavello Gabriel, Iglesias Gonzalo; Medina, Noelia; Perez, Agustina.

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	4
1.1.	EMISIONES NETAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO PARA 2050	4
1.2.	SECTOR ENERGÉTICO Y EL POTENCIAL ROL DEL HIDRÓGENO VERDE	4
1.3.	POTENCIAL DE LOS FERTILIZANTES VERDES EN URUGUAY	5
2.	MERCADO DE UREA	7
2.1.	DEMANDA REGIONAL	8
2.2.	FORMACIÓN DE PRECIO Y COSTOS	9
3.	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE UREA VERDE Y POTENCIAL LOCALIZACIÓN DE PLANTA INDUSTRIAL	11
3.1.	CAPACIDADES DE PLANTAS DE UREA, AMONÍACO E HIDRÓGENO	11
3.2.	ELECTROLIZADORES	12
3.3.	ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES	13
3.4.	AGUA	15
3.5.	NITRÓGENO	15
3.6.	CO ₂ DE ORIGEN BIOGÉNICO	15
3.7.	POTENCIAL LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA INDUSTRIAL	16
4.	INDICADORES ECONÓMICOS	17
5.	IMPACTO AMBIENTAL	19
5.1.	CONSUMO DE CO ₂ ASOCIADO AL PROCESO PRODUCTIVO	19
5.2.	EMISIONES INDIRECTAS DE CO ₂ ASOCIADAS A GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	19
5.3.	EMISIONES INDIRECTAS DE CO ₂ ASOCIADAS A LA APLICACIÓN DE UREA EN SUELO	19
5.4.	EMISIONES TOTALES	20
6.	FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO Y LINEAMIENTOS AMBIENTALES Y SOCIALES	21
7.	REGULACIÓN	23
7.1.	NORMATIVA DE URUGUAY	23
7.2.	DERECHO COMPARADO	25
8.	CONCLUSIONES	26
9.	GLOSARIO	28
10.	REFERENCIAS	28
11.	ANEXO 1: INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE LA LOCALIZACIÓN	30

1. Introducción

1.1. Emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2050

Mediante el Acuerdo de París, 192 países del mundo se comprometieron a reducir sustancialmente sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para limitar el calentamiento global en este siglo a entre 1,5 y 2°C [1].

Para alcanzar ese objetivo, las emisiones de GEI deben reducirse a cero-neto para 2050 [2]. El conjunto de acciones destinadas para tal fin se denominan "contribuciones determinadas a nivel nacional", y se basan principalmente en la "descarbonización" de los distintos sectores involucrados.

1.2. Sector energético y el potencial rol del hidrógeno verde

A nivel mundial, aproximadamente dos tercios de las emisiones de GEI provienen del consumo de energía. Principalmente, esto se debe a que los combustibles fósiles (petróleo y derivados), que son la principal fuente de energía en la actualidad, emiten dióxido de carbono (CO₂) al ser quemados.

El avance tecnológico de las energías renovables no convencionales de la última década ha consolidado a las mismas como la principal opción para descarbonizar la matriz de generación eléctrica de los países. Sin embargo, no todos los consumos energéticos pueden sustituirse por energía eléctrica.

El hidrógeno (H₂) producido por electrólisis de agua utilizando generación eléctrica de origen renovable (denominado por algunos autores como "hidrógeno verde") ha capturado particular atención en los últimos años debido a su potencial para descarbonizar el consumo energético de los sectores de difícil mitigación. Suele incluirse en esta categorización a la industria pesada y al transporte de larga distancia, incluyendo marítimo, aéreo y terrestre, dado que la tecnología actual y la naturaleza de sus consumos no permiten una fácil sustitución de los combustibles fósiles por electricidad. En este sentido, diversos países del mundo han construido sus estrategias nacionales y hojas de ruta para el desarrollo de este nuevo vector energético, entre ellos, Uruguay.

Otra cualidad del hidrógeno que ha contribuido a que genere particular interés, es su versatilidad. Las moléculas de hidrógeno pueden mezclarse con otros elementos, para formar una amplia gama de derivados, como por ejemplo monóxido de carbono para obtener metanol (CH₃OH), o nitrógeno para obtener amoníaco (NH₃), entre otros. El H₂ permitiría entonces descarbonizar no sólo parte del sector energético, sino otros sectores como la industria petroquímica y de fertilizantes.

Adicionalmente, como se ve en la Figura 1, la Agencia Internacional de Energía estima que para 2030 la demanda de hidrógeno puro para producción de amoníaco va a ser uno de los usos más importantes de este gas en América del Sur. Por lo tanto, lograr que el mismo se produzca a partir de la electrólisis del agua y fuentes renovables de energía eléctrica generará un gran impacto en la baja de emisiones de CO₂.

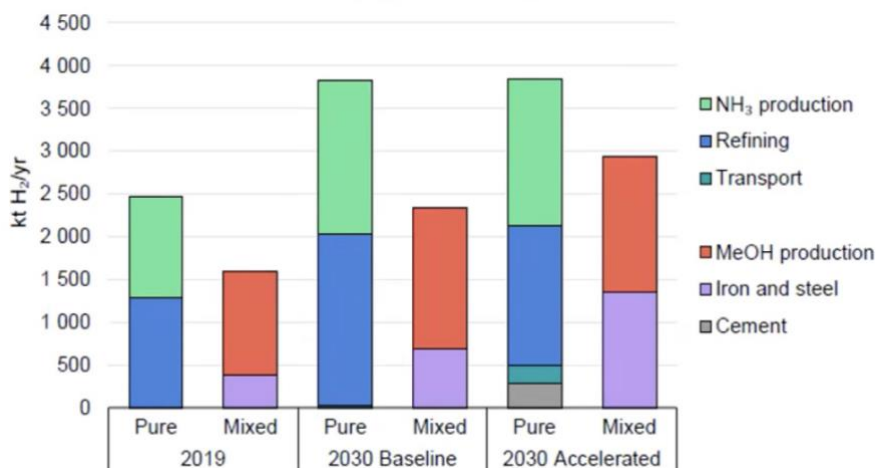


Figura 1. Demanda proyectada de hidrógeno para 2030 por aplicación para América del Sur [3].

1.3. Potencial de los fertilizantes verdes en Uruguay

El sector agropecuario y las cadenas agroindustriales contribuyen aproximadamente al 82% de las exportaciones y un 11% del Producto Bruto Interno (PIB) de Uruguay. Además emplean 206 mil personas, equivalentes al 14% del personal ocupado [4].

La urea (CH₄N₂O) es el principal fertilizante utilizado en el país, aplicándose en prácticamente todos los cultivos por su alto contenido de nitrógeno. En la actualidad, Uruguay no produce urea, debiendo importar la totalidad de la misma. En 2021, el país importó 332 mil toneladas, totalizando US\$ 152 millones. Asimismo, aproximadamente 167 Gg de CO₂ fueron emitidos en Uruguay por consumo de urea en 2017 [5].

Esta nota técnica busca describir el potencial que existiría para Uruguay en caso de desarrollarse un mercado de urea producida a partir de hidrógeno verde, sustituyendo parte del actual consumo de urea convencional de origen importado y fósil.

La urea convencional se produce mayoritariamente en base a gas natural. Este gas se deshidrosulfura (se elimina el azufre), se reforma con vapor de agua, y con una reacción Water Gas Shift (WGS) (desplazamiento del gas de agua) y el pasaje por una planta separadora (PSA), se produce hidrógeno de alta pureza. Este proceso libera a la atmósfera CO₂ durante los procesos de reformado con vapor, WGS y PSA.

El H₂ obtenido se utiliza para sintetizar amoníaco (NH₃) combinado con Nitrógeno (N₂) del aire, previamente separado mediante una PSA. Esta reacción Haber-Bosch se favorece a altas presiones y bajas temperaturas. El amoníaco se condensa y es retirado del proceso. Esta reacción también genera emisiones de CO₂, aunque una parte es capturada y enviada a la planta de producción de urea.

Finalmente, comprimiendo CO₂ y amoníaco en un reactor, se sintetiza la urea obteniendo como productos urea granulada y agua. En la Figura 2 se esquematiza la parte final del proceso de producción de urea a partir de amoníaco.

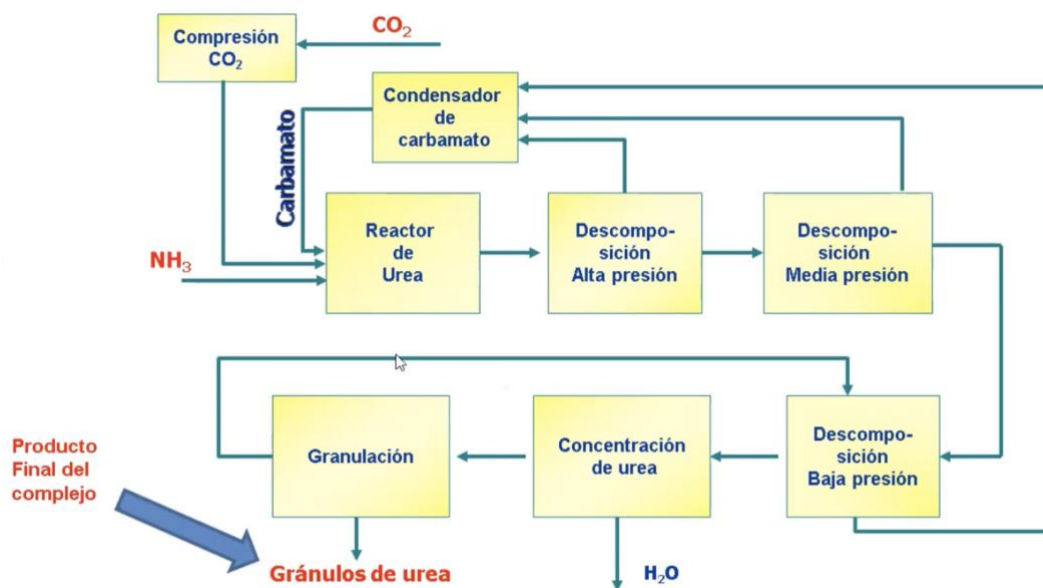


Figura 2. Diagrama simplificado de planta de producción de urea [6].

En la presente nota técnica haremos referencia a una urea elaborada utilizando hidrógeno verde, que surgiría de un proceso de electrólisis de agua en base a energías renovables. Los insumos en este caso serían electricidad de origen renovable, agua, aire y CO₂ biogénico, obteniendo como resultado de este proceso urea y oxígeno. De este modo, se estarían evitando las emisiones de GEI durante el proceso productivo de la urea.

El hecho de que el CO₂ utilizado sea biogénico repercute en la sostenibilidad total del proceso productivo. Uruguay cuenta con CO₂ biogénico en abundancia proveniente principalmente de la industria forestal y en menor medida de una planta de biocombustibles. Esto puede considerarse una ventaja competitiva del país respecto a la región en lo que refiere a la elaboración de urea en base a hidrógeno verde.

En la Figura 3 se resumen comparativamente los procesos industriales para la producción de amoníaco (NH₃) según los casos comentados, observándose a la izquierda la producción convencional en base a reformado de gas natural, y a la derecha en base a la electrólisis del agua.

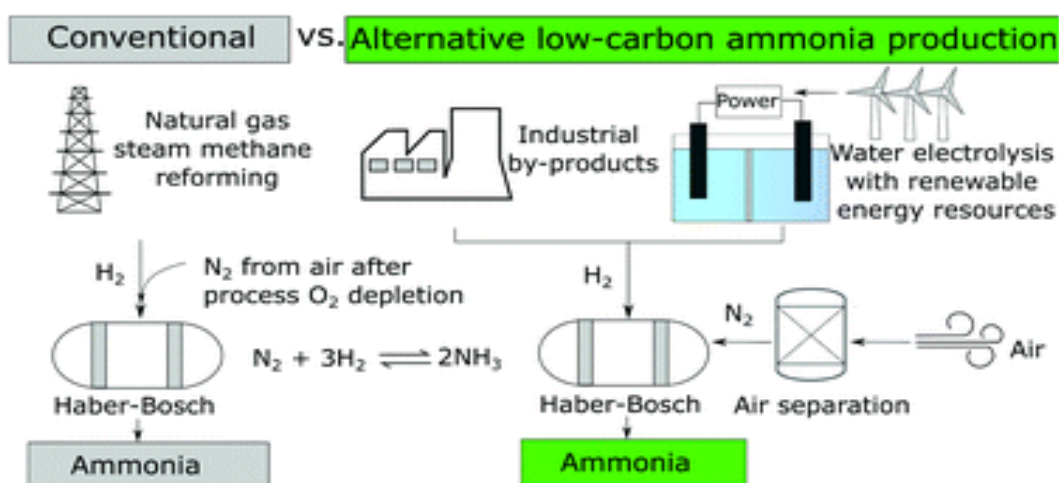


Figura 3. Procesos de producción de amoníaco [7].

2. Mercado de urea

En el mundo se ha observado una tendencia creciente en el uso de fertilizantes a través de los años, fenómeno que es en parte explicado por el aumento de la demanda de alimentos y la consecuente necesidad de optimizar los cultivos. Esto se refleja en la Figura 4. Aquí también se observa que el crecimiento de la demanda de fertilizantes para Uruguay fue bastante superior a la media mundial en el periodo analizado.

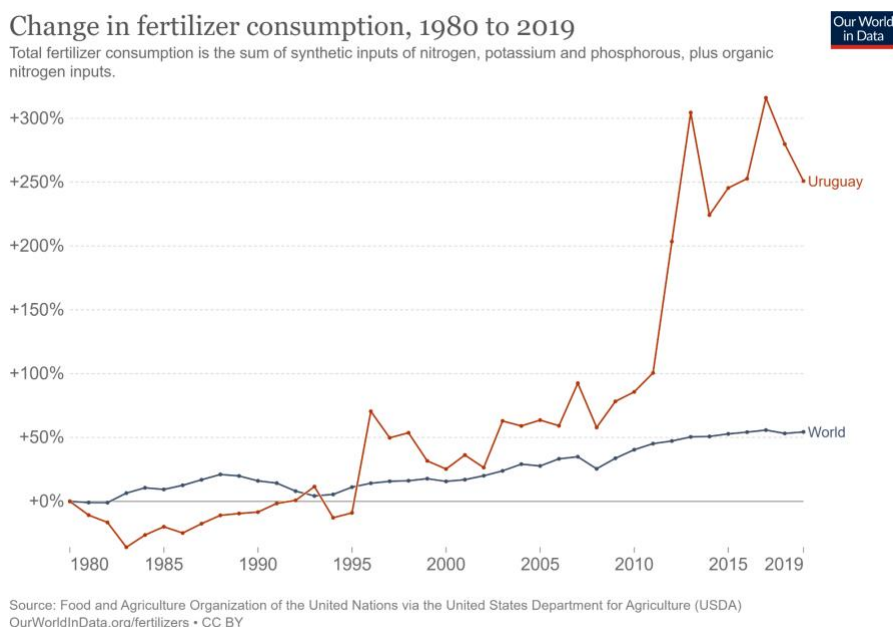


Figura 4. Evolución del consumo de fertilizantes en Uruguay y el mundo. Fuente: Our World in Data.

Por otra parte, el precio internacional de la urea como el de otros commodities, ha experimentado gran volatilidad en los últimos tiempos como consecuencia del conflicto bélico internacional, alcanzado precios cercanos a los US\$ 1.000 la tonelada de producto (Figura 5). Esto se debe a que tanto Rusia como Ucrania son dos importantes proveedores mundiales de este fertilizante.

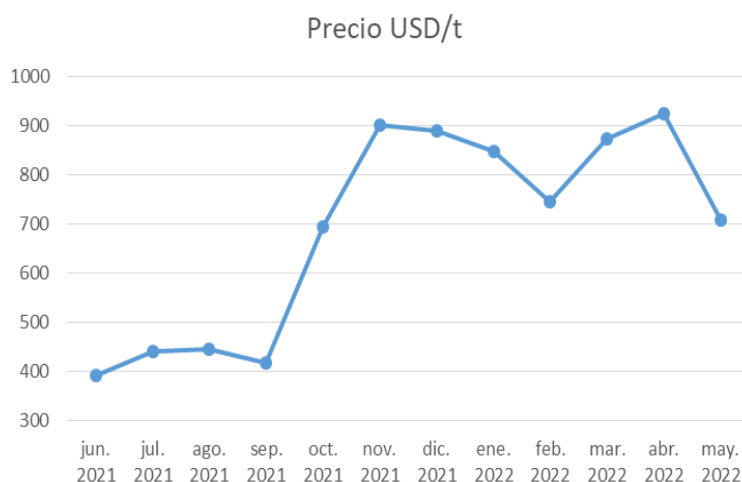


Figura 5. Variación del precio de la urea (US\$/ton), elaboración propia en base a datos del Banco Mundial.

De acuerdo a datos de la International Fertilizer Association, en el año 2020 entre ambos países se abasteció más de 20% del volumen comercializado de amoníaco en el mundo, y más del 13% del volumen comercializado de urea. Agravando la situación, las exportaciones rusas de amoníaco y urea han sido objeto de sanciones debido al conflicto bélico. Es así que los precios de estos insumos

no solo han provocado gran impacto en los costos de las cadenas agro alimentarias, sino que también se han convertido en una amenaza hacia la seguridad alimentaria del mundo, especialmente en países en desarrollo. En consecuencia, existe una tendencia mundial de los países importadores netos de fertilizantes que apunta a diversificar sus proveedores a la vez de explorar alternativas más sustentables para satisfacer sus necesidades internas.

2.1. Demanda regional

En lo que refiere a la demanda de fertilizantes en la región, si bien Brasil y Argentina son productores de fertilizantes, también importan volúmenes relevantes desde el resto del mundo. Por otra parte, se observó una tendencia en ascenso de las cantidades compradas de urea por estos países en los últimos años, así como también sucede en Uruguay.

A continuación, se muestran los gráficos del origen de las importaciones de urea por país para el último año cerrado (2021) para Brasil, Argentina y Uruguay (*Figura 6, Figura 7 y Figura 8*).

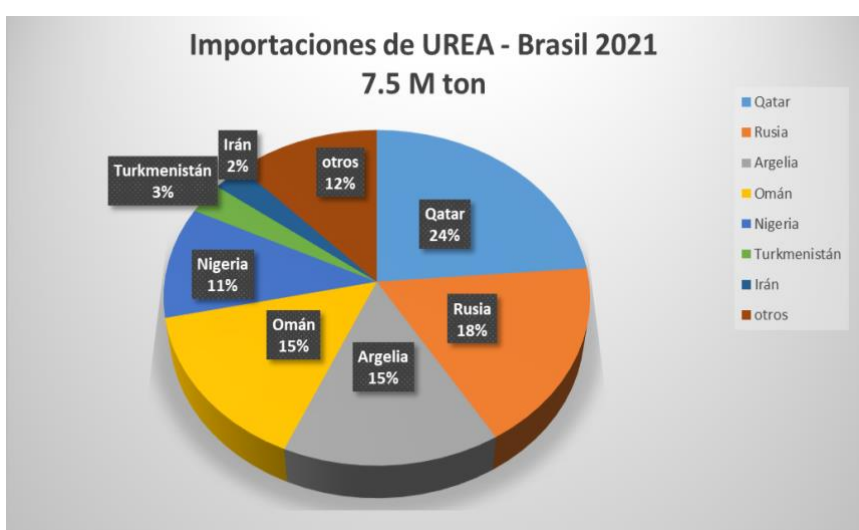


Figura 6. Importaciones de urea en Brasil durante 2021. Fuente: Penta Transaction.



Figura 7. Importaciones de urea en Argentina durante 2021. Fuente: Penta Transaction.

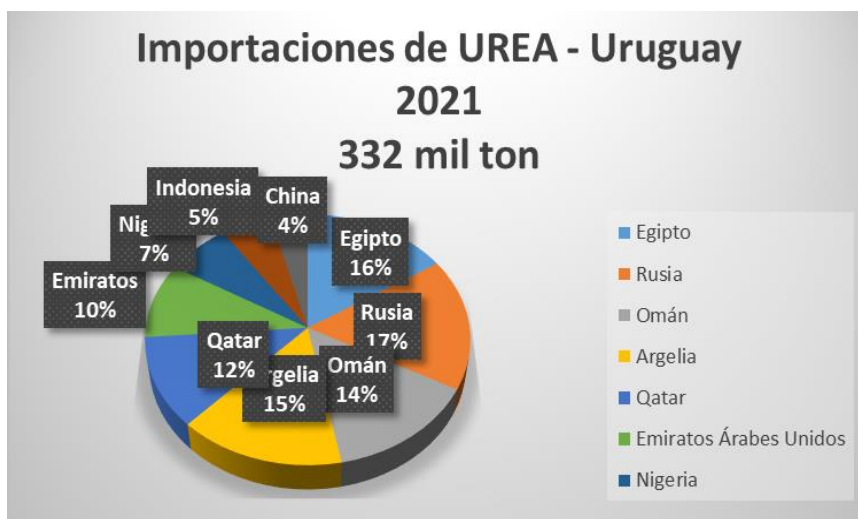


Figura 8. Importaciones de urea en Uruguay durante 2021. Fuente: Penta Transaction.

Como se puede observar, el mayor importador de urea de la región es Brasil, habiendo importado 7,5 millones de toneladas de producto en el 2021. Por otra parte, los países de origen con mayor relevancia en lo que refiere a volumen de importaciones en el mercado regional de la urea han sido Argelia, Qatar, Rusia, Omán y Egipto.

Teniendo en cuenta este análisis, la posibilidad de que Uruguay pueda elaborar urea utilizando hidrógeno verde producido en el país y CO₂ biogénico a un precio competitivo para abastecer parte del consumo de la región, resulta digna de estudio.

2.2. Formación de precio y costos

La urea comercializada en el mundo se produce principalmente a partir de amoníaco proveniente del gas natural, es decir que los fertilizantes son el principal mercado para el amoníaco producido. En este sentido, el precio de estos commodities son determinantes en la formación del precio internacional de la urea y en las posibilidades de penetración de una urea producida en base a hidrógeno verde en los mercados internacionales.

De acuerdo a datos publicados por la Agencia Internacional de Energía, el precio del hidrógeno gris (producido a partir de gas natural) se ubica entre los 4,8 y los 7,8 US\$/kg, lo cual es 3 veces superior al precio observado en 2021 [8]. Mientras tanto, el hidrógeno verde ya ha alcanzado precios en un entorno de entre los 1,3 y los 4,5 US\$/kg, siendo el extremo inferior del rango el estimado para regiones con buena disponibilidad de recursos renovables para la generación de energía eléctrica necesaria para el proceso de electrólisis.

Como se puede observar en la Figura 9, el costo del amoníaco verde se ubica en 720 US\$/ton en regiones con buen potencial solar y eólico, lo cual es inferior al precio spot observado de 1.000 US\$/ton, y esta tendencia podría intensificarse atendiendo las previsiones de baja en el precio del hidrógeno verde en el largo plazo.

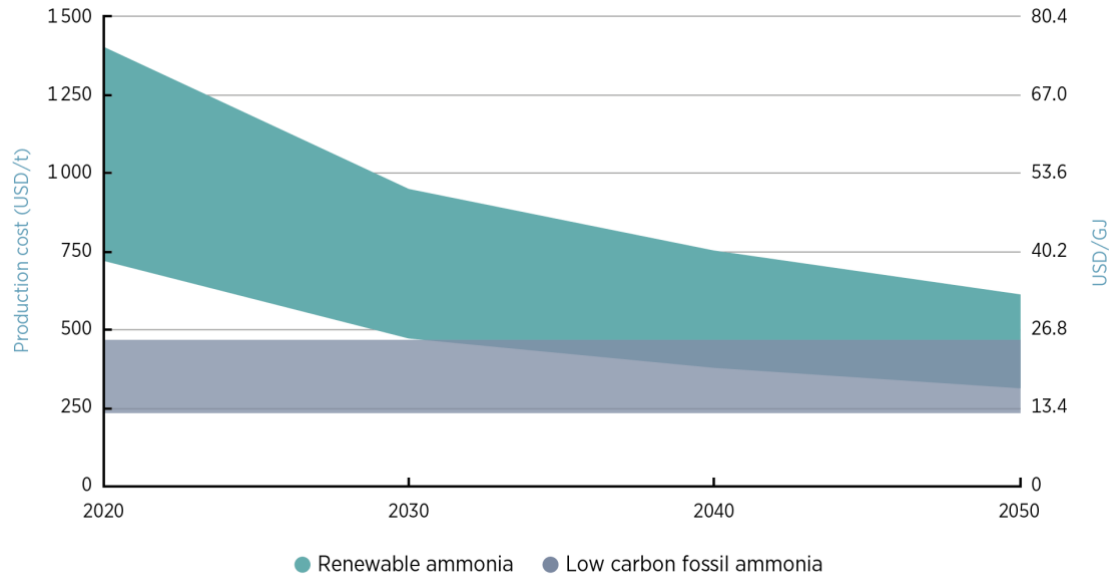


Figura 9. Actuales y futuros costos de producción de amoníaco renovable comparados con el rango de costos de producción de amoníaco fósil de bajo carbono [9].

Este contexto coyuntural, favorece el desarrollo de proyectos de producción de amoníaco verde, principal insumo de la urea objeto de esta nota técnica.

3. Escenarios de producción de urea verde y potencial localización de planta industrial

Como muestra la Figura 10, el proceso de producción de urea verde consta de cuatro subprocesos importantes. Por un lado la electrólisis del agua, que requiere energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables de energía y acceso a un curso de agua. De este proceso se obtiene el hidrógeno verde. Por otro lado, la obtención de nitrógeno del aire, que en conjunto con el hidrógeno forman amoníaco verde. Y finalmente, la combinación del mismo con dióxido de carbono (CO₂) de origen biogénico, para la obtención de urea verde.

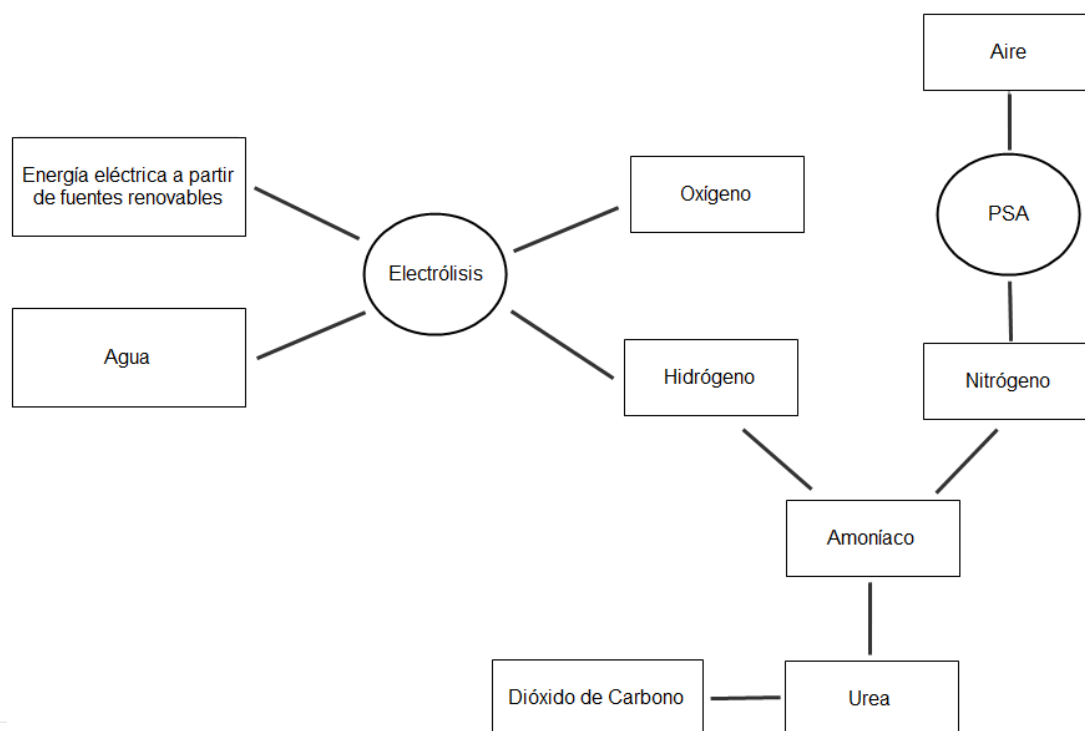


Figura 10. Proceso de producción de urea verde, elaboración propia.

A continuación, se detalla cómo podría darse este proceso productivo para el caso de Uruguay, basado en dos escenarios:

- Escenario 1: producción de urea para cubrir el 20% de la demanda local. Correspondería a una producción de 68.200 ton/año de urea verde.
- Escenario 2: producción de urea para cubrir el 50% de la demanda local. Correspondería a 170.500 ton/año de urea verde.

3.1. Capacidades de plantas de urea, amoníaco e hidrógeno

Para ambos escenarios se realizaron una serie de hipótesis y cálculos simplificados para estimar las cantidades de producción de urea, amoníaco e hidrógeno verdes, que se presentan a continuación.

- Escenario 1:

Se supone que el 99,8% del amoníaco utilizado se transforma en urea [10]. Para abastecer al país de 68.200 toneladas anuales de urea, se precisan entonces 38.800 ton/año de amoníaco aproximadamente, y 50.200 ton/año de CO₂ biogénico aproximadamente.

Suponiendo una eficiencia de producción de amoníaco de 60% [11], que la mezcla más eficiente en el reactor es 3:1 de H₂:N₂, y que el N₂ viene de un proceso PSA con una eficiencia del 80% (ver sección 3.5 Nitrógeno), se necesitan aproximadamente 11.400 ton/año de H₂ y 53.200 ton/año de N₂.

Finalmente, suponiendo la utilización de un electrolizador de intercambio protónico o membrana polimérica (PEM) con una eficiencia del 60% (ver sección 3.2 Electrolizadores), es necesario contar con 170.900 ton/año de agua aproximadamente.

- Escenario 2:

Con los mismos supuestos enunciados anteriormente, se estiman: 96.900 ton/año de amoníaco verde, 125.300 ton/año de CO₂ biogénico, 28.500 ton/año de hidrógeno verde, 132.900 ton/año de N₂, y 427.200 ton/año de agua aproximadamente, para alcanzar una producción de 170.500 ton/año de urea verde.

3.2. Electrolizadores

Actualmente, hay tres tipos de tecnología de electrolizadores que son las más utilizadas a nivel mundial: alcalina, PEM y de óxido sólido (SOFC). La Tabla 1 resume las principales características de cada una.

Características	Alcalina	PEM	SOFC
Eficiencia (%)	63 - 70	56 - 60	74 - 81
CAPEX (US\$/kW) – actual	500 - 1.400	1.100 - 1.800	2.800 - 5.600
CAPEX (US\$/kW) – largo plazo	200 - 700	200 - 900	500 - 1.000
Temperatura (°C)	60 - 85	50 - 80	800 - 1.000
Presión (bar)	< 30	< 35	1 - 5
Vida útil (horas)	> 95.000	55.000 - 75.000	En investigación
Ventajas	Tecnología madura. Mayor durabilidad y menor costo	Menor tamaño y mayor rango de operación que los electrolizadores alcalinos	Bajo consumo de electricidad. Trabajan en rangos de mayor potencia
Desventajas	Se debe realizar una etapa posterior de purificación del H ₂	Elevados costos de los catalizadores (metales preciosos) y membranas. El agua debe ser prácticamente 100% pura o recibir tratamiento previo	Muy altas temperaturas de operación y por lo tanto materiales más caros. Balance of plant más caro. Aún en etapa experimental

Tabla 1. Comparación de tecnologías de electrólisis [12].

Para abastecer las demandas de urea planteadas anteriormente en los dos escenarios, se estiman las siguientes potencias de electrolizadores requeridas:

- Escenario 1: 4 electrolizadores de 20 MW cada uno.
- Escenario 2: 1 electrolizador de 100 MW + 4 electrolizadores de 20 MW cada uno.

Si bien los electrolizadores alcalinos son los predominantes en el mercado y los más baratos, la tecnología PEM es más adecuada para integrar junto a fuentes intermitentes de energía eléctrica. Cada electrolizador de 100 MW podría producir 17 mil toneladas de H₂, mientras que cada electrolizador de 20 MW podría producir 3.400 toneladas de H₂, considerando una eficiencia de 60% [13].

3.3. Energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables

La energía eléctrica renovable del proyecto utilizada fundamentalmente para la electrólisis del agua podría ser abastecida mediante diversas modalidades, como muestra la Figura 11.

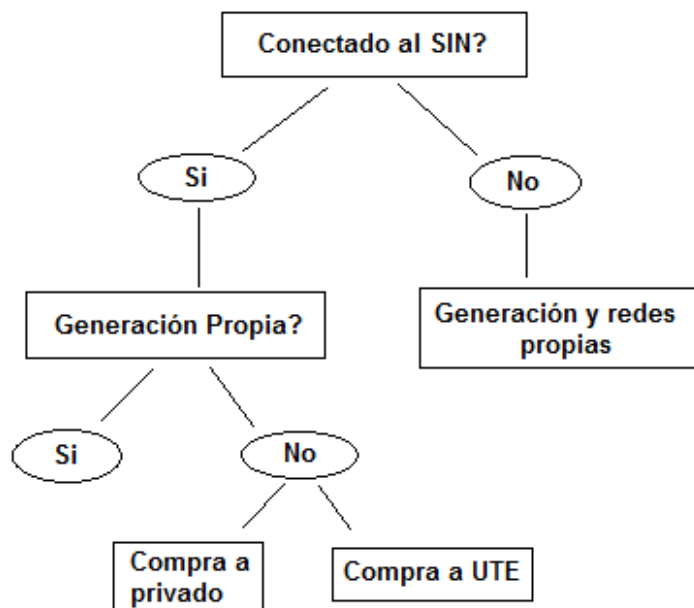


Figura 11. Modalidades de intercambio de energía eléctrica, elaboración propia.

Una primera distinción es si el proyecto estará conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En caso de conectarse al SIN, para determinar la localización óptima, se debe evaluar la capacidad de transmisión actual del sistema, a modo de evitar excesivos costos innecesarios.

Del análisis incluido en el Anexo 1, se desprende que el nodo eléctrico por excelencia para potencialmente instalar una planta de producción de urea verde es el de Bonete, en particular la conexión en la estación Paso de los Toros (PTO) en Durazno, que es donde está conectada la planta de UPM 2.

Además del consumo eléctrico de los electrolizadores, se tiene el consumo del resto de los procesos productivos para la obtención de urea verde. Se estima que el mismo es del orden de 173 kWh/ton producida [14], por lo que en los escenarios previstos estos consumos son aproximadamente:

- Escenario 1: 32 MWh
- Escenario 2: 81 MWh

Por otra parte, se tienen consumos en luminarias y otros procesos menores que se estiman en un 2% del total.

Por lo tanto, los consumos eléctricos totales de los dos escenarios incluyendo consumo de electrolizadores, procesos productivos, iluminación y procesos menores serían aproximadamente de:

- Escenario 1: 114 MW
- Escenario 2: 264 MW

Si el proyecto no se conecta al SIN, existe la posibilidad de instalar generación renovable no convencional, o comprarla a un socio comercial.

Para el escenario 1, si se quisiera abastecer toda la demanda con generación propia teniendo en cuenta la potencia estimada del proceso de 114 MW, se estima que sería necesario dimensionar un parque eólico de aproximadamente 230 MW, con un costo estimado de US\$ 342 millones (ver Anexo 1). Alternativamente, podría pensarse en un parque de generación complementario durante el día de, por ejemplo, 80 MW de energía solar fotovoltaica y 100 MW de energía eólica. Esto tendría un costo aproximado de US\$ 250 millones, comprando a UTE o a un generador privado la diferencia en la noche, ya que no se contaría con los 80 MW fotovoltaicos pero el precio de la energía, por ser en el valle, es más barato.

Para el escenario 2, abastecer toda la demanda con generación propia considerando la potencia estimada del proceso de 264 MW, implicaría dimensionar un parque eólico de aproximadamente 530 MW de potencia, que tendría un costo estimado de US\$ 793 millones. Este dimensionado parece estar fuera de escala para el país, por lo que sería más conveniente pensar en un parque de generación que sea complementaria en el día. Por ejemplo, 100 MW de energía solar fotovoltaica y 200 MW de energía eólica, con un costo estimado de US\$ 450 millones, comprando a UTE o a un generador privado la diferencia en la noche donde no hay recurso fotovoltaico, pero el precio de la energía de valle es más barato.

En caso de conectarse al SIN, el proyecto podría implementar un sistema de banking, volcando excedentes de generación al sistema en momentos en que cuente con más generación eléctrica de la que necesite, y tomando electricidad del sistema en casos contrarios. Este mecanismo podría ser en modalidad SPOT, o negociado un contrato para mitigar riesgos tanto con UTE como con una contraparte privada. Se estima, por ejemplo, que el precio al que podrían volcarse los excedentes alcanzarían entre 45 y 65 US\$/MWh.

Si el proyecto requiere comprar energía a UTE o a un generador privado, se deben pagar peajes por uso de red de transmisión. Se presenta la Tabla 2 de referencia para distintos valores de consumo plano durante el día, considerando un precio plano de 40 US\$/MWh [13]:

Potencia contratada (MW)		Peaje diario (US\$)	Costo diario energía (US\$)
Punta (18h a 21:59h)	Fuera de punta (22h a 17:59h)		
0	20	67.971	16.000
0	50	169.927	40.000
0	100	339.854	80.000
50	50	231.694	48.000
100	100	463.388	96.000
114	114	528.262	109.440
150	150	695.081	144.000
264	264	1.223.343	253.440

Tabla 2. Peajes estimados a pagar por uso de red de transmisión en caso de conectarse al SIN, elaboración propia.

Es importante destacar que si la planta no se conecta al SIN, además de requerir la instalación de generación de energía eléctrica propia y no contar con un sistema de banking, se deberán realizar inversiones millonarias en líneas de transmisión de energía eléctrica. El costo estimado de las mismas es de 615 mil US\$/km para cables, y 223 mil US\$/km para línea doble terna en 150kV.

Esto da un costo estimado de US\$ 7,4 millones para el parque de 230 MW mencionado anteriormente en el escenario 1. Mientras que para el escenario 2, el costo estimado para el parque de 530 MW

sería de US\$ 15,4 millones. Las consideraciones regulatorias y legales que debería abordar el proyecto en materia de servidumbre en este caso exceden el propósito de esta nota técnica.

3.4. Agua

Producir 1 kg de H₂ requiere aproximadamente 9 lts. de agua pura [15]. La calidad del agua dependerá de la tecnología de electrólisis. Debido a ineficiencias en el proceso de purificación, 1 lt. de agua pura requeriría 1,4 lts. de agua subterránea, 1,5 lts. de agua residual tratada, o 3,3 lts. de agua de océano, según datos publicados por Eurowater resumidos en la Tabla 3. Por lo tanto, se estima que 1 kg de H₂ verde requeriría aproximadamente 12 lts. de agua subterránea, 13 lts. de agua residual tratada, o 30 lts. de agua de mar/océano.

Fuente de agua	Método	Eficiencia (purificación inicial)	Recuperación (ultrapurificación)	Agua (lts.) requerida para producir 1 lt. de agua pura	Agua (lts.) requerida para producir 1kg de H ₂
Subterránea	Filtrado estándar	98%	75%	1,4	12,2
Residual tratada	Ultra filtrado	90%	75%	1,5	13,3
Mar/océano	Desalinización	40%	75%	3,3	30,0

Tabla 3. Requerimiento de agua para la producción de hidrógeno verde, elaboración propia [16].

La hoja de ruta para el hidrógeno verde de Uruguay [15] destaca que el país cuenta con existencia de agua abundante debido a sus ríos y régimen de lluvias. Adicionalmente, la potencial zona de instalación de la planta próxima a Bonete cuenta con importantes cursos de agua.

3.5. Nitrógeno

Para obtener nitrógeno del aire, se usa la tecnología Pressure Swing Adsorption (PSA) comúnmente utilizada para separar gases. En esta unidad se produce nitrógeno de alta pureza (99,999%) regulando la adsorción de gas y la regeneración del adsorbente mediante el cambio de presiones en dos recipientes, donde uno contiene adsorbedor, y el otro adsorbente [17]. Cada tanque o recipiente contiene un lecho que se diseña a medida según la proporción de gas en la mezcla. Por lo general la recuperación del gas primario (en este caso nitrógeno) tiene una eficiencia del entorno del 80% [18].

3.6. CO₂ de origen biogénico

La disponibilidad de CO₂ biogénico es determinante para la localización de este tipo de proyecto en Uruguay, debido a la localización de las fuentes y considerando que su transporte podría resultar ineficiente respecto a transportar electrones o derivados de hidrógeno. Parece razonable entonces considerar que una potencial planta de producción de urea verde en el país se instale cerca de una fuente de CO₂ biogénico.

En la actualidad, las fuentes de CO₂ biogénico en Uruguay son:

- Plantas de celulosa UPM y UPM 2.
- Planta de celulosa Montes del Plata (MDP).
- Planta de producción de bioetanol Alur Paysandú.

3.7. Potencial localización de la planta industrial

Por las razones explicitadas anteriormente, parecería oportuno que la planta de producción de urea verde se instale en la zona próxima a Centenario, departamento de Durazno, por las siguientes características analizadas:

- Espacio físico disponible.
- Acceso a CO₂ biogénico producto de UPM 2.
- En caso de conectarse al SIN, acceso al nodo eléctrico de Bonete y conexión a la estación Paso de los Toros.
- Acceso a línea de ferrocarril central, lo que tomaría particular importancia en caso de escalar el proyecto para exportación a la región.
- Acceso a ruta N° 5 Brigadier General Fructuoso Rivera para posterior distribución de productos.
- Acceso a curso de agua del Río Negro.

4. Indicadores económicos

Para evaluar la pre-factibilidad económica del proyecto, se desarrolló un modelo de costo nivelado (“levelized cost”) para cada proceso, arrojando las siguientes estimaciones mostradas en la Tabla 4.

Costo	Escenario 1	Escenario 2
Costo Nivelado del Hidrógeno (US\$/kg)	3,6	3,4
Costo Nivelado del Amoníaco (US\$/ton)	1.215	1.138
Costo Nivelado de la Urea (US\$/ton)	728	685

Tabla 4. Costos nivelados estimados de hidrógeno, amoníaco y urea verdes, elaboración propia.

Cada modelo de costo nivelado construye el flujo de fondos de la etapa (comprensiva la anterior) para un período de 20 años, en base a los supuestos expuestos en la Tabla 5 y la Sección 3. Los modelos proveen un análisis indicativo en base a supuestos de alto nivel considerados aceptables para el propósito de esta nota técnica, que es de fin informativo, y no deben ser considerados como un asesoramiento financiero o de otro tipo.

Concepto	Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)	Levelized Cost of Ammonia (LCOA)	Levelized Cost of Urea (LCOU)
Vida útil (años)	20 (stack: 80.000 horas)	25	25
Tecnología	PEM	Haber-Bosch	Reactor
CAPEX	1.190 US\$/kW (stack: 555 US\$/kW)	1.330 US\$/ton	1.247 US\$/ton
OPEX (% CAPEX)	1,5%	1,5%	1,5%
Precio electricidad (US\$/MWh)	40	40	40
TIR	12%	12%	12%

Tabla 5. Supuestos tomados para los cálculos de costos, elaboración propia.

Siendo que los proyectos relativos a la producción de hidrógeno verde han sido incluidos como candidatos a exoneraciones impositivas en el marco de la Ley de Promoción de Inversiones (N° 16.9026) concretamente a través del decreto 268/020, se toma como supuesto una tasa nula de impuesto a la renta.

Considerando que el PIB de Uruguay alcanzó US\$ 59,3 mil millones en 2021, como muestra la Tabla 6, el proyecto tendría un impacto de corto plazo estimado de 1,0% y 2,2% del PIB en los escenarios 1 y 2 respectivamente. El impacto de largo plazo (quitando CAPEX) alcanzaría 0,2% y 0,4% del PIB en cada escenario.

US\$ (millones)	Escenario 1	Escenario 2
CAPEX eólica	342	793
OPEX eólica (25 US\$/kW) [19]	7	15
CAPEX líneas	7	15
OPEX líneas (5% CAPEX)	0,4	0,8
CAPEX proyecto UREA	143	269
OPEX proyecto UREA	40	89
Ingresos anuales proyecto UREA	59	125
Total	599	1.308
% PIB	1,0%	2,2%

Tabla 6. Impacto del proyecto en el PIB nacional, elaboración propia.

Respecto a la creación de empleo, Ellis et.al. (2022) [20] estima 1 puesto de trabajo directo cada US\$ 2 millones de inversión en la planta de urea verde estudiada. Por otro lado, se estima que los parques eólicos crean aproximadamente 9 puestos de trabajo de largo plazo cada 100 MW [21]. Por tanto, a modo de dimensionar el impacto en empleo de una iniciativa de estas características, en caso de que los parques generadores contemplen solo energía eólica, se podrían crear 92 puestos de trabajo directos en el escenario 1, y 183 puestos en el escenario 2. Esta estimación no considera puestos indirectos creados en el corto plazo, por ejemplo en la construcción de las plantas, entre otros, que son significativamente mayores.

En lo que respecta a la competitividad nacional del precio del producto respecto a su principal competidor (urea de origen gris importada), ésta dependerá del precio de la misma al momento de entrada en operación del proyecto. Asimismo, los siguientes factores también incidirán en el desarrollo de un mercado nacional de urea de origen renovable:

- Políticas de incentivos asociadas a metas de descarbonización.
- Políticas de incentivos asociadas a creación de nuevas industrias nacionales y sustitución de importaciones.
- Evolución de precios de las tecnologías involucradas.
- Posibilidad de anclar los proyectos en contratos de exportación a otros países.

5. Impacto ambiental

La producción de amoníaco es un proceso intensivo en energía que en 2020 representó el 2% del consumo final de energía a nivel mundial, por detrás de la industria del acero y la industria del cemento [22]. Para producir amoníaco se utilizó, en 2020, gas natural equivalente al 50% de la demanda global de la industria química, carbón (principalmente en China) equivalente al 44% del consumo mundial de la industria química, petróleo equivalente al 1,4% del total de energía utilizada, y energía eléctrica equivalente al 5% del total consumido por la industria química a nivel mundial [22].

La industria ha ido transformándose, desplazando de a poco el uso del carbón por el uso de gas natural, pero aún queda mucho camino por recorrer para lograr una producción más sustentable de amoníaco y que cumpla con los objetivos marcados en el Acuerdo de París.

Para cuantificar las emisiones de CO₂ en el ciclo de vida de los fertilizantes se toma en cuenta:

- La emisión directa durante el proceso productivo debido a la combustión de materias primas de origen fósil y a la combinación de CO₂ con amoníaco para la producción de urea.
- Las emisiones indirectas asociadas a la generación de energía eléctrica utilizada en esta industria.
- Las emisiones indirectas del sector agrícola por la aplicación directa en suelo de fertilizantes de origen fósil.

5.1. Consumo de CO₂ asociado al proceso productivo

Debido a que para producir urea verde se consume amoníaco verde y CO₂ biogénico (no se produce mediante fuentes fósiles), este proceso es una especie de captura de emisiones de CO₂ que de lo contrario serían liberadas a la atmósfera.

Suponiendo que en el escenario 1 se necesitan cubrir 68.200 ton/año de urea verde para abastecer el 20% de la demanda local, con una eficiencia del proceso de 99,8% [10], se consumirían aproximadamente 50.200 ton de CO₂ de origen biogénico al año. En el escenario 2, cubriendo el 50% de la demanda local de urea verde (170.500 ton/año), se consumirían unas 125.300 ton/año de CO₂ de origen biogénico.

5.2. Emisiones indirectas de CO₂ asociadas a generación de energía eléctrica

Para este proyecto, toda la energía consumida para la producción de hidrógeno, nitrógeno, amoníaco y urea, se obtendría utilizando energía eléctrica de la red de UTE, o producción propia de energía solar y energía eólica.

La producción de energía eléctrica por parte de UTE alcanzó, en 2021, un 93% de producción mediante fuentes renovables [23], por lo que para simplificar, se estima que no habrían emisiones indirectas de CO₂ asociadas a la generación de la energía utilizada en el proceso productivo de urea verde.

5.3. Emisiones indirectas de CO₂ asociadas a la aplicación de urea en suelo

La utilización de urea como fertilizante en suelo produce una descomposición de la misma en amonio, ión hidroxilo y bicarbonato. Este último se convierte en CO₂ y agua [24].

En Uruguay, según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, la aplicación de urea supuso emisiones de CO₂ equivalentes a 91 Gg durante 2019 [5]. Estas emisiones son estimadas en función de los datos de importación de fertilizantes y tienen un grado de incertidumbre asociado ya que son de difícil medición práctica.

Para realizar esta estimación, Uruguay tiene en cuenta la ecuación dada por las Directrices del IPCC de 2006 (Capítulo 11) aplicando nivel 1 [24]:

$$\text{Emisiones anuales de CO}_2 \text{ por aplicación de urea} = \text{Ton urea/año} * \text{Factor de emisión} * \frac{44}{12}$$

Donde el factor de emisión está definido como 0,2, y el coeficiente 44/12 se usa para convertir las emisiones de CO₂-C en CO₂.

Dada esta ecuación, se obtienen cerca de 16.700 toneladas de emisiones de CO₂ al año para el escenario 1, y 41.800 toneladas de CO₂ al año para el escenario 2, ambas por aplicación de urea en suelo.

5.4. Emisiones totales

Finalmente, teniendo en cuenta los consumos de CO₂ durante el proceso de producción de urea y las emisiones de CO₂ por aplicación de urea en suelo, se estima que el consumo de urea verde podría remover 13.400 ton de CO₂ para el escenario 1, y 33.500 ton de CO₂ para el escenario 2.

6. Financiamiento del proyecto y lineamientos ambientales y sociales

Para realizar un proyecto de producción de fertilizantes verdes es necesario obtener los fondos suficientes, ya sean propios o del sector financiero, público o privado, que permitan solventar este tipo de proyecto. Si la intención es obtener fondos de una institución financiera, se puede decir que éste sería el momento oportuno para hacerlo.

En los últimos años las instituciones multilaterales se han comprometido a financiar proyectos que sean amigables con el medio ambiente y que generen un impacto social positivo, como puede ser la producción de fertilizantes verdes. De hecho, al momento de decidir desarrollar un proyecto de este estilo, las instituciones y sus políticas juegan un rol relevante como mecanismo de financiamiento.

Como parte de su estrategia ambiental, instituciones multilaterales como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, han revisado y aprobado nuevas políticas medioambientales que siguen lineamientos similares. En agosto 2016 el Banco Mundial aprobó su Política Medioambiental y Social, donde expresamente reconoce su compromiso con un desarrollo sustentable, y que los recursos naturales son finitos, y contribuye con medidas que mitigan las consecuencias del cambio climático. Dicha política contiene diez principios que se deben cumplir para otorgar un financiamiento.

Asimismo, el Banco Interamericano de Desarrollo aprobó su nueva Política Medioambiental y Social en Septiembre de 2020, que contiene también diez lineamientos de alcance muy similar a los del Banco Mundial.

A continuación se enumeran cinco de esos lineamientos que merecen ser destacados:

- Evaluación y gestión de riesgos e impactos ambientales y sociales.

Previo a decidir si se va a otorgar financiamiento al proyecto, el deudor y la institución financiera deben cada uno realizar un proceso de *due diligence* para confirmar si existen riesgos ambientales y sociales del proyecto. Si los hubiera, se deben acordar también las medidas para mitigar y/o eliminar dichos riesgos. Si la institución financiera decide avanzar con la financiación del proyecto, los documentos financieros contendrán declaraciones, condiciones precedentes y obligaciones que regularán dichos riesgos y las medidas y acciones que el deudor deberá adoptar durante todas las etapas del proyecto, incluyendo la obligación de entregar reportes de monitoreo con cierta periodicidad. Si el deudor celebra subcontratos, éstos deberán reflejar cláusulas de bancabilidad similares a los que se regulan en los contratos principales.

La producción de fertilizantes verdes podría ser clasificado como un "proyecto verde" que las instituciones financieras intentan promover y financiar, es decir, un proyecto que en términos generales es amigable con el medio ambiente y no es una fuente de contaminación, todo lo cual es evaluado y cuantificado según los parámetros de la institución.

- Trabajo y condiciones laborales.

Una de las preguntas que la institución financiera le hará a la sociedad del proyecto es ¿cuántos puestos de trabajo se crearán con la implementación del proyecto? Este principio reconoce la importancia de la creación de empleos y la generación de ingresos en la búsqueda de la reducción de la pobreza y el crecimiento económico inclusivo. Asimismo, la institución financiera evaluará el tipo de relación laboral que la sociedad del proyecto promueve con sus trabajadores, incluyendo los beneficios que reciben y si las condiciones de trabajo son seguras y saludables.

- Eficiencia en el uso de los recursos y prevención y gestión de la contaminación.

Uno de los principales objetivos de las instituciones financieras es promover proyectos que favorezcan el uso sustentable de recursos naturales, y que no aumenten el nivel de gases de efecto invernadero para proteger el bienestar de generaciones presentes y futuras.

- Conservación de la biodiversidad y gestión sostenible de los recursos naturales vivos.

Con este principio se reconoce que la protección y conservación de la biodiversidad y la gestión sostenible de los recursos naturales son fundamentales para el desarrollo sostenible.

- Participación de las partes interesadas y divulgación de información.

Otro de los lineamientos que se deberá cumplir es que la información apropiada de los riesgos ambientales y sociales del proyecto sea compartida con la comunidad afectada por el proyecto a su debido tiempo, y de manera clara, sencilla y fácil de entender. El deudor deberá también tener su propio proceso de recibo y gestión de reclamos.

Asimismo, el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo tienen su propio mecanismo de resolución de reclamos, donde cualquier tercero afectado por el desarrollo del proyecto puede hacer uso del mismo.

En ese sentido, se entiende que un proyecto de producción de fertilizantes verdes podría cumplir los lineamientos ambientales y sociales de las instituciones multilaterales. Se cree que uno de los desafíos de dichas instituciones podría ser la compatibilización de sus lineamientos con los de las instituciones financieras del sector privado (si los tuvieran), pues los proyectos muchas veces reciben fondos de diferentes fuentes y podrían aplicar a los mismos de forma complementaria.

Finalmente se destaca que, para que un proyecto de hidrógeno sea financiado por una institución multilateral, no solo se deberán cumplir con sus lineamientos ambientales y sociales, sino que también con aquellos criterios financieros tradicionales, es decir, que el proyecto por sí solo genere los ingresos suficientes para amortizar la deuda. Y en este momento son muchos los aspectos que están bajo análisis, dado que el proyecto se enmarcaría en una fase preliminar de la transición hacia el hidrógeno con mucho trabajo para abordar.

7. Regulación

7.1. Normativa de Uruguay

Nueva normativa sobre hidrógeno verde

Rendición y Balance de Ejecución Presupuestal para el Ejercicio 2020

A través de la Ley N° 19.996, de 3 de noviembre de 2021, se aprobaron diversas normas vinculadas con el hidrógeno verde. En particular:

- Nuevas competencias de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)

El art. 171 de la Ley N° 19.996, agrega al artículo 1° de la Ley N° 17.598, de 13 de diciembre de 2002 y sus modificativas, el siguiente literal: "I) Las referidas a la generación, distribución, transporte, almacenamiento, comercialización y exportación de hidrógeno en tanto fuente de energía secundaria".

Es decir, a raíz de dicho artículo, la URSEA tiene entre sus cometidos aquellos relativos a ciertos aspectos del hidrógeno.

- Nuevos cometidos y poderes jurídicos de la URSEA

El art. 172 de la Ley N° 19.996 sustituye el artículo 15 de la Ley N° 17.598. En este sentido, se agregan nuevos cometidos y poderes jurídicos vinculados con el hidrógeno, exclusivamente como fuente de energía secundaria:

1. Velar por el cumplimiento de las normas sectoriales específicas.
2. Formular regulaciones en materia de calidad y seguridad de los productos y de los servicios, así como de los materiales, instalaciones y dispositivos a utilizar.

- Nuevo régimen de promoción de inversiones (COMAP) Decreto 268/020

Ley de Rendición de Cuentas y Balance de Ejecución Presupuestal. Ejercicio 2021

A través de la Ley N° 20.075, de 20 de octubre de 2022, se aprobaron diversas normas vinculadas con el hidrógeno verde. En particular:

- Nuevos cometidos de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP)

El artículo 234 de la Ley N° 20.075 agregó un inciso final al art. 1 de la Ley N° 8.764, de 15 de octubre de 1931, el que quedó redactado de la siguiente forma:

"Asimismo, la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland tendrá como cometido adicional la producción, distribución, comercialización, importación y exportación de hidrógeno verde y derivados producidos a partir de éste (combustibles sintéticos, metanol, amoníaco, líquidos orgánicos portadores de hidrógeno, entre otros), en régimen de libre competencia".

- Régimen de servidumbres

El artículo 237 de la Ley N° 20.075 establece que la propiedad inmueble que resulte afectada para la construcción de infraestructura de transporte de vectores energéticos e insumos industriales y productos asociados a proyectos de hidrógeno verde y derivados, las que comprenderán el espacio necesario para su ubicación, así como de toda otra instalación destinada a su funcionamiento y

operación, queda sujeta a las servidumbres de ocupación definitiva, de limitación del derecho de uso y de goce, de estudio, de paso y de ocupación temporaria, en términos asimilables a los previstos en el régimen legal establecido por el Decreto-Ley N° 10.383, de 13 de febrero de 1943, y el artículo 24 de la Ley N° 16.832, de 17 de junio de 1997, en lo pertinente.

Además aclara que cualquier indemnización que deba ser pagada a causa de las servidumbres, deberá ser soportada por el promotor del proyecto de infraestructura de transporte de vectores energéticos asociada a proyectos de hidrógeno verde y sus derivados. Disposición que será reglamentada por el Poder Ejecutivo.

Categoría del suelo

En lo que refiere a la categoría del suelo el art. 39 de la Ley N° 18.308 prohíbe la instalación de industrias en suelo rural. En este sentido, en la medida que un proyecto de hidrógeno involucre la instalación de industrias en este tipo de suelos, será necesario el cambio de categoría de suelo.

Autorizaciones ambientales

En lo que refiere a autorizaciones ambientales, las industrias requieren contar con una serie de autorizaciones ante el Ministerio de Ambiente. En este sentido, eventualmente industrias asociadas al hidrógeno verde podrían quedar alcanzadas por las mismas.

En particular, el Decreto N° 349/005 (“Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental y Autorizaciones Ambientales”) establece la necesidad de contar con Autorización Ambiental Previa (AAP) y Autorización Ambiental de Operación (AAO), la construcción de unidades o complejos industriales o agroindustriales, o puesta en funcionamiento de unidades que no hubieren operado continuamente por un período ininterrumpido de más de 2 años, que presenten alguna de las siguientes características: más de una hectárea de desarrollo fabril, incluyendo a esos efectos, el área construida, las áreas de operaciones logísticas y los sistemas de tratamiento de emisiones y residuos, entre otros.

Otras autorizaciones

Dependiendo del tipo de proyecto podrán ser aplicables otras autorizaciones, por ejemplo del Ministerio de Industria y Energía, de la Intendencia donde se asienta el proyecto, entre otros.

Régimen general de fertilizantes

Dado que aún no existe una regulación específica sobre los fertilizantes verdes en Uruguay, sería importante revisar el régimen general, para determinar cuáles de las normas generales podrían ser aplicables a este tipo de proyecto. En este sentido, la Ley N° 13.663, de 14 de junio de 1968, regula la producción, la comercialización, la importación y la exportación de los fertilizantes.

El artículo 2 define al “fertilizante” como: “toda sustancia, simple o compuesta, o una mezcla de ellas, portadora de elementos nutritivos esenciales para el desarrollo vegetal, ya sea por su aplicación al suelo o directamente a las plantas”.

Asimismo, esta disposición debe ser complementada con el artículo 137 de la Ley N° 13.640 que establece que los establecimientos donde se elaboren, formulen y procesan las materias o productos de uso agrícola o ganadero y de los que se utilicen para la alimentación animal, deberán contar con la habilitación del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca. Asimismo, dicho artículo faculta al

Poder Ejecutivo a requerir el registro del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca, para las referidas actividades¹.

Por último, es importante destacar que existe una profusa normativa vinculada con la aplicación de fertilizantes, así como restricciones para su uso, dependiendo de la presencia de zonas sensibles.

7.2. Derecho comparado

Varios países han avanzado en la regulación de hidrógeno verde, incluyendo lo relativo a fertilizantes orgánicos. Un ejemplo de ello es la Unión Europea, donde a partir del pasado julio 2022 comenzó a regir una nueva regulación que promociona los fertilizantes orgánicos e introduce por primera vez límites para los *toxic contaminants*, propiciando el cuidado del suelo y previniendo los riesgos para la salud y el medio ambiente. Esta nueva regulación impone también una serie de requisitos en relación con el *labelling* del producto, de modo que permita informar sobre el contenido del producto al consumidor.

En ese mismo sentido, entre los años 2021 y 2022, Japón ha lanzado una serie de medidas para alcanzar las metas de descarbonización en la agricultura mediante la implementación de nuevas tecnologías y prácticas, incluyendo el programa denominado *Green Food System Strategy*. La nueva regulación² identifica las responsabilidades del gobierno, así como los esfuerzos de las empresas y los consumidores para establecer un sistema alimentario armonizado desde el punto de vista medioambiental. Se prevé que el gobierno es responsable, entre otros, de: 1) la transición a métodos de producción amigables con el medio ambiente; 2) el uso de materias primas amigables con el medio ambiente; 3) la difusión de información para que los consumidores seleccionen productos agrícolas, forestales y pesqueros amigables con el medio ambiente; y 4) desarrollo y aplicación de un método para calcular y evaluar la reducción de la carga medioambiental en las cadenas de suministro, que permita a las partes interesadas identificar los esfuerzos de reducción de la carga medioambiental. En esta nueva regulación también se prevén una serie de medidas sobre la certificación del producto, con información accesible al público. Asimismo, se permite a los gobiernos municipales designar "zonas específicas" para facilitar la expansión de la agricultura ecológica y la adopción en toda la zona de actividades amigables con el medio ambiente, como la agricultura inteligente y el aumento de los incentivos a agricultores, silvicultores y pescadores en dichas "zonas específicas".

Desde una perspectiva de Latinoamérica, Colombia en su plan de hidrógeno verde se comprometió a avanzar con la regulación del hidrógeno verde como una fuente no convencional de energía renovable. En ese sentido, cuenta con la Ley 2099 de Transición Energética de fecha 10 de julio de 2021, que incluye al hidrógeno verde como una fuente no convencional de energía renovable, resultando aplicable los beneficios e incentivos fiscales. Esa misma ley establece que la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía principalmente aquellas de carácter renovable, así como el uso eficiente de la energía, se declaran como un asunto de utilidad pública e interés social. Asimismo, el Decreto Reglamentario número 1476 de 2022 establece que el gobierno podrá utilizar un mecanismo público de certificación del origen del hidrógeno producido en el país.

En definitiva, la comunidad internacional está comprometida a regular el hidrógeno verde, incluyendo todo lo relativo a fertilizantes verdes, y en los últimos años han habido avances en varios países, pero el trabajo y esfuerzo deben continuar.

¹ Existen diversos trámites vinculados con el registro de fertilizantes. Ver: <https://www.gub.uy/tramites/registro-fertilizantes>

² *Act to Promote Environmental Burden Reduction Activities for Establishment of Environmentally Harmonized Food System*, aprobado en abril 2022

8. Conclusiones

En un contexto donde la necesidad de descarbonización de las economías del mundo se vuelve cada vez más urgente y los esfuerzos por alcanzar las metas fijadas parecerían no ser suficientes para lograr revertir los efectos ambientales ocasionados a través de los años, es preciso identificar nuevos paradigmas de desfosilización, particularmente para sectores intensivos en emisiones.

En este sentido, Uruguay ha generado acciones concretas como ser la publicación de su hoja de ruta para el desarrollo de hidrógeno verde, es decir, hidrógeno producido a partir de energías renovables. En dicho documento se establece como una de las líneas estratégicas para el país la elaboración de fertilizantes nitrogenados en base a amoníaco proveniente de hidrógeno verde, los que se denominan fertilizantes verdes. Esto se fundamenta, entre otras cosas, en la abundancia de dióxido de carbono de origen vegetal que existe en el país producto de procesos industriales, principalmente proveniente de las plantas de celulosa y biocombustibles.

En el informe “Ammonia Technology Roadmap Towards more sustainable nitrogen fertiliser production” publicado por Agencia Internacional de Energía (IEA) en Octubre de 2021, se identifican dos categorías de emisiones indirectas de CO₂ relativas al amoníaco. La primera son las emisiones de CO₂ que se generan durante la producción de electricidad que se utiliza directamente para producir amoníaco. La segunda son las emisiones de CO₂ que se liberan aguas abajo durante la aplicación de fertilizantes nitrogenados que contienen carbono, predominantemente urea. Siendo que Uruguay ha descarbonizado casi completamente su matriz de generación eléctrica y que aún existe mucho potencial para seguir desarrollando fuentes de generación renovables, eólica y solar, en Uruguay se podría elaborar urea verde sin emisiones de CO₂ a lo largo de toda la cadena de valor, tanto para proyectos que se conecten a la red nacional como para aquellos que generen su propia energía eléctrica.

La presente nota técnica pretende abordar distintos aspectos relativos al desarrollo de proyectos de producción de urea verde en Uruguay. Para el dimensionamiento de las diferentes variables de proyecto se plantearon dos escenarios de estudio. El primero considera una demanda del 20% del mercado local de urea, y el segundo el 50% del mismo. En lo que refiere a la generación de la energía eléctrica necesaria para el proceso de electrólisis, se obtiene para el primer escenario, un consumo asociado a la electrólisis de 80 MW, y en el segundo, 180 MW. Por lo tanto, debería procurarse un suministro de 114 MW y 264 MW respectivamente para cada escenario, considerando consumos de procesos adicionales.

Del análisis de los distintos aspectos relativos a la posible localización de estos proyectos, se contempló la capacidad de transmisión actual del sistema y la cercanía a una de las plantas de celulosa. Se desprende que una localización en el departamento de Durazno presenta condiciones favorables para este tipo de desarrollos.

Se estima que el impacto ambiental por reducción de emisiones de CO₂ se podría ubicar en 16.700 toneladas de emisiones al año para el escenario 1, y 41.800 toneladas al año para el escenario 2, ambas por aplicación de urea en suelo.

Por otra parte, se realizó un análisis de costos nivelados del producto bajo ciertos supuestos, el cual estima que la urea verde se podría producir a un costo de 651 US\$/ton.

En lo que refiere a los posibles impactos en la economía nacional, el proyecto tendría un impacto de corto plazo estimado de 1,0% y 2,2% del PIB en los escenarios 1 y 2 respectivamente. El impacto de largo plazo (quitando CAPEX) alcanzaría 0,2% y 0,4% del PIB en cada escenario.

Cabe destacar que el presente documento refleja los resultados de un análisis preliminar de abordaje general sobre el tema. No obstante, los mismos son concluyentes en que resulta interesante estudiar en profundidad el desarrollo de un mercado de urea verde en Uruguay, tanto desde el punto de vista

empresarial como desde el de las políticas públicas, siendo que es fundamental generar los incentivos más adecuados para la creación de este nuevo sector industrial.

9. Glosario

GEI: Gases de Efecto Invernadero

MDP: planta de celulosa Montes del Plata

PEM: electrolizador/celda de intercambio protónico o membrana polimérica

PIB: Producto Bruto Interno

PSA: tecnología para separar gases: Pressure Swing Adsorption

PTO: estación Paso de los Toros

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SOFC: electrolizador/celda de óxido sólido

WGS: reacción Water Gas Shift

10. Referencias

- [1] Naciones Unidas, “The Paris Agreement.” <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement> (accessed Oct. 16, 2022).
- [2] Naciones Unidas, “Net Zero Coalition.” <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition> (accessed Oct. 16, 2022).
- [3] International Energy Agency (IEA), “Hydrogen in Latin America - From near-term opportunities to large-scale deployment,” 2021. Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [4] Uruguay XXI, “Informe sectorial - Agronegocios,” 2020.
- [5] Ingei, “Uruguay: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 1990-2019,” Uruguay, 2019. [Online]. Available: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/20220105_URUGUAY_NIR_1990_2019_ESP.pdf
- [6] Red H2Transel CYTED and D. O. Borio, “Usos del H2 en la industria: presente y oportunidades. Situación en Iberoamérica y mundial,” in *Curso “Tecnologías del Hidrógeno,”* 2022.
- [7] X. Liu, A. Elgowainy, and M. Wang, “Life cycle energy use and greenhouse gas emissions of ammonia production from renewable resources and industrial by-products,” *Green Chemistry*, vol. 22, no. 17, pp. 5751–5761, Aug. 2020, doi: 10.1039/D0GC02301A.
- [8] International Energy Agency (IEA), “Global Hydrogen Review 2022,” 2022. Accessed: May 21, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [9] International Renewable Energy Agency (IRENA) and Ammonia Energy Association (AEA), “Innovation Outlook: Renewable Ammonia,” 2022. Accessed: May 21, 2023. [Online]. Available: www.irena.org
- [10] Saipem, “The Snamprogetti urea technology.” Accessed: May 21, 2023. [Online]. Available: <https://www.saipem.com/en>
- [11] The Royal Society, “Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store. Policy briefing,” 2020. Accessed: May 21, 2023. [Online]. Available: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>
- [12] Universidad Católica del Uruguay (UCU), “Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable,” 2022. <https://ucu.edu.uy>
- [13] Lazard, “Levelized cost of energy, Levelized cost of storage, and Levelized cost of hydrogen 2021,” 2022. <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2021/> (accessed May 21, 2023).
- [14] L. Fiamelda, Suprihatin, and Purwoko, “Analysis of water and electricity consumption of urea fertilizer industry: Case study PT. X,” in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020. doi: 10.1088/1755-1315/472/1/012034.
- [15] Ministry of Industry Energy and Mining (MIEM), “Hoja de Ruta del Hidrógeno verde en Uruguay,” 2022. [Online]. Available: www.hidrogenoverde.uy
- [16] Eurowater, “Pure water treatment,” 2022. <https://www.eurowater.com/en> (accessed May 22, 2023).

- [17] Peak Scientific, “How Do PSA Nitrogen Generators Work? - Pressure Swing Adsorption,” 2022. <https://www.peakscientific.com/discover/news/how-do-nitrogen-generators-work-pressure-swing-adsorption-psa/> (accessed Oct. 16, 2022).
- [18] Red H2TranSel CYTED and M. Fermepin, “Mezclas de Gas Natural e Hidrógeno. Distribución y Transporte,” in *Curso “Tecnologías del Hidrógeno,”* 2022.
- [19] Inter-american Development Bank, “Hidrógeno verde: un paso natural para Uruguay hacia la descarbonización,” 2021. Accessed: Jan. 19, 2023. [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/viewer/Hidrogeno-Verde-un-paso-natural-para-Uruguay-hacia-la-descarbonizacion.pdf>
- [20] G. Ellis, A. Ferrero, F. Fioritto, J. González, A. Liguori, and G. Pérez, “Producción de fertilizantes nitrogenados a partir de hidrógeno verde obtenido en base electrolítica,” Universidad de la República - Facultad de Ingeniería, Uruguay, 2022.
- [21] L. Adelman, “Wind Turbine Economic Impact: Local Employment,” 2020. Accessed: May 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.e2.org/reports/clean-jobs-america-2019/>
- [22] International Energy Agency (IEA), “Ammonia Technology Roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertiliser production,” 2021. doi: 10.1787/f6daa4a0-en.
- [23] Ministerio de Industria Energía y Minería, “Monitor energético - Febrero 2021,” 2021.
- [24] C. De Klein, R. S. A. Novoa, S. Ogle, K. A. Smith, P. Rochette, and T. C. Wirth, “Emisiones de N₂O de los suelos gestionados y emisiones de CO₂ derivadas de la aplicación de cal y urea,” 2006. Accessed: May 22, 2023. [Online]. Available: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/4_Volume4/V4_11_Ch11_N2O&CO2.pdf
- [25] Ministerio de Industria Energía y Minería, “Mapa solar del Uruguay.” <https://www.energiasolar.gub.uy/index.php/investigacion-e-innovacion/recurso-solar/mapa-solar> (accessed May 23, 2023).
- [26] UPM, “Contrato de Inversión entre la República Oriental del Uruguay y UPM,” 2017. Accessed: May 23, 2023. [Online]. Available: <https://www.upm.uy/siteassets/documents/resumen.pdf>
- [27] Radiomundo 1170 am. En Perspectiva, “Compra de energía a UPM 2 será más barata que la de UPM 1 y Montes del Plata; el acuerdo permite postergar inversión en generación eólica y fotovoltaica,” 2019. <https://enperspectiva.uy/en-perspectiva-programa/entrevistas/olga-otegui-miem-compra-energia-upm-2-sera-mas-barata-la-upm-1-montes-del-plata-acuerdo-permite-postergar-inversion-generacion-eolica-fotovoltaica/> (accessed May 23, 2023).
- [28] S. Bulanti, G. Kigel, F. Novelli, and T. Regules, “Proyecto de fin de carrera. Planta de producción de hidrógeno y amoníaco verde,” Universidad de Montevideo, 2022.

11. Anexo 1: información adicional sobre la localización

Análisis de localización de la planta de producción de urea

Como Uruguay cuenta con disponibilidad de CO₂ biogénico asociado a instalaciones industriales que explotan biomasa proveniente de producción sostenible y en la proximidad de zonas de buena disponibilidad de recursos renovables, se considerarán las siguientes opciones de localización para una planta de producción de urea mediante hidrógeno verde:

- Proximidad a plantas de celulosa UPM y UPM 2.
- Proximidad a planta de celulosa Montes del Plata.
- Proximidad a planta química de producción de fertilizante nitrogenado Isusa Agraciada e Isusa Ciudad del Plata.
- Proximidad a planta de producción de bioetanol Alur Paysandú.
- Proximidad a la línea del ferrocarril central, que conecta UPM 2 con el Puerto de Montevideo.
- Zonas con buena radiación solar y buenos vientos (dados por los mapas solares y eólicos)

Para abastecer el 50% de la demanda de urea de Uruguay, se estima que la planta tendría un consumo de entre 250 MW y 300 MW.

Teniendo en cuenta que la disponibilidad de CO₂ biogénico es la restricción principal para la localización, se presenta en la Figura 12 el mapa de Uruguay con la ubicación geográfica de las plantas, junto con la red de transmisión de alta tensión (150 kV en rojo) y extra alta tensión (500 kV en verde) de la empresa transmisora de Uruguay, UTE. El fondo presenta de forma superpuesta, un mapa de velocidades de viento del país.

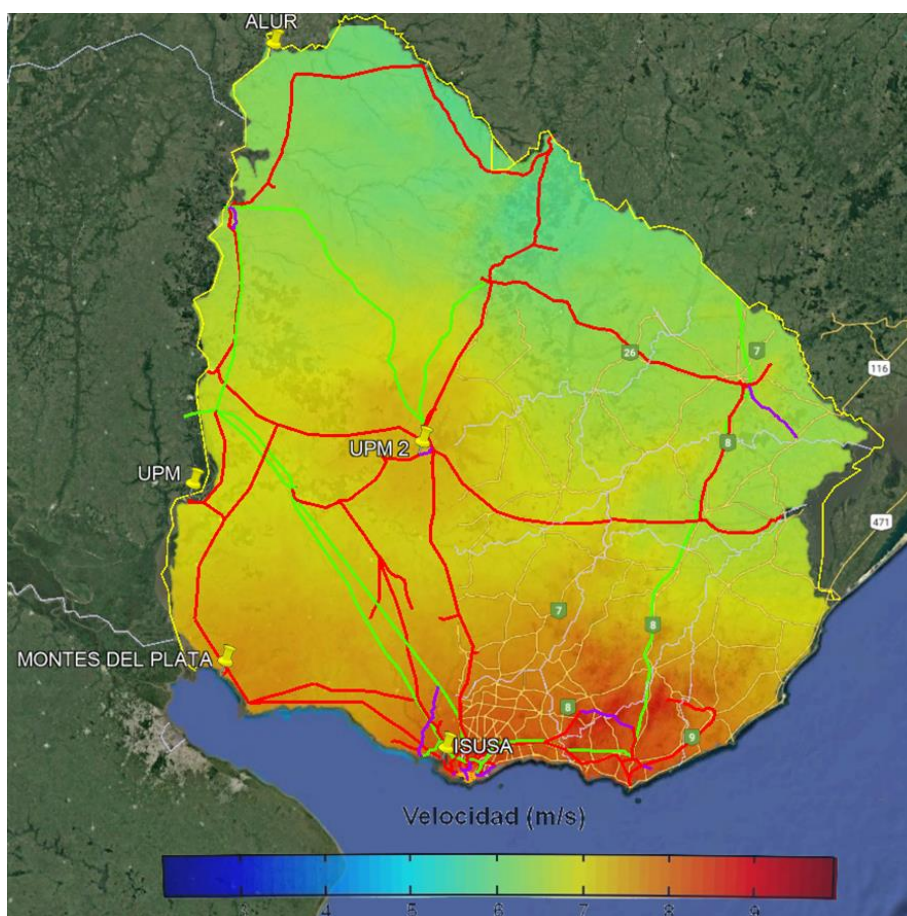


Figura 12. Mapa de velocidades de viento en Uruguay, ubicación de plantas con CO₂ biogénico y redes de transmisión de UTE, elaboración propia.

Además, en la Figura 13 se presenta el mapa del recurso fotovoltaico del país.



Figura 13. Mapa solar de Uruguay [25].

De acuerdo a la información que se presenta en las dos figuras anteriores, se puede inferir que localizaciones cercanas a UPM 2, UPM, MDP e Isusa son las que cuentan con mayor recurso de conexión de red.

Realizando un zoom sobre la red eléctrica cercana a cada una de estas ubicaciones, presentadas junto con centrales generadoras, se encuentra:

- UPM 2

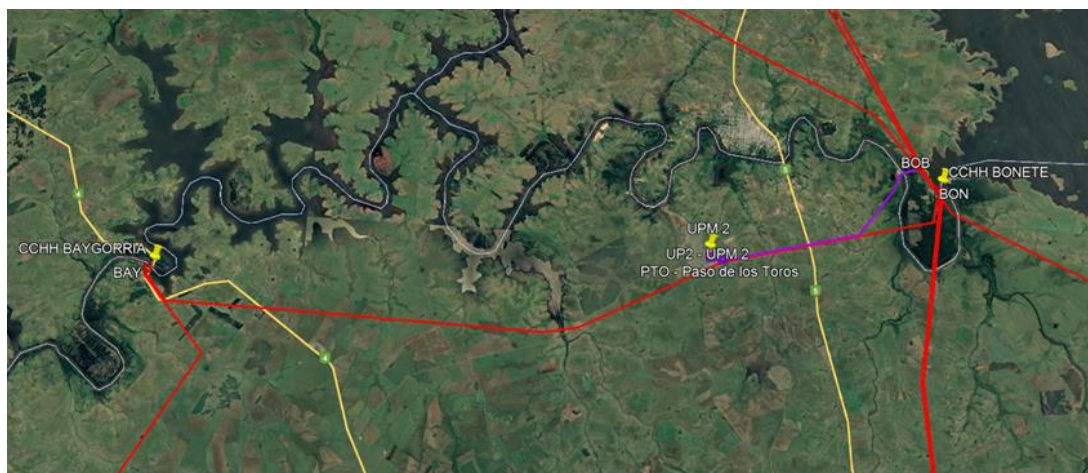


Figura 14. Red eléctrica cercana a UPM 2, elaboración propia.

- MDP



Figura 15. Red eléctrica cercana a MDP, elaboración propia.

- UPM

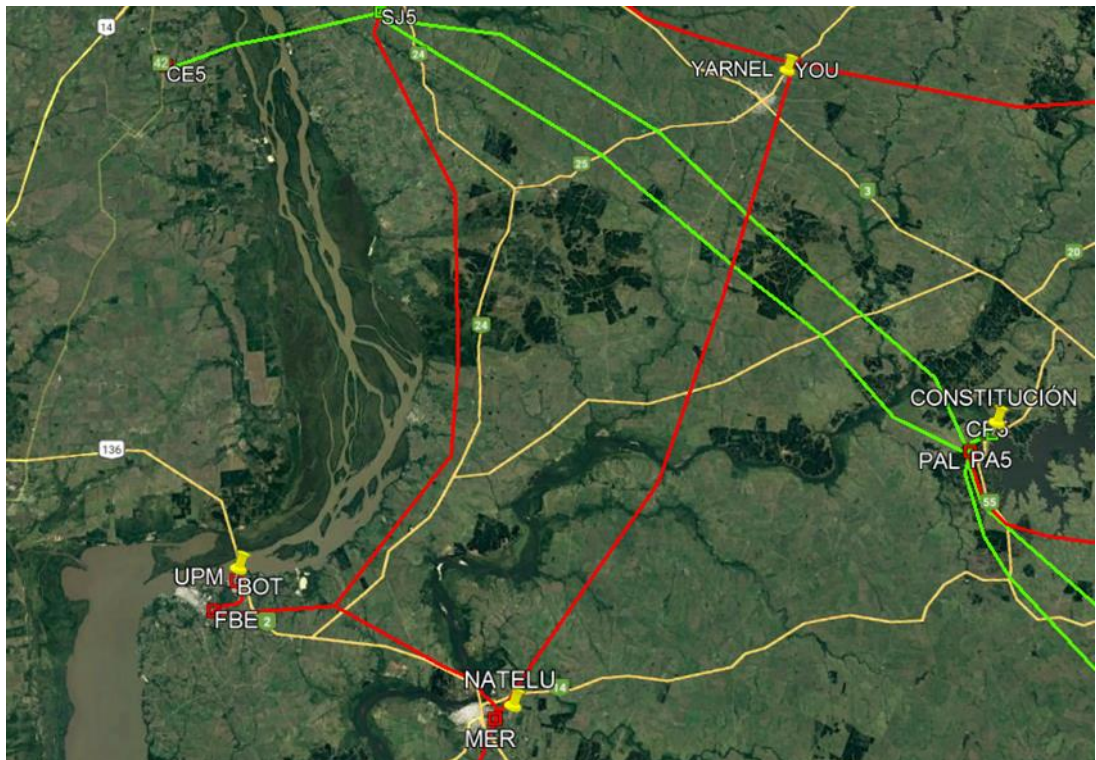


Figura 16. Red eléctrica cercana a UPM, elaboración propia.

- ISUSA

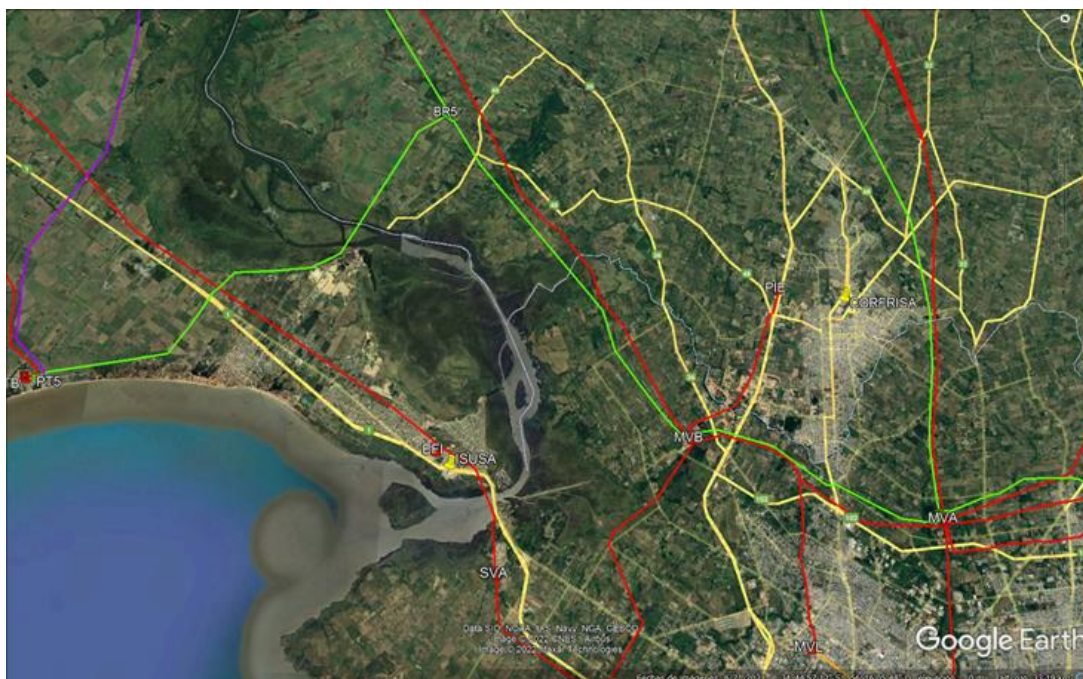


Figura 17. Red eléctrica cercana a ISUSA, elaboración propia.

Dadas las imágenes anteriores, y teniendo en cuenta que la demanda de la planta será aproximadamente 300 MW, se desprende que el nodo eléctrico por excelencia para instalar la planta, es el de Bonete, en particular la conexión en la estación PTO, que es donde se conecta UPM 2.

Conectados a este nodo se encuentran la generación de la CCHH Bonete (120 MW), los Parques Eólicos Pampa (140 MW), Valentines (70 MW), Palmatir (50 MW) y Peralta 1 y 2 (50 MW cada uno). Sumado a esto, UPM 2 también inyectará potencia excedentaria en el nodo (aproximadamente 120 MW). Una ventaja adicional de este nodo es que tendrá en el futuro cercano una conexión a la red de EAT (500 kV) cuando se produzca el cierre del anillo de 500 kV. Lo cuál haría a este nodo un punto más fuerte eléctricamente de lo que ya es.

Tanto los nodos de conexión de UPM como de MDP tienen la desventaja de estar ubicados en anillos en lugar de una red mallada. Esto puede ocasionar ciertos problemas para alimentar la carga, ya que la red no está preparada para abastecer la demanda que requeriría. Tanto para el caso del puesto de conexión de MDP como el de UPM, se estima que se podría abastecer no más de 100 MW de demanda.

Compra de energía a UTE

La planta debería estar conectada a la red de AT de UTE, debido al gran consumo de energía eléctrica en el proceso de electrólisis. La localización debe tener en cuenta la red ya existente o prevista, de manera de evitar costos extra muy grandes.

Existe la posibilidad de realizar contratos de generación plana, teniendo que pagar peajes en la red de TRA.

Hoy en día, los contratos de compra/venta de energía para las plantas de celulosa son los siguientes:

- UPM: 104,9 US\$/MWh [26]
- MDP: 90-100,46 US\$/MWh [27]
- UPM 2: 104,9 US\$/MWh

Por otro lado, el peaje por el uso de la red de Transmisión se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Peaje (en 150kV)} = X_p * P_{c-p} + X_{fp} * P_{c-fp}$$

Donde:

- X_p = Precio en punta (18:00h a 21:59h): 296,48 \$/kW
- X_{fp} = Precio fuera de punta (22:00h a 17:59h): 163,13 \$/kW
- P_{c-p} = Potencia contratada en punta
- P_{c-fp} = Potencia contratada fuera de Punta

Generación propia

Por otro lado, existe la posibilidad de instalar generación RNC. Teniendo en cuenta que se consume una potencia de 300 MW, se estima que al dimensionar un parque eólico teniendo en cuenta los FP (teóricamente entre 0,3 y 0,5), se esperaría que haya que instalar un parque de aproximadamente 600 MW para poder cubrir toda la demanda del proceso.

Por otro lado, debido a la complementariedad entre la eólica y la solar, y el cambio en los factores de simultaneidad, se podría pensar en instalar aproximadamente 250 MW de Solar, y 400 MW de eólica, de manera de que durante el día se tenga suficientes recursos como para abastecer el proceso.

Teniendo en cuenta esto, se presentan 4 gráficas de los recursos eólico y fotovoltaico, en PU, en el nodo elegido, una por cada estación del año:

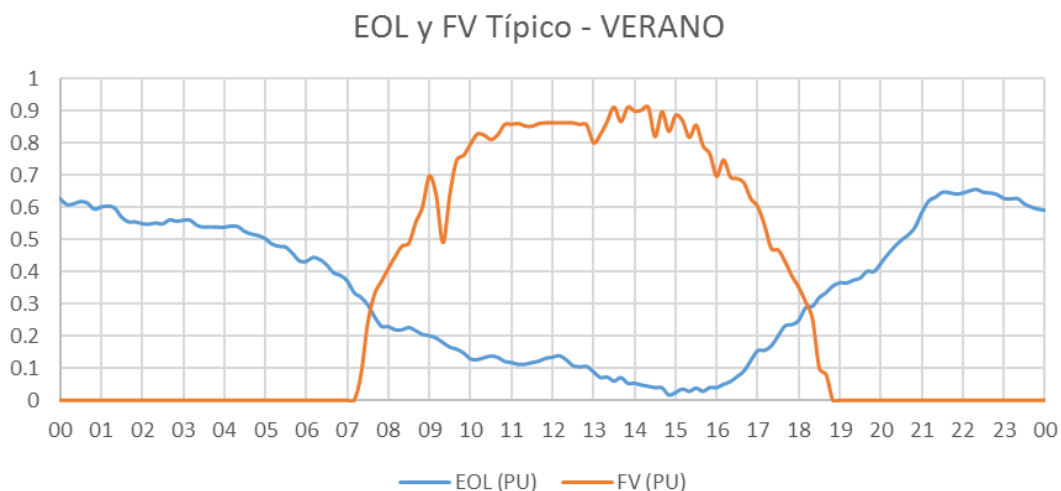


Figura 18. Recursos eólico y fotovoltaico en verano, elaboración propia.

EOL y FV Típico - OTOÑO

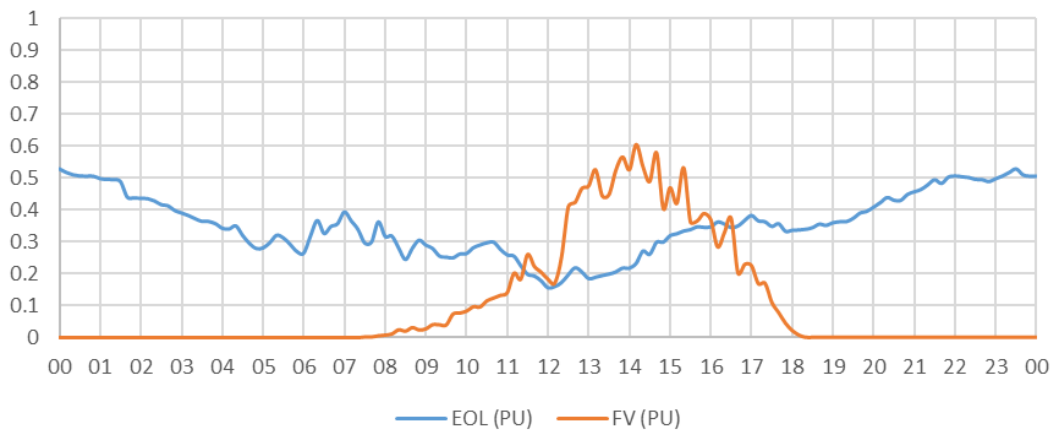


Figura 19. Recursos eólico y fotovoltaico en otoño, elaboración propia.

EOL y FV Típico - INVIERNO

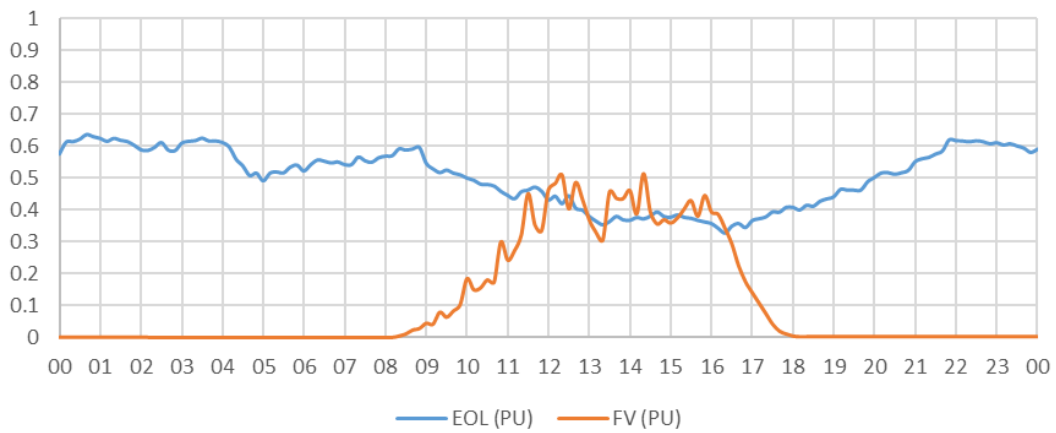


Figura 20. Recursos eólico y fotovoltaico en invierno, elaboración propia.

EOL y FV Típico - PRIMAVERA

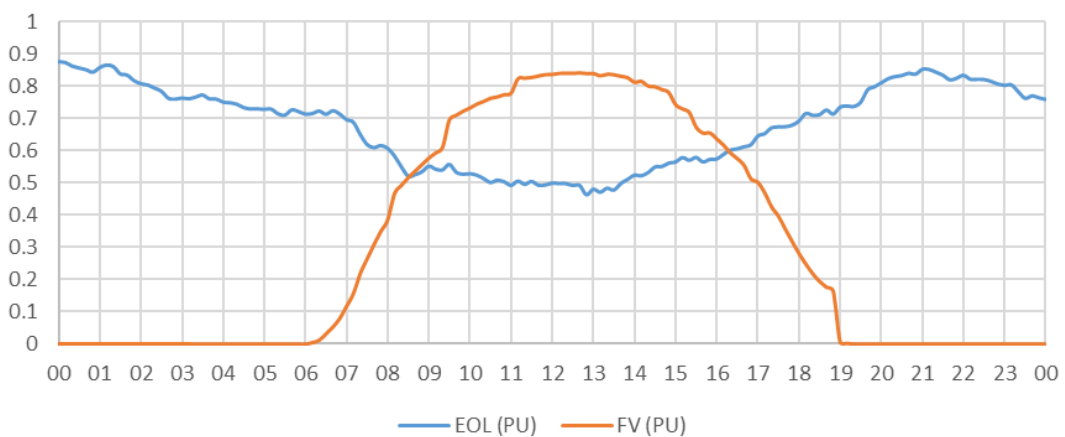


Figura 21. Recursos eólico y fotovoltaico en primavera, elaboración propia.

Se estima que el costo de construcción por MW de un parque eólico se encuentra entre 1,2 y 1,5 millones de dólares, teniendo en cuenta los siguientes costos:

- Precio de aerogeneradores.
- Obra civil del parque.

- Tendido de red desde aerogeneradores hasta subestación de conexión.
- Subestación.
- Costos de operación y mantenimiento.

Por lo que se estima que el costo de la construcción de un parque eólico de 300 MW sea de entre 360 y 450 millones de dólares.

En caso de excedentes de generación, teniendo como dato el contrato del PE Valentines, se podría llegar a volcar en la red obteniendo un precio de 65.67 US\$/MWh.

Teniendo en cuenta los últimos contratos realizados con UTE por parques eólicos que antes vendían su energía en el mercado spot, el precio sería de 45 US\$/MWh.

Conclusión sobre la ubicación

Por las razones explicitadas anteriormente, se propone instalar la planta de producción de urea verde en la zona próxima a Centenario, departamento de Durazno, donde se está construyendo la planta de celulosa de UPM 2, ya que cumple con los siguientes requisitos:

- Acceso a CO₂ biogénico producto de UPM 2.
- Acceso a línea de ferrocarril central y a ruta N° 5 Brigadier General Fructuoso Rivera, para posterior distribución de productos.
- Acceso a curso de agua del Río Negro.

Por otro lado, dentro del marco de investigaciones locales realizadas para esta nota técnica, el Proyecto de fin de carrera de los alumnos Bulanti, Kigel, Novelli y Regules de la Universidad de Montevideo [28], plantea la instalación y operación de una planta de hidrógeno y amoníaco verdes con una producción anual de 380 ton de hidrógeno verde que se utilizaría para transporte pesado, y 830 ton de amoníaco verde que se utilizaría para producir fertilizantes. Luego de sus estudios realizados, los mismos plantean una ubicación similar próxima a Pueblo Centenario en el departamento de Durazno, ya que alegan proximidad a Ruta N° 5 y ferrocarril central, acceso a línea de subtransmisión de media tensión proveniente de la central de Rincón del Bonete, acceso a Río Negro, acceso a fuentes laborales, salud y servicios, y posibilidad de ampliaciones futuras de la planta. Por lo que se verifica que estudios realizados de forma independiente concuerdan que la localización planteada es una buena alternativa.