



Ministerio  
de Transporte  
y Obras Públicas



JOINT SDG FUND



**Ausenco**



# UNDP-URY-00012: Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay

## Producto 7: Reporte Final

20 de diciembre de 2024

Proyecto N° 108159-01

Documento N° 108159-01-P7-R0

Rev. 0

**Ausenco**

108159-01-P7-R0

UNDP-URY-00012

Revisión 0

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)

Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM)

## *Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay*

## Producto 7: Reporte Final

20 de diciembre del 2024

### Revisiones

Rev.	Fecha	Descripción	Preparado por (Ausenco-SEG)	Revisado por (Ausenco-SEG)	Aprobado por (Ausenco-SEG)	Revisado por (Cliente)	Aprobado por (Cliente)
A	02-12-24	Emitido para revisión interna	O. Robles, F. Gonzalez, S. Wong, A. Parkinson, R. Benavides, L. Rosales, C. Saba, C. Balderrama, M. Ordenes, V. León	C. Martinez			
B	19-12-24	Emitido para revisión cliente	O. Robles, F. Gonzalez, C. Martinez	C. Martinez	S. Bermúdez		
0	20-12-24	Aprobado cliente Emitido para uso	O. Robles, F. Gonzalez, C. Martinez	C. Martinez	S. Bermúdez		

---

## Descargo de Responsabilidad

*Este informe fue encargado por el PNUD a investigadores independientes. Según las normas aplicadas por el PNUD en todo el mundo, los autores de estos informes gozan de completa independencia editorial, y aplican criterios de objetividad e imparcialidad en sus análisis.*

*El análisis y las recomendaciones de políticas contenidos en este informe no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, de su Junta Ejecutiva o de sus Estados miembros. Se agradece la difusión y reproducción en cualquier medio, con indicación de la fuente.*

*Este informe de consultoría fue elaborado por Ausenco y SEG Ingeniería. Las opiniones y recomendaciones expresadas en este documento no reflejan necesariamente las posiciones de las instituciones contraparte, ni obligan al Estado uruguayo.*

*Los escenarios de exportación analizados son únicamente hipótesis consideradas en el marco de los estudios realizados sin que esto implique compromiso del Estado uruguayo respecto a volúmenes de producción y exportación.*

*Ausenco y SEG no han validado, ni verificado la veracidad de la información de base de origen público y/o provista por el Cliente ni de los reportes, informes u otros documentos de cualquier naturaleza preparados por el Cliente o por terceros que han sido utilizados como información de base para el desarrollo de esta consultoría, por lo cual, Ausenco y SEG no asumen ningún tipo de responsabilidad por el contenido de dicha información de base y resultados obtenidos como consecuencia de su utilización.*

*El presente estudio fue realizado en el marco de una consultoría de alto nivel que pretende analizar los comportamientos generales de la cadena de valor de los derivados de hidrógeno verde. Los cálculos y estimaciones presentadas en este documento tienen un carácter referencial, no suplantando diseños de ingeniería y por lo tanto no deben ser utilizados para el desarrollo de proyectos.*

*Proyecciones financieras y otras, análisis y conclusiones presentados en este documento, en la medida en que estén basados en supuestos o que conciernen a futuros eventos o circunstancias sobre las cuales Ausenco y SEG no poseen control, son inciertas, y por su naturaleza, han de ser tratadas como tal. Ausenco y SEG no brindan garantía alguna en cuanto a dichas proyecciones, análisis y conclusiones.*

*Este documento y su contenido son exclusivamente para información y beneficio del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM), para quien ha sido preparado, y con el propósito particular previamente solicitado por el MIEM a Ausenco. Cualquier modificación, uso, disposición u otro propósito distinto de MIEM y/o un tercero al documento y su contenido entregado por Ausenco, no será responsabilidad de este último.*

## Tabla de Contenido

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>Objetivos de la consultoría .....</b>	<b>16</b>
2.1	Objetivo General.....	16
2.2	Objetivos Específicos .....	16
<b>3</b>	<b>Objetivos de este documento .....</b>	<b>16</b>
<b>4</b>	<b>Definiciones y Abreviaturas .....</b>	<b>17</b>
<b>5</b>	<b>Información Base de origen público .....</b>	<b>21</b>
5.1	Disponibilidad de CO <sub>2</sub> Biogénico .....	21
5.2	Fuentes de Agua .....	22
5.3	Mapa Solar .....	23
5.4	Mapa Eólico .....	26
5.5	Riesgos .....	27
5.6	Áreas de Conservación .....	27
<b>6</b>	<b>Caracterización de la infraestructura y red logística existente.....</b>	<b>29</b>
6.1	Red de Transmisión Eléctrica .....	29
6.2	Red Carretera .....	30
6.2.1	Dimensiones Máximas de Vehículos de Transporte de Carga .....	31
6.2.2	Pesos Máximos de Vehículos de Transporte de Carga .....	31
6.2.3	Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas .....	32
6.2.4	Corredores Autorizados para la circulación de bitrenes y tritrenes. ....	33
6.3	Red Ferroviaria .....	33
6.4	Puertos y accesibilidad .....	34
6.4.1	Infraestructura portuaria existente .....	34
6.4.2	Conectividad marítima y fluvial.....	38
6.5	ANCAP .....	39
<b>7</b>	<b>Línea Base.....</b>	<b>42</b>
7.1	Definición preliminar de escenarios de producción .....	42
7.2	Base de Datos Geoespaciales .....	42
7.2.1	Metodología .....	42
7.3	Demanda de materias primas.....	47
7.4	Corredores logísticos existentes .....	48
<b>8</b>	<b>Análisis de Ubicaciones.....</b>	<b>50</b>
8.1	Zonas de Generación.....	50
8.1.1	Potencial de generación eólico.....	51
8.1.2	Potencial de generación solar .....	52
8.1.3	Resumen de potenciales zonas de generación renovable.....	54
8.1.4	Análisis territorial .....	54
8.2	Zonas de Electrólisis .....	65
8.3	Zonas de Plantas Industriales .....	68
8.3.1	Criterios para determinación de Potenciales escenarios de localización de Hubs de producción y exportación.....	69
8.3.2	Potenciales Zonas de Ubicación de Hub Industriales.....	71
8.3.3	Análisis Territorial.....	72
8.4	Corredores de Pipelines .....	82
8.4.1	Criterios para ubicación preliminar de corredores de pipelines .....	82
8.4.2	Identificación de áreas de Servidumbre .....	82

8.4.3	Identificación de requerimientos de Permisos .....	83
8.4.4	Trazado de tuberías .....	83
8.4.5	Análisis territorial .....	86
8.5	Puertos .....	95
8.5.1	Potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria .....	95
8.5.2	Estrategias logísticas de transporte y exportación .....	98
<b>9</b>	<b>Criterios de seguridad y Análisis de riesgo .....</b>	<b>100</b>
9.1	Consideraciones de seguridad del Hidrógeno y derivados .....	100
9.1.1	Hidrógeno .....	100
9.1.2	CO <sub>2</sub> .....	100
9.1.3	Metanol .....	101
9.1.4	Amoniaco .....	101
9.2	Criterios de Seguridad en la conducción de sustancias peligrosas .....	101
9.3	Criterios de Manejo de CO <sub>2</sub> .....	103
9.4	Criterios de Manejo de H <sub>2</sub> .....	104
9.5	Criterios de almacenamiento de Metanol y Jetfuel .....	105
9.5.1	Consideraciones generales para Parques de Almacenamiento en Tierra (AGS) .....	105
9.5.2	Sistema de Protección contra incendios .....	106
9.5.3	Consideraciones Ambientales en caso de derrames .....	108
9.6	Análisis de Riesgo de localizaciones propuestas .....	109
9.6.1	Electrolizadores .....	110
9.6.2	Hub industriales .....	113
9.6.3	Zonas de generación .....	115
9.6.4	Corredor de pipeline y líneas eléctricas .....	117
<b>10</b>	<b>Análisis Técnico-Económico .....</b>	<b>119</b>
10.1	Generación de energía renovable .....	119
10.1.1	Análisis técnico .....	119
10.1.2	Análisis económico .....	123
10.2	Transmisión Eléctrica .....	125
10.2.1	Análisis técnico .....	125
10.2.2	Análisis económico .....	127
10.3	Electrolizadores .....	127
10.3.1	Análisis Técnico – Métodos de Electrólisis .....	127
10.3.2	Análisis Económico .....	129
10.4	Transporte Carretero .....	130
10.4.1	Aspectos generales .....	130
10.4.2	CO <sub>2</sub> .....	131
10.4.3	Hidrogeno .....	136
10.4.4	Metanol .....	142
10.4.5	Jetfuel .....	145
10.4.6	Urea .....	147
10.5	Transporte Ferroviario .....	149
10.5.1	Aspectos generales .....	149
10.5.2	CO <sub>2</sub> .....	152
10.5.3	Hidrogeno .....	157
10.5.4	Metanol .....	163
10.5.5	Jetfuel .....	166
10.5.6	Urea .....	168
10.6	Transporte Hidroviario .....	170
10.6.1	Aspectos generales .....	170
10.6.2	CO <sub>2</sub> e Hidrógeno .....	171
10.6.3	Metanol y jetfuel .....	171
10.6.4	Urea .....	176
10.6.5	Costos Portuarios .....	179

10.7	Transporte por Tuberías.....	180
10.7.1	Aspectos generales.....	180
10.7.2	Análisis Técnico - CO <sub>2</sub> .....	182
10.7.3	Análisis técnico - Hidrógeno.....	184
10.7.4	Análisis Técnico - Metanol y jetfuel.....	185
10.7.5	Análisis económico.....	186
10.8	Comparación de Costos de Transporte.....	193
10.8.1	CO <sub>2</sub> .....	193
10.8.2	Hidrogeno.....	193
10.8.3	Metanol.....	193
10.8.4	Jetfuel.....	193
10.8.5	Urea.....	194
10.8.6	Casos comparativos.....	194
10.9	Plantas Industriales.....	196
10.10	Puertos de Exportación.....	200
10.10.1	Criterios Generales de Evaluación.....	200
10.10.2	Potenciales Puertos de Exportación.....	201
10.10.3	Requerimientos del Muelle de Exportación.....	202
10.10.4	Requerimientos de la Terminal en Tierra.....	204
10.10.5	Análisis de Amenaza y Seguridad en Tanques de Almacenamiento en Tierra.....	205
10.10.6	Análisis técnico del Puerto de Montevideo.....	210
10.10.7	Análisis técnico del Puerto Suroeste.....	218
10.10.8	Resumen Comparativo.....	220
10.10.9	Análisis Económico de potenciales Puertos de Exportación.....	223
<b>11</b>	<b>Desarrollo del Modelo de Optimización.....</b>	<b>224</b>
11.1	Inputs y supuestos del Modelo.....	224
11.1.1	Consideraciones.....	224
11.1.2	Zonas.....	227
11.1.3	Distancias.....	229
11.1.4	Costos.....	238
11.2	Arquitectura del Modelo.....	257
11.2.1	Programación Lineal y Open Solver.....	258
11.2.2	Funcionamiento del Modelo.....	259
11.3	Interfaz del modelo.....	262
<b>12</b>	<b>Resultados y Análisis de Modelaciones.....</b>	<b>267</b>
12.1	Configuraciones analizadas.....	267
12.2	Resultados obtenidos.....	268
12.2.1	Tablas resumen.....	268
12.2.2	Esquemas de configuraciones más relevantes.....	272
12.3	Análisis de sensibilidad.....	278
12.3.1	Uso de la hidrovía.....	278
12.3.2	Capacidad del ferrocarril.....	279
12.3.3	Aumento de calado de Canal Martín García.....	279
12.3.4	Aumento de calado hasta Paysandú.....	280
12.3.5	Objetivos de producción.....	281
12.3.6	Caso sin Ductos.....	282
12.3.7	Caso sin refinería.....	287
12.3.8	Escalabilidad.....	288
12.3.9	Tablas resumen.....	291
<b>13</b>	<b>Infraestructuras compartidas.....</b>	<b>294</b>
<b>14</b>	<b>Observaciones y Conclusiones.....</b>	<b>297</b>
<b>15</b>	<b>Anexos.....</b>	<b>303</b>

## Tablas

<b>Tabla 4-1: Abreviaturas.</b>	<b>17</b>
<b>Tabla 5-1: Cantidad de CO2 disponible por empresa, y su respectiva localización geográfica.</b>	<b>21</b>
<b>Tabla 5-2: Comparación entre modelos de radiación solar.</b>	<b>24</b>
<b>Tabla 6-1: Información relevante de las líneas ferroviarias disponibles en el país.</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 7-1. Información espacial incorporada en la base de datos para la línea base del proyecto.</b>	<b>42</b>
<b>Tabla 7-2: Estimación de materias primas necesarias para ambos escenarios de exportación.</b>	<b>48</b>
<b>Tabla 7-3: Demanda y generación energética.</b>	<b>48</b>
<b>Tabla 8-1: Datos de viento en zonas seleccionadas.</b>	<b>52</b>
<b>Tabla 8-2: Potencial eólico en las zonas seleccionadas respecto al promedio de Uruguay.</b>	<b>52</b>
<b>Tabla 8-3: Generación PV promedio para cada zona.</b>	<b>53</b>
<b>Tabla 8-4: Generación PV promedio respecto al promedio en Uruguay.</b>	<b>54</b>
<b>Tabla 8-5: Generación renovable respecto al promedio en Uruguay.</b>	<b>54</b>
<b>Tabla 8-6. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las áreas de generación analizadas.</b>	<b>56</b>
<b>Tabla 8-7. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las áreas de generación analizadas.</b>	<b>57</b>
<b>Tabla 8-8. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de importancia para las aves para cada una de las áreas de generación analizadas.</b>	<b>58</b>
<b>Tabla 8-9: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las áreas de generación analizadas.</b>	<b>59</b>
<b>Tabla 8-10. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las áreas de generación analizadas.</b>	<b>60</b>
<b>Tabla 8-11. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las áreas de generación analizadas.</b>	<b>61</b>
<b>Tabla 8-12. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las áreas de generación analizadas.</b>	<b>62</b>
<b>Tabla 8-13. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las áreas de generación analizadas.</b>	<b>63</b>
<b>Tabla 8-14. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las zonas de hubs industriales.</b>	<b>74</b>
<b>Tabla 8-15. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas.</b>	<b>75</b>
<b>Tabla 8-16: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las zonas de hubs industriales.</b>	<b>76</b>
<b>Tabla 8-17. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las zonas de hubs industriales.</b>	<b>77</b>
<b>Tabla 8-18. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas.</b>	<b>78</b>

Tabla 8-19. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas .....	79
Tabla 8-20. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas .....	80
Tabla 8-21 Corredores deseleccionados por criterio económico .....	84
Tabla 8-22 Corredores preliminares para pipelines .....	85
Tabla 8-23. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada uno de los corredores de pipelines. ....	87
Tabla 8-24. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada uno de los corredores de pipelines. ....	88
Tabla 8-25: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada uno de los corredores de pipelines. ....	89
Tabla 8-26. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada uno de los corredores de pipelines.....	90
Tabla 8-27. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada uno de los corredores de pipelines.....	91
Tabla 8-28. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada uno de los corredores de pipelines. ....	92
Tabla 8-29. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada uno de los corredores de pipelines. ....	93
Tabla 9-1: Niveles de riesgo IREE .....	109
Tabla 9-2: Niveles de riesgo población .....	110
Tabla 9-3: Porcentaje de zonas de electrolisis con un nivel de riesgo 1 (IREE y población). ....	112
Tabla 9-4: Porcentaje de zonas de Hubs Industriales con un nivel de riesgo 1 (IREE y población). ....	114
Tabla 9-5: Porcentaje de zonas de generación con un nivel de riesgo 1 (IREE y población). ....	116
Tabla 9-6: Porcentaje de corredores de pipeline con un nivel de riesgo 1 (IREE y población) .....	118
Tabla 10-1: Horizonte de tiempo considerado para el análisis de las diferentes etapas de la cadena de valor de los derivados de Hidrógeno. ....	119
Tabla 10-2: Comparación del recurso renovable respecto al promedio de Uruguay. ....	120
Tabla 10-3: Factor de capacidad eólico para cada zona. ....	121
Tabla 10-4: Generación y factor de capacidad solar para cada zona.....	122
Tabla 10-5: Capex y Opex de la generación renovable. ....	125
Tabla 10-6: Tarifa referencial para el transporte de energía en líneas AT de 500 [kV]. ....	127
Tabla 10-7: Capex y Opex de electrolizadores.....	129
Tabla 10-8: Parámetros generales del Opex para todos los productos. ....	131
Tabla 10-9: Agrupaciones de fuentes de CO <sub>2</sub> . ....	133
Tabla 10-10: Flota de camiones de transporte de CO <sub>2</sub> , en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.....	134
Tabla 10-11: Tarifas referenciales del transporte de CO <sub>2</sub> por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. ....	135

Tabla 10-12: Tarifas referenciales del transporte de CO <sub>2</sub> por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa].	136
Tabla 10-13: Flota de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.	138
Tabla 10-14: Tarifas referenciales del transporte de Hidrogeno gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa].	139
Tabla 10-15: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].	139
Tabla 10-16: Flota de camiones de transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.	140
Tabla 10-17: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].	141
Tabla 10-18: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].	142
Tabla 10-19: Tamaño de flota de camiones de transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.	143
Tabla 10-20: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 25-500 [ktpa].	144
Tabla 10-21: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 1.000-6.600 [ktpa].	145
Tabla 10-22: Tamaño de flota de camiones para transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.	146
Tabla 10-23: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en [USD/ton/km].	146
Tabla 10-24: Tamaño de flota de camiones de transporte de Urea, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.	148
Tabla 10-25: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en [USD/ton/km].	148
Tabla 10-26: Parámetros generales del Opex de transporte ferroviario, para todos los productos.	150
Tabla 10-27: Parámetros fijos para la estimación de Roundtrip de todos los productos.	151
Tabla 10-28: Roundtrip para el transporte ferroviario de todos los productos, según la distancia a recorrer.	151
Tabla 10-29: Agrupaciones de fuentes de CO <sub>2</sub> .	153
Tabla 10-30: Vagones y trenes para transporte de CO <sub>2</sub> , en función de la capacidad anual y la distancia de transporte (formato: vagones – trenes).	155
Tabla 10-31: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de CO <sub>2</sub> en [USD/ton/km], para el rango de 10-200 [ktpa].	155
Tabla 10-32: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de CO <sub>2</sub> en [USD/ton/km], para el rango de 300-5.500 [ktpa].	156
Tabla 10-33: Vagones y trenes, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.	158
Tabla 10-34: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa].	159
Tabla 10-35: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].	159

Tabla 10-36: Vagones y trenes para transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.....	161
Tabla 10-37: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 2-100 [ktpa].....	162
Tabla 10-38: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 250-1.500 [ktpa]. ....	162
Tabla 10-39: Vagones y trenes para el transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de producción y la distancia de transporte. ....	164
Tabla 10-40: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 25-500 [ktpa].....	165
Tabla 10-41: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. ....	165
Tabla 10-42: Vagones y trenes para el transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual [ktpa] y la distancia de transporte [km]. ....	166
Tabla 10-43: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Jetfuel en [USD/ton/km]. ....	167
Tabla 10-44: Vagones y trenes para el transporte de Urea, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.....	169
Tabla 10-45: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Urea [USD/ton/km]. ....	169
Tabla 10-46: flota de barcasas (unitarias) de metanol. ....	173
Tabla 10-47: Flota de tankers pequeños de metanol. ....	173
Tabla 10-48: Flota de tankers medianos de metanol. ....	173
Tabla 10-49: Flota de barcasas (unitarias) de jetfuel. ....	173
Tabla 10-50: Flota de tankers pequeños de jetfuel. ....	173
Tabla 10-51: Flota de tankers medianos de jetfuel. ....	174
Tabla 10-52: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por barcaza. ....	174
Tabla 10-53: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker pequeño. ....	175
Tabla 10-54: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker mediano. ....	175
Tabla 10-55: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por barcasas. ....	175
Tabla 10-56: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker pequeño.....	175
Tabla 10-57: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker mediano.....	176
Tabla 10-58: Flota de barcasas (unitarias) para transporte de urea. ....	178
Tabla 10-59: Flota de buques graneleros Handysize para transporte de urea. ....	178
Tabla 10-60: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por barcaza jumbo. ....	179
Tabla 10-61: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por buque Handysize. ....	179
Tabla 10-62: Costos portuarios referenciales por producto prorrateado por distancia de navegación en [USD/ton/km]. Incluye puerto de carga y puerto de descarga. ....	180
Tabla 10-63: Especificaciones de Calidad del CO2 en EEUU.....	182
Tabla 10-64 Corredores para Pipelines .....	186
Tabla 10-65 Escenarios de transporte .....	187
Tabla 10-66 Porcentaje de terreno con sobre costo por corredor .....	189

Tabla 10-67: Tarifas referenciales para el transporte de CO <sub>2</sub> por pipelines [USD/ton/km].	191
Tabla 10-68: Tarifas referenciales para el transporte de Hidrógeno por pipelines [USD/ton/km].	192
Tabla 10-69: Tarifas referenciales para el transporte de Metanol por pipelines [USD/ton/km].	192
Tabla 10-70: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de transporte hidroviario, ferroviario y por ductos, caso: Paysandú – Montevideo.	194
Tabla 10-71: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de líneas de transmisión vs transporte por ductos, caso: Norte – Fray Bentos.	196
Tabla 10-72: Formulas de estimación de Capex para plantas industriales según su capacidad (SB) indicada en [ktpa].	198
Tabla 10-73: Factores para estimación de Opex según productos.	199
Tabla 10-74: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton].	199
Tabla 10-75: Características generales del Tanker de cisterna grande considerado.	202
Tabla 10-76: Volúmenes de Exportación Portuaria y Ocupación del Muelle para Escenarios de Estudio.	203
Tabla 10-77: Largo Mínimo Estimado de Frente de Atraque para cada Escenario de Estudio.	204
Tabla 10-78: Parámetros y resultados del análisis de amenaza de explosión.	207
Tabla 10-79: Resumen Comparativo Cualitativo – Análisis Técnico.	222
Tabla 11-1: Rango de producciones admisibles como parámetro de entrada al modelo.	224
Tabla 11-2: Factores de capacidad para parques solares y eólicos según zona de generación.	225
Tabla 11-3: Medios de Transporte según sustancia a transportar.	225
Tabla 11-4: Parámetros para cálculo de restricción ferroviaria en el modelo.	226
Tabla 11-5: Distancia considerada para redes de transmisión, en km, para cada combinación de Zonas de Generación y electrolizadores.	230
Tabla 11-6: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.	231
Tabla 11-7: Distancias por carretera, en km, entre Fuentes de CO <sub>2</sub> y Zonas de Plantas Industriales.	232
Tabla 11-8: Distancias por carretera, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.	233
Tabla 11-9: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.	234
Tabla 11-10: Distancias por ferrocarril, en km, entre Fuentes de CO <sub>2</sub> y Zonas de Plantas Industriales.	235
Tabla 11-11: Distancias por ferrocarril, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.	236
Tabla 11-12: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Electrólisis y Zonas de Plantas Industriales.	237
Tabla 11-13: Distancias por pipelines, en km, entre Fuentes de CO <sub>2</sub> y Zonas de Plantas Industriales.	238
Tabla 11-14: Distancias por pipelines, en km, entre Zonas de Plantas Industriales y Puertos.	238
Tabla 11-15: Costos de Generación Renovable, por MW de Potencia Instalada.	239
Tabla 11-16: Costos de Transmisión eléctrica, en [USD/GW/km].	239

Tabla 11-17: Costos de electrolizadores. ....	239
Tabla 11-18: Tarifas referenciales del transporte de CO <sub>2</sub> por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. ....	240
Tabla 11-19: Tarifas referenciales del transporte de CO <sub>2</sub> por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa]. ....	240
Tabla 11-20: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. ....	241
Tabla 11-21: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. ....	241
Tabla 11-22: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. ....	242
Tabla 11-23: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. ....	243
Tabla 11-24: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa]. ....	243
Tabla 11-25: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. ....	244
Tabla 11-26: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en USD/ton/km. ....	244
Tabla 11-27: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en USD/ton/km. ....	245
Tabla 11-28: Tarifas referenciales del transporte de CO <sub>2</sub> por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa]. ....	246
Tabla 11-29: Tarifas referenciales del transporte de CO <sub>2</sub> por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa]. ....	246
Tabla 11-30: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. ....	247
Tabla 11-31: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. ....	247
Tabla 11-32: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa]. ....	248
Tabla 11-33: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 250-1.500 [ktpa]. ....	248
Tabla 11-34: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 25-500 [ktpa]. ....	249
Tabla 11-35: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por ferrocarril, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-6.600 [ktpa]. ....	250
Tabla 11-36: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por ferrocarril, en USD/ton/km. ....	250
Tabla 11-37: Tarifas referenciales del transporte de Urea por ferrocarril, en USD/ton/km. ....	251
Tabla 11-38: Tarifas referenciales del transporte de CO <sub>2</sub> por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-2.500 [ktpa]. ....	251
Tabla 11-39: Tarifas referenciales del transporte de CO <sub>2</sub> por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 3.000-9.500 [ktpa]. ....	252
Tabla 11-40: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 50-250 [ktpa]. ....	252

Tabla 11-41: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 500-1.500 [ktpa].	253
Tabla 11-42: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 100-750 [ktpa].	253
Tabla 11-43: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por pipelines, en USD/ton/km, para el rango de 1.000-5.500 [ktpa].	254
Tabla 11-44: Costos incrementales de producción para Metanol, Urea y Jetfuel (en Hub y en refinería), según el rango de producción, en [USD/ton].	254
Tabla 11-45: Costos all-in de exportación de productos desde puertos.	256
Tabla 12-1: Resumen de resultados obtenidos por run (Id)	270
Tabla 12-2: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada (CPNA: Costo Presente Neto Anual)	271
Tabla 12-3: Resumen de resultados obtenidos para los análisis de sensibilidad. Nomenclatura de corrida (Id) en secciones correspondientes.	292
Tabla 12-4: Indicadores de costos totales por componente para cada corrida realizada del análisis de sensibilidad (CPNA: Costo Presente Neto Anual)	293
Tabla 15-1: Factores de conversión para la estimación de necesidades de H2.	304
Tabla 15-2: Factores de conversión para la estimación de necesidades de CO2.	304
Tabla 15-3: Consumo de agua por proceso para la producción de H2.	304
Tabla 15-4: Consumo de agua para la producción de Hidrogeno y sus derivados.	305
Tabla 15-5: Parámetros fijos para la estimación de flota de camiones de transporte de las diversas sustancias.	306
Tabla 15-6: Tiempo de Viaje en horas por cada camión de transporte, según la distancia total del tramo a cubrir, para los distintos tipos de sustancias.	306
Tabla 15-7: Capex asociado a cada camión según la sustancia a transportar, en USD.	307
Tabla 15-8: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte carretero.	307
Tabla 15-9: Capex y Opex de plantas de licuefacción de Hidrógeno.	308
Tabla 15-10: Parámetros fijos para la estimación de vagones y trenes para el transporte de las diversas sustancias.	309
Tabla 15-11: Capex asociado al transporte ferroviario según la sustancia a transportar, en USD.	310
Tabla 15-12: Parámetros principales para la estimación de Opex de transporte ferroviario.	310
Tabla 15-13: Características generales para barcas y convoys referenciales de transporte de los distintos productos.	312
Tabla 15-14: Características generales para buques referenciales de transporte de los distintos productos.	312
Tabla 15-15: Rutas de navegación y distancias.	313
Tabla 15-16: Parámetros considerados para tiempos de ciclo de embarcaciones.	313
Tabla 15-17: Capex y Opex asociado al transporte de Metanol y Jetfuel por hidrovía.	314
Tabla 15-18: Capex y Opex asociado al transporte de Urea por hidrovía.	315

## Figuras

<b>Figura 5-1: Mapa de acuíferos del Uruguay.</b>	<b>23</b>
<b>Figura 5-2: Potencial solar fotovoltaico.</b>	<b>25</b>
<b>Figura 5-3: Densidad de potencial eólico a 150 [m] de altura.</b>	<b>26</b>
<b>Figura 5-4: Índice de riesgos por eventos extremos, disponible en portal SINAIE.</b>	<b>27</b>
<b>Figura 6-1: Mapa del sistema eléctrico de Uruguay.</b>	<b>29</b>
<b>Figura 6-2: Principales rutas de la red carretera de Uruguay.</b>	<b>31</b>
<b>Figura 6-3: Peso Máximo de vehículos de carga por tipo de vehículo.</b>	<b>32</b>
<b>Figura 6-4: Corredores autorizados para la circulación de camiones de 48 toneladas.</b>	<b>32</b>
<b>Figura 6-5: Corredores autorizados para circulación de Bitren-Tritren.</b>	<b>33</b>
<b>Figura 6-6: Puertos de Uruguay.</b>	<b>35</b>
<b>Figura 6-7: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Montevideo.</b>	<b>36</b>
<b>Figura 6-8: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Nueva Palmira.</b>	<b>36</b>
<b>Figura 6-9: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Fray Bentos.</b>	<b>37</b>
<b>Figura 6-10: Canales de accesos y conectividad fluviomarítima</b>	<b>39</b>
<b>Figura 6-11: Plantas y Terminales administrados por ANCAP.</b>	<b>40</b>
<b>Figura 7-1: Mapa web interactivo desarrollado para la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de línea de base.</b>	<b>44</b>
<b>Figura 7-2: Herramienta de medición utilizada para determinar la distancia entre dos puntos y la ..</b>	<b>45</b>
<b>Figura 7-3: Herramienta de filtro utilizada sobre la capa de acuíferos. A la izquierda, se observa la</b>	<b>45</b>
<b>Figura 7-4: Visualización de capas disponibles de información espacial.</b>	<b>46</b>
<b>Figura 7-5: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario A.</b>	<b>47</b>
<b>Figura 7-6: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario B.</b>	<b>48</b>
<b>Figura 7-7: Eje hidroviario litoral oeste (izquierda); Eje ferroviario central + Línea litoral (derecha).</b>	<b>49</b>
<b>Figura 8-1: Potenciales zonas seleccionadas.</b>	<b>50</b>
<b>Figura 8-2: Potencial Eólico en [W/m<sup>2</sup>] a 100 [m] de altura.</b>	<b>51</b>
<b>Figura 8-3: Potencial de generación PV (kWh/kWp por día).</b>	<b>53</b>
<b>Figura 8-4: Potenciales zonas para la ubicación de electrolizadores (áreas celestes).</b>	<b>66</b>
<b>Figura 8-5: Potenciales zonas seleccionadas para la ubicación de Hubs Industriales.</b>	<b>72</b>
<b>Figura 8-6 Esquema de corredores (original y con desección de opciones)</b>	<b>84</b>
<b>Figura 8-7 Mapa corredores de pipelines estimados</b>	<b>85</b>
<b>Figura 8-8: Ubicaciones relevantes asociadas a potenciales terminales portuarias y proyectos previstos de producción a corto/mediano plazo.</b>	<b>96</b>
<b>Figura 8-9: Bahía de Montevideo, y potenciales emplazamientos.</b>	<b>97</b>
<b>Figura 8-10: Emplazamientos considerados a lo largo del río Uruguay.</b>	<b>98</b>
<b>Figura 8-11: Potenciales estrategias logísticas de exportación en base a análisis de localizaciones</b>	<b>99</b>

Figura 9-1: Zonas definidas para electrolizadores (a), IREE (b) y Población (c).	111
Figura 9-2: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para electrolizadores.	112
Figura 9-3: Zonas definidas para Hub Industriales (a), IREE (b) y Población (c).	113
Figura 9-4: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para HUB industriales.	114
Figura 9-5: Zonas definidas para generación (a), IREE (b) y Población (c).	115
Figura 9-6: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación.	116
Figura 9-7: Zonas definidas para corredor pipeline y líneas eléctricas (a), IREE (b) y Población (c).	117
Figura 9-8: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación.	118
Figura 10-1: (a) Potencial Eólico en [W/m <sup>2</sup> ], a 100 [m] de altura. (b) Potencial de generación PV [kWh/kWp] por día.	120
Figura 10-2: Curva de potencia del aerogenerador referencial de 5,9 MW.	121
Figura 10-3: Distribución de la inversión para la instalación de parques eólicos. Elaboración propia.	123
Figura 10-4: Evolución del Opex de un parque eólico a lo largo de la vida útil. Elaboración propia.	124
Figura 10-5: Distribución de la inversión para la instalación de parques fotovoltaicos. Elaboración propia.	124
Figura 10-6: Potenciales zonas para generación y electrólisis. También se muestran las líneas de alta tensión (500 [kV] rojo, 150 [kV] azul).	126
Figura 10-7: Interior de un electrolizador alcalino con su Balance of Plant (BoP).	129
Figura 10-8: Distribución de fuentes de CO <sub>2</sub> en comparación con red carretera.	132
Figura 10-9: Agrupaciones de Fuentes de CO <sub>2</sub> , según la cercanía entre ellas.	132
Figura 10-10: Camiones referenciales de transporte de CO <sub>2</sub> criogénico: (a) Chart (b) Inoxcva.	134
Figura 10-11: Camiones referenciales de transporte de H <sub>2</sub> Gaseoso: (a) Worthington (b) Hexagon.	137
Figura 10-12: Camiones referenciales de transporte de H <sub>2</sub> Líquido: (a) Chart (b) Cryolor.	140
Figura 10-13: Camiones referenciales de transporte de Metanol: (a) LBT – inc. (b) Tremcar.	143
Figura 10-14: Camiones referenciales de transporte de Urea: (a) Feldbinder (b) Stoughton.	147
Figura 10-15: Distribución de fuentes de CO <sub>2</sub> en comparación con red ferroviaria.	152
Figura 10-16: Agrupaciones de Fuentes de CO <sub>2</sub> , según la cercanía entre ellas.	153
Figura 10-17: Vagones referenciales de transporte de CO <sub>2</sub> criogénico: (a) VTG (b) Cryovat.	154
Figura 10-18: Transporte de Hidrogeno en estado gaseoso por ferrocarril ofrecida por Nprox.	157
Figura 10-19: Vagones referenciales para transporte de combustibles líquidos: (a) Wascosa. (b) Trinity Rail.	164
Figura 10-20: Vagones referenciales para transporte de graneles sólidos: (a) Freightcar America. (b) Wascosa.	168
Figura 10-21: Convoy de 9 barcasas más remolcador.	172
Figura 10-22: Tanker referenciales para el transporte de combustibles líquidos. (a) Wisbe Wave. (b) Clase Chempool 25 Modelo Bow Titanium.	172
Figura 10-23: Convoy de barcasas jumbo de graneles sólidos.	177

Figura 10-24: Buque granelero Handysize (ilustrativo).	177
Figura 10-25: Corredores para Pipelines.	187
Figura 10-26: Comparativa entre costos presentes netos anuales unitarios de transporte de Hidrógeno por ductos y líneas de transmisión (LAT), en [USD/tonH <sub>2</sub> /km].	196
Figura 10-27: Fórmula de ajuste de Capex, por tamaño de planta.	197
Figura 10-28: Gráfico de Capex de Plantas industriales según capacidad.	198
Figura 10-29: Ejes logísticos y puertos potenciales de exportación (destacados en rojo).	201
Figura 10-30: Selección de capacidad estándar de tanques de almacenamiento.	205
Figura 10-31: Estimación del tamaño de estanque de 50.000 [ton] de capacidad de metanol.	205
Figura 10-32: Zona de amenaza de radiación térmica por explosión (bola de fuego, BLEVE).	210
Figura 10-33: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (en tierra).	211
Figura 10-34: Potenciales Ubicaciones Disponibles para la Terminal de Almacenamiento en la Bahía de Montevideo.	212
Figura 10-35: Potenciales Ubicaciones en la Bahía de Montevideo para la Terminal de Exportación (frentes de atraque).	212
Figura 10-36: Zona Ampliada para posible ubicación de Puerto Greenfield.	219
Figura 11-1: Zonas de Generación Renovable.	227
Figura 11-2: Zonas de electrólisis (la zona 6 ha sido descartada debido a disponibilidad de agua).	228
Figura 11-3: Macrozonas de Plantas Industriales y localizaciones referenciales asociada a cada una.	228
Figura 11-4: Fuentes de CO <sub>2</sub> existentes en Uruguay, y su respectiva disponibilidad.	229
Figura 11-5: Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas.	231
Figura 11-6: Red de Ferrocarriles del Uruguay.	234
Figura 11-7: Corredores de Pipelines considerados para la estimación de distancias.	237
Figura 11-8: Diagrama esquemático de las variables consideradas en el Modelo.	257
Figura 11-9: Open Solver, complemento de Excel utilizado para el desarrollo del Modelo.	259
Figura 11-10: Pestaña de entrada "Básica"	262
Figura 11-11: Pestaña de entrada "Avanzada" (primera parte)	263
Figura 11-12: Pestaña de entrada "Avanzada" (segunda parte)	264
Figura 11-13: Pestaña de resultados "Potencia" (ejemplo)	265
Figura 11-14: Pestaña de resultados "Urea" (ejemplo)	266
Figura 12-1: Simbología de diagramas con resultados	272
Figura 12-2: Id 1/3 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO <sub>2</sub> , producción y exportación	273
Figura 12-3: Id 2 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO <sub>2</sub> , producción y exportación	274
Figura 12-4: Id 8 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO <sub>2</sub> , producción y exportación	275

<b>Figura 12-5: Id 10/12 - Esquemas generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación</b>	<b>276</b>
<b>Figura 12-6: Id 17 - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación</b>	<b>277</b>
<b>Figura 12-7: Escalabilidad - Esquemas de generación, electrolisis, transportes, CO2, producción y exportación (fase 1 en panel inferior izquierdo y fase 2 en panel inferior derecho)</b>	<b>290</b>
<b>Figura 14-1: Configuraciones óptimas de producción y exportación para escenario A – Fase 1 (izquierda); Escenario A – Fase 2 (centro); y escenario B (derecha).</b>	<b>301</b>

## 1 Introducción

De acuerdo con lo presentado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay (MIEM, 2022) y de conocimiento de Ausenco-SEG, Uruguay posee grandes ventajas competitivas para ser un productor relevante de hidrógeno verde y derivados, tanto para el mercado local como para su exportación por varias razones:

- Disponibilidad del recurso renovable: Uruguay tiene un gran potencial para instalar nueva capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, principalmente eólica y solar fotovoltaica (ver Figura 2). El país cuenta con un muy buen recurso combinado eólico y solar, tanto por su complementariedad diaria como estacional; lo anterior permite obtener altos factores de capacidad en el electrolizador y bajos costos de producción de hidrógeno.
- Experiencia en generación de energías renovables: Uruguay ya posee amplia experiencia en la generación de energías renovables y ha alcanzado prácticamente la descarbonización de la generación de energía eléctrica. La participación promedio de renovables en la matriz eléctrica fue del 94% en el período entre 2016 y 2022, considerando los años extremadamente secos del 2020 al 2022 (aproximadamente 44% es de origen hidroeléctrico), y llegando a ser del 98% en años con regímenes de lluvia medios.
- Disponibilidad de agua: Uruguay cuenta con alta disponibilidad de agua dulce por pertenecer a la Cuenca del Plata, segunda más grande de Sudamérica y sexta en el mundo, así como por el régimen de precipitaciones anuales. Vale destacar que la demanda de agua necesaria para la producción de hidrógeno verde es notoriamente menor respecto a las demandas de los sectores agrícolas e industriales en el país.
- Disponibilidad de CO<sub>2</sub> Biogénico: Uruguay cuenta con disponibilidad de CO<sub>2</sub> biogénico, asociada a instalaciones industriales que utilizan biomasa para producir energía, la cual puede ser aprovechada para la producción de productos derivados del H<sub>2</sub>. Las plantas industriales que producen esta fuente de CO<sub>2</sub> biogénico, se encuentran ubicadas en la proximidad de zonas con buena disponibilidad de recursos renovables, siendo este un aspecto relevante en la producción de los derivados del H<sub>2</sub>.
- Infraestructura y logística: el país cuenta con centrales hidroeléctricas, infraestructura de red de transporte de energía eléctrica y fácil acceso a biomasa, que pueden permitir una producción competitiva de combustibles sintéticos. También se cuenta con infraestructura portuaria estratégica, teniendo salida al océano Atlántico a través del puerto de Montevideo, con una logística ya desarrollada y establecida, y conectividad con el sistema hidroviario Paraná-Paraguay a través del Puerto de Nueva Palmira.
- Estabilidad financiera y atractivo para inversiones: Uruguay es un país de una fuerte institucionalidad, con fortaleza financiera, atractivo y abierto a la inversión privada nacional e internacional, con marcos regulatorios claros y estables y gran estabilidad sociopolítica, constituye un destino confiable para hacer negocios.

Es decir, Uruguay cuenta con todos los ingredientes necesarios, ya desarrolló su primera revolución energética y logró descarbonizar su matriz eléctrica. Ahora el desafío es continuar hacia una segunda transición, para lo cual la industria del hidrógeno verde tendrá un rol central ya que es uno de los caminos principales hacia la descarbonización del sector industrial, del transporte y de la industria de fertilizantes.

Teniendo en cuenta este contexto, esta consultoría busca generar insumos y recomendaciones para la elaboración de políticas públicas que promuevan el desarrollo de

una industria exportadora de energía en base al hidrógeno verde y mediante 3 vectores específicos definidos como el e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes.

---

## 2 Objetivos de la consultoría

### 2.1 Objetivo General

Esta consultoría tiene como objetivo general el generar insumos y recomendaciones respecto a localizaciones, aspectos logísticos e infraestructura para la producción y exportación de e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes, con la finalidad de elaborar políticas públicas que faciliten el mejor desarrollo de proyectos en la cadena de valor. En especial sobre:

- Políticas de Ordenamiento territorial (Ministerio de Ambiente, Dirección Nacional de Ordenamiento Territorial, Gobiernos Departamentales), donde se visualizarán zonas para: a) generación de energía solar y eólica, b) instalación de electrolizadores, c) instalación del componente industrial de la cadena de producción.
- Infraestructuras comunes que puedan bajar costos y facilitar la inversión de futuros proyectos.

### 2.2 Objetivos Específicos

- Análisis de localizaciones para las instalaciones de los proyectos de producción y exportación de e-metanol, e-fuels y e-fertilizantes en función de los recursos disponibles por zona geográfica, sus costos de generación, transporte y otras variables relevantes.
- Análisis técnico-económico del transporte de materias primas y productos en toda su cadena de producción hasta los puertos de exportación.
- Optimización de la ubicación de instalaciones y estrategia logística, y análisis de infraestructuras comunes para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

---

## 3 Objetivos de este documento

Este documento corresponde al Producto 6 del proyecto “Análisis en logística, infraestructura y localizaciones para la cadena de valor de derivados de hidrógeno verde en Uruguay”. El mismo tiene como objetivo presentar un avance del reporte final, el cual compila los estudios, análisis y resultados desarrollados a lo largo de los productos generados de esta consultoría.

En particular, se presentan los estudios realizados relativos a:

- Recopilación y análisis de informaciones de base
- Caracterización de la infraestructura existente
- Definición de la línea de base
- Análisis de localizaciones para los componentes de la cadena de valor de los derivados de hidrógeno

- Análisis técnico-económico de las instalaciones y transporte de materias primas y productos
- Análisis de riesgos
- Modelo de optimización
- Análisis de infraestructuras compartidas

## 4 Definiciones y Abreviaturas

Se lista a continuación las abreviaturas consideradas en el presente documento.

**Tabla 4-1: Abreviaturas.**

Abreviatura	Definición
OHSA	Administración de Seguridad y salud Ocupacional de EEUU
UTE	Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
IEA	Agencia Internacional de Energía
ASME	American society of Mechanical Engineers
NH <sub>3</sub>	Amoniaco
ALUR	Alcoholes del Uruguay
DINARA	Áreas potenciales protegidas
ANCAP	Asociación Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego
ANP	Asociación Nacional de Puertos
Bar (a)(g)	Bares (absoluto) (relativa o manométrica)
BS	British Standard
Cu	Cobre
CFR	Código Federal de Regulaciones
CARU	Comisión Administradora del Río Uruguay
VOC	Compuesto Orgánico Volatil
DNV	Det Norske Veritas
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
DINACEA	Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental
DINAMIGE	Dirección Nacional de Minería y Geología

Abreviatura	Definición
DINARA	Dirección Nacional de Recursos Acuáticos
USD	Dólares Americanos
SOE	Electrólisis de Óxido Sólido
ELY	Electrolizador
FISQ	Fichas Internacionales de Seguridad Química
FC	Factor de Capacidad
GIS	Geographical information System
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural
CNG	Gas Natural Comprimido
GW	Gigawatts
ha	Hectáreas
H <sub>2</sub>	Hidrogeno
GH <sub>2</sub>	Hidrogeno Gaseoso
LH <sub>2</sub>	Hidrogeno Líquido
hr	Hora
IREE	Índice de riesgo por eventos extremos
IDEUY	Infraestructura de datos espaciales de Uruguay
IDLH	Inmediatamente peligrosa para la vida y la salud
IMFIA	Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental
NIOSH	Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional
ICSC	International Chemical Safety Cards
IMPCA	International Methanol Producers & Consumers Association
ISO	International Standardization Organization
kg	Kilogramos
km	Kilómetros
ktpa	Kilotoneladas métricas anuales
kV	Kilovatio
kWh	Kilowatt hora
lbs	Libras

Abreviatura	Definición
Psi (a)(g)	Libra por pulgada cuadrada (absoluto) (relativa o manométrica)
LEL	Límite Explosivo Inferior
UEL	Límite de Inflamabilidad Superior
MW	Megawatts
PEM	Membrana de Electrolito Polimérico
AEM	Membrana de Intercambio Aniónico
m	Metros
m <sup>3</sup>	Metro Cúbico
m <sup>2</sup>	Metro Cuadrado
MeOH	Metanol
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
mm	Milímetros
MUSD	Millones de dólares americanos
mmcf	Millones de metros cúbicos
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
Mtpa	Millones de toneladas por año
PL	Modelo de Programación Lineal
MWD	Montevideo
NFPA	National Fire Protection Association
NOx	Óxido de Nitrógeno
PPM	Partes por millón
PDVSA	Petróleos de Venezuela
CAFS	Sistema de espuma de aire comprimido
CMS	Sistema de Control, Mando y Señalización
SNAP	Sistema Nacional de Áreas Protegidas
ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales
SO / SW	Suroeste
ton	Toneladas
TKB	Tonelada-Kilómetro por litro de combustible
tpa	Toneladas por año

Abreviatura	Definición
TCP	Terminal Cuenca del Plata
TGU	Terminal Granelera de Uruguay
TGM	Terminal Granelero Montevideo
tpd	Toneladas por día
UN	Unidad
UIC	Unión Internacional de Ferrocarriles
ZEP	Zero Emissions Platform
Zn	Zinc

## 5 Información Base de origen público

### 5.1 Disponibilidad de CO<sub>2</sub> Biogénico

Para cuantificar la cantidad de CO<sub>2</sub> disponible en Uruguay, se utilizó como base lo estipulado en el informe “Análisis de disponibilidad de CO<sub>2</sub> para la producción de derivados de H<sub>2</sub> verde en Uruguay”, realizado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), el cual indica que el total de emisiones de CO<sub>2</sub> estimadas para el 2024 es de 21,3 [Mtpa]. Sin embargo, por temas de factibilidad técnica durante el proceso de captura, solo se consideraron las emisiones de CO<sub>2</sub> biogénico y de CO<sub>2</sub> no biogénico inevitable, que totalizan 11,3 [Mtpa], y se distribuyen a lo largo del país en las siguientes industrias:

**Tabla 5-1: Cantidad de CO2 disponible por empresa, y su respectiva localización geográfica<sup>1</sup>.**

Categoría	Empresa	Latitud	Longitud	Emisiones CO2 [Mtpa]
Aserradero	Arboreal/ Frutifor	-31.75	-56.04	0.09
Aserradero	Lumin	-31.64	-55.90	0.26
Aserradero	Urufor	-30.94	-55.55	0.10
Aserradero	Fymnsa	-31.07	-55.75	0.06
Aserradero	Otros aserraderos			0.13
Biocombustibles	Planta bioetanol ALUR	-32.26	-58.08	0.15
Biocombustibles	Planta ALUR Bella Unión	-30.33	-57.62	0.15
Biogás	Estancias del lago	-33.25	-56.60	0.02
Cal	Cementos del plata	-33.09	-54.54	0.08
Cal	CYCUSA	-34.35	-55.24	0.01
Cemento	ANCAP Minas	-34.40	-55.29	0.05
Cemento	Cementos artigas	-34.38	-55.28	0.21
Cemento	Cielo Azul	-33.11	-54.45	0.00*
Cemento	ANCAP Paysandú	-32.26	-58.08	0.05
Cerveza	Fábricas nacionales de cerveza	-34.40	-55.32	0.01
Electricidad	Bioener	-30.94	-55.56	0.04
Electricidad	Fenirol	-31.70	-55.93	0.04
Electricidad	Galofer	-33.25	-54.40	0.04
Electricidad	Otros electricidad			0.02**
Frigorífico	Frigorífico Las piedras	-34.68	-56.30	0.02
Frigorífico	Frigorífico Tacuarembó	-31.70	-55.94	0.02
Frigorífico	Frigorífico BPU	-33.38	-56.59	0.01
Frigorífico	Frigorífico Pando	-34.69	-55.98	0.01
Frigorífico	Frigorífico Marfrig	-34.27	-57.59	0.01
Frigorífico	Otros frigoríficos			0.12**
Pasteras	UPM 1	-33.12	-58.26	2.54

<sup>1</sup> Datos de referencia en base a emisiones del año 2022.

Categoría	Empresa	Latitud	Longitud	Emisiones CO2 [Mtpa]
Pasteras	UPM 2	-32.86	-56.53	3.90
Pasteras	Montes del Plata	-34.18	-58.04	2.91

\* Información pública disponible indica una producción de 0 Mtpa para cementera Cielo Azul.

\*\* Información pública disponible no indica ubicación para las fuentes indicadas.

## 5.2 Fuentes de Agua

Para la producción de hidrógeno y derivados se debe utilizar agua tanto para la producción como para la operación, en particular el enfriamiento. Los grandes cuerpos de agua como el Río Uruguay y el Río Negro resultan fuentes convenientes debido a que sus caudales son ampliamente superior a los volúmenes necesarios.

El uso de tomas y/o embalses dentro de cuencas hidrográficas y cursos de agua menores a los ríos mencionados son una opción viable tal como lo expresa el estudio *Evaluación y Perspectivas del Uso del Agua para la Producción de Hidrógeno Verde y Derivados en el Marco de la Hoja de Ruta del Uruguay* realizado por IMFIA<sup>2</sup>. Se desprende de este estudio que es viable la utilización de agua superficial en varias localizaciones sin generar estrés hídrico<sup>3</sup> y que, en caso de que sea necesario, se debe considerar el uso de embalses pequeños para uso en sitio. Por lo tanto, se asume que las fuentes de agua deben ser analizadas a nivel de cada proyecto de hidrogeno de manera particular y no se considerará dentro del alcance de este estudio.

Por último, el uso de agua subterránea puede ser una opción como complemento, abasteciendo parcialmente el agua demandada por los proyectos futuros. En base a la información disponible en la Dirección Nacional de Minería y Geología (DINAMIGE), la Figura 5-1 muestra la ubicación de los principales acuíferos de Uruguay y características.

<sup>2</sup> IMFIA, *Producto 1: Escenarios de uso y consumo del recurso hídrico asociados a la hoja de ruta de H2 verde de Uruguay y caracterización global de la oferta del recurso hídrico*, Agosto 2024.

<sup>3</sup> Según definición entregada por IRENA (2023) en *Water for Hydrogen Production*, el estrés hídrico es un indicador de la competencia por el agua entre diferentes usos y sectores, y se mide utilizando la relación entre la extracción total de agua y la oferta disponible de agua dulce renovable.

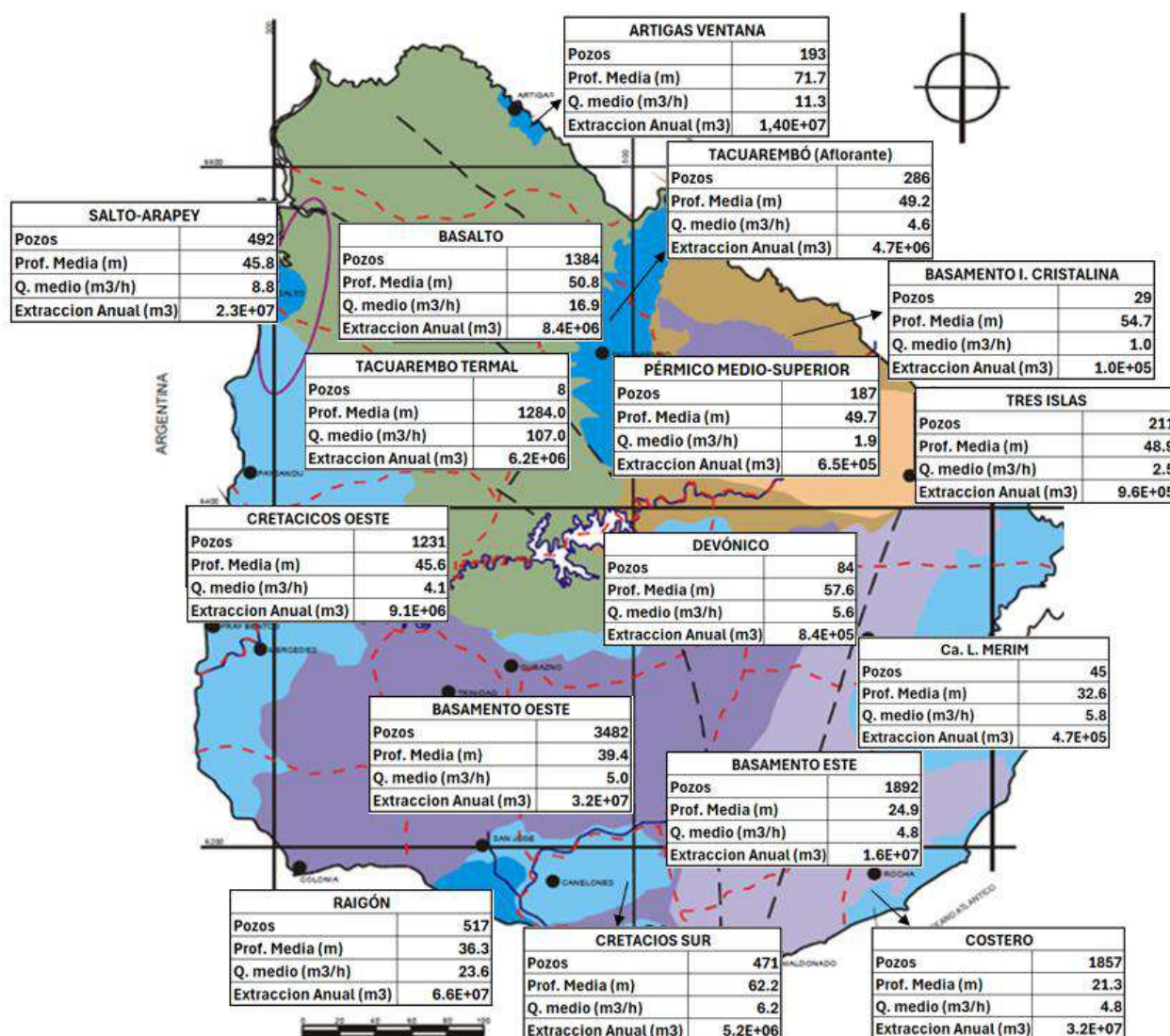


Figura 5-1: Mapa de acuíferos del Uruguay<sup>4</sup>.

### 5.3 Mapa Solar

Para cuantificar el recurso solar en Uruguay se utiliza el Mapa Solar V2 2017 (MSUv2)<sup>5</sup>, el cual trata de un modelo basado en imágenes satelitales, ajustado y validado con medidas en tierra de buena calidad. Sin embargo, los datos disponibles son limitados, mostrando datos de radiación en plano horizontal y a 35°, los cuales no están disponibles en formato GIS. Por otro lado, se encuentran disponibles los datos del Global Solar Atlas, una herramienta para cuantificar el recurso solar a nivel global que fue realizado por la empresa Solargis, coordinado por el World Bank Group. Si bien no tiene validación a nivel local, tiene varios datos de interés como: Generación solar para ángulo óptimo de inclinación en cada sitio,

<sup>4</sup> Fuente: MIEM - DINAMIGE

<sup>5</sup> Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Muse, P., (2014).

mapas en formato GIS y capacidad de procesamiento de datos en la herramienta web, lo cual presenta una gran ventaja para el análisis planteado en esta consultoría.

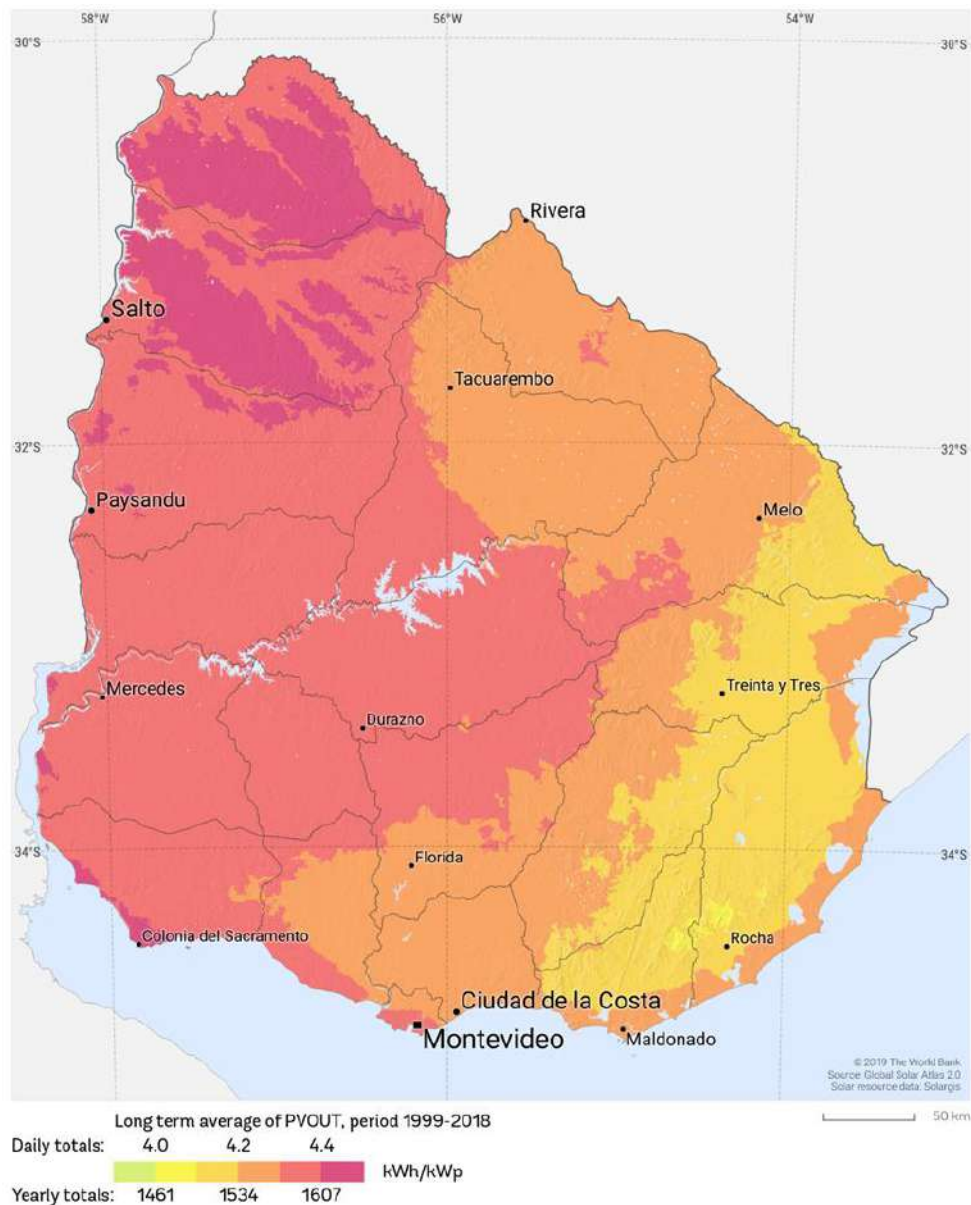
Para analizar la validez de los modelos se busca comparar resultados y observar la consistencia entre los dos modelos. Para esto se selecciona un punto dentro de cada departamento del país y se obtienen los valores de irradiación global en plano horizontal de ambos modelos. Los resultados se muestran en la Tabla 5-2.

**Tabla 5-2: Comparación entre modelos de radiación solar.**

Irradiación global en plano horizontal - GHI (kWh/m <sup>2</sup> .día)			
Departamento	Solar atlas - Solargis	Mapa solar - LES	Error [%]
Durazno	4.80	4.67	2.8%
Montevideo	4.67	4.58	1.9%
Canelones	4.65	4.54	2.4%
Maldonado	4.55	4.46	2.0%
Lavalleja	4.61	4.52	1.9%
Florida	4.74	4.63	2.3%
San José	4.68	4.56	2.6%
Colonia	4.75	4.60	3.1%
Soriano	4.82	4.69	2.7%
Flores	4.79	4.67	2.5%
Durazno	4.78	4.68	2.1%
Cerro Largo	4.71	4.58	2.8%
Treinta y tres	4.60	4.53	1.5%
Rocha	4.57	4.50	1.5%
Tacuarembó	4.73	4.63	2.1%
Rivera	4.81	4.66	3.1%
Paysandú	4.87	4.74	2.6%
Salto	4.92	4.77	3.0%
Artigas	4.96	4.82	2.8%
Promedio	4.74	4.62	2.4%

Se observa que, en promedio, los datos de Solargis sobrestiman la irradiación en 2,4%. Por otro lado, el estudio del MSUv2 (LES) se reporta una incerteza del 2%, por lo cual las diferencias mostradas entre los dos modelos caen dentro de un margen de error aceptable, y entendiendo que el Global Solar Atlas resulta una fuente confiable para cuantificar el recurso solar.

A partir del Global Solar Atlas se obtiene el potencial de generación fotovoltaica en kWh/kWp para Uruguay, indicado en la Figura 5-2.



**Figura 5-2: Potencial solar fotovoltaico.<sup>6</sup>**

Los valores mostrados en el mapa solar indican la producción fotovoltaica para paneles solares con inclinación fija en un ángulo óptimo para la zona en cuestión. Si bien actualmente es usual la implementación de proyectos solares fotovoltaicos con seguidor a un eje, los valores encontrados en el mapa son útiles a modo de comparación entre zonas, pero no como un valor de producción esperado para un parque a instalar.

Como características notables de recurso solar, se observa que en los departamentos de Salto y Artigas se tiene el mayor potencial de generación, mientras la zona sureste es la que muestra el menor potencial.

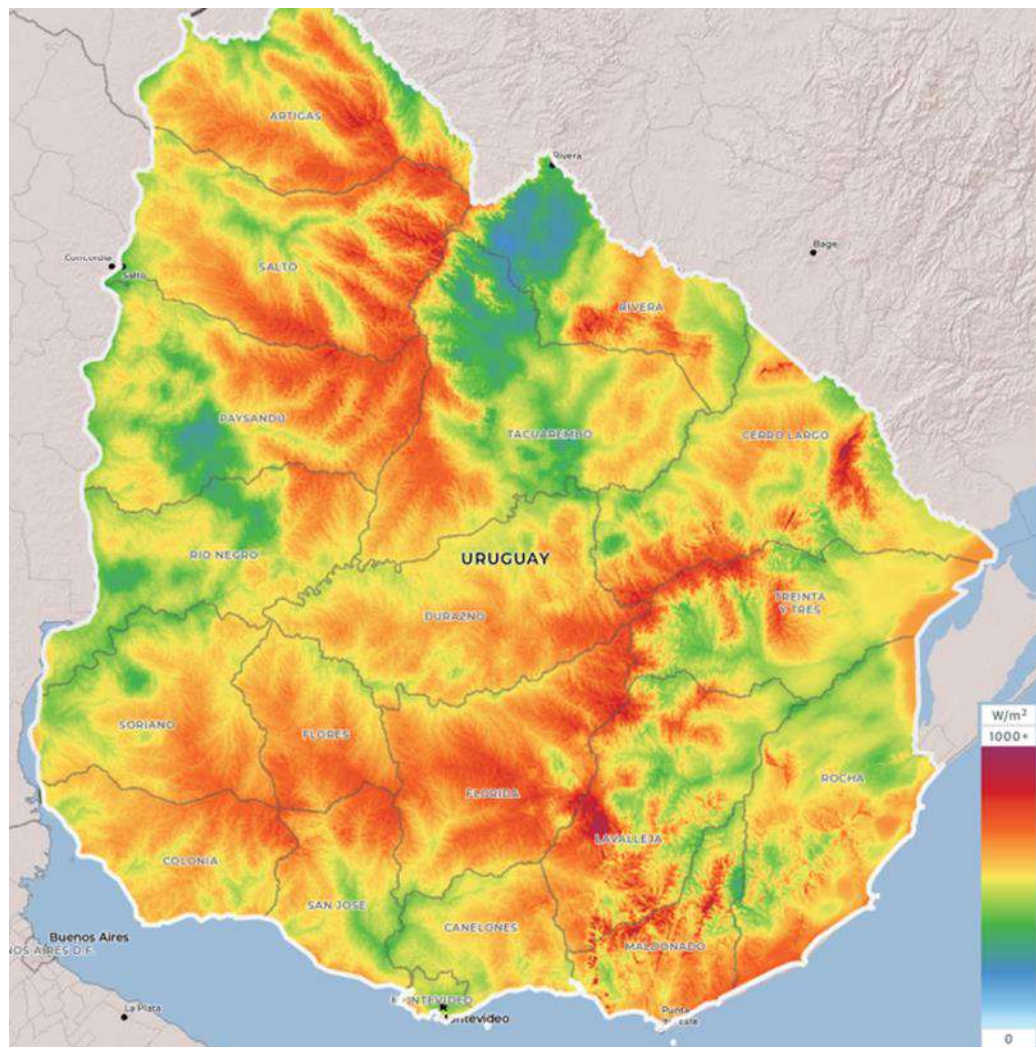
Sin considerar estas áreas más extremas en términos del potencial solar, el potencial del resto del país está comprendido entre 1500 y 1610 [kWh/kWp] en base anual, mostrando una

<sup>6</sup> Fuente: Global Solar Atlas.

variación muy pequeña a lo largo de todo el territorio, únicamente un 6%. Si bien se buscará maximizar la producción fotovoltaica con una zona favorable, la ubicación de los parques fotovoltaicos y su variación en producción no debería ser factor determinante.

#### 5.4 Mapa Eólico

Por otro lado, el recurso eólico presenta variaciones más relevantes en comparación al solar para el territorio uruguayo. La herramienta Global Wind Atlas, realizado por Vortex y DTU para el World Bank Group, permite obtener datos del recurso eólico y realizar análisis de este. En particular se obtiene la densidad de energía en  $\text{W/m}^2$  a 150m de altura como variable para cuantificar el recurso y se muestra en la Figura 5-3.



**Figura 5-3: Densidad de potencial eólico a 150 [m] de altura<sup>7</sup>.**

Evitando las zonas de menor potencial y excluyendo las de mejor potencial, es de esperar que se obtengan valores de densidad de energía eólica de entre 550 y 700  $\text{W/m}^2$  considerados a 150 [m] de altura.

<sup>7</sup> Fuente: Global Wind Atlas.

## 5.5 Riesgos

Como base para el análisis de riesgo, se utilizó la información disponible en el Sistema Nacional de Emergencias (SINAE), del gobierno de Uruguay. Se tomaron los datos asociados al Índice de Riesgos por Eventos Extremos (IREE), desagregados según sección censal. Particularmente en el análisis de las locaciones, se considerará el Factor de Agravamiento (F) que permite dar cuenta de la fragilidad social y la falta de resiliencia y por otra parte el Riesgo Físico (RF) el cual da cuenta de las pérdidas o el daño físico potencial.

Con ello es posible construir un ranking conforme a una sumatoria para cada factor (IREE, F y RF) en cuanto a las locaciones y las secciones censales que interviene o abarca. De esta manera es posible visualizar a aquellas locaciones que alcanzarán un mayor y menor índice según sea cada caso.

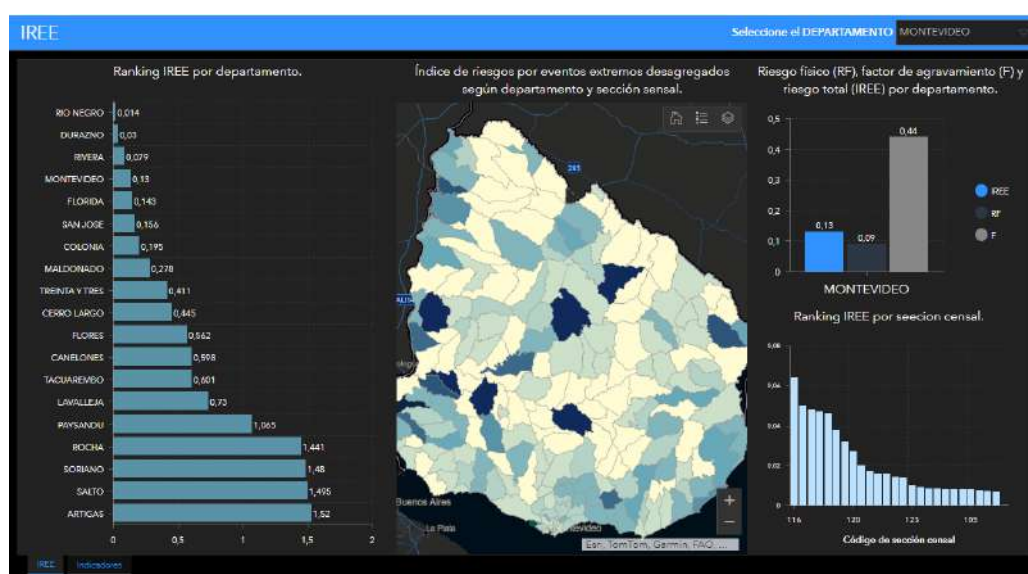


Figura 5-4: Índice de riesgos por eventos extremos, disponible en portal SINAE.

## 5.6 Áreas de Conservación

Para caracterizar las zonas de interés ambiental, y establecer una línea base, se consideraron las siguientes fuentes de información:

- Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP): Las prioridades territoriales del SNAP se definen tomando en cuenta aquellos elementos de la biodiversidad de Uruguay que son considerados prioritarios para la conservación y que permiten maximizar el cumplimiento de sus objetivos de conservación de acuerdo con el Plan estratégico 2015 – 2020 (MVOTMA 2015). Entre sus áreas de protección se encuentran Parques Nacionales, Paisajes Protegidos, Áreas de Manejo de Hábitats y/o Especies, entre otros.
- Red Física del SNAP: Consta de 103 sitios clasificados en los siguientes grupos:
  - Clase 1: Línea de base. Conjunto de sitios de interés que incluyen áreas protegidas ingresadas al SNAP al año 2014.
  - Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020. Conjunto de sitios de interés seleccionados para ingresar al SNAP en el período 2015-2020.

- Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada. Conjunto de sitios de alta prioridad de conservación sobre los que se requiere información adicional acerca de las condiciones socioeconómicas, culturales e institucionales. Esta información definirá su paso a la clase 2.
  - Clase 4: Requerimiento de información adicional. Conjunto de sitios de interés para la conservación sobre los que se requiere nueva información para concretar su potencial contribución a la red de áreas del sistema. Esta información definirá su paso a clase 3 o clase 5.
  - Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación. Conjunto de sitios de interés para el SNAP que no son prioritarios para su ingreso al sistema en el período, pero que deberían ser considerados en otras estrategias de conservación.
  - Sitios RAMSAR: La Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional, denominada Convención de Ramsar, es el tratado intergubernamental que ofrece el marco para la conservación y el uso racional de los humedales y sus recursos. Los sitios RAMSAR en Uruguay son Bañados del este, Laguna de Rocha y Esteros de farrapos e islas del río Uruguay.
  - Programa IBAs (Áreas de Importancia para las aves): El programa IBAs actúa de eje transversal a los proyectos de conservación de Aves Uruguay y ha sido acordado con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP), que será un input para el desarrollo del Sistema. Más de 450 especies de aves han sido registradas en Uruguay, 40 de ellas están amenazadas de extinción.
  - Ecosistemas amenazados y en sitios priorizados: La Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (DINACEA) ha publicado información sobre ecosistemas amenazados, incluyendo el nivel de amenaza que presentan en base al índice de amenaza (críticamente amenazado, en peligro o vulnerable), así como también aquellos ecosistemas en sitios priorizados, áreas acuáticas prioritarias y áreas potenciales protegidas (DINARA – Dirección Nacional de Recursos Acuáticos).
- Nota:*** No fueron considerados los sitios prioritarios de conservación, que, si bien son similares a los ecosistemas amenazados, se recomienda su inclusión en análisis posteriores.
- Sitios de interés patrimonial o arqueológico: Se consideran diversos sitios de interés patrimonial y/o arqueológico, como lo son Geositos, Monumentos Históricos y Sitios de relevamiento Arqueológico.
  - Zonas de recargas de Acuíferos: Dentro de los acuíferos mencionados en el Capítulo 5.2 *Fuentes de Agua*, se tendrá especial consideración con las zonas de recargas de acuíferos, que es donde los acuíferos son más vulnerables, debido a que hay una mayor interacción entre el acuífero y las aguas superficiales, subsuperficiales y subterráneas, haciéndolo más susceptible a la contaminación del recurso hídrico en cuestión.

## 6 Caracterización de la infraestructura y red logística existente

### 6.1 Red de Transmisión Eléctrica

El desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, asociado con el requerimiento de energías renovables sugiere un potencial para la interconexión con la red eléctrica de transmisión del país, donde las variaciones de oferta y demanda puedan equilibrarse en un sistema conjunto. Esto requiere infraestructura y planificación para su factibilidad.

La Figura 6-1 muestra los principales elementos de la red eléctrica del país, en particular las redes de alta tensión. Además, está en construcción una línea de alta tensión en 500 kV para unir Salto, Chamberlain y Tacuarembó, indicada con un trazo punteado, y otra línea que une Tacuarembó con Melo.

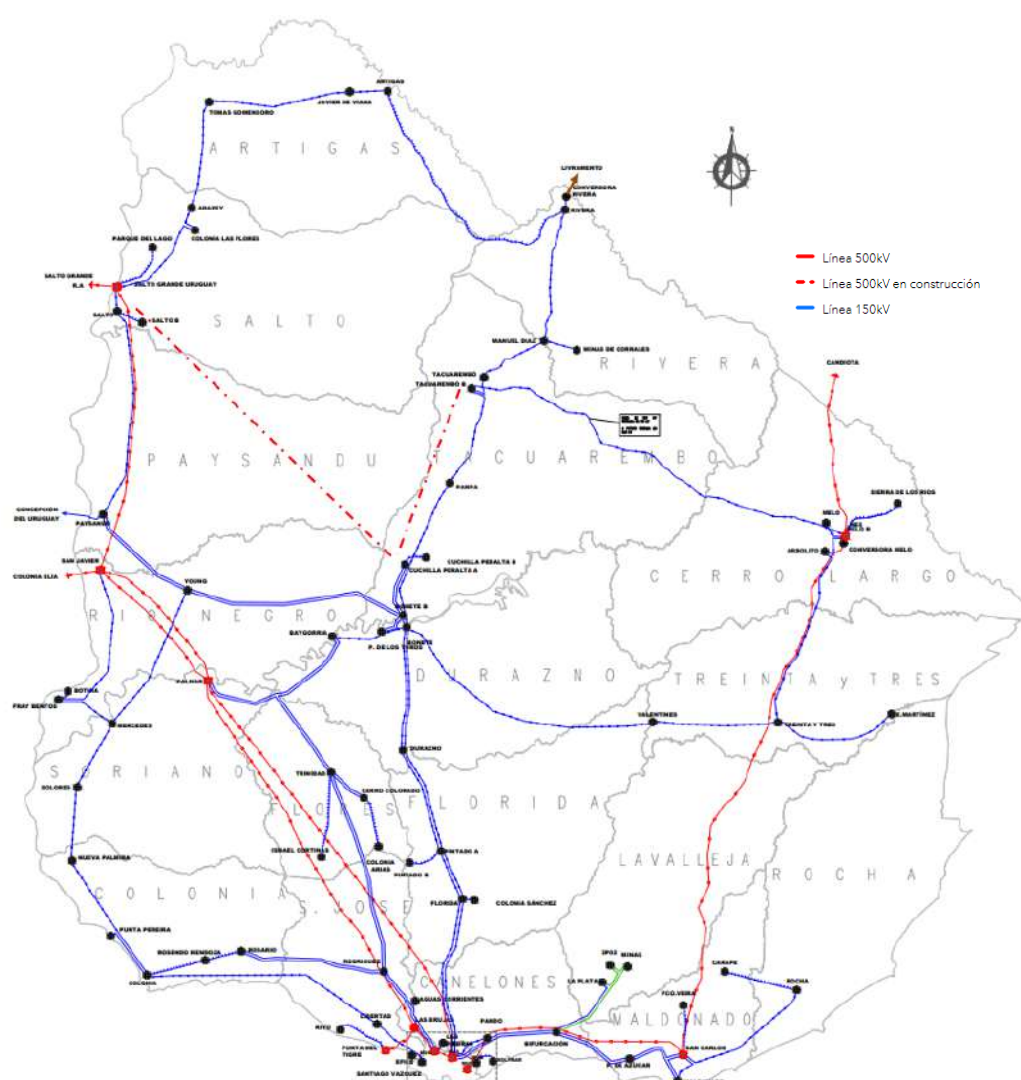


Figura 6-1: Mapa del sistema eléctrico de Uruguay<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Fuente: ADME

Las potencias necesarias para el cumplimiento de los escenarios planteados por el MIEM son muy altas respecto a las potencias manejadas por la red uruguaya (los escenarios propuestos son establecidos en el capítulo 7.1). En el escenario A se consideró electrolizadores con una potencia de 7,4 [GW], mientras que la potencia del escenario B es de 15,6 [GW]. En contraste con las potencias proyectadas, se tiene que la demanda nacional máxima es de 2,2 [GW], indicando que las posibilidades de intercambio de energía son limitadas.

Las posibilidades de intercambio de energía con la red de UTE requieren un análisis específico al momento de plantear una interconexión, en el que se estudian en detalle la viabilidad de compra y venta de energía. Para la posible interconexión con la red de UTE se consideran relevantes las líneas de transmisión de alta tensión (500 [kV] y 150 [kV]). La interconexión implica generar estabilidad a la operación de los electrolizadores, mejorando su tiempo de uso y aprovechando de mejor manera la capacidad instalada de estos equipos. Además, la estabilidad en la producción de hidrógeno implica dar estabilidad a los procesos aguas abajo, como lo son la síntesis de derivados del hidrógeno. La interconexión también trae como ventaja el intercambio de excedentes hacia la red, pudiendo monetizar los excedentes energéticos producidos por la generación eólica y solar.

Los mecanismos de UTE, para determinar la capacidad disponible en la red implican un estudio detallado a la hora de la evaluación de un proyecto. A modo orientativo, a partir de la información intercambiada con UTE, se estima que la potencia disponible en algunos nodos es de 100 MW. Esto implica una capacidad pequeña respecto a la potencia total determinada para los escenarios establecidos. De todas formas, si se considera la posibilidad de tener más de un nodo, y que se pueden desarrollar sucesivos proyectos de menor potencia, la interconexión con la red presenta una ventaja. Si bien para establecer los beneficios económicos de esta interconexión se deberá estar en instancias más avanzadas de desarrollo de los proyectos, en el presente estudio se considera la conexión a la red y la ventaja de ubicar electrolizadores cercanos a líneas de alta tensión.

## 6.2 Red Carretera

Para la caracterización de la red carretera, se consideró la información pública disponible en la página web del Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP). Además, se complementó con la información facilitada por el MTOP a lo largo de la consultoría.

La red carretera de Uruguay cuenta con una extensión actual de 8.833 [km], más 7.692 [km] en obra durante el periodo 2020-2025, bajo el marco del plan nacional de estructura vial 2020-2025. La Figura 6-2 muestra las principales rutas de la red, considerando las rutas que se encuentran en periodo de obra.



Figura 6-2: Principales rutas de la red carretera de Uruguay.

### 6.2.1 Dimensiones Máximas de Vehículos de Transporte de Carga

Existen ciertas restricciones respecto a las dimensiones permitidas para vehículos de carga, tanto generales como específicas para cada tipo de vehículo.

- Restricciones generales para camiones: La altura máxima para camiones es de 4,1 [m], a excepción de ciertos corredores logísticos indicados en el decreto 157/009, donde la altura máxima permitida es de 4,3 [m]. El ancho máximo para camiones de carga es de 2,6 [m].
- Restricciones para camiones simples: Los camiones simples tienen una longitud máxima permitida de 13,2 [m].
- Restricciones para camiones con remolque: Los camiones con remolque tienen una longitud máxima permitida de 20 [m]. Distancia mínima entre ejes dependerá de peso sobre los ejes involucrados.
- Restricciones para tractores con semi-remolque: Los tractores con semi-remolque tienen una longitud máxima permitida de 18,6 [m]. Distancia mínima entre ejes dependerá de peso sobre los ejes involucrados.

### 6.2.2 Pesos Máximos de Vehículos de Transporte de Carga

Los pesos máximos permitidos para transporte dependen del tipo de vehículo y su respectiva distribución de ejes, los cuales se pueden observar con detalle en la Figura 6-3.

Tipo de Vehículo	Peso Bruto		Tipo de Vehículo	Peso Bruto	
	Por Eje (t)	Total (t)		Por Eje (t)	Total (t)
C11		16,5	T11 - S12		45
C12		24	T11 - S3		42
C11 - R11		37,5	T12 - S1		34,5
C11 - R12		45	T12 - S2		42
C12 - R11		45	T12 - S11		45
C12 - R12		45	T12 - S3		45
T11 - S1		27	T12 - S12		45
T11 - S2		34,5	Bitren ***		57
T11 - S11		37,5			

(\*) y (\*\*) Solo en corredores autorizados, resto de red vial se permite un máximo de 22 [ton].  
(\*\*\*) Circulación permitida solo en término del Decreto N°371/011

**Figura 6-3: Peso Máximo de vehículos de carga por tipo de vehículo.**

### 6.2.3 Corredores autorizados para camiones de 48 toneladas

Equipos de configuración T12S3 que cumplan con lo dispuesto en el Decreto N°177/021 pueden circular por los corredores indicados en la Figura 6-4 .



**Figura 6-4: Corredores autorizados para la circulación de camiones de 48 toneladas.**

#### 6.2.4 Corredores Autorizados para la circulación de bitrenes y tritrenes.

La Figura 6-5 muestra los corredores autorizados para la circulación de bitrenes y trenes, los cuales deben ajustarse a lo dispuesto en el decreto N°303/020.

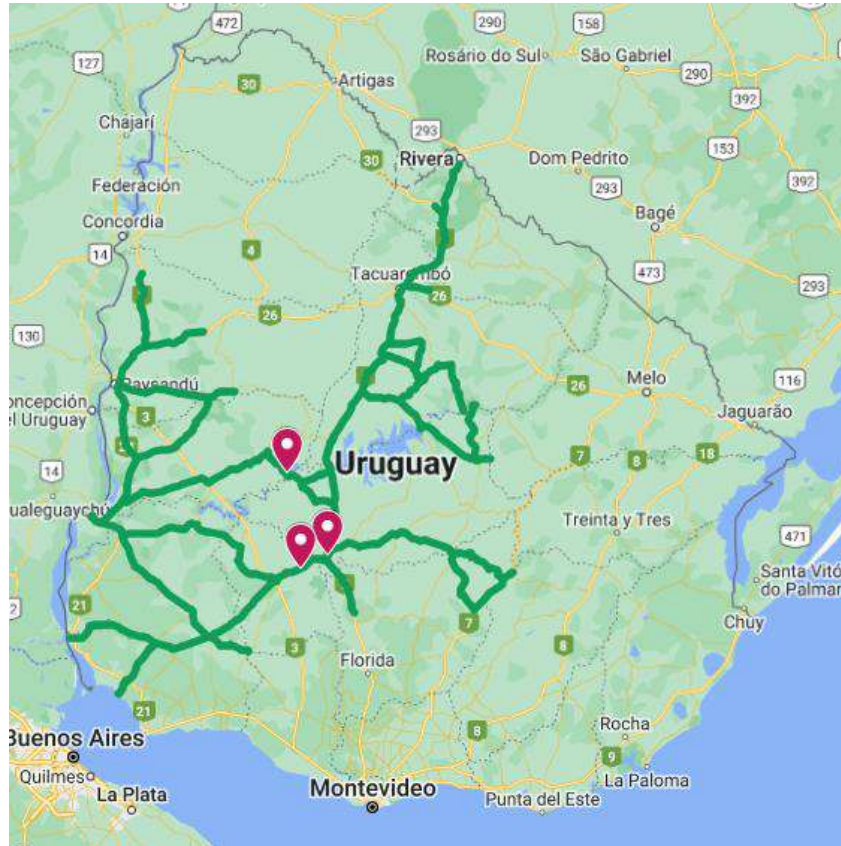


Figura 6-5: Corredores autorizados para circulación de Bitren-Tritren.

#### 6.3 Red Ferroviaria

Para la caracterización de la red ferroviaria, se consideró la información pública disponible en la página web del MTOP. Además, se complementará con la información facilitada por el MTOP a lo largo de la consultoría.

En base al estado de la infraestructura existente en el país, y lo determinado por el MTOP en múltiples instancias, se han determinado las siguientes categorías para la Red Ferroviaria Nacional:

- **Líneas Activas:** Corresponden a líneas que se encuentran activas al día de hoy, y pueden ser utilizadas sin problemas. Está compuesta por la Línea del Ferrocarril Central y la Línea Rivera.
- **Líneas Próximas a estar Activas:** Corresponden a líneas que hoy en día no se encuentran activas, pero que podrían estarlo a corto plazo y, por lo tanto, es factible considerarlas para este estudio. Está compuesta por la Línea Litoral, Línea Minas.
- **Líneas Inactivas:** Corresponden a líneas que hoy en día no se encuentran activas, y que la inversión y plazos para reactivarlas son considerables.

La Tabla 6-1 muestra la información relevante de las líneas mencionadas.

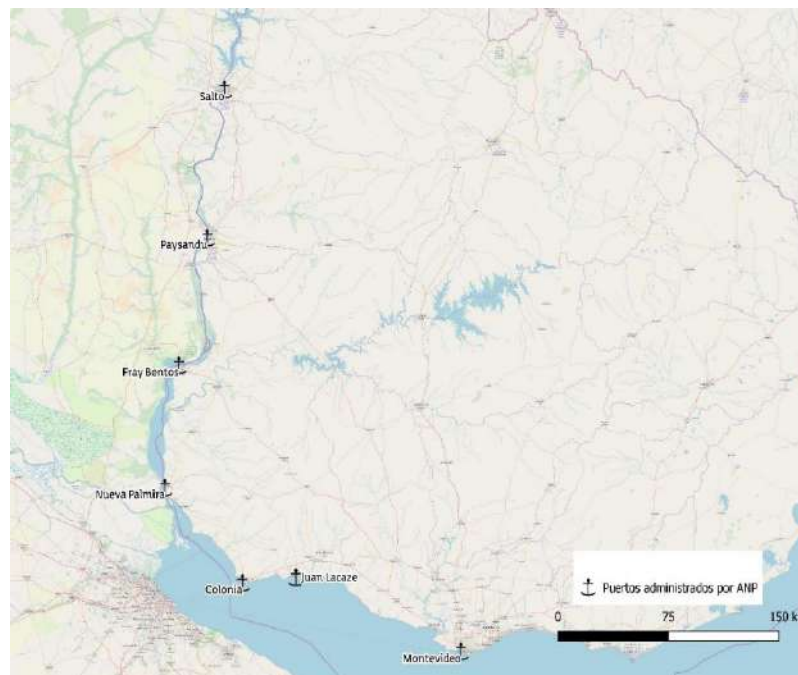
**Tabla 6-1: Información relevante de las líneas ferroviarias disponibles en el país.**

	<b>Ferrocarril Central</b>	<b>Rivera</b>	<b>Litoral</b>	<b>Minas</b>
<b>Trayecto</b>	Paso de los Toros – Puerto de Montevideo	Rivera – Paso de los Toros	Estación Chamberlain – Estación Salto Grande	Estación Peñarol – Estación Minas
<b>Extensión [km]</b>	271	290	303	115
<b>Frecuencia Total</b>	15 + 15 Trenes de carga diaria	Información no disponible	Información no disponible	Información no disponible
<b>Frecuencia Remanente</b>	8 + 8 Trenes de carga diaria	Información no disponible	Información no disponible	Información no disponible
<b>Troncha [mm]</b>	1.435	1.435	1.435	1.435
<b>Longitud Máxima de tren [m]</b>	500	800	400	400
<b>Peso de Trenes [ton/eje]</b>	22,5	18	18	18
<b>Velocidad Promedio [km/hr]</b>	60	40	40	Información no disponible
<b>Rieles</b>	UIC 54 Soldados	UIC 50	UIC 50 y 54	UIC 50
<b>Durmientes</b>	Hormigón	Madera y Acero	Madera y Acero	Madera y Acero
<b>Locomotora</b>	Stadler Euro 4001 de 23,02 [m] de longitud			

## 6.4 Puertos y accesibilidad

### 6.4.1 Infraestructura portuaria existente

Uruguay cuenta con una serie de puertos, tanto fluviales como marítimos, que son de utilidad para el movimiento de distintos tipos de carga. Dentro de los principales puertos marítimos a estudiar en esta consultoría, se encuentran el Puerto de Montevideo y Nueva Palmira, mientras que, dentro de puertos Fluviales, podemos destacar los puertos de Fray Bentos y Paysandú.



**Figura 6-6: Puertos de Uruguay.**

A continuación, se explican con mayor profundidad las características de los principales puertos a considerar en este estudio:

- **Puerto de Montevideo:**

Está ubicado sobre el Río de la Plata en la bahía de la ciudad de Montevideo, sus coordenadas geográficas corresponden a Latitud 34°55'S y Longitud 56°14', y es el principal puerto de trasbordo regional, formando parte del corredor bioceánico Atlántico-Pacífico y conectando con la hidrovía Paraguay-Paraná. Al ser un puerto multipropósito, su operativa incluye contenedores, graneles, pesca, cruceros, transporte de pasajeros, automóviles y carga en general. La Administración Nacional de Puertos (ANP) es la autoridad portuaria propietaria del puerto en su conjunto y responsable de su administración. Es un organismo descentralizado que se vincula con el Poder Ejecutivo a través del MTOP. Los servicios portuarios son prestados en su mayoría por empresas privadas en el régimen de concesiones o permisos para su explotación. Se presta servicios al pasaje, a la carga y al buque.

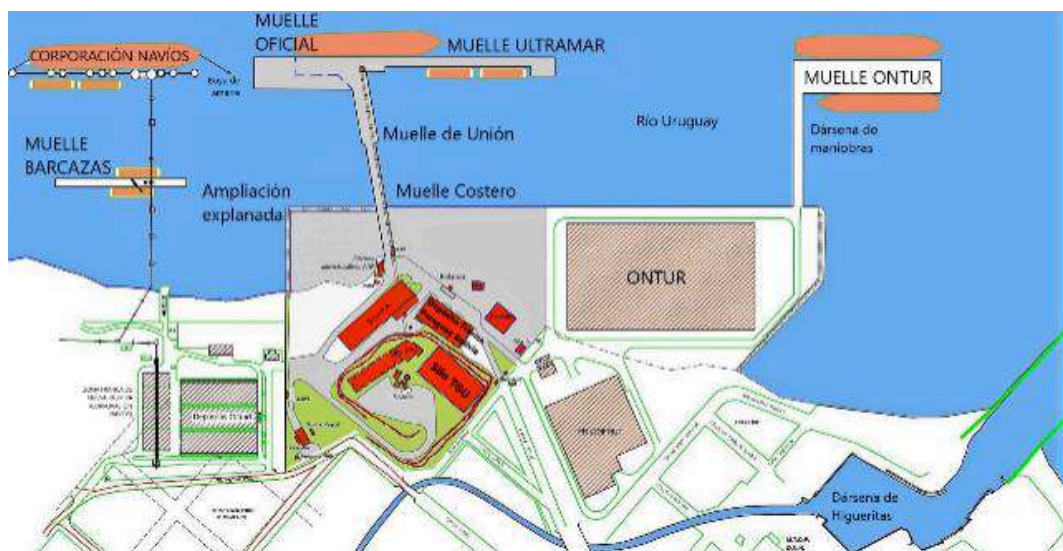
En cuanto al dragado, la flota de dragado de ANP ha llevado a cabo la extensión del Canal de Acceso al Puerto de Montevideo hasta el km. 56.7, y su profundización hasta alcanzar la isobata de -13 [m] (próximamente -14 [m]). El puerto está diseñado de tal manera que, en los muelles administrados por ANP pueden atracar buques de hasta 350 [m] de eslora y de 12 [m] de calado, lo cual permite el atraque de buques tipo Panamax y Postpanamax, mientras que, en los muelles de la terminal privada, Terminal Cuenca del Plata (TCP), pueden atracar buques tipo Super Post Panamax. Dentro de las estructuras más relevantes dentro del puerto, podemos destacar el Muelle multipropósito denominado Muelle C, el viaducto y acceso norte, Terminal Cuenca de la Plata (TCP), Terminal Granelero Montevideo (TGM), la Terminal Pesquera Puerto Capurro, Terminal Portuaria de Celulosa Tebetur S.A y el Puerto Logístico Punta Sayago.



**Figura 6-7: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Montevideo.**

- Puerto de Nueva Palmira:

Ubicado en el km cero de la Hidrovía Paraná – Paraguay, es el segundo puerto uruguayo en volumen de operación. Desde su creación es clave en la navegación de los ríos interiores de América del Sur por sus características fluvio-marítimas, y en la conexión con los corredores bioceánicos que entrelazan las costas atlántica y pacífica. Es el más apto para la carga y descarga de graneles sólidos, cebada, cereales, celulosa, fertilizante sólido y líquido, etc. Comprende en su conjunto el puerto administrado por la Administración Nacional de Puertos, la terminal y puerto privado de Corporación Navíos S.A., ubicado inmediatamente adyacentes aguas abajo, y la terminal de Ontur S.A., localizada al norte, ambos actuando bajo igual régimen de Zona Franca de Nueva Palmira. Dentro de la infraestructura más relevante, podemos destacar el Muelle Ultramar Norte y Sur, Muelle de Cabotaje y el Amarradero de Barcazas.



**Figura 6-8: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Nueva Palmira.**

- **Puerto de Fray Bentos:**

Se encuentra ubicado en la ciudad del mismo nombre, sobre el margen izquierdo del río Uruguay, a 317 km de Montevideo. La distancia a Nueva Palmira es de 92 Km, y a unos 420 km navegables a Montevideo, vía Canal Martín García. Su excelente ubicación geográfica es favorecida aún más por la accesibilidad vial con la que cuenta. Tiene acceso carretero a través de la ruta 2 al sur del país, esta conecta a su vez con la ruta 24 y ésta con la 20 y la 25, espinas dorsales del movimiento maderero. Cuenta con acceso a 2 ramales ferroviarios, que transitan por las zonas de producción forestal y llegan hasta el extremo de ambos muelles (actualmente, la conexión ferroviaria se encuentra inactiva). El aeródromo dista 14 km del puerto. El puerto está próximo al puente internacional Fray Bentos - Puerto Unzué, que permite la conexión más corta de Montevideo con Buenos Aires y facilita la interconexión de cargas entre Uruguay y la zona agrícola e industrial del litoral argentino, hacia el oeste con Chile y hacia el este con Río Grande del Sur en Brasil. Las principales cargas de exportación son maderas en rolos, soja y citrus en pallets, mientras que los principales trasbordos son Oilgas y Nafta Super. Los buques acceden desde el canal de navegación de -6 [m] de profundidad. ANP ha dragado hasta -9 [m] de profundidad sus pasos Punta Caballos, Punta Amarilla, Barrizales y Márquez para los trasbordos en la costa de Punta de Arenales. Dentro de las estructuras más relevantes dentro del puerto, podemos destacar los Muelles de Ultramar y Cabotaje, la Terminal Granelera del Uruguay (TGU) y un área abierta de almacenaje de aproximadamente 2,5 [ha].



**Figura 6-9: Ubicación de las estructuras principales del Puerto de Fray Bentos.**

- Puerto de Paysandú:

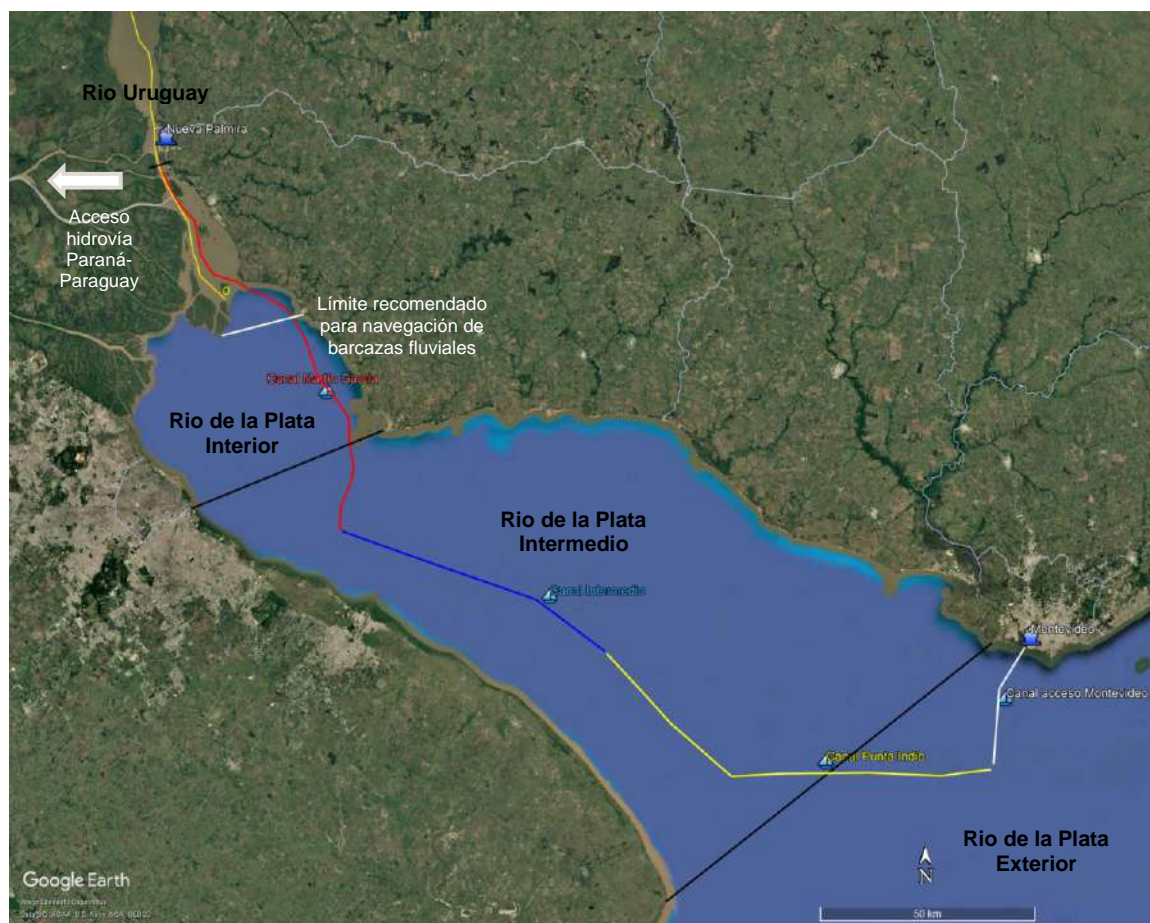
Ubicado en la ciudad de Paysandú, a orillas del río Uruguay y a unos 520 kilómetros navegables de Montevideo (vía Canal Martín García), se posiciona como punto de salida de la producción nacional del norte del país, constituyéndose como el eje del cabotaje nacional en el Río Uruguay, permitiendo la conexión con la Hidrovía Paraguay-Paraná, y con el corredor Bioceánico Central. La terminal portuaria es apta para movilizar graneles como soja, malta, azúcar, cebada cruda, entre otras, y contenedores al contar con una explanada para tales efectos. Está en condiciones de recibir barcasas con conexión desde y hacia Nueva Palmira, Fray Bentos y a terminales portuarias ubicadas en el río Paraná y de ultramar. El puerto de Paysandú ofrece condiciones para operar las 24 hs., 365 días del año, con instalación eléctrica en ambos muelles y torres de iluminación. Desde el año 2010 cuenta con una explanada para la operativa de contenedores, la cual brinda condiciones óptimas para aportar al desarrollo de los sectores productivos y de servicios. Dentro de su infraestructura principal cuenta con un Muelle de Ultramar y un Muelle de Cabotaje.

#### 6.4.2 Conectividad marítima y fluvial

La navegabilidad de buques marítimos a través del Río de la Plata (zona media e interior) y Río Uruguay es posible debido a un sistema de canales dragados de aproximadamente 250 [km] de longitud y 90 [m] de anchura, como se observa en la Figura 6-10. El canal de acceso al puerto de Montevideo cuenta con un calado admisible de 13m, mientras que los canales por el Río de la Plata Intermedio e Interior y Río Uruguay hasta Nueva Palmira cuentan con un calado admisible de 10 [m], lo que permitiría un fácil acceso a buques cisterna pequeños y medianos (parcialmente cargados) de hasta 20.000 o 30.000 [ton] aproximadamente.

Desde Nueva Palmira hasta Fray Bentos, el río Uruguay permite un calado máximo de 7,6 [m], lo cual reduce el tamaño de embarcación admisible y/o el nivel de carga. Finalmente, el tramo hasta Paysandú permite un calado de 5,2 [m]. Por lo tanto, las condiciones actuales del Río Uruguay aguas arriba de Nueva Palmira no hacen factible el ingreso de buques marítimos tipo Tanker, dando posibilidad solo a la utilización de barcasas y/o tankers pequeños de bajo calado en esos tramos. Sin embargo, esta es la situación en base al dragado actual que existe en esta ruta hidroviaria, futuros trabajos de aumento en la profundidad de dragado podrían permitir el ingreso de embarcaciones mayores.

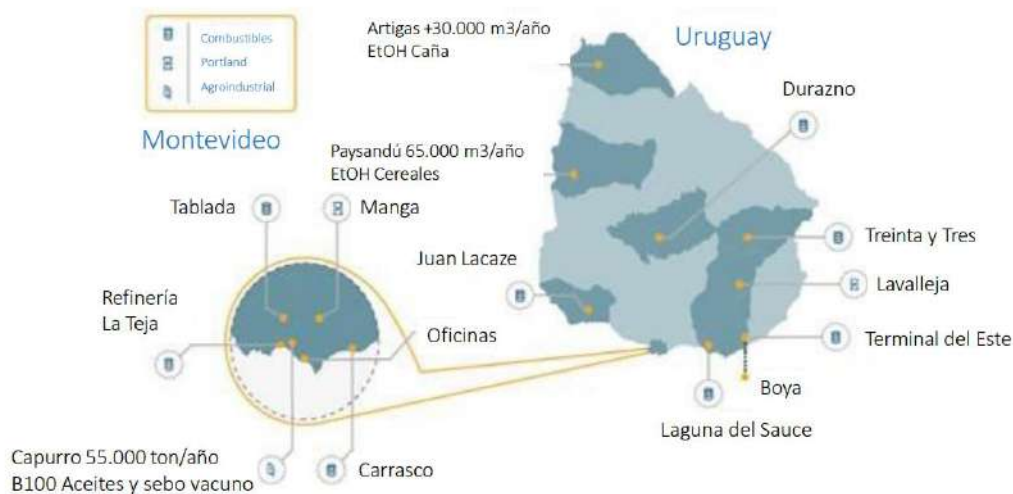
Por otro lado, debido a las condiciones estuarinas del Río de la Plata y para garantizar la seguridad en la navegación, se recomienda que la navegación de barcasas fluviales provenientes o hacia el Río Uruguay o la hidrovía Paraná-Paraguay se limite hasta la zona de Montes del Plata (límite blanco en la figura).



**Figura 6-10: Canales de accesos y conectividad fluviomarítima**

## 6.5 ANCAP

La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland cuenta con una serie de plantas, terminales y activos, con potencial uso para el desarrollo de la industria del hidrogeno verde en Uruguay. Estos son mostrados de manera general y ubicados espacialmente en el mapa en la Figura 6-11, y son descritos a continuación:



**Figura 6-11: Plantas y Terminales administrados por ANCAP.**

- Flota de Transporte: ANCAP cuenta con activos para el transporte terrestre, ferroviario y fluvial. Para el transporte Terrestre, cuenta con 30 cisternas ANCAP, más aproximadamente 250 cisternas fuera de ANCAP en distribución. Para el transporte ferroviario cuenta con convoy de 22 vagones de 51 [m³] más 50 vagones de 30 [m³]. Para el transporte fluvial, cuenta con convoy de 2 barcazas empujadas por remolcador de 4.000 [m³] total, más 2 embarcaciones de apoyo en Punta del Este.
- Terminal José Ignacio: Se ubica en la costa atlántica, a 170 [km] de Montevideo, y a 30 [km] al noreste de Punta del Este. Cuenta con conexión por ductos a boya (3,5 [km]) y a la Refinería La Teja (180 [km]). Tiene una capacidad de almacenaje de 3,2 millones de barriles en 8 tanques de 64.000 [m³], y una capacidad de bombeo a refinería de 500 [m³/h].
- Refinería La Teja: Ubicada en Río de la Plata, cuenta con un Puerto de calado 7,0 [m] y eslora de 200 [m]. Es utilizado para la recepción y despacho de productos limpios y sucios (líneas calefaccionadas). Cuenta con un parque de tanques calefaccionados, y sus servicios incluyen el manejo de gas natural. Su capacidad de almacenaje total instalada supera los 350.000 [m³], y está conectado con cargadero de camiones y vagones, con la Planta ALUR vía ducto y con la Planta Tablada vía poliducto.
- Planta de Distribución Tablada: Se ubica a 7 [km] al noroeste de la Refinería La Teja. Sus principales operaciones son el despacho de gasóleo, gasolina y GLP. El sitio ocupa una superficie construida de 25 [ha], y una superficie total incluyendo la distribución de GLP de 45 [ha]. Cuenta con 2 ductos de 8" y 8,2 [km] que conectan con Refinería La Teja (1 tubería de combustible más 1 tubería de GLP) y un oleoducto de 12" y 7,8 [km], que de igual manera conecta con la Refinería. Para el despacho, cuenta con 38 brazos de carga con un caudal máximo de 1.000 [l/min] y 4 brazos de carga para despacho de GLP con un caudal máximo de 600 [l/min]. El despacho promedio es de 300 camiones por día.

- **Planta de Distribución Paysandú:** Ubicada en el Río Uruguay en la ciudad de Paysandú, la planta es utilizada para la recepción y despacho de productos limpios. Cuenta con un muelle de 4 [m] de calado. Tiene acceso a gas natural, y conexión con cargadero de camiones. Además, cuenta con acceso cercano a centros de acopio graneleros. El área total disponible es de 29 [ha], y tiene una capacidad de almacenaje total instalada de 33.000 [m<sup>3</sup>]. Conecta a la Planta ALUR ETOH a través de un ducto. Actualmente se encuentra en obra la construcción de una nueva terminal para transferencia de combustibles, la cual consiste en un muelle sin conexión a tierra aguas arriba del Puente Internacional. Además, se construirán 2 nuevos poliductos hasta la planta, que entrara en operación el 2025. Adicionalmente, existe la posibilidad de rehabilitar la conexión ferroviaria hasta esta planta (línea litoral).
- **Planta de Distribución Juan Lacaze:** Ubicada en el Río de la Plata en la ciudad de Juan Lacaze, la planta es utilizada para la recepción y despacho de productos limpios. Cuenta con un muelle de 4,2 [m] de calado y eslora de 120 [m]. Tiene acceso cercano a gas natural, y conexión con cargadero de camiones. El área total disponible es de 12 [ha], y tiene una capacidad de almacenaje total instalada de 10.000 [m<sup>3</sup>]. Es sus cercanías existen zonas con parques eólicos recientemente instalados (Tarariras).
- **Planta de Distribución Durazno:** Ubicada en la ciudad de Durazno, cuenta con una capacidad de almacenaje de 5.000 [m<sup>3</sup>] y una capacidad de despacho de 800 [m<sup>3</sup>/d]. El área total de la planta alcanza las 5,6 [ha], y la frecuencia de convoy es de 3 veces por semana (19 vagones de 51 [m<sup>3</sup>]).
- **Planta de Distribución Treinta y Tres:** Ubicada en la ciudad de Treinta y Tres, cuenta con una capacidad de almacenaje de 5.300 [m<sup>3</sup>] y una capacidad de despacho de 500 [m<sup>3</sup>/d]. El área total de la planta alcanza las 8 [ha], y la frecuencia de convoy es de 3 veces por semana (36 vagones de 30 [m<sup>3</sup>]).
- **Plantas ANCAP ALUR:** La empresa agroindustrial sustentable ALUR (Alcoholes del Uruguay S.A), integrante del grupo ANCAP<sup>9</sup>, se encarga de la refinación de azúcar, la destilación de alcoholes y la producción de biocombustibles (biodiesel y bioetanol), alimento animal, generación de energía eléctrica y otros compuestos químicos. ALUR procesa diferentes materias primas, desde cultivos como cereales, oleaginosos y caña de azúcar, hasta aceite reciclado y grasa animal, obteniendo diversos productos como biodiesel, bioetanol, harinas proteicas (alimento animal), energía eléctrica, glicerina y azúcar. Sus complejos industriales son el Complejo Agroenergético – Bella Unión, Planta Bioetanol – Paysandú y la Planta 2 Biodiesel – Capurro, Montevideo.

<sup>9</sup> ALUR pertenece en un 90,79% al grupo ANCAP, mientras que el 9,21% restante responde a Petróleos de Venezuela (PDVSA).

## 7 Línea Base

### 7.1 Definición preliminar de escenarios de producción

Siguiendo lo estipulado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay, se estudiará la producción y exportación de los siguientes productos: Metanol, Jetfuel y Urea. Para ello, se considerarán los siguientes escenarios de producción:

- Escenario A: Producción total de 3 millones de toneladas por año, de las cuales 2 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 500 mil toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 500 mil toneladas por año a la exportación de Urea.
- Escenario B: Producción total de 7 millones de toneladas por año, de las cuales 5,5 millones de toneladas por año corresponden a la exportación de Metanol, 0,5 millones de toneladas por año a la exportación de Jetfuel y 1 millón de toneladas por año a la exportación de Urea.

### 7.2 Base de Datos Geoespaciales

Se creó una base de datos espaciales con el objetivo de gestionar y analizar de manera eficiente la información que conforma la línea de base del proyecto. Para confeccionar la base de datos se utilizaron diferentes fuentes de información, incluyendo datos abiertos de acceso público y datos proporcionados por distintos ministerios.

A partir de esta información se busca identificar las ubicaciones óptimas para la instalación de plantas de producción de hidrógeno verde, considerando factores como la disponibilidad de recursos renovables (solar, eólica), la proximidad a fuentes de agua, y las infraestructuras existentes. Además, ayudan a evaluar el impacto ambiental y socioeconómico de los proyectos, asegurando que se desarrollen de manera sostenible y eficiente. Con esta información, los responsables del proyecto pueden tomar decisiones informadas y estratégicas, optimizando la producción y distribución del hidrógeno verde.

#### 7.2.1 Metodología

En una primera etapa se realizó la recopilación de la información de línea de base disponible. Se utilizaron diferentes fuentes de acceso público, tales como la Infraestructura de Datos Espaciales (IDE) de Uruguay y datos abiertos en diferentes formatos a los que se puede acceder a través de los sitios web de diferentes ministerios. En la Tabla 7-1 se muestran los datos recopilados para la línea de base.

**Tabla 7-1. Información espacial incorporada en la base de datos para la línea base del proyecto.**

Fuente	Información espacial
Infraestructura de datos espaciales de Uruguay (IDE UY)	Áreas urbanas
Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTO)	Puertos
	Caminería nacional
	Vías férreas
Ministerio de Ambiente	Departamentos

Fuente	Información espacial
	Cursos de agua permanente
	Espejos de agua
	Cuencas Nivel 1 y 2
	Áreas acuáticas prioritarias
	Áreas potenciales protegidas (DINARA)
	Áreas RAMSAR
	Áreas del SNAP
	Ecosistemas amenazados
	Ecosistemas en sitios priorizados
	Áreas importantes para la conservación de las aves
	Áreas de Interés Histórico-Cultural
	Uso del suelo
Ministerio de Industria, Energía y Minería	Carta hidrogeológica
Global Solar Atlas	Mapa solar
Global Wind Atlas	Mapa eólico
Sistema Nacional de Emergencias	Índice de Riesgo por Eventos Extremos (IREE)

Los datos provenientes de las diferentes fuentes fueron acondicionados e incorporados en una base de datos espacial creada utilizando el software ArcGIS. Adicionalmente, se diseñó un mapa web interactivo que permite la visualización de la información geoespacial desde cualquier lugar y en cualquier momento. Esto promueve la colaboración entre los miembros del equipo de proyecto, permitiendo que ingenieros, planificadores, y tomadores de decisiones trabajen con la misma información actualizada, sin importar su ubicación geográfica.

La Figura 7-1 muestra el mapa web interactivo desarrollado en esta consultoría. En la esquina superior izquierda de su interfaz se encuentra el panel de herramientas que permite interactuar con la información del mapa. A la derecha se encuentra el panel de capas desde donde se puede seleccionar la información que se desea visualizar. Los usuarios pueden explorar diferentes capas de información, realizar zoom en áreas específicas, y activar o desactivar capas a través del panel ubicado a la derecha para obtener una comprensión más clara de los datos. El mapa cuenta con un panel de herramientas ubicado en la esquina superior izquierda, que permiten cambiar el mapa base, definir marcadores (*bookmarks*) para acceder rápidamente a zonas de interés, medir distancias y áreas, seleccionar datos para desplegar información adicional asociada a los mismos y realizar filtros, entre otras opciones. En las Figura 7-2 y Figura 7-3 se presentan ejemplos de uso de las herramientas disponibles en el mapa web.

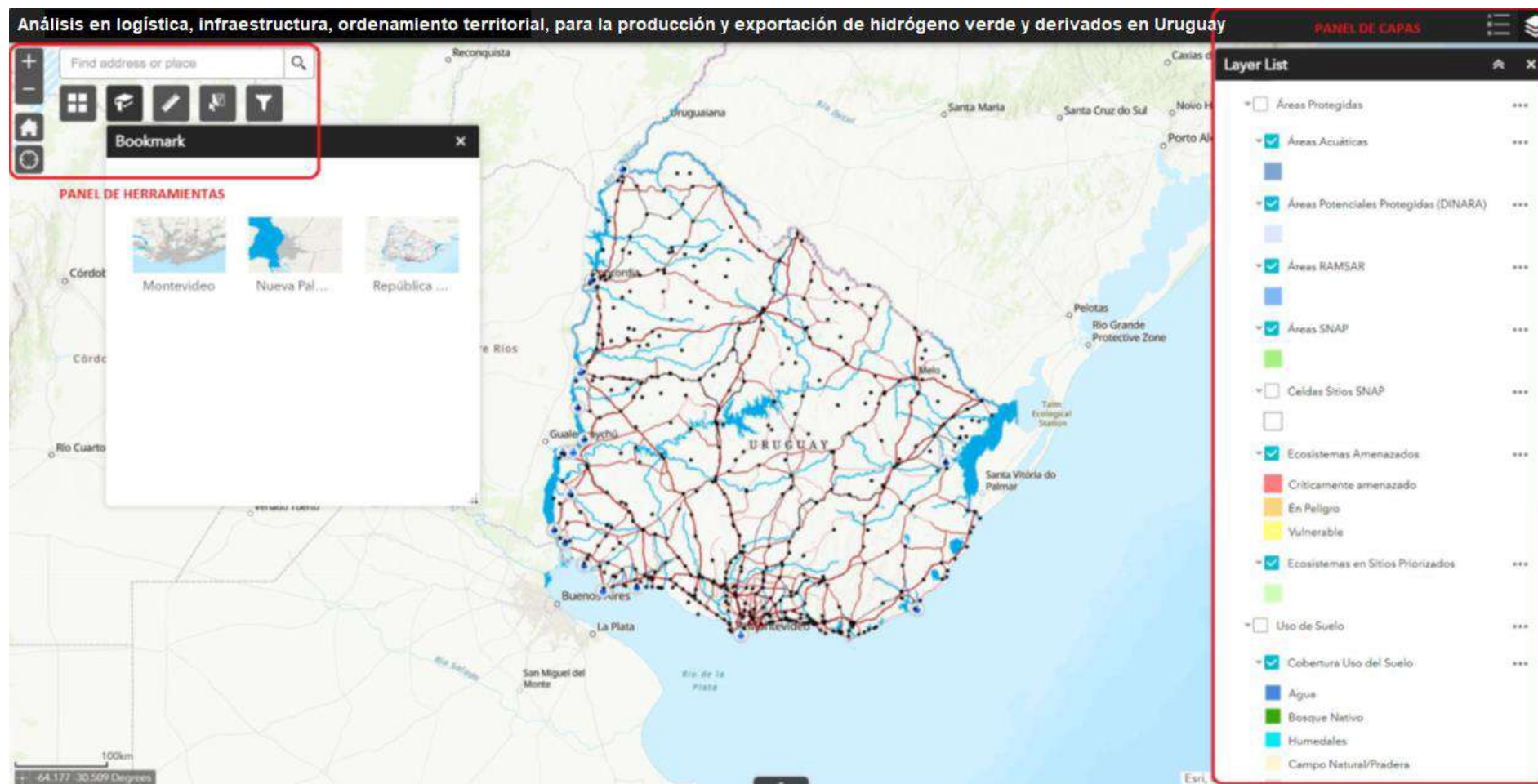
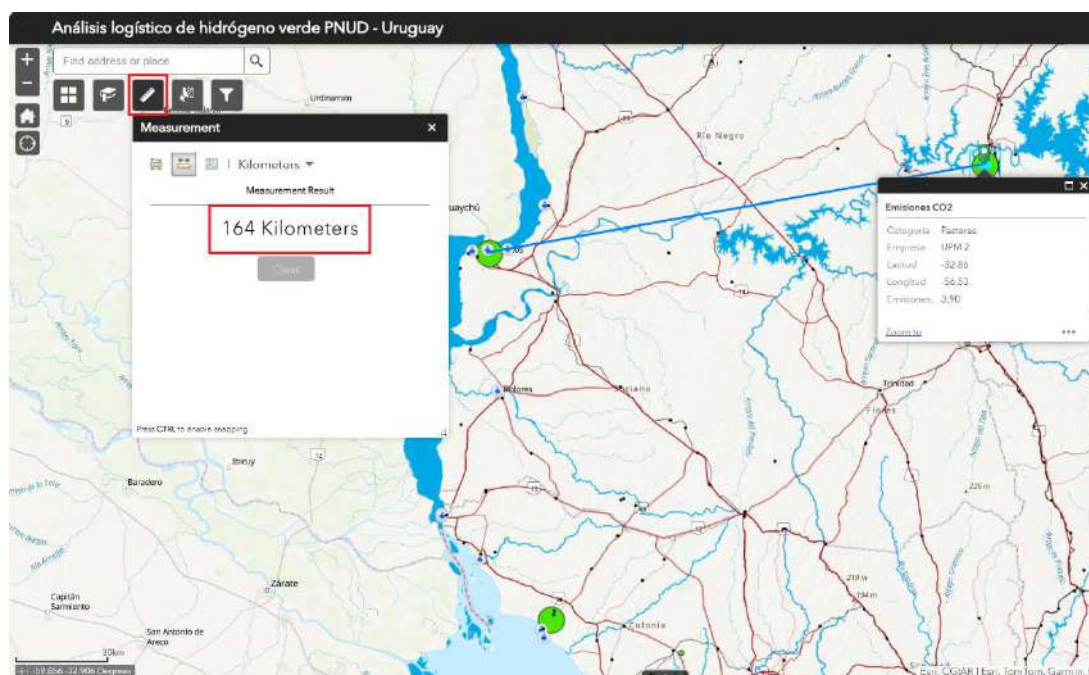


Figura 7-1: Mapa web interactivo desarrollado para la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de línea de base.



**Figura 7-2: Herramienta de medición utilizada para determinar la distancia entre dos puntos y la herramienta se selección utilizada para desplegar información adicional relacionada con un dato en particular.**



**Figura 7-3: Herramienta de filtro utilizada sobre la capa de acuíferos. A la izquierda, se observa la capa sin filtrar y a la derecha, se aplicó un filtro para visualizar únicamente los acuíferos con productividad alta.**

A continuación, se muestra la visualización de diferentes capas de información espacial disponibles en el mapa web que pueden ser consultadas por los usuarios durante el análisis realizado para el proyecto.

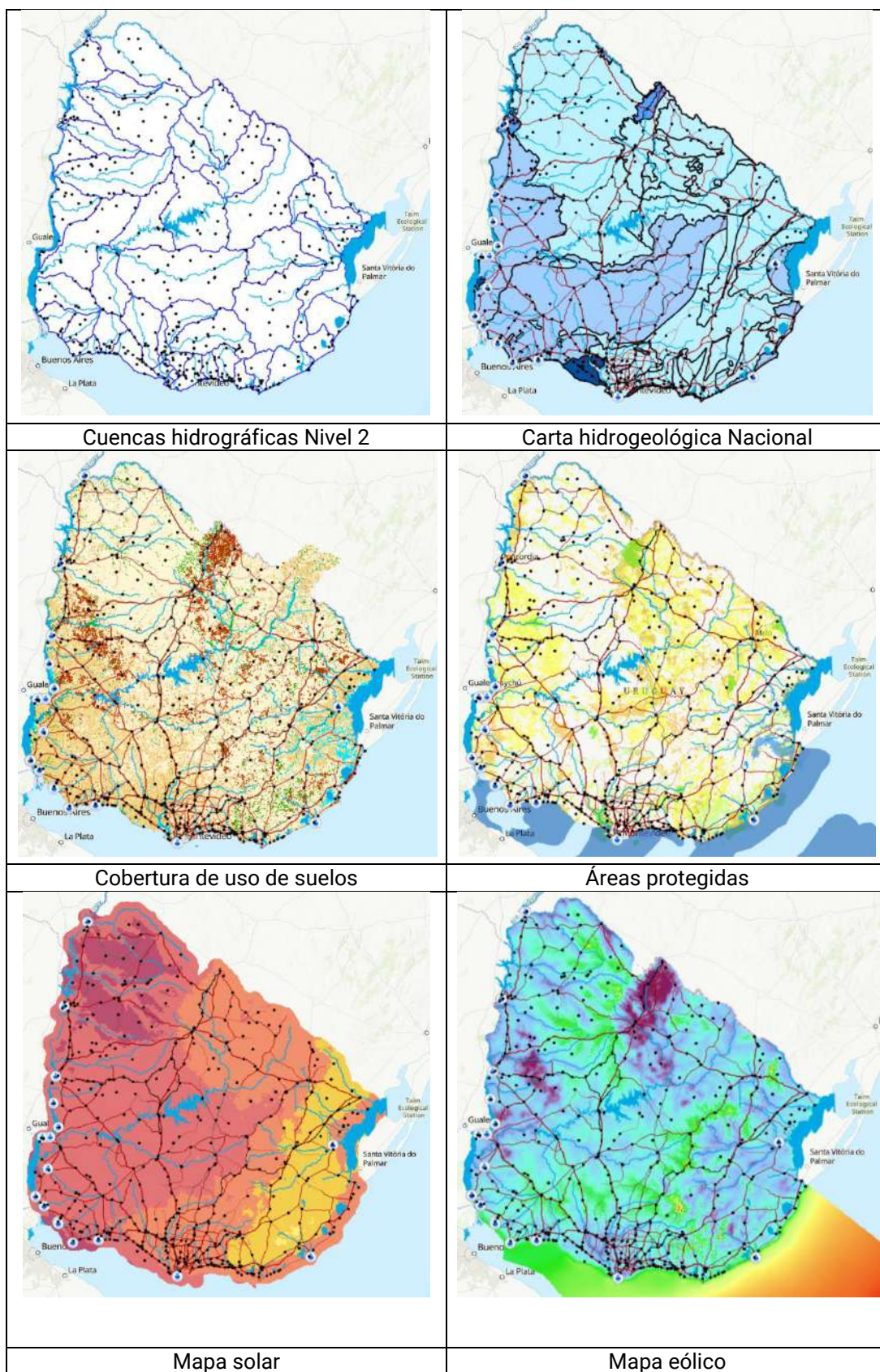


Figura 7-4: Visualización de capas disponibles de información espacial.

Los mapas web son altamente personalizables para adaptarse a las necesidades el proyecto y constituyen una herramienta poderosa para la comunicación de datos complejos de manera sencilla y visual. Pueden ser utilizados para presentar resultados y propuestas a *stakeholders* no técnicos, facilitando la comprensión y el apoyo a las decisiones tomadas. La capacidad de interactuar con el mapa también permite responder a preguntas y explorar diferentes escenarios en tiempo real durante presentaciones y reuniones.

En conclusión, el mapa web interactivo permite la visualización de la información espacial incorporada en la base de datos de la línea de base y ofrece un conjunto de herramientas y funcionalidades que apoyan la toma de decisiones informadas y estratégicas en proyectos de hidrógeno verde. Su capacidad para integrar y visualizar datos de manera interactiva y actualizada facilita la colaboración, el análisis detallado, y la comunicación efectiva entre todos los *stakeholders* involucrados.

### 7.3 Demanda de materias primas

En base a los escenarios de producción considerados por el MIEM, se definió de manera preliminar qué significan esos niveles de exportación en términos de producción de hidrógeno, captura de CO<sub>2</sub>, generación de energías renovables y consumo de agua. La Figura 7-5 y la Figura 7-6 muestran el flujo de materias primas a lo largo de los diversos procesos, para los escenarios A y B, mientras que la Tabla 7-2 y la Tabla 7-3 muestran las cantidades de CO<sub>2</sub>, Hidrógeno, Agua y Energía necesarias para el cumplimiento de los escenarios establecidos. Mayores detalles respecto a los factores considerados para la estimación de materias primas son entregados en el **Anexo 1**.

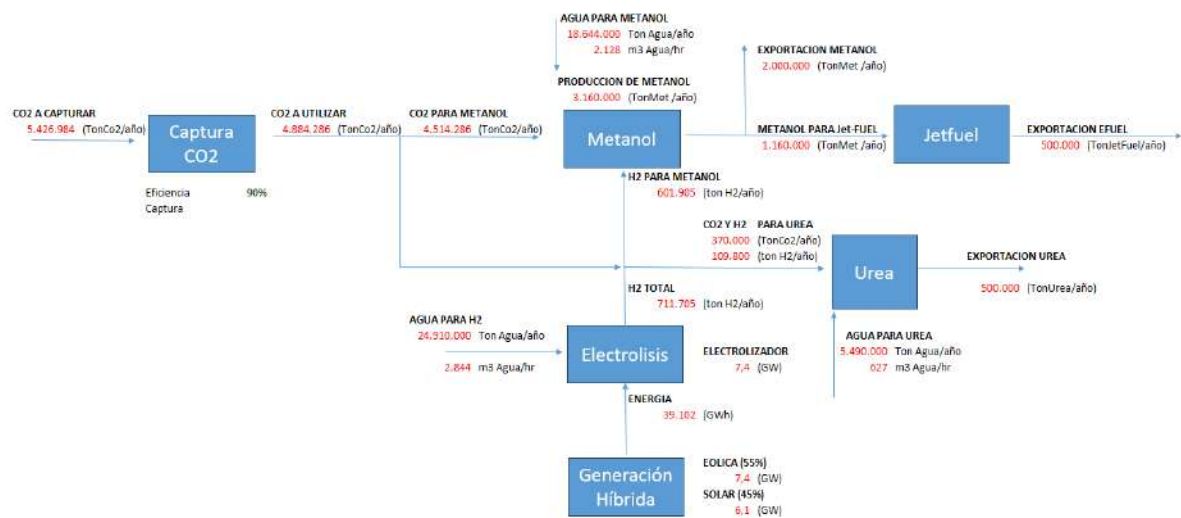


Figura 7-5: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario A.

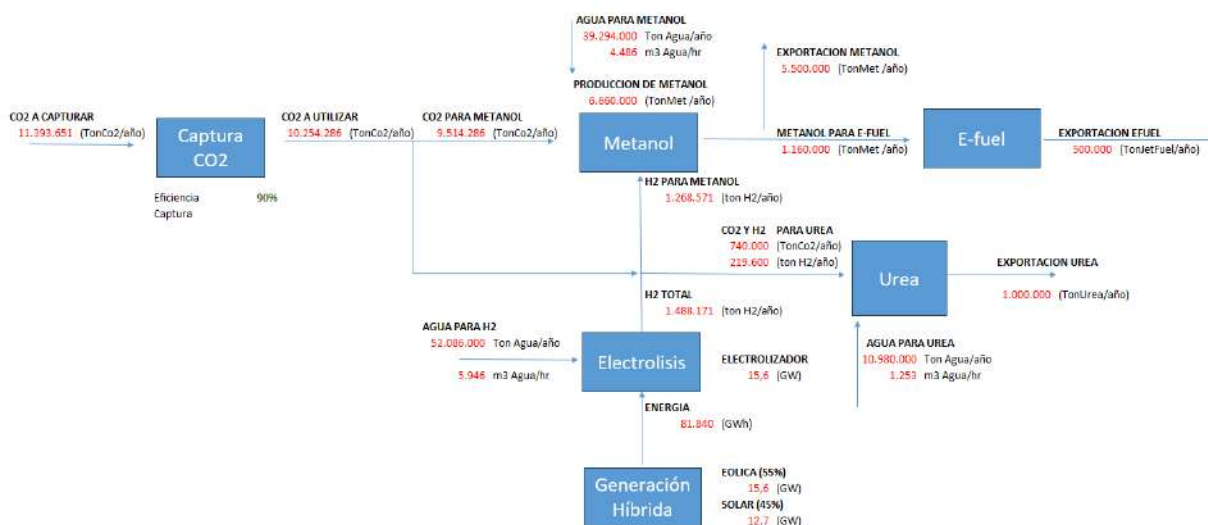


Figura 7-6: Diagrama de consumo estimado de materias primas para el escenario B.

Tabla 7-2: Estimación de materias primas necesarias para ambos escenarios de exportación.

Materia Prima	Escenario A [tpa]	Escenario B [tpa]
CO <sub>2</sub>	5.426.983	11.393.651
Hidrógeno	711.705	1.488.171
Agua <sup>10</sup>	49.044.000	102.360.000

Tabla 7-3: Demanda y generación energética.

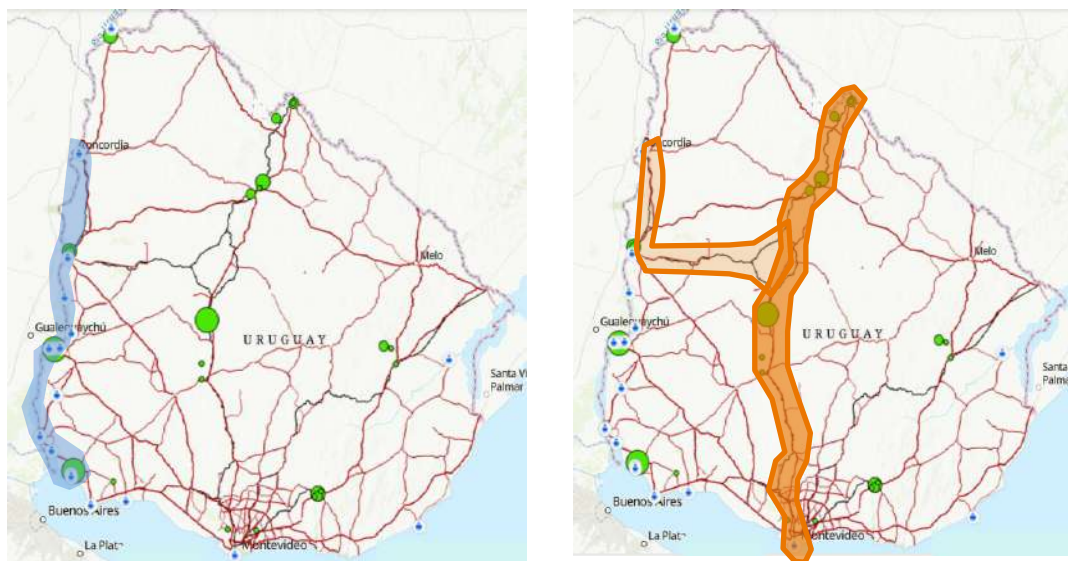
Potencia	Escenario A	Escenario B
Potencia solar [GW]	6,1	12,7
Potencia eólica [GW]	7,4	15,6
Potencia total renovable [GW]	13,5	28,3
Potencia electrolizadores [GW]	7,4	15,6

7.4 Corredores logísticos existentes

En base a la infraestructura existente, se observan 2 principales corredores logísticos con potencial para el transporte de las materias primas y productos estudiados durante esta consultoría, los cuales son explicados a continuación:

<sup>10</sup> Valor de consumo referencial, no considera la reutilización del recurso entre procesos. Más detalles en Anexo1.

- Eje Hidroviario Litoral Oeste: Compuesto principalmente por la hidrovía del río Uruguay, que conecta los puertos Salto, Paysandú, Fray Bentos, Nueva Palmira y Punta Pereira. Además, está conectada con 2 de las 3 principales fuentes de CO<sub>2</sub>, UPM 1 y Montes de Plata.
- Eje Ferroviario Central más Línea Litoral: Conformado por la línea del ferrocarril central que conecta UPM 2 con el puerto de Montevideo y la línea Rivera hacia el norte. Además, tiene conexión con el corredor hidroviario, a través de la línea ferroviaria litoral, que da acceso al Puerto Paysandú.



**Figura 7-7: Eje hidroviario litoral oeste (izquierda); Eje ferroviario central + Línea litoral (derecha).**

## 8 Análisis de Ubicaciones

### 8.1 Zonas de Generación

Luego de analizar el recurso renovable en el territorio se definen 6 potenciales zonas para la generación de energía eólica y solar. Aunque se buscan zonas con buen recurso energético, también es conveniente que sean zonas favorables desde el punto de vista logístico, además de otras características como riesgos ambientales, disponibilidad de recurso hídrico, etc. Por ello, no solo se incluyen las zonas con mayor potencial de generación sino también se consideran otras zonas con otras ventajas, abarcando un amplio porcentaje del territorio.

Con esta delimitación se pretende caracterizar las zonas para una posterior comparativa y clasificación de áreas más favorables según criterios de selección a definir en etapas y productos posteriores.

Las zonas seleccionadas son las siguientes:

- Zona 1: Norte – Límites de Tacuarembó, Salto y Paysandú.
- Zona 2: Suroeste – Colonia, Soriano, Flores, San José.
- Zona 3: Litoral – Río Negro, Soriano, Paysandú.
- Zona 4: Noreste – Rivera, Tacuarembó.
- Zona 5: Sureste – Cerro Largo, Lavalleja, Florida.
- Zona 6: Centro – Durazno, Tacuarembó.

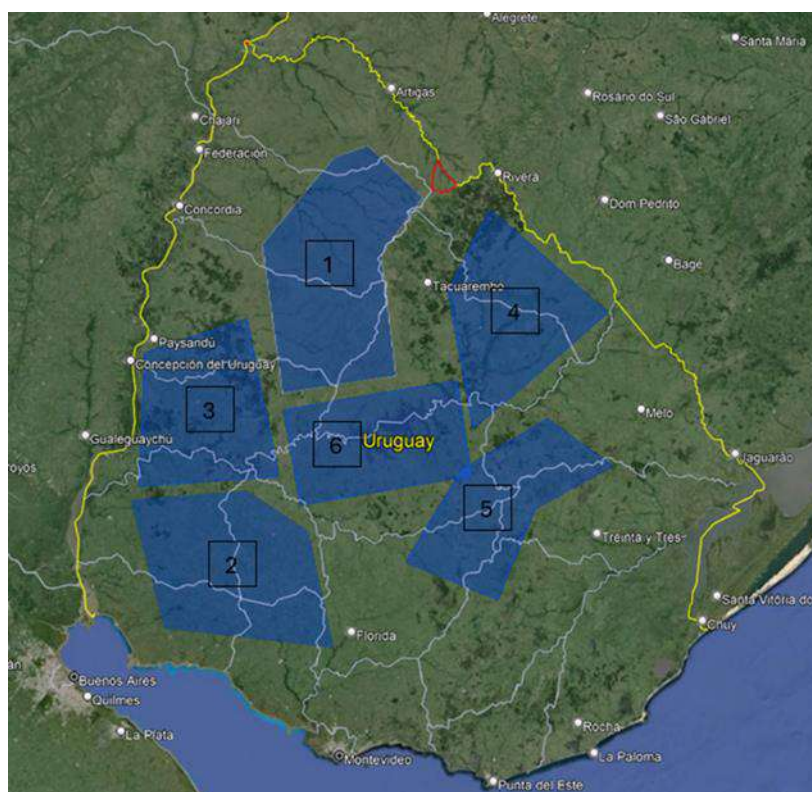


Figura 8-1: Potenciales zonas seleccionadas.

Las zonas seleccionadas reúnen características que las diferencian entre sí y caracterizan regiones de interés para gran parte del territorio.

Debido a las grandes potencias necesarias para las producciones objetivas de  $H_2$ , se requieren grandes extensiones de superficie para la ubicación de los parques. Las zonas planteadas tienen áreas que superan con holgura las superficies requeridas para la generación objetivo, de manera de prever flexibilidad a la hora de ubicar y desarrollar proyectos puntuales de renovables dentro de estas zonas delimitadas.

### 8.1.1 Potencial de generación eólico

En la Figura 8-2 se pueden observar las zonas planteadas sobre puestas con el mapa del recurso eólico. En los mapas también se indican en verde las fuentes de  $CO_2$  con distintos tamaños asociados a las cantidades.

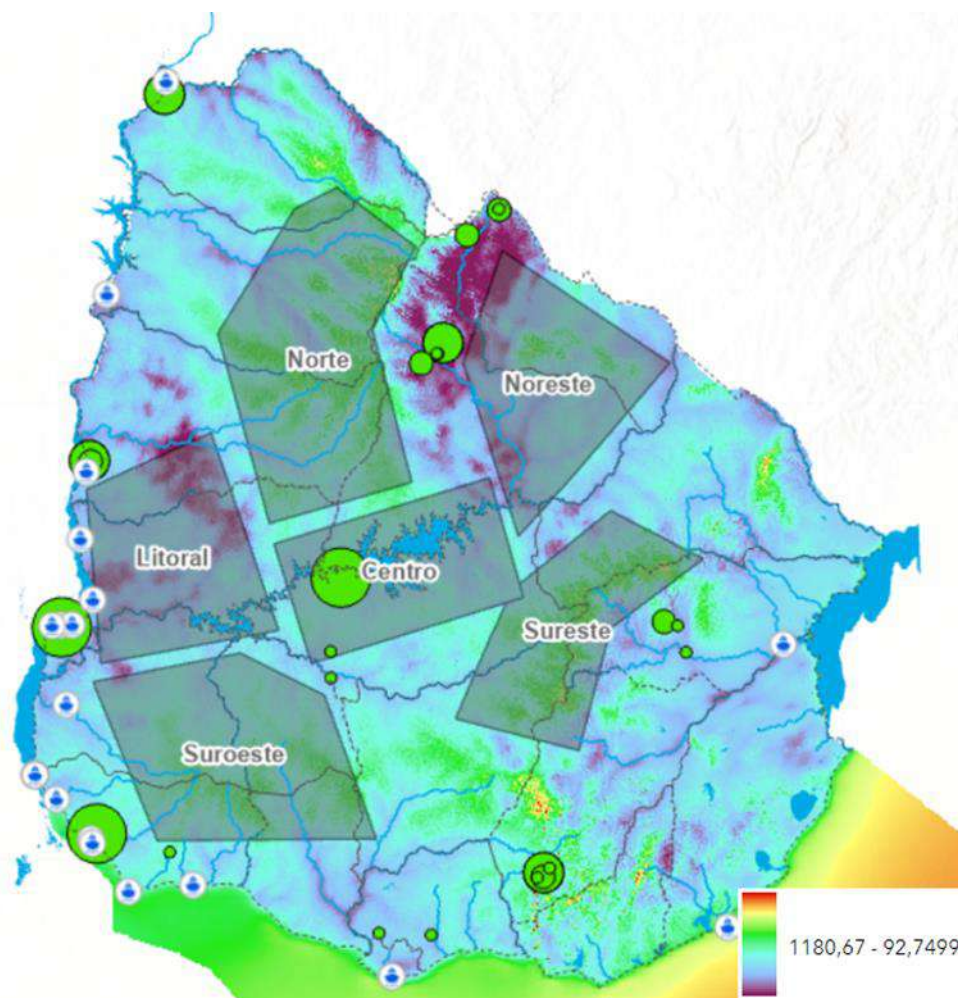


Figura 8-2: Potencial Eólico en [W/m²] a 100 [m] de altura.

Utilizando los datos de Global Wind Atlas se calcula la densidad de potencia media y la velocidad de viento media promedio de la zona, caracterizando el recurso en cada lugar. Además, se agregan los valores promedio para todo el territorio como referencia.

Como es de esperar, se observan variaciones considerables, mostrando alta potencia en las zonas 1, 2 y 5, disponibilidad media en el centro y baja en las zonas 3 y 4. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 8-1: Datos de viento en zonas seleccionadas.**

Viento a 100m de altura	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Promedio Uruguay
Densidad de potencia media (W/m <sup>2</sup> )	412	401	299	311	418	363	354
Velocidad de viento media (m/s)	7.73	7.56	6.76	7.00	7.69	7.41	7.25

Para realizar una comparativa entre estos datos y su variación se calcula la diferencia respecto al promedio del país y se expresa en forma porcentual. La Tabla 8-2 muestra las considerables variaciones que se puede tener en el recurso eólico dentro del territorio incluso considerando grandes superficies en las cuales se promedian valores reduciendo los extremos. Se observan variaciones de hasta 34% en la densidad de potencia y de 14% en la velocidad del viento entre las mejores y peores zonas consideradas. Esto repercute directamente en la generación eléctrica de los parques y su desempeño, exigiendo inversiones más elevadas en tanto el recurso es menor.

**Tabla 8-2: Potencial eólico en las zonas seleccionadas respecto al promedio de Uruguay.**

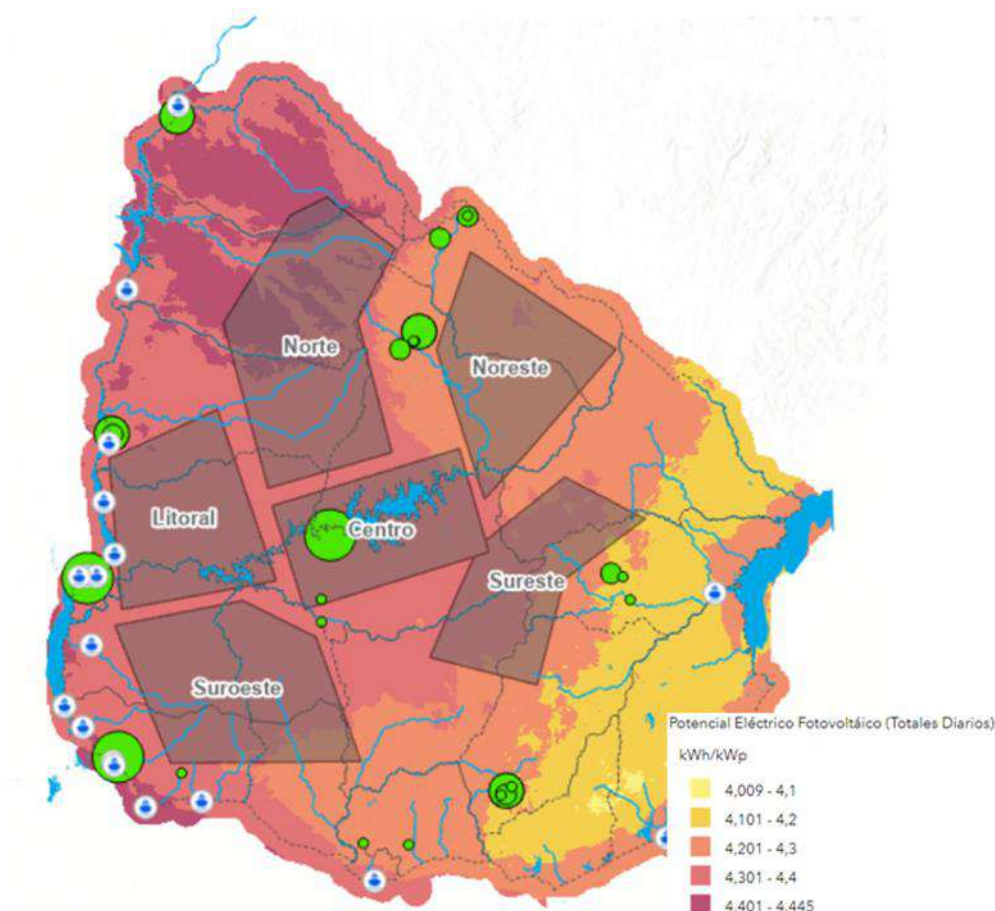
Viento a 100m de altura	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
Variación de la densidad de potencia respecto al promedio (%)	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%
Variación de la velocidad de viento respecto al promedio (%)	7%	4%	-7%	-3%	6%	2%

### 8.1.2 Potencial de generación solar

Para la generación solar se realiza un análisis análogo al mostrado para el potencial eólico, determinando el potencial de cada una de las 6 áreas seleccionadas.

Para la comparación se utiliza un indicador de generación fotovoltaica por día en kWh por kWp, lo que expresa la energía generada en un día según la potencia instalada. Estos datos son obtenidos de la fuente de datos solares utilizados para el análisis (Solar World Atlas) la cual asume paneles fijos en la inclinación óptima para cada sitio.

El mapa solar con estos valores es presentado en la Figura 8-3 en conjunto con las zonas seleccionadas delimitadas



**Figura 8-3: Potencial de generación PV (kWh/kWp por día).**

A partir del mapa solar se calcula el promedio de la generación fotovoltaica en las distintas zonas. A su vez, siendo que las zonas son muy extensas y la superficie requerida para los parques solares es considerablemente menor, se calcula también la generación fotovoltaica para el 10% del área más favorable dentro de cada zona. Esto es equivalente a seleccionar los espacios con mejor potencial para emplazar las granjas solares. En la Tabla 8-3 se muestran estos resultados junto con los valores de estas variables a nivel de todo el territorio.

**Tabla 8-3: Generación PV promedio para cada zona.**

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro	Uruguay
Generación PV día (kWh/kWp)	4.37	4.33	4.36	4.24	4.27	4.32	4.28
Generación PV día (kWh/kWp) 10% más favorable	4.39	4.38	4.38	4.26	4.32	4.35	4.38

Como se detalló anteriormente, la variación del recurso solar a lo largo del territorio es poco pronunciada, en particular si se compara con el recurso eólico.

En la Tabla 8-4 se muestran los resultados de comparar el recurso solar en cada zona con el recurso promedio en el territorio.

**Tabla 8-4: Generación PV promedio respecto al promedio en Uruguay.**

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
Generación PV día (kWh/kWp)	2.1%	1.2%	1.9%	-0.9%	-0.2%	0.9%
Generación PV día (kWh/kWp) 10% más favorable	0.2%	0.0%	0.0%	-2.7%	-1.4%	-0.7%

Para la generación promedio se observa que 3 zonas, norte, suroeste y litoral, están por encima del promedio del país mientras que los 3 restantes están por debajo. Si la comparación se realiza sobre el 10% de las áreas más favorables, solo el norte presenta valores más favorables.

Estas variaciones no son muy acentuadas, pero pueden llegar a variar cerca de un 3.0%. Esto indica que es necesario aumentar la potencia instalada para generar la misma energía en zonas de peor potencial, incidiendo directamente en la inversión asociada a la generación fotovoltaica.

### 8.1.3 Resumen de potenciales zonas de generación renovable

A partir de lo analizado anteriormente, se resume el potencial solar y eólico de cada zona en relación con el resto del país. Esto se muestra en la siguiente tabla pudiéndose reconocer directamente las zonas más favorables para la generación.

Queda evidenciado que las variaciones en el potencial de generación solar para distintas zonas son mucho menores en comparación a la variación eólica, la cual puede llegar a variar un 34%, mientras que el potencial de generación fotovoltaico varía un máximo de 3,0%.

Se podría establecer un ranking en términos de generación renovable, teniendo a las zona norte, suroeste y sureste como las mejor valoradas. La zona centro como intermedia y por última las zonas litoral y noreste con las condiciones más desfavorables.

**Tabla 8-5: Generación renovable respecto al promedio en Uruguay.**

	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noreste	5 - Sureste	6 - Centro
SOLAR - Desviación de la generación PV - 10% más favorable	0,2%	0,0%	0,0%	-2,7%	-1,4%	-0,7%
EÓLICO - Desviación de la densidad de potencia media eólica	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%

### 8.1.4 Análisis territorial

Las áreas de generación abarcan grandes extensiones del territorio, por lo que además del potencial de generación, se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las áreas estudiadas corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

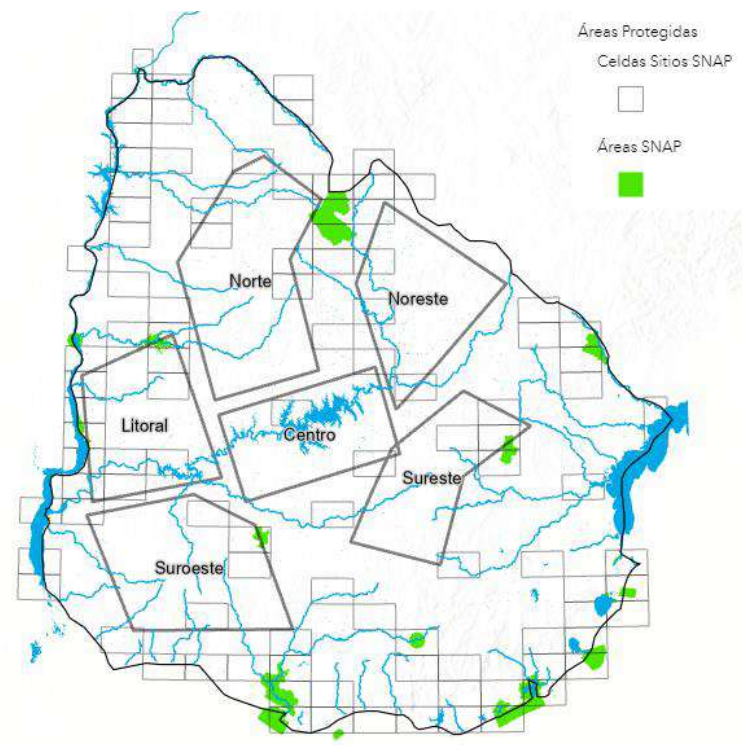
- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de importancia para las aves (Programa IBAs).

- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.
- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-6. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Centro	98.221	10,6	-	-
Litoral	474.260	47,7	10.934	1,1
Noreste	172.454	17,2	-	-
Norte	253.707	17,0	1.738	0,1
Sureste	190.687	21,6	3.719	0,4
Suroeste	249.609	20,2	4.094	0,3



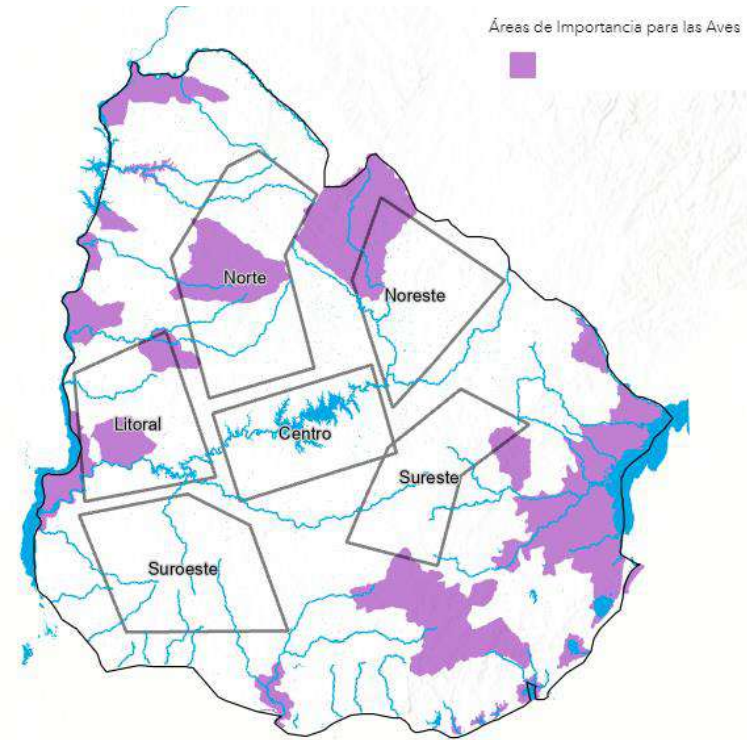
En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-7. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las áreas de generación analizadas

Área de Generación	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	-	-	-	-	-	-	33.928	3,7	64.293	7,0
Litoral	76.818	7,7	-	-	21.847	2,2	-	-	375.595	37,8
Noreste	-	-	-	-	-	-	57.975	5,8	114.479	11,4
Norte	6.614	0,4	-	-	-	-	59.899	4,0	187.194	12,6
Sureste	64.358	7,3	-	-	-	-	16.443	1,9	109.886	12,5
Suroeste	49.695	4,0	-	-	10.266	0,8	65.978	5,3	123.670	10,0

Tabla 8-8. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de importancia para las aves para cada una de las áreas de generación analizadas.

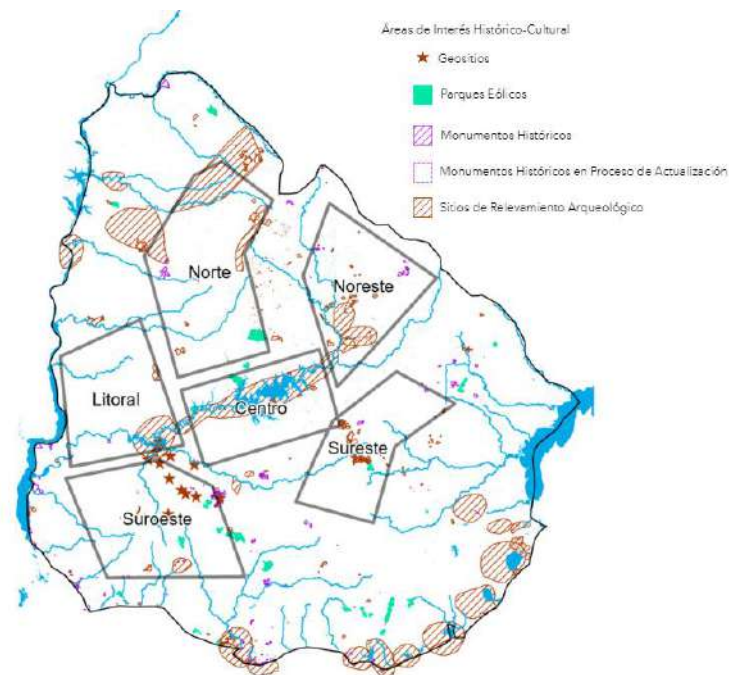
Áreas de Generación	Áreas de importancia para las aves (Programa IBAs)	
	Ha	%
Centro	-	-
Litoral	212.660	21,4
Noreste	160.101	15,9
Norte	363.095	24,4
Sureste	27.550	3,1
Suroeste	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-9: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las áreas de generación analizadas

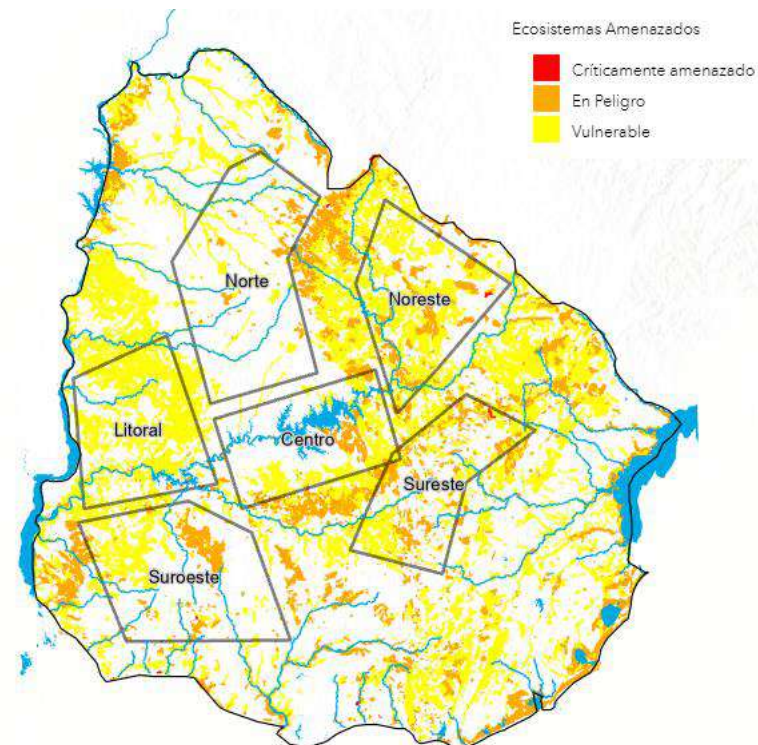
Área de Generación	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geosittos	Monumentos Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	-	18	~0	17	~0	257.883	27,9	7.727	0,8
Litoral	4	1.872	0,2	-	-	103.666	10,4	-	-
Noreste	-	3.317	0,3	-	-	125.525	12,5	-	-
Norte	-	5.302	0,4	-	-	217.967	14,6	12.878	0,9
Sureste	-	1.485	0,2	1.508	0,2	23.960	2,7	2.071	0,2
Suroeste	6	3.201	0,3	3.564	0,3	21.063	1,7	8.794	0,7



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación

Tabla 8-10. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	27	0,0	49.512	5,4	104.396	27,9
Litoral	123	0,0	5.103	0,5	256.326	27,9
Noreste	788	0,1	68.352	6,8	241.025	27,9
Norte	-	-	24.289	1,6	65.751	
Sureste	1.030	0,1	84.009	9,5	115.827	27,9
Suroeste	259	0,0	47.648	3,9	83.526	



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.

Tabla 8-11. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las áreas de generación analizadas.

Áreas de Generación	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Centro	15.203	1,6	10.478	1,1
Litoral	15.474	1,6	40.250	4,1
Noreste	32.306	3,2	59.495	5,9
Norte	1.258	0,1	32.671	2,2
Sureste	3.269	0,4	29.885	3,4
Suroeste	2.524	0,2	14.367	1,2

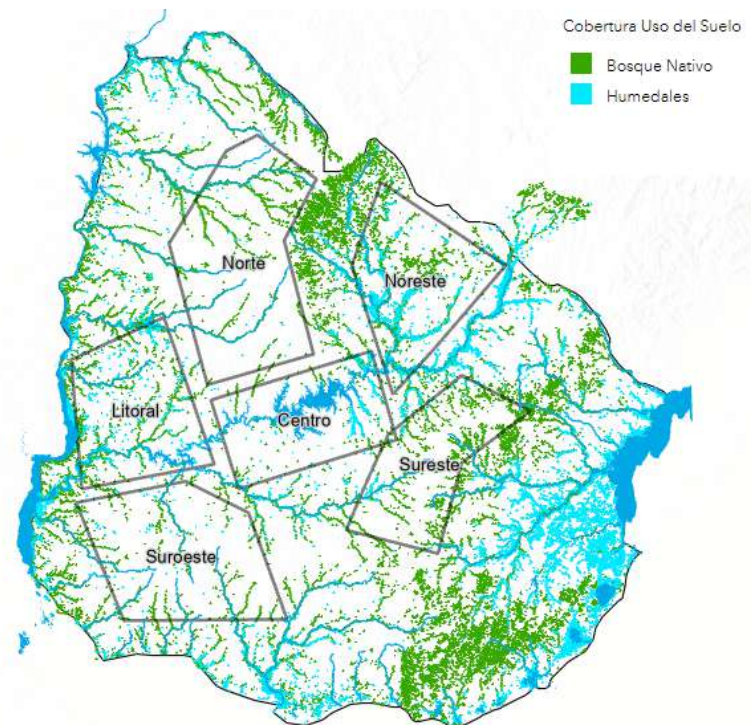
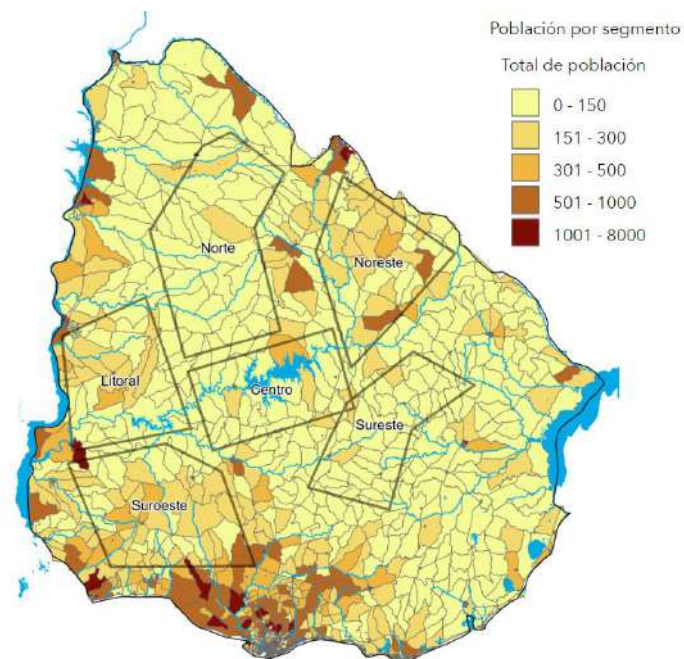


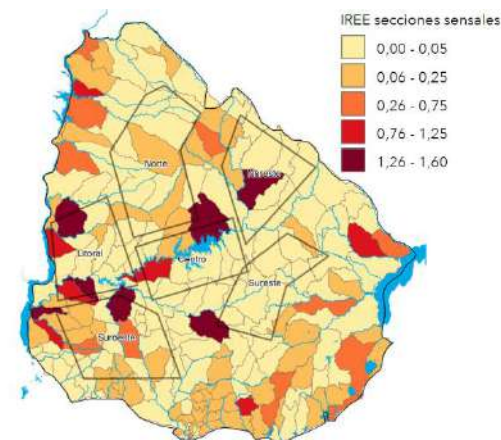
Tabla 8-12. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las áreas de generación analizadas

Área de Generación	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 - 1.000		1.001 - 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	755.543	81,7	104.837	11,3	62.996	6,8	1.128	0,1	142	0,0
Litoral	638.875	64,3	306.648	30,9	38.612	3,9	2.057	0,2	7.196	0,7
Noreste	421.350	42,0	475.562	47,4	44.050	4,4	62.608	6,2	314	0,0
Norte	1.333.660	89,5	156.081	10,5	263	0,0	-	-	207	0,0
Sureste	816.370	92,7	62.955	7,1	875	0,1	647	0,1	-	-
Suroeste	443.786	35,9	621.166	50,3	122.298	9,9	37.942	3,1	9.554	0,8



**Tabla 8-13. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las áreas de generación analizadas**

Área de Generación	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Centro	611.782	66,2	126.991	13,7	-	-	88.037	9,5	97.836	10,6
Litoral	647.371	65,1	70.343	7,1	-	-	119.154	12,0	156.522	15,8
Noreste	741.554	73,9	103.244	10,3	25	0,0	-	-	159.055	15,8
Norte	974.211	65,4	499.809	33,5	806	0,1	-	-	15.386	1,0
Sureste	846.679	96,1	25.354	2,9	-	-	-	-	8.815	1,0
Suroeste	551.011	44,6	421.234	34,1	170.687	13,8	4.761	0,4	87.055	7,1



*En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las áreas de generación.*

A partir del análisis realizado en cada área de generación, se observó lo siguiente:

- Área Centro: En esta área se observan 3 celdas SNAP, sin embargo, ninguna es de Clase 1. El 10% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos muy alto (IREE 1,26 – 1,6).
- Área Litoral: En general, de todas las áreas de generación, esta es la que presenta mayor presencia de áreas protegidas en su superficie. Está cubierta por 14 celdas SNAP, de las cuales 4 son de Clase 1 y comprenden el Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay, el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguayel y el Área de Manejo de Hábitats y/o especies Esteros y Algarrobales del Río Uruguay. Es la única área generadora en la que se encuentran sitios RAMSAR: Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay (humedales), ubicados al oeste del área. Además, más de un tercio de su superficie es ocupada por ecosistemas amenazados y existen 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Guichón (UY009), Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Contiene cuatro geositos: Bartolomé Hidalgo 1 y 2, Arenal, y un lago artificial. Finalmente, casi un 30% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos alto (IREE 0,76 – 1,25) o muy alto (IREE 1,25 – 1,6).
- Área Noreste: Es abarcada por 5 celdas SNAP, aunque ninguna de Clase 1. Más de un tercio de su superficie está cubierta por ecosistemas amenazados y contiene un área de importancia para las aves (IBA): Quebradas y pastizales del Norte (UY003). El 15% de su superficie está ocupada por áreas con alto índice de riesgo ante eventos extremos (IREE 1,26 – 1,6).
- Área Norte: Cuenta con 10 celdas SNAP, de las cuales 2 corresponden a Clase 1, asociado a la presencia del Paisaje Protegido Valle del Lunarejo, y del área Laureles-Cañas que se encuentra en proceso de ingreso al SNAP, ambas ubicadas en el extremo noreste del área norte. Además, abarca 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas y pastizales del Norte (UY003), Campos del Tapado (UY007) y Guichón (UY009).
- Área Sureste: Cuenta con 6 celdas SNAP, de las cuales 2 son de Clase 1, comprendiendo el Paisaje Protegido Quebrada de los Cuervos y Sierras del Yermal. Adicionalmente, se observan 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas de Treinta y Tres (UY014) y Serranías del Este (UY015).
- Área Suroeste: Se observan 7 celdas SNAP, 1 de ellas de Clase 1 comprendiendo al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá ubicada al noreste del área de generación Suroeste. A unos 55 km al noroeste existe otra área protegida, aunque de dimensiones pequeñas correspondiente al Monumento Natural Grutas del Palacio. Contiene seis geositos: Cerros de Ojosmín, Hotel La Estiría, Dique Garland, Grutas del Palacio, un museo y un sitio de fauna y flora. El 20% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos moderado (IREE 0,26 – 0,75) o muy alto (IREE 1,26 – 1,6).

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

**IMPORTANTE:** Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las macrozonas de generación definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización

*de línea de base ni una categorización ambiental específica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial específico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.*

## 8.2 Zonas de Electrólisis

Previamente se delimitaron 6 zonas para la generación eólica y fotovoltaica, mostrando sus características para la implementación de proyectos en el área. Además de analizar las potenciales zonas de generación es necesario evaluar las posibilidades de locaciones para los electrolizadores. Para ello se debe tener en cuenta varios factores que le lista a continuación:

- Cercanía a CO<sub>2</sub> y potenciales Hubs industriales
- Cercanía a Puertos
- Cercanía a zona de generación
- Cercanía a Líneas de alta tensión
- Fuente Agua
- Contemplar ubicación de proyectos existentes

Para plantear posibles ubicaciones para los electrolizadores se deben tener en cuenta estos factores y considerar las ventajas y desventajas que implica para cada zona. En este sentido, se buscan las potenciales ubicaciones más favorables para los electrolizadores, las cuales se vinculan con las zonas de generación para determinar las configuraciones más adecuadas.

En cuanto a la disponibilidad de agua, se considera la cercanía a fuentes de agua superficiales, alineado con el estudio que está realizando IMFIA<sup>11</sup>. Además de los principales cursos de agua superficiales, se tienen varias cuencas en las que podría formarse un embalse y tomar agua para los proyectos de generación de hidrógeno. De acuerdo con el estudio realizado por el IMIFA ya referenciado anteriormente, el volumen de agua para estos proyectos y su embalse son de dimensiones comparables a otros emprendimientos productivos ya existentes (de ganadería o agricultura) y son viables para muchas zonas del país, en donde no se generaría estrés hídrico.

Dado que los electrolizadores se abastecen energéticamente de los parques, la cercanía de estos a las zonas de generación implica una reducción en las líneas de transmisión necesarias y el costo asociado.

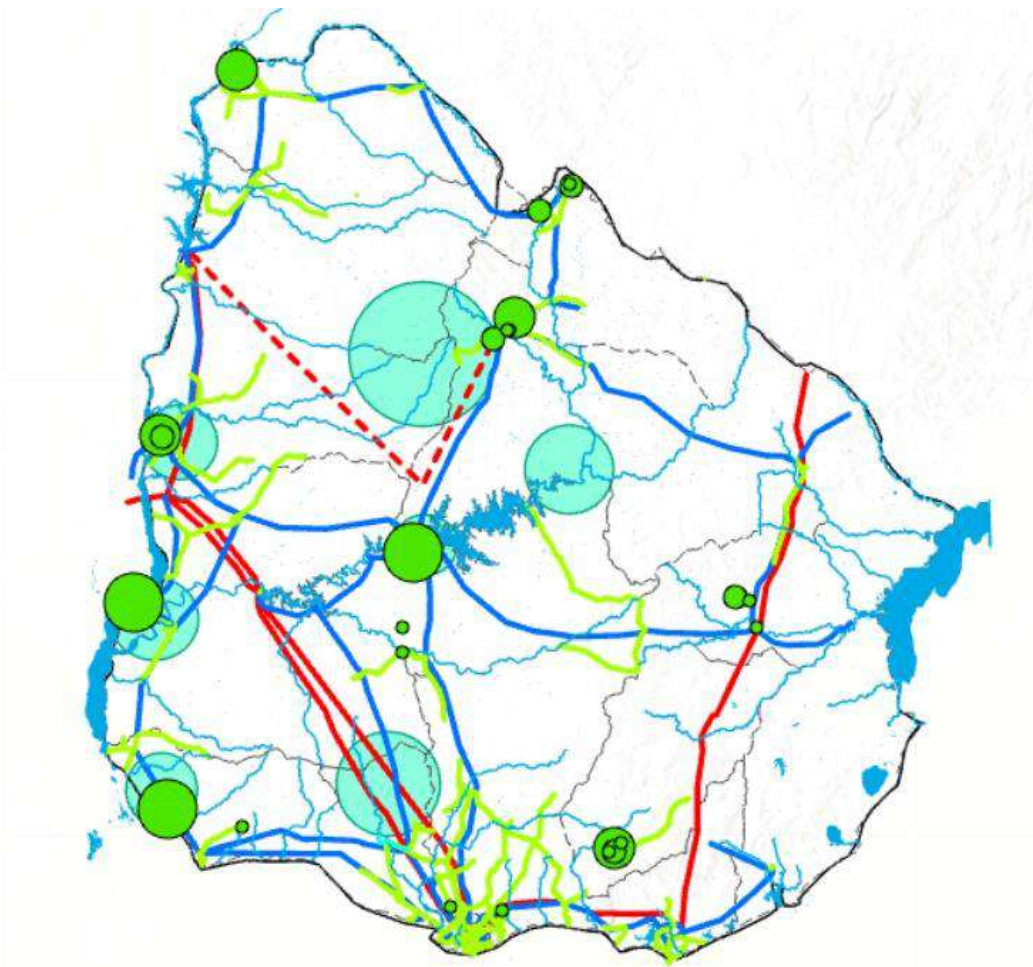
Por otro lado, el hidrógeno generado debe transportarse hasta los HUBs industriales donde debe encontrarse con el CO<sub>2</sub> para la producción de productos derivados. Por ello, la cercanía

---

<sup>11</sup> IMFIA, 2024 (en curso); “Evaluación y perspectivas del uso del agua para la producción de hidrógeno verde y derivados en el marco de la hoja de ruta de Uruguay”. Convenio MIEM-Fundación Julio Ricaldoni.

a principales fuentes de CO<sub>2</sub> contribuye a la reducción en las distancias de transporte de estos gases.

En la siguiente figura se muestran en naranja las potenciales ubicaciones para los electrolizadores junto con las zonas de generación previamente seleccionadas y las fuentes de CO<sub>2</sub>. También se muestran las líneas de alta tensión existentes, en rojo de 500 [kV] y en azul de 150 [kV]. Fueron agregados algunos tramos que aún se encuentran en construcción.



**Figura 8-4: Potenciales zonas para la ubicación de electrolizadores (áreas celestes).**

En el norte se define una potencial zona ventajosa para ubicar los electrolizadores (zona 1), pues muestra ventaja por su cercanía con la zona de generación de energía eléctrica, ya que se tienen mejores potenciales solares y eólicos. En la zona hay cuencas y cursos superficiales con disponibilidad para la toma de agua. Además, de estas cuencas en la que se pueden realizar tomas directas y/o embalses para tomas de agua, el acuífero Guaraní puede actuar como fuente complementaria para el suministro de agua. Por otro lado, se observa una cercanía con la línea de alta tensión de 150 [kV] y de 500 [kV] que pasa por la zona permitiendo plantear una conexión sin recorrer grandes extensiones. En contraposición, está a una distancia considerable de las fuentes de CO<sub>2</sub> y de los Hub's Industriales, lo que plantea el traslado del hidrógeno generado.

Recorriendo el mapa hacia el sur, se plantea una zona para los electrolizadores que podría ser útil para las zonas de generación del este (zona 2). Esta ubicación, aguas arriba del embalse del Rincón del Bonete, tiene buena disponibilidad hídrica, pero presenta desventajas desde el punto de vista logístico siendo que el hidrógeno generado se debiera transportar una distancia considerable, a la vez que se encuentra lejos de las líneas de alta tensión. Esta ubicación sería razonable para las zonas de generación este y noreste, las cuales de por sí tampoco presentan las condiciones más favorables desde el punto de vista de generación.

Como se destacó, la cercanía a aguas superficiales y grandes fuentes de CO<sub>2</sub> son fuertes ventajas para la ubicación de electrolizadores. La zona centro, ubicada en el mapa en las cercanías de Paso de los Toros (zona 3), cumple estas condiciones. A la vez, líneas de alta tensión de 150 [kV] y de 500 [kV] pasan por esa misma región. Luego, el transporte de H<sub>2</sub> podría realizarse a través de los mismos corredores planteados para el transporte de CO<sub>2</sub> entre las 3 grandes fuentes. Esta locación podría ser factible para varias de las potenciales zonas de generación.

En las cercanías de Fray Bentos está una de las 3 grandes fuentes de CO<sub>2</sub>, una zona portuaria con una ubicación estratégica y líneas de alta tensión. Sin embargo, el ubicar los electrolizadores en esta zona (zona 4) implica tendidos eléctricos de gran extensión, desde las zonas de mejor potencial de generación, ya que la zona más cercana es la litoral la cual no presenta los mejores potenciales de generación renovable. De los próximos análisis de optimización deberá surgir el resultado cuales de estas características es más favorable.

Luego, también con las condiciones portuarias y fuentes de CO<sub>2</sub> favorables, se plantea como opción la zona de Montes del Plata (zona 5). Está ubicada próxima a una línea de alta tensión, pero, por otro lado, solo está cerca de la zona de generación suroeste. En caso de generar la energía en alguna zona no aledaña se deberá tender largas líneas de transmisión que permitan transportar la potencia demandada por los electrolizadores. En cuanto al recurso hídrico, se encuentra sobre la desembocadura del Río Uruguay sobre el Río de la Plata, lo cual asegura una abundante fuente de agua, pero se deben atender los problemas de salobridad que se presenten.

Se identifica una zona en San José (Zona 6) la cual podría ser factible si se utiliza la zona suroeste para la generación. En este caso, las líneas de alta tensión de 500 [kV] pasan la zona elegida. Se debería realizar un trazado de tuberías para completar la conexión entre esta área, las fuentes de CO<sub>2</sub> y el Hub industrial. Sin embargo, en cuanto al recurso hídrico, esta zona se encuentra sobre el acuífero Raigón y cercano a cuencas hídricas con disponibilidad limitada, como lo es la cuenca del río Santa Lucía, la cual abastece de agua potable al 60% de la población nacional aproximadamente, siendo este su uso prioritario. Asimismo, el acuífero Raigón se encuentra con poca disponibilidad para nuevos proyectos sin comprometer su explotación<sup>12</sup>. Esta situación hace que la región no sea favorable desde el punto de vista del recurso hídrico presentando una desventaja en este sentido, por lo cual será en principio, **descartado para la localización de electrolizadores.**

La última zona planteada es en el litoral (Zona 7), cerca de la zona de Paysandú y de Alur como fuente de CO<sub>2</sub>. Tiene algunos puntos favorables como es tener al Río Uruguay como fuente de agua y líneas de alta tensión cercanas. La instalación de electrolizadores en este punto sería favorable para la generación en las zonas del litoral y norte. El H<sub>2</sub> debería ser transportado hasta las zonas de hubs industriales.

---

<sup>12</sup> IMFIA, *Producto 1: Escenarios de uso y consumo del recurso hídrico asociados a la hoja de ruta de H<sub>2</sub> verde de Uruguay y caracterización global de la oferta del recurso hídrico*, Agosto 2024.

Se debe remarcar que las zonas remarcadas en el mapa, cada una con sus características, son indicativas y no implican una delimitación estricta a los contornos mostrados.

### 8.3 Zonas de Plantas Industriales

Uno de los criterios a considerar para definir la ubicación de las plantas de procesos es ubicándolas en centros o Hubs, según el análisis realizado por Deloitte Consulting LLP, *Low Carbon industrial hubs, Driving Deep Decarbonization for Industry, 2022*<sup>13</sup>, donde se indica que una de las vías claves para lograr la implementación de tecnologías bajas en carbono que sean comercialmente viables, es canalizar la inversión para aumentar la oferta en regiones con una demanda creciente y equivalente. Al co-ubicar la oferta y la demanda, los Hubs pueden reducir los costos de infraestructura e impulsar economías de escala, sirviendo como punto de agregación para la demanda local antes de expandir la infraestructura de transporte para proporcionar una oferta dispersa en otras partes del país o para exportación. Limitados por una región específica, que representa un nivel significativo de emisiones agregadas de fuentes puntuales, y que reúnen a actores de todas las cadenas de valor y sectores, los centros se ubican en la intersección de clientes, geografía y colaboradores que permiten a las organizaciones maximizar el valor. Según el estudio de Deloitte, la acción colectiva en un Hub genera una reducción significativa de costos para los colaboradores en comparación con los costos asociados con la remediación individual. Adicionalmente, la producción de commodities requiere de desarrollar economías de escala de manera de ser competitivos a nivel mundial, ya que es esta una condición base del producto commodity.

Adicionalmente, para la ubicación de estas plantas industriales se debe considerar que su ubicación territorial debe ser acorde a la actividad que se realiza, esto implica que, al ser la producción de Metanol, Amoniaco (necesario para la producción de Urea) y Jetfuel actividades peligrosas, se deben localizar en zonas adecuada al nivel de peligro de la actividad. Esta consideración adicionalmente favorece los Hubs de este tipo de actividades industriales, ubicándolas en un mismo lugar por aspectos de seguridad y la consecuencia en el entorno y las personas.

Cabe mencionar que para la producción de Amoniaco y de Urea verde no existen diferencias en las tecnologías que se han utilizado regularmente para la producción convencional de estos productos, ya que la única diferencia entre los productos verdes y el producto tradicional es la utilización de Hidrógeno Verde en reemplazo del Hidrógeno tradicional, sin efectuar variaciones en el proceso productivo.

Los proyectos de productos verdes como Hidrógeno, Metanol y Amoniaco que se están desarrollando a nivel mundial, en su mayoría están integrados con la generación renovable, como lo son la energía fotovoltaica y eólica. Una de las razones de la integración de la generación de energía renovable con la producción industrial es la complejidad que significa certificar el origen de la energía eléctrica en sistema interconectados, aspecto que es fundamental para asegurar la categoría de Hidrógeno Verde en el mercado. No obstante, en el caso de Uruguay, esto no es una dificultad, ya que su matriz energética cuenta con una participación de energías renovables mayor al 90% (94% en el periodo 2016-2022)<sup>14</sup>. Por otra parte, tanto el Amoniaco como el Metanol son considerados *carrier* energéticos del Hidrogeno o de las energías renovables, ya que estos cuentan con una infraestructura logística desarrollada que permite tener menores costos para transportar la energía renovable en grandes cantidades a otros mercados lejanos.

<sup>13</sup> Fuente: Deloitte Consulting LLP, *Low Carbon industrial hubs, Driving Deep Decarbonization for Industry, 2022*

<sup>14</sup> Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y derivados en Uruguay, MIEM 2023. [www.miem.gub.uy](http://www.miem.gub.uy) | [www.hidrogenoverde.uy](http://www.hidrogenoverde.uy)

### 8.3.1 Criterios para determinación de Potenciales escenarios de localización de Hubs de producción y exportación

A continuación, se describen una serie de criterios y consideraciones para la determinación de posibles escenarios de localización para los complejos productivos y el flujo de  $CO_2$  y de los productos. Cercanía a Puerto de exportación: Ubicar los Hub's industriales cerca de un puerto de exportación tiene como ventaja minimizar el transporte de productos. Sin embargo, se hace necesario movilizar el  $CO_2$  hacia el puerto. Además, se debe considerar que el puerto definido permita el almacenamiento y carga de sustancias peligrosas e inflamables para el caso del Metanol o Jetfuel. El puerto de Montevideo es el puerto menos ventajoso en cuanto a distancia, ya que se ubica lejos de las 3 principales fuentes, pero tiene como ventaja la conectividad con el Ferrocarril Central. En el caso de ubicarse cercano a los puertos de Fray Bentos, o un potencial puerto greenfield en la zona suroeste (a partir de aquí denominado Puerto Fluvio-Marítimo Suroeste en forma genérica), se ubicaría en las cercanías de UPM1 o Montes del Plata respectivamente, disminuyendo la cantidad de  $CO_2$  a transportar.

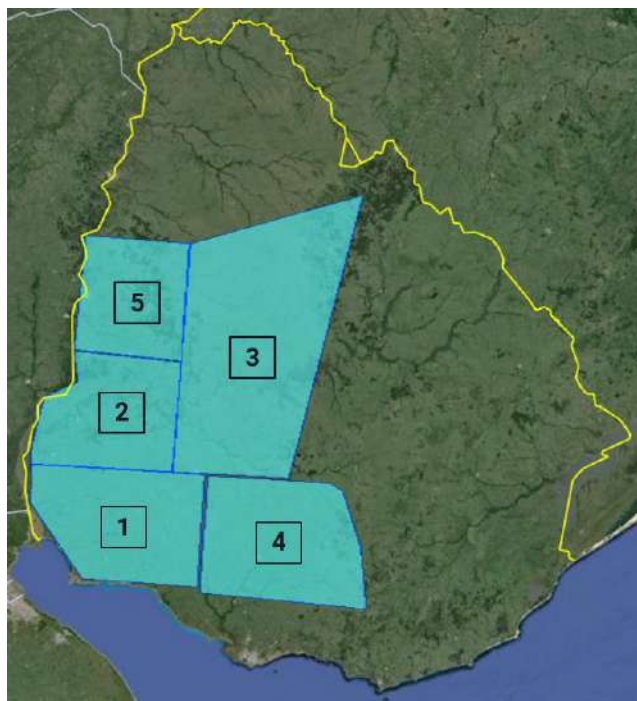
- Hub's de producción cercano a mayores fuentes de  $CO_2$ : Otra alternativa es ubicar el Hub's de producción en las cercanías de las 3 principales fuentes, de manera de reducir el transporte de  $CO_2$ . La primera opción es ubicarse en las cercanías de Montes del Plata, evitando el transporte de aproximadamente el 25% del total de  $CO_2$  del país, y exportando los productos vía puerto fluvio-marítimo suroeste o vía Puerto Montevideo. El transporte hacia puerto de Montevideo puede ser vía barcazas o vía pipeline. La segunda alternativa es ubicarse en las cercanías de UPM1, evitando el transporte de aproximadamente el 25% del total de  $CO_2$  del país, y exportando los productos vía Puerto Fray Bentos, transportándolos vía Hidrovía hacia puerto de exportación Fluvio-Marítimo Suroeste o hacia puerto de Montevideo. La última alternativa es ubicar el Hub industrial en las cercanías de UPM2, evitando el transporte de aproximadamente el 35% del total de  $CO_2$  del país. Al estar alejada de la hidrovía, la principal alternativa para el transporte de productos es utilizar el ferrocarril central, que da conectividad con el puerto de Montevideo. No se descarta la potencial ubicación de el o los polos industriales en una zona intermedia entre UPM1, UPM2 y Montes del Plata. Sin embargo, en ese caso no se estaría optimizando el transporte de productos, pues se requeriría una infraestructura de transporte total de materias primas más productos mayores a los casos anteriores, ya sea por una distancia adicional de transporte de materias primas, o una distancia adicional de transporte de productos. De todas formas, este escenario es incluido en los análisis posteriores.
- Producción descentralizada cercana a principales fuentes de  $CO_2$ : Si bien la utilización de Hubs industriales es la recomendación, es necesario considerar lo que significa descentralizar la producción industrial, estableciendo un punto de producción por cada fuente masiva de  $CO_2$  (refiriendonos a UPM1, UPM2 y Montes del Plata). Para este tipo de escenario, aparecen distintas alternativas para el transporte de los productos y los puertos de exportación a utilizar. Desde UPM2, la única alternativa de transporte y exportación pareciera ser la conducción a través de Ferrocarril Central o Pipeline hacia el Puerto de Montevideo, mientras que los productos sintetizados en las fuentes sintetizados en UPM1 y Montes del Plata, tienen como opción el ser exportados por Fray Bentos, el Puerto Fluvio-marítimo Suroeste, e incluso ser conducidos hacia Montevideo, de manera de centralizar la exportación en el Puerto de Montevideo, a pesar de tener una producción descentralizada.

- Fuentes de suministro de energía eléctrica: También se debe considerar que los Hubs de producción industrial deben disponer de energía eléctrica y/o hidrógeno (como carrier energético) como insumos principales para el proceso productivo. En este caso las ubicaciones propuestas más cercanas de los puntos de exportaciones podrían estar más alejadas de las fuentes de hidrógeno y energía eléctrica definidas en el estudio. Adicionalmente, se debe tener en consideración para los análisis posteriores, que producir hidrógeno en los Hubs puede permitir sinergias con los otros procesos productivos, como por ejemplo lo es utilizar el oxígeno producido en la electrolisis para mejorar los procesos de combustión de las otras plantas (por ej. Metanol o Amoniaco), o generar integraciones energéticas de disponibilidad de calor en procesos industriales que lo requieran. Finalmente, vale aclarar que, si bien la utilización de hidrógeno como back-up energético es una recomendación para el funcionamiento de los Hubs Industriales, la determinación de las cantidades de hidrógeno necesarias no forma parte del alcance de este estudio, así como tampoco lo es incluirlas en los diferentes análisis de esta consultoría.
- Características de las actividades industriales: Un aspecto fundamental para considerar en las instalaciones industriales son las características de este tipo de industrias, ya que dependiendo de la actividad a realizar es donde se puede ubicar, según el ordenamiento territorial del país. La producción de Metanol, Jetfuel y Amoniaco son consideradas actividades peligrosas. En el caso del Metanol y Jetfuel, la mayor peligrosidad está dada por su inflamabilidad y riesgos de explosión, debido al almacenamiento de grandes cantidades de ambos productos. Además, hay que considerar el riesgo de fugas, lo cual puede provocar su inflamación y afectar a las personas e instalaciones en su entorno. En cuanto al Amoniaco, el principal problema es que este es un gas tóxico a condiciones atmosféricas y temperatura ambiente (25°C y 1 [atm]). En caso de fuga, al ser menos denso que el aire, este tiende a ascender, lo cual puede provocar que se acumule en áreas mal ventiladas. El tener una planta de Urea junto a la producción de Amoniaco reduce en cierta medida los niveles de almacenamiento, pero no los elimina por completo, ya que se hace necesario contar con un tanque de almacenamiento para estabilizar la producción. A manera referencial, se observa que proyectos de Amoniaco-Urea han reportado niveles de almacenamientos de 10,000 Ton de Amoniaco, en comparación con proyectos de exportación de amoniaco que utilizan dos o tres estanques de 10,000 Ton. Otro aspecto importante para considerar en este tipo de actividades industriales es la generación de efluentes, es decir, emisiones líquidas con contaminantes provenientes de diferentes actividades del proceso industrial. Si bien las industrias a instalarse deberán cumplir con los estándares de vertido establecidos en el Decreto 253/79 y modificativos, es necesario, a priori, evaluar qué tipo de tratamiento y disposición final realizarán con sus efluentes, para que la ubicación de la planta industrial sea compatible con el cuerpo receptor propuesto, a saber: curso de agua, colector/alcantarillado público, infiltración a terreno. Bajo la misma lógica, los residuos deberán gestionarse de acuerdo a la normativa nacional Decreto 182/13, por lo que se deberá considerar la capacidad de gestión local y a nivel país existente o a desarrollar para este nuevo rubro industrial. Según lo anterior, la ubicación de estos Hub debe tener en consideración el tipo de actividad que se desarrolla y debe estar acorde a la normativa nacional de ordenamiento territorial para poder instalarse por lo que será una variable para analizar en este estudio, respetando las áreas protegidas a nivel nacional, incluyendo las relacionadas con el recurso hídrico.

- Ubicación industrial de producción de Jetfuel: La producción de jet fuel será considerado como un caso particular en este estudio al momento de definir su ubicación. La producción de Jet Fuel produce otros combustibles derivados como nafta, diesel o wax, los cuales pueden ser purificados y posteriormente comercializados, lo cual abre la alternativa de realizar la producción de Jetfuel en las cercanías de las refinerías de petróleo de ANCAP. Esto significaría una reducción considerable de costos, ya que se reutilizaría infraestructura ya existente, tanto para el proceso productivo como para el almacenamiento de sustancias. A esto se suma todos los aspectos de tratamientos de residuos que se requieren es este tipo de industrias, para lo cual se pueden utilizar las instalaciones ya existentes de una refinería de petróleo.
- Tamaño mínimo de las plantas industriales: Para las plantas industriales se analizará el tamaño mínimo económicamente rentable, ya que al ser todos los productos un commodities (Metanol, Amoniaco, Urea y Jetfuel) es necesario que sus costos sean competitivos para lograr su comercialización en los mercados internacionales, y una variable relevante de esta competitividad es el tamaño de la planta, por efectos de los tamaños de escala de las inversiones involucradas. Según lo anterior, se realizó una búsqueda bibliográfica de los tamaños de plantas típicas para la producción de metanol en el mundo, y se determinó el criterio que de existir este tamaño mínimo significa que el metanol producido a partir de este tamaño es competitivo en el mercado. Debido a que hoy en día el mercado de metanol verde no es muy amplio, la búsqueda fue realizada sobre plantas de metanol en base a gas natural. Por ello se consideraron el caso del metanol las plantas más pequeñas actualmente en operación que utilizan gas natural como materia prima son del orden de 500.000 [tpa]. Para la urea, la planta de amoniaco definirá el tamaño mínimo de estas instalaciones, ya que el amoniaco es la materia prima principal para producir la urea. En el caso del amoniaco la bibliografía internacional indica la existencia de plantas de amoniaco entre 30 mil a 200 mil [tpa], dependiendo del mercado de destino del producto, donde los tamaños pequeños se justifican para alimentar mercados locales y las plantas más grandes para mercados internacionales. En este caso, se debe considerar que el objetivo de este trabajo es producir Amoniaco renovable, donde no hay grandes diferencias respecto a la tecnología utilizada en la producción de Amoniaco convencional, ya que para alimentar la planta de Amoniaco renovable se requiere Hidrogeno Verde, en cambio para producir Amoniaco convencional se utiliza gas natural como materia prima. Por esto los tamaños mínimos de referencia considerados son un buen criterio para efectos de este estudio. Según estos criterios y considerando los tamaños mínimos para Metanol y Amoniaco, es que para lograr una oferta que sea competitiva, se definirá como criterio contar con un máximo 5 localizaciones industriales.

### 8.3.2 Potenciales Zonas de Ubicación de Hub Industriales

En base a los criterios antes indicados, se propone 5 potenciales zonas a analizar para la ubicación de Hubs industriales, las cuales se indican en la Figura 8-5.



**Figura 8-5: Potenciales zonas seleccionadas para la ubicación de Hubs Industriales.**

La selección de estas zonas se basa en los criterios mencionados en el capítulo anterior, priorizando zonas cercanas a fuentes productoras de CO<sub>2</sub> y puertos de exportación.

Las zonas definidas son los siguientes:

- Zona 1: Ubicación Suroeste, cercana a fuente de CO<sub>2</sub> Montes Plata y Puerto suroeste
- Zona 2: Ubicación Centro Oeste, cercana a fuente de CO<sub>2</sub> de UPM1 y eje hidrovía por puerto Fray Bentos
- Zona 3: Ubicación Centro, cercana a fuente de CO<sub>2</sub> de UPM2 y eje ferrocarril central
- Zona 4: Ubicación Este, cercana a puerto de Montevideo y eje ferrocarril central
- Zona 5: Ubicación Norte Oeste, cercana a eje hidrovía por puerto Paysandu y ferrocarril litoral

### 8.3.3 Análisis Territorial

Se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las zonas de Hubs industriales estudiadas corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

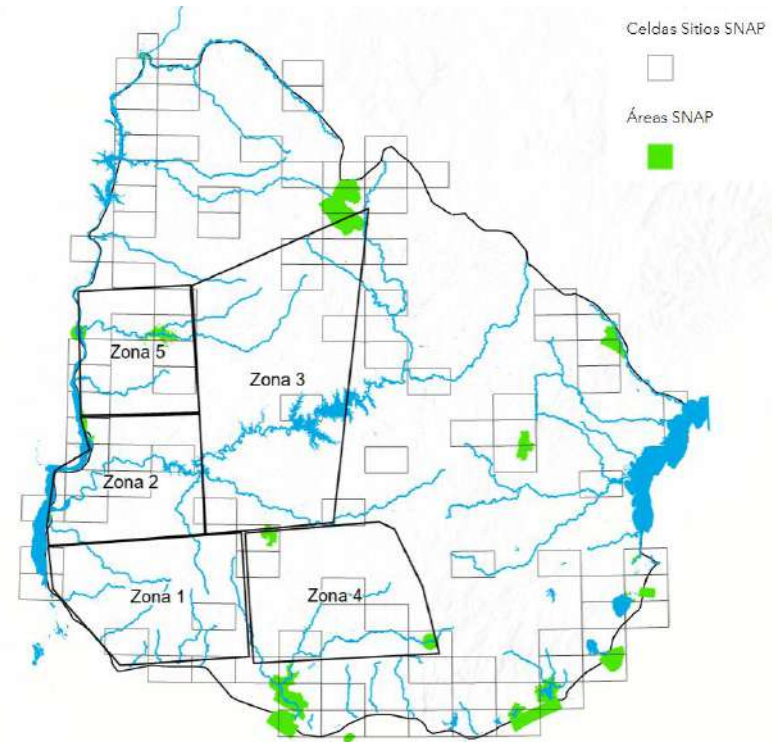
- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.

- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-14. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada una de las zonas de hubs industriales.

Zona	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Zona 1	203.638	16,64	-	-
Zona 2	457.252	44,98	12.912	1,27
Zona 3	442.388	17,52	26.530	1,05
Zona 4	342.197	26,26	20.519	1,57
Zona 5	456.503	52,55	26.768	3,08



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.

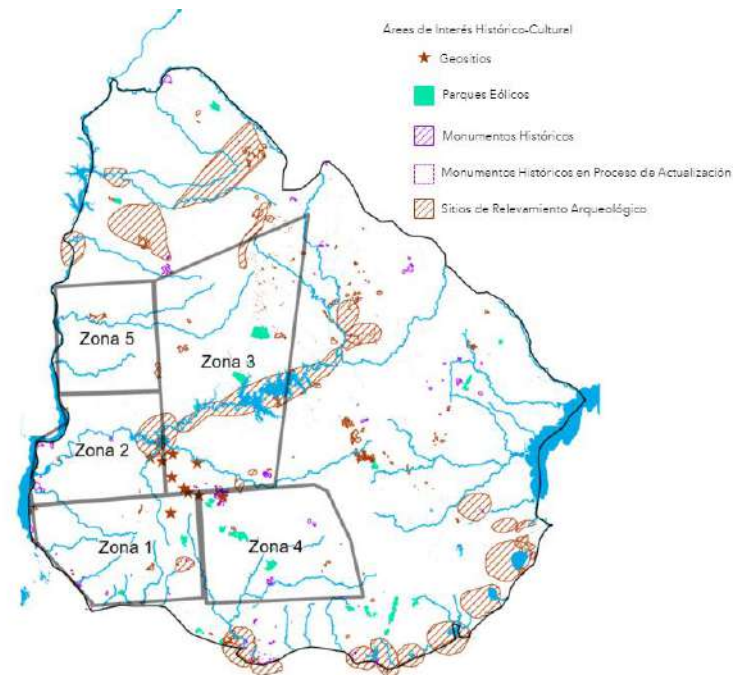
**Tabla 8-15. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas**

Zona	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
<b>Zona 1</b>	5.479	0,4%	561	0,0%	-	-	65.978	5,4%	132.316	10,8%
<b>Zona 2</b>	40.820	4,0%	-	-	155.465	15,3%	-	-	260.851	25,7%
<b>Zona 3</b>	15.269	0,6%	49.800	2,0%	-	-	18.132	0,7%	359.261	14,2%
<b>Zona 4</b>	38.727	3,0%	18.107	1,4%	38.372	2,9%	1.714	0,1%	245.876	18,9%
<b>Zona 5</b>	166.905	19,2%	-	-	-	-	-	-	289.488	33,3%

*En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.*

Tabla 8-16: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada una de las zonas de hubs industriales

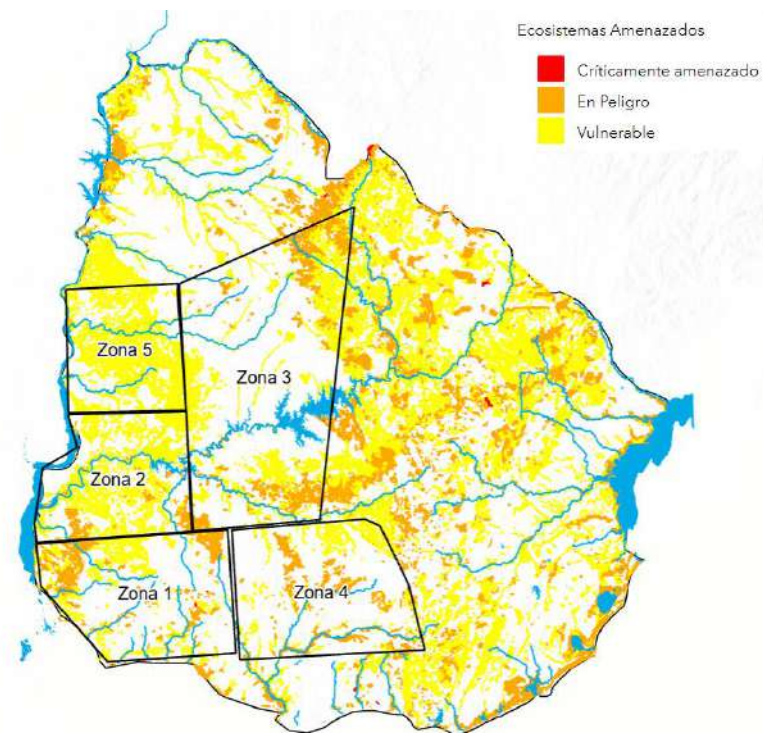
Zona	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geositios	Monumentos Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	1	2.714	0,22	2.441	0,20	22.521	1,84	4.711	0,39
Zona 2	6	11.185	1,10	-	-	73.102	7,19	-	-
Zona 3	5	2.798	0,11	3.637	0,14	267.538	10,60	22.413	0,89
Zona 4	1	8.005	0,61	8.986	0,69	2.468	0,19	17.419	1,34
Zona 5	-	-	-	-	-	10.572	1,22	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales

Tabla 8-17. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada una de las zonas de hubs industriales.

Zona	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	400	0,0	65.379	5,3	80.939	6,6
Zona 2	133	0,0	24.559	2,4	185.405	18,2
Zona 3	128	0,0	127.227	5,0	247.193	9,8
Zona 4	-	-	61.766	4,7	69.155	5,3
Zona 5	-	-	678	0,1	249.991	28,8



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de las zonas de hubs industriales.

Tabla 8-18. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas.

Zona	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Zona 1	4.571	0,37	28.845	2,36
Zona 2	27.551	2,71	55.132	5,42
Zona 3	11.366	0,45	60.285	2,39
Zona 4	7.010	0,54	29.743	2,28
Zona 5	12.738	1,47	48.204	5,55

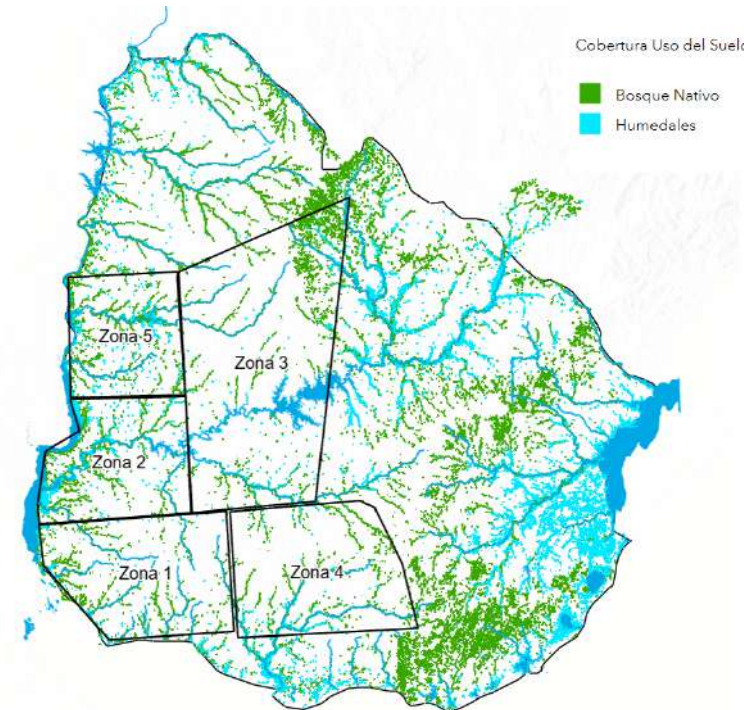
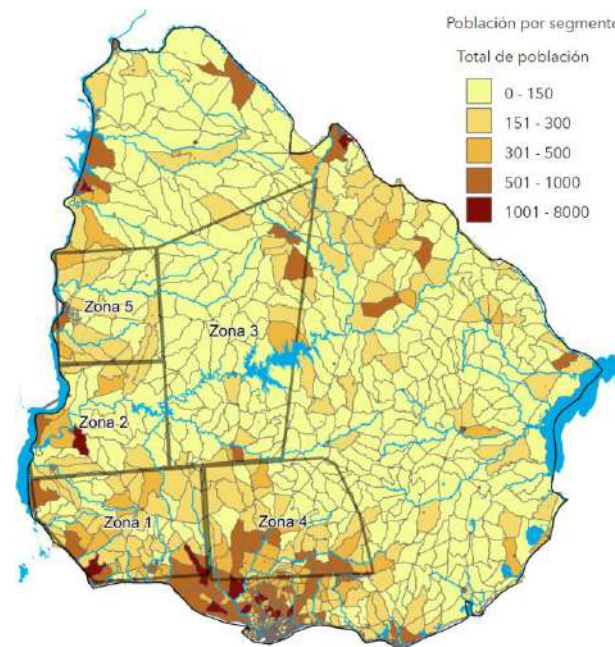


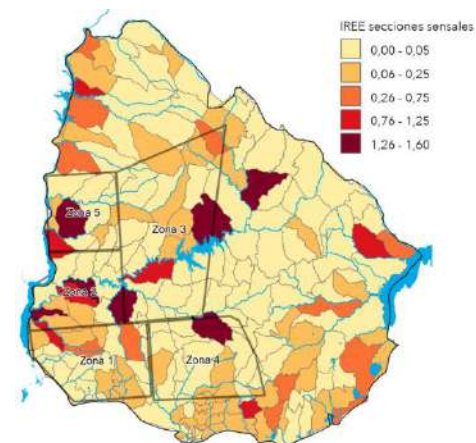
Tabla 8-19. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas

Zona	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 - 1.000		1.001 - 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Zona 1	293.297	24,0	562.894	46,0	215.347	17,6	114.967	9,4	35.986	2,9
Zona 2	618.834	60,9	216.433	21,3	109.031	10,7	21.091	2,1	24.667	2,4
Zona 3	2.070.687	82,0	302.151	12,0	75.060	3,0	73.428	2,9	3.334	0,1
Zona 4	484.890	37,2	425.275	32,6	209.556	16,1	179.568	13,8	4.038	0,3
Zona 5	436.581	50,3	359.481	41,4	44.545	5,1	12.079	1,4	4.505	0,5



**Tabla 8-20. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada una de las zonas de hubs industriales analizadas**

Zona	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
<b>Zona 1</b>	621.761	50,8	392.481	32,1	175.135	14,3	33.113	2,7	-	-
<b>Zona 2</b>	503.653	49,5	210.604	20,7	713	0,1	109.263	10,7	165.821	16,3
<b>Zona 3</b>	1.459.932	57,8	679.141	26,9	62.375	2,5	118.979	4,7	204.240	8,1
<b>Zona 4</b>	876.465	67,2	305.523	23,4	-	-	-	-	121.318	9,3
<b>Zona 5</b>	529.660	61,0	113.811	13,1	2.416	0,3	55.971	6,4	155.332	17,9



*En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de zonas de hubs industriales.*

A partir del análisis realizado en cada zona de Hub industrial, se observó lo siguiente:

- Zona 1: Cuenta con 9 celdas SNAP, de las cuales una es de Clase 1, asociado al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá, sin embargo, dicha área protegida se encuentra enteramente fuera de los límites de la zona 1. Además, por su ubicación adyacente a la desembocadura del río de la Plata, limita con 2 áreas acuáticas prioritarias: Buenos Aires (prioritaria) y Banco Ortíz (muy prioritaria). Incluye un geosítio dentro de su superficie, denominado Cerros de Ojosmín.
- Zona 2: Se observan 10 celdas SNAP, dentro de las cuales existen 3 áreas ingresadas al SNAP: Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay, Área de Manejo de Hábitats y/o especies Esteros y Algarrobales del Río Uruguay y el Monumento Natural Grutas del Palacio. Además, hay un área adicional en proceso de ingreso al SNAP: Humedales e Islas del Hum. Existen 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Es la zona que presenta mayor cantidad de geosítios, seis en total: Grutas del Palacio, Arenal, Bartolomé Hidalgo 1 y 2, Paso de Lugo y un lago artificial. Finalmente, casi un 30% de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos alto (IREE 0,76 – 1,25) o muy alto (IREE 1,25 – 1,6).
- Zona 3: Es la zona más extensa y abarca 15 celdas SNAP, de las cuales solamente 1 comprende un área ingresada al SNAP: Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá. Además, existe otra área en proceso de ingreso al SNAP: Paisaje Protegido Laureles-Cañas. Abarca 3 áreas de importancia para las aves (IBAs): Quebradas y pastizales del Norte (UY003), Campos del Tapado (UY007) y Guichón (UY009). Contiene 5 geosítios a saber: Falla de Villasboas, San Martín del Yí, Hotel La Estiria, un museo y un sitio de fauna y flora.
- Zona 4: Es abarcada por 9 celdas SNAP, de las cuales solamente dos son de Clase 1, correspondientes al Paisaje Protegido Localidad Rupestre de Chamangá y el Parque Nacional Arequita. Existen 2 áreas de importancia para las aves (IBAs): Playa Penino y Humedales de Santa Lucía (UY012) y Serranías del Este (UY015). Finalmente, contiene un geosítio: Pictografías de Chamangá.
- Zona 5: Es la zona de menos extensión, sin embargo, es la que presenta mayor porcentaje de su superficie ocupada por áreas protegidas. Cuenta con 9 celdas SNAP, de las cuales 3 son de Clase 1, comprendiendo el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay, Parque Nacional Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay y, adicionalmente, existe una propuesta en elaboración para el ingreso de una nueva área protegida: Islas del Queguay. Abarca 2 áreas RAMSAR ubicadas en el extremo suroeste de la zona que corresponden a Esteros de Farrapos e Islas del Río Uruguay (humedales). Se observan 5 áreas de importancia para las aves (IBAs): Campos del Tapado (UY007), Pastizales de Lorenzo Geyres y Quebracho (UY008), Guichón (UY009), Pastizales y Algarrobales de Young (UY010) y Pastizales y esteros del bajo Río Negro (UY011). Finalmente, casi un 20 % de su superficie está ocupada por áreas con índice de riesgo ante eventos extremos muy alto (IREE 1,25 – 1,6).

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

**IMPORTANTE:** Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las potenciales macrozonas definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base ni una categorización ambiental específica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial específico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.

## 8.4 Corredores de Pipelines

### 8.4.1 Criterios para ubicación preliminar de corredores de pipelines

Los riesgos de cualquier instalación industrial o infraestructura están asociados a la probabilidad de ocurrencia de una falla y a la consecuencia de dicha falla. El diseño de una tubería de transporte debe limitar el riesgo hasta un nivel aceptable mediante disminución de la probabilidad de falla del ducto y/o disminución de la consecuencia. Los principales factores asociados a la limitación de las consecuencias son la limitación del contenido del pipeline que puede ser liberado, y la cantidad de actividad humana en los alrededores de las instalaciones.

Si bien la ruta de la tubería se plantea referencialmente paralela a vías existentes, se necesita un alejamiento de la servidumbre del corredor de tuberías con respecto a los caminos o vías con la finalidad de minimizar las consecuencias de una falla. En general, los distanciamientos de los pipelines a las zonas pobladas deben obedecer a un análisis de riesgo, y deben usar modelos de dispersión para predecir el impacto de una fuga. Los comportamientos de dispersión varían por diferentes razones, tipo de flujo, presión, etc. y no sería adecuado establecer un distanciamiento estándar sin considerar la individualidad de cada servicio.

El cruce de vías o cuerpos de agua en cualquier pipeline es una variable para considerar en términos de seguridad y costos. En el caso de cruces de cuerpos de agua, estos cruces pueden ser hechos tanto subterráneos como superficiales, aunque la preferencia es el cruce subterráneo, siempre y cuando sea factible.

Para cubrir requerimientos de transporte por pipelines, se establecen corredores y franjas de estudio alrededor de estos corredores de 10 [km] de ancho (los corredores pueden tener uno o más pipelines) en base a necesidad de acercamiento de fuentes de materia prima hacia posibles ubicaciones para hubs de producción, acercamiento de fuentes de hidrógeno, posibles rutas de envío de productos, etc. La superposición de estos corredores con la información de base (uso de suelo, áreas protegidas, etc.) conduce a perfilar áreas de utilización para corredores de pipelines con más o menos variables que pueden impactar las decisiones finales.

### 8.4.2 Identificación de áreas de Servidumbre

Los acuerdos de derechos de paso o servidumbres de paso deben ser manejados oportunamente, ya que el ancho de esta franja se negocia en los acuerdos con propietarios desde etapas tempranas del proyecto, pero debe ser tal que permita actividades de

mantenimiento y patrullaje. El patrullaje según ASME B31.4 es una actividad que debe realizarse cada dos semanas para vigilancia de la servidumbre, detección temprana de fugas, protección a los ductos de actividad humana que pueda afectar la integridad del pipeline y poner en riesgo al medio ambiente, las personas o infraestructura cercana.

Se debe tomar en cuenta que para la imposición de servidumbres se deben resarcir los perjuicios al dueño de los predios, lo cual es un tema de especial importancia en zonas agrícolas.

#### 8.4.3 Identificación de requerimientos de Permisos

El tiempo de tramitación y la cantidad de permisos medioambientales es una variable clave en los proyectos. En general, una instalación industrial necesita permisos de diferentes entes gubernamentales y locales. Pero en particular, en las obras de infraestructura lineal, tramitación de permisos se vuelve un tema de mayor complejidad considerando el paso a través de diferentes regiones y/o ciudades, que pueden tener legislación local más o menos restrictiva. Entonces, la gestión de permisos en obras de infraestructura lineal no solo contempla la gestión ante entes gubernamentales que otorgan permisos medioambientales, de construcción, operación, sanitarios, etc. sino que la dimensión de permisos estatales y/o municipales, de acceso a servicios, de uso de infraestructura existentes, de posible impacto en localidades, en lugares de interés público, asentamientos, etc, lo cual multiplica considerablemente el esfuerzo que requiere esta gestión.

#### 8.4.4 Trazado de tuberías

La selección inicial de los diferentes trazados o corredores de tuberías se hizo considerando las fuentes existentes de CO<sub>2</sub>, ya que entre todas las sustancias que pueden ser transportados por ductos (Hidrógeno, CO<sub>2</sub>, Metanol y Jetfuel), es la única que cuenta con una ubicación definida. Los trazados propuestos consideran la interconexión de las mayores fuentes de CO<sub>2</sub>, y la conexión de estas con los potenciales puertos de exportación. La grilla de corredores formada se encuentra ubicada dentro de las macrozonas planteadas para la potencial ubicación de Electrolizadores y Plantas Industriales, por lo que, al afinar la ubicación de estos elementos, se priorizará la conexión con la red de tuberías.

La selección de los diferentes trazados o corredores inicia con una decisión inicial entre usar o no tuberías en lugar de transportar el CO<sub>2</sub> vía camiones o trenes, considerando factores técnicos y económicos. Hay diferentes estudios que establecen criterios para esta primera aproximación, como lo son *Transport cost for Carbon removal projects with biomass and CO<sub>2</sub> storage*<sup>15</sup> del año 2021 y *The cost of CO<sub>2</sub> transport*<sup>16</sup> realizado por la plataforma ZEP<sup>17</sup>, en donde se indica que para una rango de transporte mayor de 1 Mtpa el transporte por tuberías es el más económico, mientras que para rangos por debajo de 0,15 Mtpa aproximadamente es el menos económico, basado en una distancia de 200 km. Cabe destacar que en etapas posteriores del diseño esta decisión debe ser avalada por un análisis más exhaustivo y considerando todas las variables de las que se disponga en el momento.

Basado en estos dos estudios mencionados, algunos de los corredores planteados para transporte de CO<sub>2</sub> que en principio se consideraron en una grilla de corredores fueron posteriormente deseleccionados. En la Figura 8-6 a continuación se observa la grilla

<sup>15</sup> Joshua K. Stolaroff, Simon H. Pang, Wenqin Li, Whitney G. Kirkendall, Hannah M. Goldstein, Roger D. Aines, Sarah E. Baker, *Transport cost for Carbon removal projects with biomass and CO<sub>2</sub> storage*, [www.frontiersin.org](http://www.frontiersin.org)

<sup>16</sup> Z.E.P. (s.f.). *The Cost of CO<sub>2</sub> Transport - Post-demonstration CCS in the EU*. Obtenido de Zero Emission Platform: <https://zeroemissionsplatform.eu/document/the-costs-of-co2-transport/>

<sup>17</sup> European technology platform for Zero Emissions Fossil Fuel Power Plants, es una Plataforma de advisory para la UE.

inicialmente planteada y los trazados identificados con a, b, c y d deseleccionados por ser fuentes alejadas y de poco tonelaje donde la opción de transporte por pipelines podría ser la más desfavorable desde el punto de vista económico.

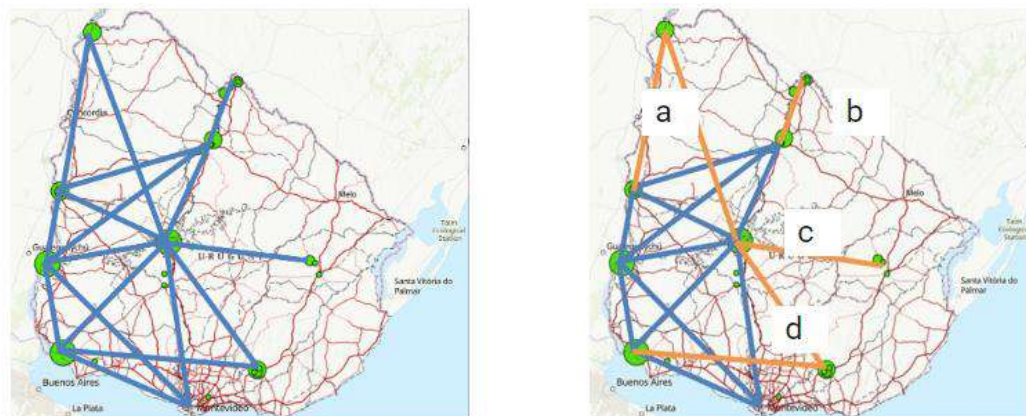


Figura 8-6 Esquema de corredores (original y con desección de opciones)

Los resultados se resumen en la Tabla 8-21 siguiente.

Tabla 8-21 Corredores deseleccionados por criterio económico

Corredores	Desde	Hasta	Flujo	Distancia	Motivo desección
a	Bella Unión	Paysandú/UPM2	<0.3MT/a	>200 km	Criterio económico
b	Rivera	Tambores	<0.3MT/a	100 km	Infraestructura existente (Línea Rivera)
c	Treinta y tres	UPM2	<0.3MT/a	>200 km	Criterio económico
d	Minas	Montes del P. (o hasta Troncal - Montevideo)/UPM2	<0.3MT/a	>100/ >200	Infraestructura existente (Línea Minas) /criterio económico

Finalmente, los corredores seleccionados que se plantean para el análisis territorial preliminar se muestran en la Figura 8-7 y la Tabla 8-22. Estos corredores, aunque se plantearon inicialmente para las fuentes de CO<sub>2</sub> pueden ser compartidos con otros servicios, como lo es el Hidrógeno, Metanol y Jetfuel. Los corredores planteados pueden funcionar de manera independiente, como también interconectados entre sí, permitiendo utilizar mas de un corredor para transportar desde 2 puntos que no estén conectados por un solo corredor (ej. Desde Paysandú al Puerto de Montevideo).

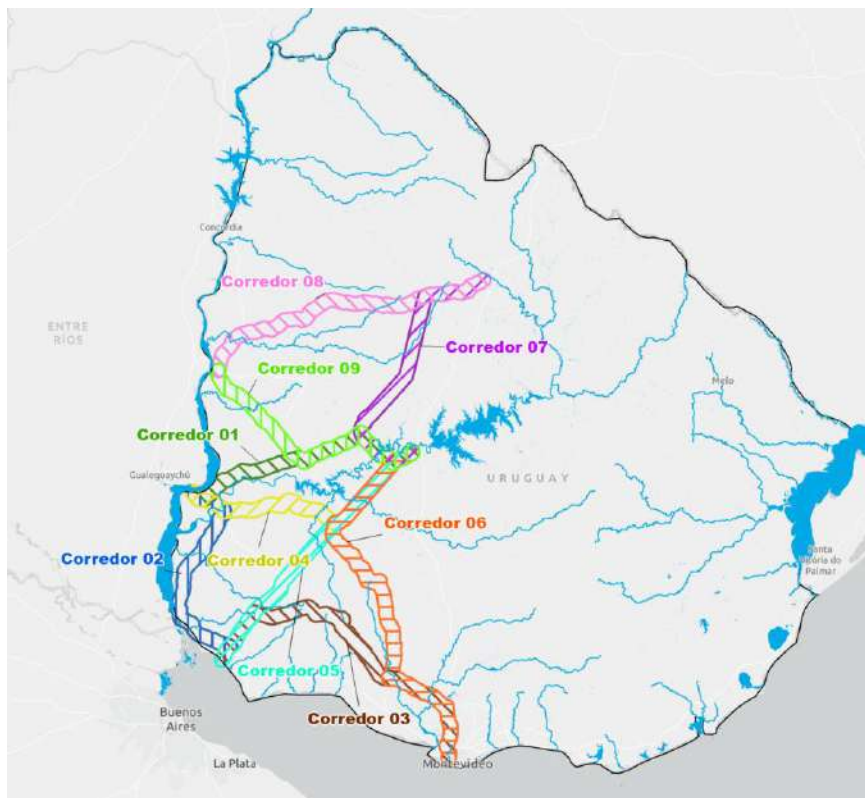


Figura 8-7 Mapa corredores de pipelines estimados

Tabla 8-22 Corredores preliminares para pipelines

Corredor	Long. [Km]	Cant. Min de Estaciones por flujo o servicio
01 (verde)	223	11
02 (azul)	198	9
03 o 10 (café)	290	16
04 (amarilla)	220	10
05 (cian)	232	12
06 (naranja)	341	15
07 (morado)	238	10
08 (rosado)	240	12
09 (verde claro)	215	9

Dependiendo de las condiciones del flujo transportado en cada tubería y de la topografía por donde van atravesando estos corredores, se requerirá un acondicionamiento y/o impulsión adicional en algunos puntos del recorrido. Igualmente, en consideración a los criterios de seguridad mencionados en apartados anteriores, se requerirán estaciones de válvulas para alivio de presión y/o venteo, drenajes, estaciones con válvulas de bloqueo para contención en caso de falla, estaciones de monitoreo, etc.

La cantidad final de estaciones y facilidades asociadas a cada pipeline de cada corredor corresponderá con la indicada en una posterior evaluación de riesgos. En esta etapa del

estudio se considera que al menos cada 25 [km] de pipeline se colocará una estación. De acuerdo con esto, se indica un mínimo de estaciones por línea en la Tabla 8-22

#### **8.4.5 Análisis territorial**

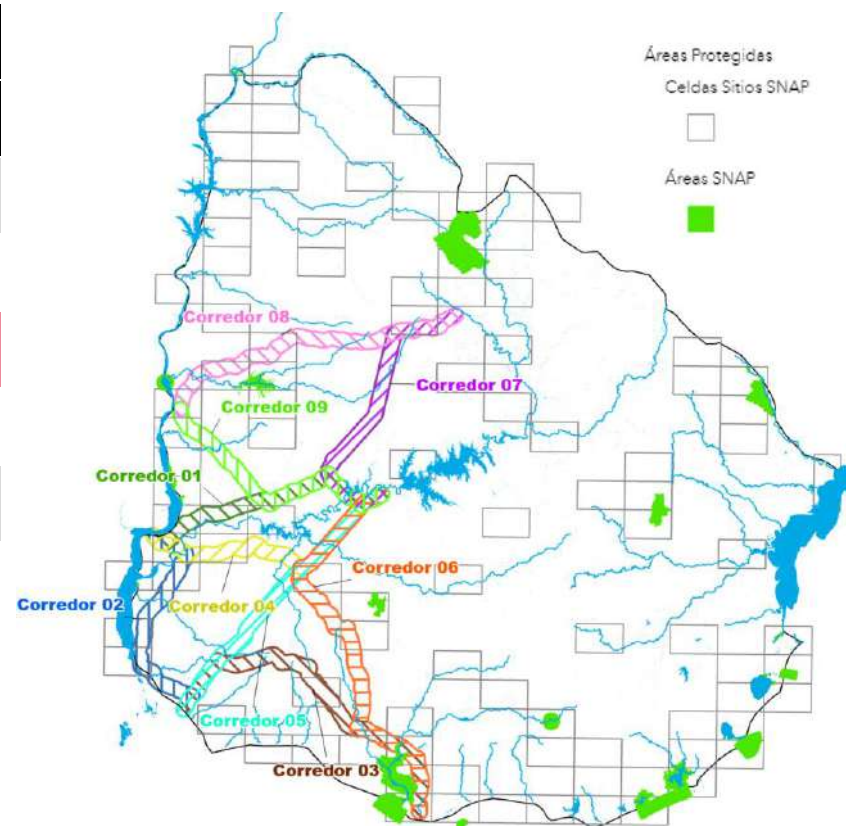
Se llevó a cabo un análisis territorial a alto nivel para estimar qué superficie dentro de cada una de las áreas de utilización para corredores de pipelines corresponde a zonas de interés social y ambiental tales como:

- Áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Áreas de interés histórico-cultural.
- Ecosistemas amenazados.
- Humedales y bosques nativos.
- Densidad poblacional.
- Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)

Los resultados de este análisis territorial se presentan a continuación.

Tabla 8-23. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas y áreas SNAP para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Celdas SNAP		Áreas SNAP	
	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	82.514	38,0	-	-
Corredor 02	116.678	65,1	202	0,6
Corredor 03	110.573	38,7	7.204	15,8
Corredor 04	92.061	44,0	216	0,6
Corredor 05	20.655	9,0	15	~0
Corredor 06	121.967	38,7	1	~0
Corredor 07	28.325	12,5	-	-
Corredor 08	133.704	52,2	-	-
Corredor 09	32.617	15,8	-	-



En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de los corredores de pipelines.

Tabla 8-24. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por celdas SNAP según estrategia (clase) para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Celdas SNAP según estrategia									
	Clase 1: Línea de base		Clase 2: Prioridad de ingreso 2015 – 2020.		Clase 3: Prioridad de ingreso 2015 – 2020 condicionada		Clase 4: Requerimiento de información adicional		Clase 5: Articulación con otras estrategias de conservación	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	-	-	-	-	19.975	9,2	-	-	62.539	28,8
Corredor 02	-	-	-	-	64.198	35,8	-	-	52.480	29,3
Corredor 03	-	-	83.698	29,3	-	-	26.336	9,2	539	0,2
Corredor 04	-	-	-	-	45.066	21,5	-	-	46.995	22,5
Corredor 05	-	-	-	-	-	-	-	-	20.655	9,0
Corredor 06	161	0,1	75.566	24,0	-	-	-	-	46.240	14,7
Corredor 07	-	-	-	-	-	-	-	-	28.325	12,5
Corredor 08	39.428	15,4	-	-	-	-	-	-	94.277	36,8
Corredor 09	-	-	-	-	-	-	-	-	32.617	15,8

Tabla 8-25: Estimación del porcentaje de superficie ocupada por áreas de interés histórico-cultural para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Áreas de Interés Histórico-Cultural								
	Geositios	Monumento s Históricos		Monumentos Históricos en Proceso de Actualización		Sitios de Relevamiento Arqueológico		Parques Eólicos	
	Cantidad	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	-	1.469	0,7	-	-	25.288	11,6	1.335	0,6
Corredor 02	-	3.064	1,7	254	0,1	3.076	1,7	-	-
Corredor 03	-	1.032	0,4	858	0,3	27.298	9,6	-	-
Corredor 04	2	1.823	0,9	-	-	21.040	10,1	-	-
Corredor 05	2	145	0,1	149	0,1	18.185	7,9	-	-
Corredor 06	-	887	0,3	698	0,2	33.461	10,6	-	-
Corredor 07	-	-	-	-	-	25.467	11,2	1.335	0,6
Corredor 08	-	-	-	-	-	3.708	1,4	-	-
Corredor 09	-	-	-	-	-	25.288	12,2	1.335	0,6

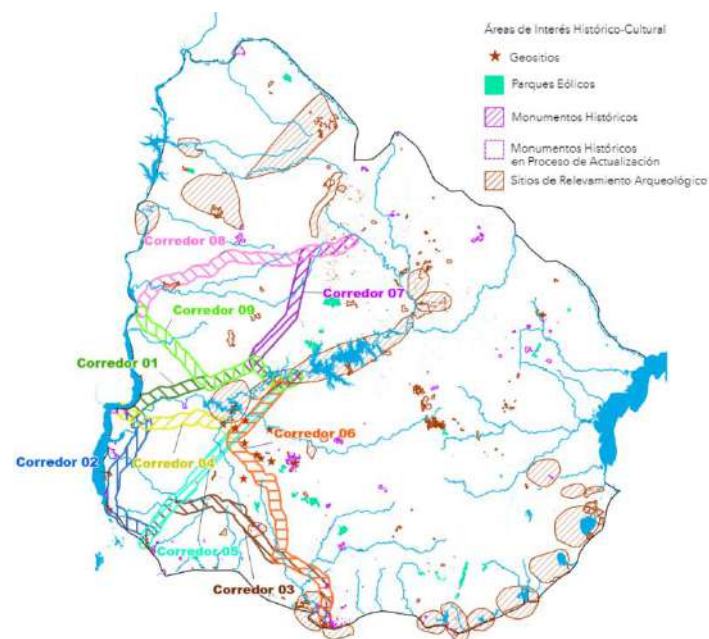


Tabla 8-26. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por ecosistemas amenazados para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Ecosistemas amenazados					
	Críticamente amenazado		En Peligro		Vulnerable	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01			1.697	0,8	27.675	12,7
Corredor 02	8	~0,0	9.809	5,5	20.814	11,6
Corredor 03	208	0,1	6.301	2,2	8.185	2,9
Corredor 04	5	~0,0	2.007	1,0	20.248	9,7
Corredor 05	16	~0,0	6.587	2,9	15.628	6,8
Corredor 06	-	-	17.964	5,7	7.796	2,5
Corredor 07	-	-	21	~0,0	4.272	1,9
Corredor 08	-	-	6.932	2,7	33.521	13,1
Corredor 09	-	-	72	~0,0	12.922	6,2



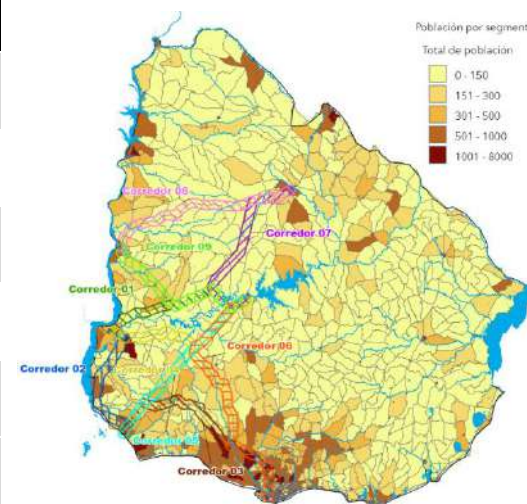
Tabla 8-27. Estimación del porcentaje de superficie ocupada por humedales y bosque nativo para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Humedales		Bosque nativo	
	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	1.944	0,9	7.182	3,3
Corredor 02	2.806	1,3	15.263	7,0
Corredor 03	2.944	1,4	5.887	2,7
Corredor 04	1.032	0,5	5.303	2,4
Corredor 05	779	0,4	3.250	1,5
Corredor 06	724	0,3	2.303	1,1
Corredor 07	83	~0,0	849	0,4
Corredor 08	735	0,3	8.390	3,9
Corredor 09	1.048	0,5	4.390	2,0



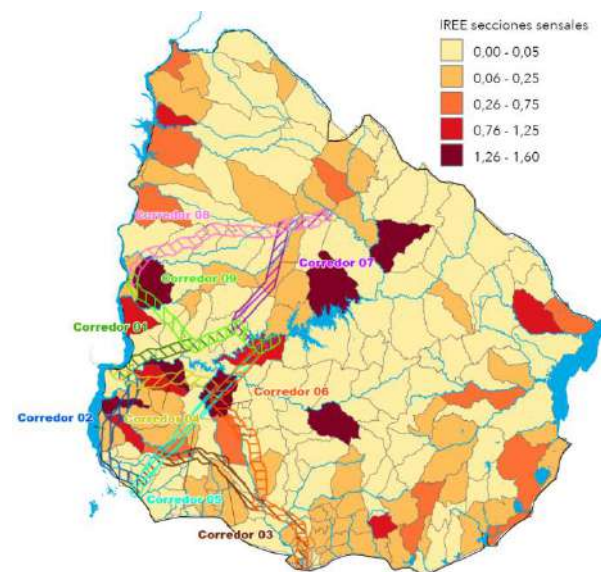
Tabla 8-28. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según densidad poblacional para cada uno de los corredores de pipelines.

Corredores	Densidad poblacional (total de población)									
	0 - 150		151 - 300		301 - 500		501 - 1.000		1.001 - 8.000	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	150.462	69,3	29.540	13,6	33.732	15,5	3.011	1,4	464	0,2
Corredor 02	28.306	15,8	49.293	27,5	44.967	25,1	47.760	26,6	8.997	5,0
Corredor 03	44.318	15,5	76.536	26,8	53.166	18,6	62.638	21,9	48.972	17,1
Corredor 04	158.541	75,8	10.315	4,9	26.596	12,7	3.747	1,8	9.964	4,8
Corredor 05	110.660	48,1	78.002	33,9	26.547	11,5	15.086	6,6	-	-
Corredor 06	103.382	32,8	120.232	38,1	26.816	8,5	35.250	11,2	29.603	9,4
Corredor 07	185.071	81,5	33.123	14,6	38	~0,0	7.245	3,2	1.520	0,7
Corredor 08	192.042	74,9	49.626	19,4	893	0,3	9.041	3,5	4.661	1,8
Corredor 09	103.695	50,1	92.345	44,6	2.595	1,3	4.889	2,4	3.460	1,7



**Tabla 8-29. Estimación del porcentaje de superficie ocupada según Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE) para cada uno de los corredores de pipelines.**

Corredores	Índice de Riesgo ante eventos extremos (IREE)									
	0 – 0,05		0,06 – 0,25		0,26 – 0,75		0,76 – 1,25		1,26 – 1,6	
	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%	Ha	%
Corredor 01	182.939	84,2	492	0,2	-	-	32.842	15,1	937	0,4
Corredor 02	89.149	49,7	67.007	37,4	-	-	13.402	7,5	9.765	5,4
Corredor 03	214.552	75,1	46.399	16,2	24.678	8,6	-	-	-	-
Corredor 04	67.625	32,3	15.121	7,2	-	-	70.790	33,8	55.627	26,6
Corredor 05	76.046	33,0	37.279	16,2	25.323	11,0	42.167	18,3	49.479	21,5
Corredor 06	142.760	45,3	63.524	20,1	18.205	5,8	42.162	13,4	48.633	15,4
Corredor 07	139.695	61,5	54.643	24,1	-	-	32.660	14,4	-	-
Corredor 08	197.949	77,2	41.918	16,4	-	-	-	-	16.395	6,4
Corredor 09	131.018	63,3	11.766	5,7	-	-	32.653	15,8	31.547	15,2



*En rojo se indican aquellas áreas que ocupan un porcentaje significativo de la superficie total de los corredores de pipelines.*

A partir del análisis realizado en cada corredor de pipeline, se observó lo siguiente:

- Corredor 01: Atraviesa 4 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.
- Corredor 02: Atraviesa 5 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.
- Corredor 03: Atraviesa 6 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1, aunque vale la pena mencionar que, hacia el sur, en las inmediaciones de Montevideo, este corredor atraviesa el Área Protegida con Recursos Manejados Humedales de Santa Lucía.
- Corredor 04: Atraviesa 7 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1. En su recorrido hay 2 geositios: Grutas del Palacio y Paso de Lugo. Finalmente, un 60% de su recorrido atraviesa áreas con Índice de Riesgo ante Eventos Extremos alto (0,76 – 1,25) y muy alto (1,26 – 1,6).
- Corredor 05: Atraviesa 1 celda SNAP, que no es de Clase 1. En su recorrido hay 2 geositios: Grutas del Palacio y San Martín del Yi. Finalmente, un 40% de su recorrido atraviesa áreas con Índice de Riesgo ante Eventos Extremos alto (0,76 – 1,25) y muy alto (1,26 – 1,6).
- Corredor 06: Atraviesa 8 celdas SNAP, de las cuales una es de Clase 1: Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay.
- Corredor 07: Atraviesa 1 celda SNAP que no es de Clase 1.
- Corredor 08: Atraviesa 5 celdas SNAP, de las cuales dos son de Clase 1 y ambas abarcan el Área Protegida con Recursos Manejados Montes del Queguay y
- Corredor 09: Atraviesa 3 celdas SNAP, de las cuales ninguna es de Clase 1.

Este análisis muestra las distintas áreas para tener en cuenta en el plano socioambiental para el desarrollo de proyectos. Mientras que las áreas protegidas, zonas IBAs y sitios de interés patrimonial presentan restricciones a la hora de la localización de proyectos, el resto no implica la imposibilidad de implementar proyectos, sino que deberán tener un estudio específico de impacto ambiental. Los resultados del análisis territorial proveerán *inputs* al modelo de optimización que se desarrollará en una siguiente etapa.

**IMPORTANTE:** Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista ambiental y de uso de suelo de las macrozonas de generación definidas. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base ni una categorización ambiental específica, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad ambiental competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas, sus características desde el punto de vista ambiental y territorial específico puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito ambiental y de uso de suelo: a mayor porcentaje de superficie, menor flexibilidad de localización y/o mayores requerimientos ambientales.

## 8.5 Puertos

### 8.5.1 Potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria

En vistas de los corredores logísticos definidos en la sección 0, se desprenden las potenciales zonas de ubicación de infraestructura portuaria, tanto de exportación como de cabotaje. Este análisis está alineado a la presentación realizada por Puerto de Rotterdam y Royal HaskoningDHV en el *World Hydrogen Summit* en mayo de 2024 titulada “*Uruguay H2 export facility- Site assessment study*”.

La definición de ubicaciones de puertos contempla: el acceso a cadena de suministro terrestre y marítimo de los potenciales lugares; el aprovechamiento de la infraestructura existente y/o áreas con designación portuaria; utilización de infraestructura común entre usuarios; permisos para las posibles ubicaciones; cercanía a plantas de producción; y potenciales individuales de cada zona.

En base a los criterios antes mencionados se identifican como potenciales ubicaciones para terminales de exportación:

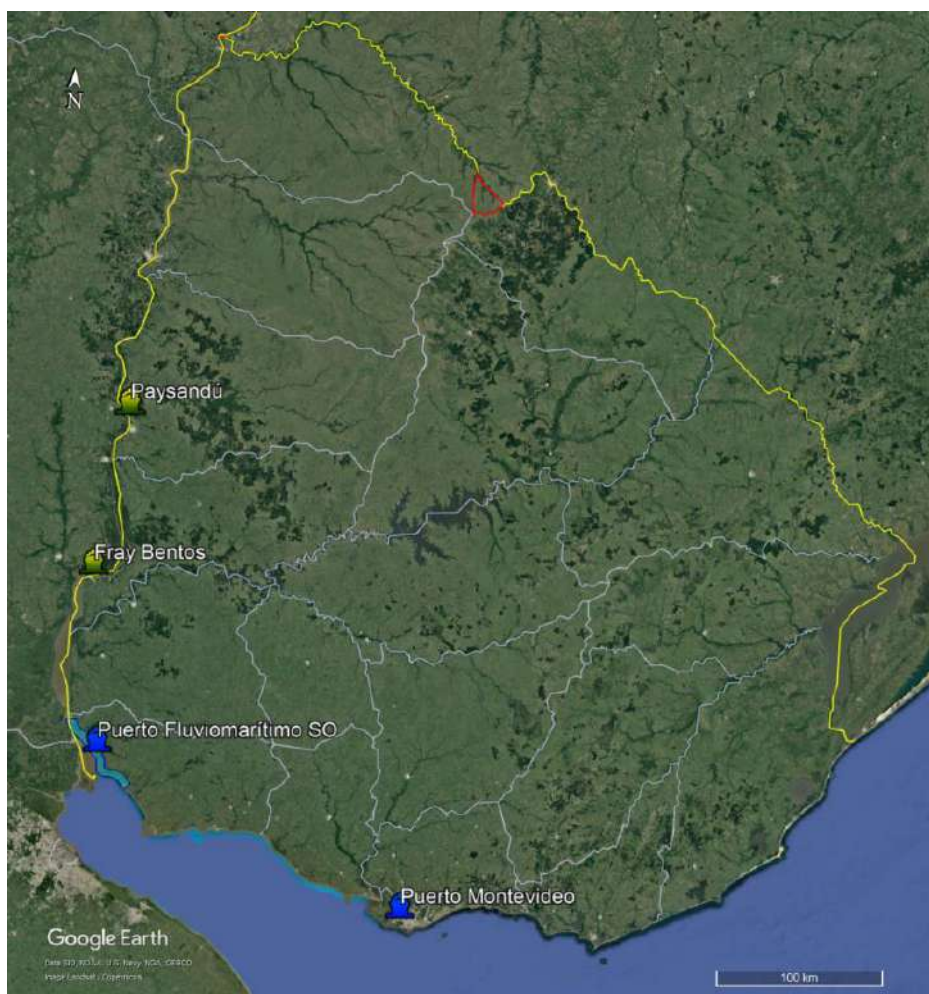
- Bahía de Montevideo
- Desembocadura del Río Uruguay / Río de la Plata, entre el tramo de costa Montes del Plata – Nueva Palmira. En este tramo se localizan dos puertos existentes: Montes del Plata y Nueva Palmira.

Vale aclarar que, si bien se reconocen estos puertos existentes en el tramo Nueva Palmira – Montes del Plata, a los efectos de este estudio se considerará de manera general un puerto nuevo representativo de esta zona denominado a partir de ahora como Puerto *greenfield* SO. La característica principal de este potencial puerto en relación con su ubicación estratégica, y la importante razón de su desarrollo es su condición de puerto fluvio-marítimo, es decir, el punto de conexión entre el transporte fluvial y el transporte marítimo como punto de transferencia de carga.

Por otra parte, como puertos de cabotaje para la carga de embarcaciones fluviales con destino a una terminal de exportación, se identifican los potenciales puertos a lo largo del Río Uruguay:

- Zona de Paysandú
- Zona de Fray Bentos

Las ubicaciones mencionadas se presentan en la Figura 8-8.



**Figura 8-8: Ubicaciones relevantes asociadas a potenciales terminales portuarias y proyectos previstos de producción a corto/mediano plazo.**

#### 8.5.1.1 Bahía de Montevideo

En lo que respecta a la Bahía de Montevideo, las potenciales ubicaciones identificadas por Puerto de Rotterdam y Royal HaskoningDHV en el *World Hydrogen Summit* en mayo de 2024 titulada *"Uruguay H2 export facility- Site assessment study"* y alineadas con MIEM y ANP en esta consultoría se listan a continuación y se visualizan en la Figura 8-9:

- Punta Sayago
- Refinería ANCAP
- Planta de Capurro ALUR
- Relleno dársena este
- Relleno Dique de cintura
- Relleno escollera oeste



**Figura 8-9: Bahía de Montevideo, y potenciales emplazamientos.**

#### 8.5.1.2 Río de la Plata y Río Uruguay

En la Figura 8-10 se pueden observar las ubicaciones de puertos considerados a lo largo del río Uruguay y Río de la Plata interior, focalizándose en 3 zonas:

- Paysandú (cabotaje)
- Fray Bentos (cabotaje)
- Zona Suroeste



**Figura 8-10: Emplazamientos considerados a lo largo del río Uruguay.**

En el caso de Paysandú y Fray Bentos, es importante destacar que, en la situación actual de la hidrovía del Río Uruguay, principalmente en términos de calado, no permite la navegación de buques marítimos medianos ni grandes para la exportación de productos. Las restricciones de calado generan la necesidad de hacer top-off en otro puerto (o zona de alije) a mayor calado para poder completar la carga y/o utilizarlos para transporte de cabotaje por medio de embarcaciones más pequeñas como tankers pequeños y/o barcazas. Se debe tener en cuenta que esta situación puede cambiar en el caso que se lleven a cabo dragados y mejoras de condiciones de navegabilidad del Río Uruguay. Vale mencionar que, adicionalmente a la permisología definida por la autoridad competente, esta intervención requiere de aprobación de la CARU (Comisión Administradora del Río Uruguay).

Por lo tanto, a los efectos de este estudio, y dado lo establecido en las bases técnicas, no se considerarán los puertos de Fray Bentos y Paysandú como puertos de exportación, sino que se considerarán como potenciales puertos de carga de cabotaje atendiendo tankers y/o convoy de barcazas, como parte del eje logístico hidroviario, y se mantendrán como puertos exportadores al puerto *greenfield* de zona SO y al puerto de Montevideo. Los análisis de estos puertos se llevarán a cabo dentro del Producto 4: *Análisis técnico-económico del transporte de productos*.

### 8.5.2 Estrategias logísticas de transporte y exportación

En base a los corredores y nodos logísticos presentados, así como los aspectos territoriales analizados, se observan 3 estrategias logísticas principales, que serán analizadas en los capítulos siguientes:

#### 1. Montevideo como centro de exportación:

Esta estrategia plantea que todos los productos se lleven a una terminal central de exportación en Montevideo. Para eso, el transporte interior de productos hacia Montevideo

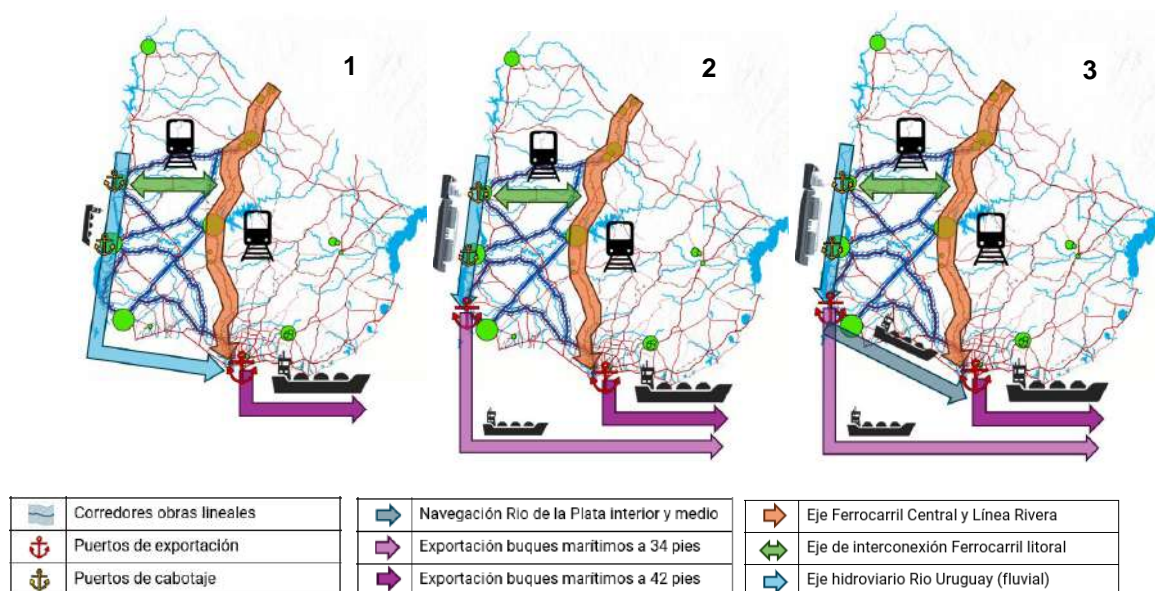
se realizaría potencialmente a través del ferrocarril para la producción del Centro y Noreste del país; a través de la hidrovía del Río Uruguay para el Noroeste y Suroeste del país, considerando Tanker de pequeña escala como embarcación; y/o a través de ductos a ser construidos.

## 2. Centro de transbordo en la desembocadura del Río Uruguay

Esta estrategia utiliza un puerto de transferencia de carga (o transshipment) como centro de transbordo en la desembocadura del Río Uruguay. Este centro de transbordo podrá ubicarse en el tramo Nueva Palmira – Montes del Plata, correspondiente al puerto denominado Puerto greenfield S0. En este lugar la carga se embarca en buques de mediana escala (tipo Handy), o buques de gran escala (tipo panamax) con carga parcial. En cuanto a la producción del centro y noreste del país, podría ser también dirigida hacia el suroeste, o, en caso de que sea conveniente, podría ser transportada por ferrocarril, camión o ductos a ser construidos hacia Montevideo, al igual que la estrategia anterior. Esta estrategia además permite que el centro de transbordo reciba mercancías procedentes del interior de Argentina, Brasil y Paraguay.

## 3. Combinación de estrategias logísticas

Ambas estrategias se pueden combinar, según lo que se muestra esquemáticamente en la Figura 8-11, cuadro 3. Para este escenario, los puertos clave serán Montevideo y el puerto Suroeste. En este esquema logístico, se tiene la posibilidad de exportar directamente desde puerto de Montevideo en buques tipo Panamax, o directamente desde Puerto S0 en buques tipo Handy (por restricción de calado), o hacer top-off en Puerto de Montevideo de los buques marítimos a carga parcial provenientes de Puerto S0, o de tener otro tramo de cabotaje entre Puerto S0 y Montevideo. Al igual que el caso anterior, esta estrategia permite que el centro de transbordo S0 reciba mercancías procedentes del interior de Argentina, Brasil y Paraguay



**Figura 8-11: Potenciales estrategias logísticas de exportación en base a análisis de localizaciones**

## 9 Criterios de seguridad y Análisis de riesgo

### 9.1 Consideraciones de seguridad del Hidrógeno y derivados

La producción de hidrógeno verde y sus derivados considerados en el alcance del presente estudio requieren del conocimiento de sus características físicas y químicas, de manera de ser consideradas en sus diseños, y así desarrollar la industria en forma segura y planificada.

A continuación, se hace referencia a algunas de las principales características desde el punto de vista de seguridad, en base a la información disponible en las Fichas Internacionales de Seguridad Química (FISQ), versión en español de las International Chemical Safety Cards (ICSCs).

#### 9.1.1 Hidrógeno

El Hidrógeno es un gas inodoro e incoloro, no tóxico y más liviano que el aire. Se mezcla fácilmente con el aire, generando mezclas explosivas, y su calentamiento intenso puede originar combustión violenta o explosión. En las condiciones de combustión óptimas, la energía requerida para iniciar la combustión es mucho más baja que para otros combustibles, por lo que una pequeña chispa puede iniciar la combustión. Por ejemplo, para provocar la ignición del hidrógeno, hace falta 15 veces menos energía que para el gas natural.

Su almacenamiento requiere un diseño a prueba de incendio, ventilación a ras de suelo y techo. Reacciona violentamente con halógenos, materiales oxidantes y grasas. Los materiales catalizadores como el platino o el níquel aumentan este tipo de reacciones.

En caso de fuga en áreas no confinadas se elevará y dispersará rápidamente, a diferencia de lo que ocurre, por ejemplo, con las fugas de propano u otros combustibles, que tienden a acumularse cerca del suelo al ser más denso que el aire.

En caso de fugas en zonas confinadas, donde se pueda generar altas concentraciones en el aire, produce una deficiencia de oxígeno, y su inhalación puede provocar síntomas como vértigo, dolor de cabeza y asfixia, con riesgo de pérdida de conocimiento e incluso la muerte.

#### 9.1.2 CO<sub>2</sub>

El CO<sub>2</sub> es un gas inodoro e incoloro más denso que el aire. No es combustible y se descompone sobre los 2.000 [°C] en monóxido de carbono tóxico.

Su almacenamiento requiere un diseño a prueba de incendio que permita mantener frío el contenedor en caso de incendio en el entorno y ventilación a ras de suelo.

En caso de fugas, al ser más denso que el aire, puede acumularse en zonas más bajas produciendo una deficiencia de oxígeno, generando síntomas como vértigo, dolor de cabeza, aumento de la presión sanguínea, aceleración del ritmo cardíaco, de pérdida de conocimiento o muerte.

El contacto con CO<sub>2</sub> en estado gaseoso o líquido puede producir congelación tras lo cual se recomienda lavado con abundante agua y proporcionar asistencia médica inmediatamente.

### 9.1.3 Metanol

El metanol es un líquido incoloro, tóxico en caso de ingestión, nocivo si se inhala y altamente inflamable, cuyo vapor se mezcla bien con el aire, formando fácilmente mezclas explosivas. Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, ácidos y agentes reductores, generando peligro de incendio y explosión.

Su almacenamiento requiere que sea separado de materiales incompatibles, en un lugar fresco, a prueba de incendio y ventilado.

En caso de fuga o derrame se debe evacuar la zona inmediatamente, eliminar potenciales fuentes de ignición y ventilar. En caso de incendios requiere uso de agua pulverizada, espuma resistente al alcohol, dióxido de carbono, mantener frío sus contenedores y demás instalaciones rociando con agua.

Algunos síntomas en caso de contacto, inhalación o ingestión son vértigo, debilidad, alteraciones a la vista, convulsiones y pérdida de conocimiento, entre otros.

Se debe evitar su liberación al medio ambiente en circunstancias distintas al uso normal.

### 9.1.4 Amoníaco

El amoníaco es un gas incoloro, inflamable, más ligero que el aire, las mezclas de aire/gas son explosivas. Es una base fuerte, reacciona violentamente con ácidos y es corrosivo. Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, alógenos y otras sustancias. Ataca el cobre, aluminio, zinc y sus aleaciones. Al disolverse en agua desprende calor. Reacciona con la mayoría de los compuestos orgánicos e inorgánicos, causando peligro de incendio y explosión.

Requiere de un almacenamiento a prueba de incendio, separado de oxidantes, ácidos y halógenos, en un lugar fresco y bien ventilado. Equipos eléctricos y de iluminación deben ser a prueba de explosión.

En caso de derrames o fugas, se debe evacuar el área, ventilar y aislar el área hasta que el gas se disperse. Para la protección personal se indica traje hermético de protección química, incluyendo equipo autónomo de respiración.

En caso de inhalación genera sensación de quemazón y dificultades respiratorias entre otros. En caso de contacto puede generar enrojecimiento y quemaduras cutáneas, además en caso de contacto con amoníaco en estado líquido genera congelación. Requiere de asistencia médica inmediata.

Es muy tóxico para los organismos acuáticos, se aconseja impedir que sea incorporado al medio ambiente.

## 9.2 Criterios de Seguridad en la conducción de sustancias peligrosas

Para el Código Federal de Regulaciones CFR, Título 49 que se refiere a regulaciones en transporte en los Estados Unidos, una sustancia peligrosa es aquella que expone la salud, la seguridad y la propiedad cuando es transportada comercialmente. En el Sistema Nacional de Emergencias de Uruguay (SINAE) se define los tipos de sustancias peligrosas de acuerdo con sus propiedades, con base en la clasificación estadounidense.

Dentro de las sustancias peligrosas, el SINAE incluye al dióxido de carbono dentro de los Gases no Inflamables y al hidrógeno dentro de los gases inflamables. En el caso del Metanol

o alcohol metílico se considera un líquido inflamable por tener un punto de inflamación por debajo de los 37°C y al Jet Fuel como Combustible por tener el punto de inflamación igual o superior a 37°C, según la clasificación de la NFPA 30<sup>18</sup>

La clasificación de una sustancia como peligrosa conlleva al uso de estrictos códigos de seguridad en el diseño, construcción y operación de los sistemas de transportes. Los códigos desarrollados por la CFR para transporte y distribución de fluidos por tuberías, aunque no son de estricto cumplimiento en todos los países, son referencias ineludibles para muchas instalaciones fuera de Estados Unidos. Estos códigos han venido evolucionando a raíz de los aprendizajes relacionados con la seguridad de instalaciones y con la experiencia acumulada en diferentes industrias.

En esta etapa del estudio estos códigos se asumen como guías que permitan acercarse al dimensionamiento de un futuro diseño seguro para el transporte de sustancias peligrosas en cuanto a lo siguiente:

- Factores de seguridad para el cálculo y selección de materiales, consideraciones de materialidad de los ductos y equipos.
- Requerimiento de instalaciones para prevención de fugas no intencionadas (las fugas intencionadas se consideran medidas de prevención en los sistemas a presión). Los sistemas de tuberías deben considerar instalaciones para la despresurización y venteo controlado, estaciones de válvulas para actuación de emergencia, etc. Así mismo, deben tener estaciones con válvulas que puedan bloquear y limitar el flujo una vez que se inicie un escape.
- Consideración de las medidas de protección contra la corrosión como un medio para la prevención del deterioro que pueden provocar una falta de contención: contenidos máximos de agua y contaminantes, consideración de sistema de protección catódica, sistemas de vigilancia (detección de fugas) y el requerimiento de inspección de pipelines (por ejemplo, estaciones de trampas para corridas con herramientas instrumentadas de inspección).
- Consideraciones de Prevención, Detección y combate de incendios.

Adicional a los códigos de diseño, el tipo de riesgo asociado a la inflamabilidad/combustibilidad de las sustancias requiere considerar criterios adicionales aun en etapas tempranas del diseño. De acuerdo con el antecedente suministrado, *Análisis de necesidades regulatorias para los proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados*<sup>19</sup>, en el punto 3.1.3. Seguridad Industrial, se indica la aplicabilidad de códigos de la NFPA para la protección contra incendios en instalaciones industriales.

En el caso del hidrógeno, la NFPA 2 aborda la manipulación, almacenamiento, uso y transporte de hidrógeno, proporcionando criterios específicos para la seguridad en diferentes etapas del proceso. Para líquidos inflamables/combustibles, la NFPA 30 regula el almacenamiento y manejo de estos líquidos, mientras que la NFPA 55 se ocupa de los sistemas de gases comprimidos y licuados, lo que incluye también al hidrógeno.

<sup>18</sup> National Fire Protection Association

<sup>19</sup> Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH *Análisis de la disponibilidad de CO<sub>2</sub> para la producción de derivados de H<sub>2</sub> verde en Uruguay*

La clasificación de inflamabilidad/combustibilidad NFPA 30 para líquidos y la clasificación de gas inflamable para el hidrógeno en condiciones ambientales indicada en la NFPA 2 conlleva a medias de seguridad en cuanto a:

- Distanciamientos, requerimientos de ventilación, y otros requerimientos asociados con la ubicación y los espacios ocupados por instalaciones que manejan líquidos o gases inflamables/combustibles para prevenir un foco de incendio y/o su propagación.
- Detección y combate de incendios que pueden ser generados en el contexto de la operación con estos líquidos y gases.

Los requerimientos de detección (instrumentos y comunicación) y de combate (redes fijas y móviles) serán desarrollados en etapas posteriores de diseño y considerados para los estimados de costos.

En el caso del metanol, este tiene la particularidad de que, siendo totalmente miscible con agua, retiene su inflamabilidad incluso a concentraciones de agua muy altas. Una solución del 75% de agua y 25% de metanol en volumen se considera un líquido inflamable<sup>20</sup>. Esto tiene consecuencias importantes para efectos del combate a incendios.

Los incendios con metanol puro son diferentes a los incendios comunes: producen menos calor, son difíciles de ver (las llamas son casi invisibles a simple vista durante el día, y hay poco humo o ninguno), pueden iniciarse en circunstancias inesperadas (los límites de inflamabilidad están comprendidos entre el 6% y 36% de volumen en el aire) y son difíciles de extinguir con agua. Por lo anterior, es indispensable uso de tecnologías de instrumentación específicas para la detección temprana de un escape o incendio con metanol. La primera tecnología recomendada es la detección de vapor, ya que el metanol es inflamable a baja concentración (esto aplica también para el hidrógeno). La segunda tecnología es la formación de imágenes térmicas, que se han usado durante muchos años para identificar puntos calientes.<sup>21</sup>

La NFPA 69 es el estándar usado para prevención de explosiones que pueden ocurrir en un entorno específico de manipulación de metanol. Si bien los pipelines normalmente son enterrados, se tienen instalaciones superficiales a lo largo del trayecto.

En cuanto a la zonificación de atmósferas potencialmente explosivas, en el antecedente *Análisis de necesidades regulatorias para los proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados en Uruguay*, en el punto 3.1.3: *Trámites relacionados con seguridad industrial*, se menciona la clasificación UL 1203<sup>22</sup> para entornos peligrosos según la presencia de gases inflamables.

La clasificación de área de acuerdo con la peligrosidad de la atmósfera permite la selección de los equipos eléctricos idóneos según NFPA 70 Código eléctrico que pueden operar dentro del área. Esto se considera como un criterio adicional de diseño seguro. En caso de ser necesario, se factorizará en estimados de costos el uso de estos equipos especiales para áreas clasificadas.

### 9.3 Criterios de Manejo de CO<sub>2</sub>

En un contexto de mitigación de riesgos de operación en el almacenamiento y transporte de CO<sub>2</sub>, existe la posibilidad de liberación de emisiones a la atmósfera (ya sea controlada por

<sup>20</sup> *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. [www.methanol.org](http://www.methanol.org)

<sup>21</sup> *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. [www.methanol.org](http://www.methanol.org)

<sup>22</sup> Underwrite Laboratory/ American National Standards Institute UL1203 *Explosion Proof and Dust-ignition Proof Electrical Equipment for use in Hazardous Locations*

razones de mantenimiento o seguridad, o no controlada como un evento imprevisto), lo cual provoca que la corriente de CO<sub>2</sub> se expanda y se enfríe a medida que cae la presión.

Al liberarse a la atmósfera, el CO<sub>2</sub> se presentará en fase sólida (como la nieve) y no como un líquido, lo cual influye en la formación de una “nube” de CO<sub>2</sub> que se libera y toma un comportamiento de dispersión (cuando la nube interactúa con las condiciones topográficas y meteorológicas predominantes). Como las nubes de CO<sub>2</sub> son más pesadas que la atmósfera, tenderán a permanecer cerca del suelo y fluir hacia puntos bajos, lo que podría provocar zonas donde se reduzca el contenido de oxígeno. Una liberación intencional de CO<sub>2</sub> de una tubería o tanque de almacenamiento podría deberse perceptiblemente a requisitos operativos y deberá cumplir con las normas aceptadas por la industria, las cuales buscan el equilibrio entre minimizar los riesgos y la economía de operación. Es interesante señalar que no existe una norma internacional para la aplicación de un umbral para la relación entre la exposición al CO<sub>2</sub> y la probabilidad de muerte humana. Sin embargo, existe abundante literatura sobre los peligros relativos del CO<sub>2</sub> y las normas de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de EE.UU (OHSA<sup>23</sup>) y del Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional (NIOSH<sup>24</sup>).

Los eventos de riesgo se pueden gestionar a través de una jerarquía aceptada de estrategias para remediar si es necesario. Por ejemplo, allí existe una gama de opciones de mitigación que pueden ayudar a reducir la probabilidad de grandes emisiones debidas a interferencia de terceros, incluyendo:

- Salvaguardas de ingeniería para reducir la duración, la escala y la exposición a las emisiones de CO<sub>2</sub> (potencialmente mediante la utilización de válvulas de retención o de bloqueo para reducir el riesgo y/o las razones operativas/de mantenimiento);
- Proporcionar protección física a los estanques y tuberías, como aumentar la cobertura del suelo o usar protectores de láminas de concreto (que pueden reducir la probabilidad de falla en un factor de 10), o el uso de materiales de mayor calidad, selección de materiales y protección catódica para ayudar a reducir la incidencia de la corrosión);
- Registro de tuberías en la base de datos del sistema público para informar a terceros, operaciones y potencialmente evitar; daños por otras actividades; y/o hacer la notificación de la intención Las actividades de excavación por parte de terceros son una condición obligatoria.

#### 9.4 Criterios de Manejo de H<sub>2</sub>

Una de las preocupaciones principales en el diseño de sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno es el daño generado por el hidrogeno en el acero. La llamada fragilización del acero es un fenómeno que se da a temperaturas por debajo de los 200°C y es dependiente de varios factores como lo son la resistencia y composición del material, presión del servicio, etc.<sup>25</sup>. Aun así, el acero al carbono es un material permitido por el código ASME B31.12 para el manejo de hidrógeno.

Según el código ASME B31.12 existe data suficiente que demuestra algunas tendencias que pueden ayudar a la selección de materiales para almacenamiento y transporte de hidrogeno. La tendencia más general indica que el posible debilitamiento que puede ocasionar el hidrógeno en aceros al carbono aumenta con materiales de mayor resistencia. Como la consecuencia de la fragilización del acero en servicios de hidrogeno puede ser muy severa,

<sup>23</sup> Occupational Health and safety administration. <https://www.osha.gov>

<sup>24</sup> National Institute for occupational safety and health

<sup>25</sup> ASME STP-PT-006 *Design guidelines for hydrogen piping and pipelines*

la recomendación es que no solo se considere un límite mínimo de resistencia en la selección del acero para resistir presiones, sino también un límite máximo.

Otros factores pueden ser considerados para disminuir el efecto de la fragilización, como lo es la utilización de revestimientos internos o la disminución de las fluctuaciones de la presión, de acuerdo con lo indicado en *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen* (2021)<sup>26</sup>. La preselección de materiales que ofrecen los códigos no exige a los diseñadores de seleccionar los materiales que cumplan estrictamente con las condiciones a las cuales se realiza el manejo de hidrógeno. El hidrógeno, al ser una molécula tan pequeña, es más propenso que otros gases a fugas e impregnación, por lo que es importante una correcta selección de materiales, incluyendo válvulas, acoples, material de aporte en soldaduras, etc.

## 9.5 Criterios de almacenamiento de Metanol y Jetfuel

### 9.5.1 Consideraciones generales para Parques de Almacenamiento en Tierra (AGS)

En este estudio, si bien el almacenamiento en los distintos polos industriales, destinos o centros de exportación será para los Productos Metanol y Jetfuel, se dará mayor énfasis a los aspectos de seguridad relacionados al Metanol, por ser éste el más crítico.

El Metanol obtenido de los centros de producción será conducido a los centros de almacenamiento de Metanol, donde se almacenarán para su posterior despacho en los puertos de exportación. El almacenamiento de Metanol y JetFuel está sujeto a las mismas disposiciones que el almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos (como la Gasolina). El Metanol se almacena en zonas de tanques que consisten en tanques exteriores con techos flotantes, y tanques menores flotantes con deflectores internos. Los tanques deben estar conectados a tierra para evitar los peligros relacionados con las descargas de electricidad estática. El control de inflamación se realiza generando atmósfera de nitrógeno o por designación de una zona de peligro con control de inflamación. El control de derrames se realiza mediante bermas que deben estabilizarse por medio de compactación, usando una tela adecuada resistente al metanol, o con hormigón.

El almacenamiento en tanques debe hacerse en instalaciones que cumplan la normativa sobre materias inflamables y peligrosas. El metanol arde con una llama no luminiscente, que puede ser invisible a la luz solar brillante. El personal de respuesta debe estar equipado con dispositivos infrarrojos que permitan la detección de calor remota y de la temperatura relativa.

Las instalaciones de almacenamiento en tierra, muelles y terminales marítimos están dotadas de tanques con techos flotantes para la manipulación de Metanol. El uso de techos flotantes internos es para evitar la contaminación (exterior o de humedad o agua). Las instalaciones deben estar equipadas con detección de fugas y alarmas. La capacidad de supresión de incendios y la respuesta ante derrames es requerida por las compañías aseguradoras. Se puede considerar la utilización de una atmósfera de gas inerte (como lo es el Nitrógeno), la cual añade un nivel adicional de protección contra la inflamación dentro del espacio de vapor del tanque. Como el gas nitrógeno (N<sub>2</sub> (g)) es un gas asfixiante, se deben tomar precauciones especiales para tener acceso al techo del tanque y entrar en tanques purgados. La atmósfera de nitrógeno tiene la ventaja adicional de preservar la pureza del Metanol. El nitrógeno seco es el gas preferido para formar una atmósfera de gas inerte, el cual no debe contener dióxido de carbono, para así evitar la corrosión en presencia de aire

<sup>26</sup> European Hydrogen Backbone. 2021. *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen* European Hydrogen Backbone. [www.ehb.eu](http://www.ehb.eu)

húmedo y evitar la contaminación del producto, la cual podría aumentar la acidez y corrosividad del metanol.

Entre los controles de ingeniería relacionados con los tanques de almacenamiento de Metanol se incluyen los siguientes:

- Protección contra el exceso de llenado por medios de alarmas de alto nivel visibles y audibles; accionamientos con instrumentos automáticos para detener el flujo antes del llenado excesivo; respiraderos con apagallamas.
- Sistemas de contención secundarios, como diques, retenciones o bermas; detectores y alarmas de vapor; y detectores de gases explosivos para detectar y advertir de peligros de incendios o explosiones en caso de una fuga.
- El metanol debe almacenarse en un área bien ventilada con bermas, diques o retenciones.
- Si se diseña de acuerdo con NFPA 30, el área de almacenamiento debe poder contener al menos el 110% del volumen del tanque de almacenamiento más grande en el área contenida.
- En el caso de una fuga dentro del área de contención, el Metanol líquido acumulado debe cubrirse idealmente por completo con espuma resistente al alcohol.
- Si el área de contención tiene las dimensiones adecuadas, el derrame de metanol podrá diluirse con al menos cuatro partes de agua a una parte de metanol para reducir el riesgo de incendios.
- Estas precauciones deben tomarse sin que importe si el metanol está en combustión. El objetivo es impedir la migración de vapor y el retorno de llama reduciendo la velocidad de las fugas de vapor desde la superficie líquida.

Es probable que las fugas de vapores de Metanol se dispersen con relativa rapidez. Las medidas de respuesta apropiadas son aislar el área 100 a 200 [m] a partir de la fuente del derrame en todos los sentidos y mantenerse contra el sentido del viento de la columna de vapor de la fuga. Si el incidente comprende un camión cisterna, tanque o un vagón cisterna, será necesario ampliar el área de aislamiento a 800 [m] a partir del origen de la fuga. La finalidad de ampliar el radio del límite de exclusión es proteger al personal contra el exceso de presión, el flujo radiante térmico en el caso de BLEVE.

Simulaciones específicas para el caso de parque de tanques en terminales portuarias de exportación han sido llevadas a cabo como parte de un análisis de zonas amenazadas ante escenarios de incendios y explosiones. Estos análisis específicos se presentan en la sección 10.10.5 como parte del análisis técnico-económico de los potenciales puertos de exportación.

### 9.5.2 Sistema de Protección contra incendios

Además, se deben tomar medidas para prevenir y contener los incendios, ya que el Metanol es un combustible de bajo punto de inflamación, tiende a acumularse cerca del suelo y no se disipa en áreas cerradas y sin ventilación. Estas características exigen medidas de seguridad específicas que eviten la formación de vapores de Metanol y la instalación de equipos adecuados de ventilación, detección de fugas, detección de calor y extinción de incendios. El Metanol se envía habitualmente a todo el mundo y la industria marina tiene amplia

experiencia en el manejo seguro del Metanol. Más información respecto a la seguridad del Metanol se puede encontrar en el *Manual de manipulación segura del Metanol (quinta edición)*.

Debido a sus características, el Metanol siempre se debe mantener dentro de sistemas cerrados y no se debe dejar abierto a la atmósfera. Se deben considerar medidas para el control de incendios que involucren la utilización de espuma, para lo cual se basará en la norma NFPA 11: Standard para espuma de baja, media y alta expansión. Bajo esta norma, un incendio producido en la instalación se clasificará como Clase B; incendio en líquidos inflamables, líquidos combustibles, grasas de petróleo, alquitranes, aceites, pinturas a base de aceite, disolventes, lacas, alcoholes y gases inflamables. En general, la protección contra incendios para tanques de gasolina es suficiente para los tanques de metanol, siempre y cuando se tengan precauciones adicionales para la detección de fugas, peligros tóxicos y disponibilidad de espuma de supresión de incendios compatible con el alcohol. Uno de estos sistemas es explicado a continuación:

- Sistema de espuma de aire comprimido (CAFS): Un sistema que emplea dispositivos de descarga de espuma de aire comprimido o mangueras conectadas a un sistema de tuberías a través del cual se transporta la espuma desde una cámara de mezcla. La descarga de CAFS comienza con la activación automática de un sistema de detección, o con la activación manual que abre las válvulas, permitiendo que la espuma de aire comprimido generada en la cámara de mezcla fluya a través de un sistema de tuberías y se descargue sobre el área servida por los dispositivos de descarga o mangueras. Los peligros que los sistemas de espuma de aire comprimido pueden proteger incluyen líquidos inflamables y líquidos combustibles. Se recomienda usar una espuma formadora de película acuosa resistente al alcohol (AR-AFFF) con equipos de suministro de espuma al 6 % (con agua) en incendios de Metanol.

La estimación de la Carga de Incendio utilizara como valores de Poder Calorífico Específico de 19 [MJ/kg] para el Metanol, extraídos de la Normativa “Carga de Fuego en Edificaciones y Áreas de Riesgo”<sup>27</sup>. Se obtiene un valor de Carga de Incendio mayor a 1200 [MJ/m<sup>2</sup>] para la sección de almacenamiento, por lo que acorde con la Tabla 3.6-8 extraída de la normativa de “Sistemas de Tomas de Agua y Bocas de Incendio” se obtiene que el establecimiento es de Tipo 5 (alto peligro)<sup>28</sup>.

Los incendios con Metanol puro no son como la mayoría de los incendios comunes. Los incendios de metanol producen menos calor (tienen una baja temperatura de llama); transfieren menos calor a los alrededores (las llamas no son luminosas); son difíciles de ver (las llamas son casi invisibles a simple vista durante el día, y hay poco humo o ninguno); pueden iniciarse en circunstancias inesperadas (los límites de inflamabilidad están comprendidos entre el 6% y 36% de volumen en el aire); son difíciles de extinguir con agua (100% miscibles); y son inflamables con el 75% de agua en volumen. Se dispone de dos tecnologías de instrumentación para la detección temprana de un incendio con metanol. Lo primero es la detección de vapor. Si una fuente de metanol emite grandes cantidades de vapor, es sólo cuestión de tiempo antes de que se produzca la inflamación y el retorno de llama. Si se actúa a tiempo, la fuente de vapor puede aislarse y mitigarse antes de que se inflamen los vapores. La segunda tecnología es la formación de imágenes térmicas, que se han usado durante muchos años para identificar puntos calientes y conexiones sueltas en sistemas eléctricos.

Si hay presente vapor de Metanol en concentraciones aproximadas al límite de inflamabilidad, o menores (6% en volumen), entonces debe asegurarse que la inflamación sea posible. Una vez que se produzca la inflamación, se producirá la combustión bien sea en forma de incendio

<sup>27</sup> Fuente: Subdirección Nacional de Bomberos - Ministerio del Interior, 2010.

<sup>28</sup> Fuente: Subdirección Nacional de Bomberos - Ministerio del Interior, 2017.

o explosión. Si la temperatura ambiente es superior al punto de inflamación, y si hay mucho espacio con vapor en un recipiente, tanque, habitación, edificio o recinto, entonces es más probable que se produzca un retorno de llama y una explosión.

El Metanol tiene una baja temperatura de llama que, en combinación con llamas no luminosas, reduce sustancialmente el índice de flujo térmico radiante. La baja temperatura de llama combinada con un bajo flujo térmico radiante permite a los bomberos aproximarse más al incendio que lo que sería posible con un incendio de gasolina o diesel.

La presión de vapor relativamente alta del metanol puro hace que éste se volatilice fácilmente en el aire. En la atmósfera, el vapor de metanol reacciona con óxidos de nitrógeno (NOx) para producir nitrato de metilo. El metanol, como compuesto orgánico volátil (VOC), puede contribuir a la formación de aire contaminado de carácter petroquímico. El metanol se descompone a la luz solar, y tiene una vida media de 17 a 18 días. Después de 5 días, la eliminación estimada del medio ambiente es del 75 % al 82 %, y hasta del 95 % en 20 días.

Los derrames mayores deben diluirse con agua y contenerse en diques para luego desecharlos. El sistema de iluminación debe estar conectado a tierra. Las estructuras y recipientes altos deben tener conductores de pararrayos bien conectados a tierra.

La conexión a tierra es especialmente importante para proteger al Metanol contra la inflamación accidental que puede resultar de descargas de electricidad estática. El Metanol es un compuesto polar que conduce la electricidad. Los tanques y los recipientes de almacenamiento deben tener un sistema de llenado con tubo profundo como protección contra la inflamación accidental provocada por la electricidad estática generada debido a la caída de líquido por el aire.

Las mangueras deben tener una conexión a tierra. En situaciones de carga y descarga de Metanol, debido a la posibilidad de que se generen chispas debido a la acumulación de electricidad estática. El Metanol no acumula electricidad estática. La conductividad eléctrica del metanol es relativamente alta en comparación con la de la mayoría de los materiales combustibles. Sin embargo, deben establecerse límites de velocidad en operaciones de transferencia donde haya posibilidades de elevadas caídas de presión, impactos hidráulicos y erosión.

En años recientes se ha señalado el peligro de usar artículos eléctricos personales tales como teléfonos móviles, computadoras portátiles, etc., en ambientes sometidos a atmósferas potencialmente explosivas, por ejemplo, gasolineras y terminales de llenado de combustible. La energía necesaria para inflamar vapores de gasolina (0,2 [mJ] en la relación de mezcla óptima para la combustión) es similar a la energía producida por la electricidad estática y por las chispas producidas por dispositivos de bajo voltaje cuando se inflaman. No se recomienda utilizar componentes eléctricos como teléfonos móviles y computadoras portátiles en una atmósfera potencialmente inflamable.

Los teléfonos móviles pueden inflamar vapores de gasolina, etanol, metanol, propano y gas natural comprimido (CNG).

### 9.5.3 Consideraciones Ambientales en caso de derrames

El Metanol es completamente miscible en agua y biodegradable. En caso de derrame, es muy probable que los efectos sobre la vida marina sean temporales y totalmente reversibles. La Oficina de Prevención de Contaminación y Sustancias Tóxicas de la EPA determinó que el Metanol es esencialmente no tóxico en cuatro especies de peces que fueron evaluadas, según los valores comunicados de las concentraciones letales medias y efectivas. Sin

embargo, la biodegradación del metanol resultante de una fuga en aguas superficiales puede agotar el oxígeno del agua, lo que a su vez podría dañar las especies de peces locales.

A concentraciones mucho mayores que 1.000 [mg/l], y principalmente mayores que 10.000 [mg/l], el Metanol es tóxico para organismos acuáticos como peces, dafnias y algas. Según la EPA, estos valores indican una toxicidad aguda baja de metanol para peces de agua dulce. La toxicidad del Metanol para las plantas acuáticas es variable. Es muy tóxico para las zosteras y cubiertas de algas y tiene una baja toxicidad para las algas verdes.

Para la población, el Metanol es tóxico en caso de ingestión, contacto con la piel o inhalación.

## 9.6 Análisis de Riesgo de localizaciones propuestas

Parte del alcance para la implementación de un sistema productivo de hidrogeno verde y derivados requiere la construcción y/o uso de infraestructura fija, entre los que encontramos electrolizadores, plantas de generación, puertos, entre otros.

Desde el punto de vista de riesgos, se ha considerado dos elementos que deben ser incorporados en el proceso de definición de su ubicación: el índice de riesgos de eventos extremos (IREE) y la población (cantidad de habitantes), en ambos casos considerando la organización territorial a nivel de Departamento y Sección Censal respectivamente.

El IREE, corresponde a un indicador de riesgo calculado por el SINAIE (Sistema Nacional de Emergencias), el cual se compone del índice de riesgo por eventos extremos (nivel de exposición a eventos extremos de la naturaleza) y el factor de agravamiento (nivel de vulnerabilidad de la población), ambos referenciados a una misma Sección Censal.

El IREE calculado por el SINAIE presenta diez niveles de riesgo, los cuales, para efectos del presente análisis, se ha determinado agruparlos para llevarlo solo a cinco niveles, como se presenta en la tabla a continuación, siendo el nivel 1 el de menor riesgo y el nivel 5 el mayor riesgo.

**Tabla 9-1: Niveles de riesgo IREE**

IREE por sección censal		Nivel de riesgo
Mínimo	Máximo	
0,00	0,01	1
0,02	0,05	
0,06	0,10	2
0,11	0,25	
0,26	0,50	3
0,51	0,75	
0,76	1,00	4
1,01	1,25	
1,26	1,50	5
1,51	1,60	

Para el caso de la población, la información disponible se encuentra desagregada a nivel de Segmento, una apertura más detallada que Sección Sensal, pero manteniendo una agrupación que genera cinco niveles. Similar al caso anterior, se ha asignado el nivel 1 a la menor población y nivel 5 a la mayor población.

Tabla 9-2: Niveles de riesgo población

Población por segmento		Nivel de riesgo
Mínimo	Máximo	
0	150	1
151	300	2
301	500	3
501	1000	4
1001	8000	5

Como criterio inicial se sugiere que aquellas áreas con niveles de riesgo 4 y 5, debiesen considerarse como menos preferentes, aquellos con nivel de riesgo 2 y 3 pueden ser considerados siempre y cuando sean desarrollados análisis de trade off que permitan evaluar adecuadamente la conveniencia de instalarse en un lugar con dicho nivel de riesgo y finalmente se debieran considerar como áreas preferentes aquellas con nivel de riesgo 1, es decir, áreas con bajo índice de riesgo por eventos extremos y bajo nivel de población.

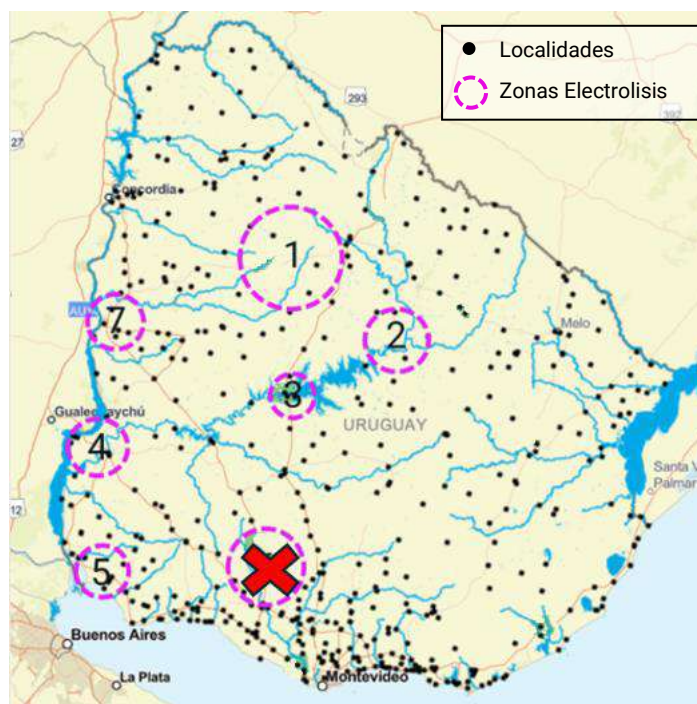
En el caso de infraestructura existente que pueda ser utilizada por futuros proyectos de Hidrógeno, el nivel de riesgo existente deberá ser considerado en la decisión, buscando siempre el menor nivel de riesgo posible.

Las secciones a continuación presentan el análisis realizado teniendo en cuenta estas consideraciones.

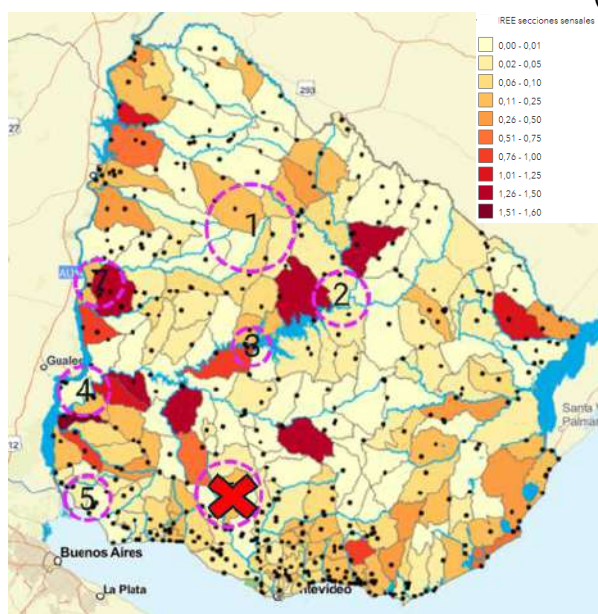
**IMPORTANTE:** Cabe destacar que este análisis pretende brindar una caracterización a alto nivel desde el punto de vista de riesgos y seguridad. Por lo tanto, no constituye ni reemplaza bajo ningún concepto una caracterización de línea de base, la cual debe ser desarrollada y analizada para cada proyecto en cuestión, en base a los requerimientos y lineamientos de la autoridad competente. A su vez, dado que cada proyecto estaría ubicado en un área específica dentro de estas macrozonas definidas por lo que su afectación hacia el entorno puede diferir ampliamente de las características generales de la macrozona correspondiente. Por lo tanto, los valores promedios reportados constituyen únicamente un indicador de cuánta flexibilidad existe a nivel territorial dentro de cada macrozona para la ubicación de un emprendimiento desde el ámbito de riesgo y seguridad. Para el desarrollo de futuros proyectos, se recomienda ampliar el análisis realizado, considerando aristas que no fueron incluidas en esta consultoría, como lo son escenarios de cambios climáticos, medidas de mitigación de riesgo en actividad industrial y procesos productivos, entre otros.

### 9.6.1 Electrolizadores

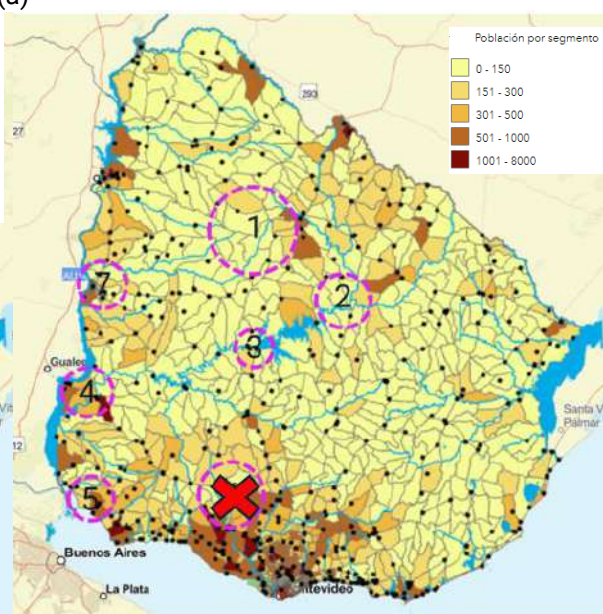
Como ha sido presentado en capítulos anteriores, se considera en principio 7 posibles áreas para la ubicación de electrolizadores. La figura a continuación muestra las áreas definidas con potencial de ubicar electrolizadores (a), así como su superposición con las capas de IREE (b) y población del segmento (c).



(a)



(b)



(c)

Figura 9-1: Zonas definidas para electrolizadores (a), IREE (b) y Población (c)<sup>29</sup>.

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para electrolizadores, los mapas de IREE y de población, y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1, tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde los electrolizadores presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos. Se puede apreciar que en la mayoría de las zonas definidas con potencial de instalar electrolizadores

<sup>29</sup> Zona 6 fue desestimada, según lo indicado en capítulo 8.2.

existe un área disponible con flexibilidad de ubicación. El caso más desfavorable es la de la zona 7, donde el área disponible es la menor de todas.



Figura 9-2: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para electrolizadores<sup>30</sup>.

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para los electrolizadores presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

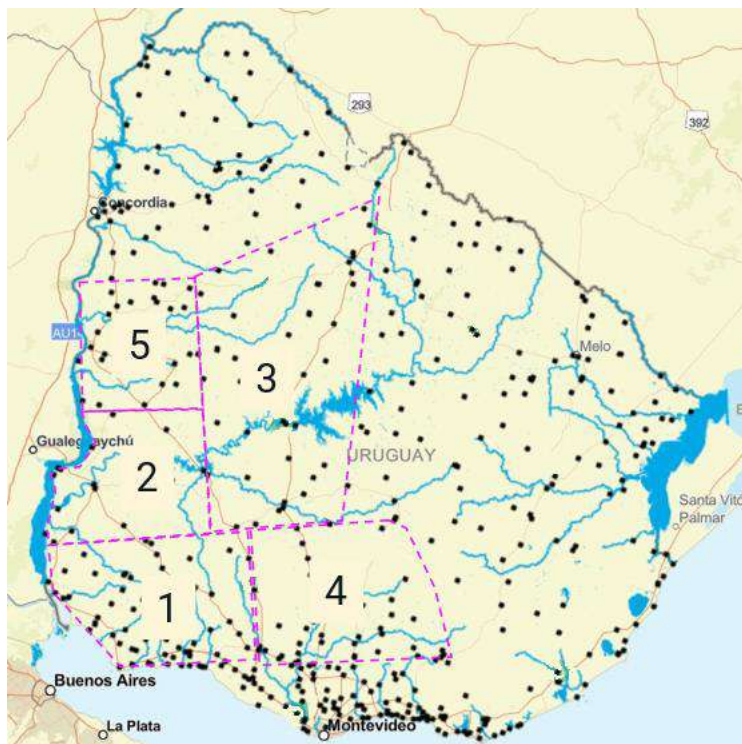
Tabla 9-3: Porcentaje de zonas de electrolisis con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).

Zona	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
1	49,1%
2	67,3%
3	22,5%
4	7,8%
5	15,9%
7	0,2%

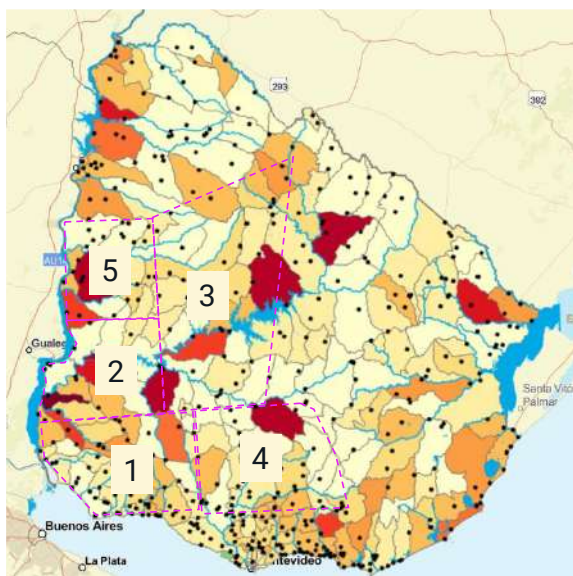
<sup>30</sup> Zona 6 fue desestimada, según análisis de Capítulo 8.2.

## 9.6.2 Hub industriales

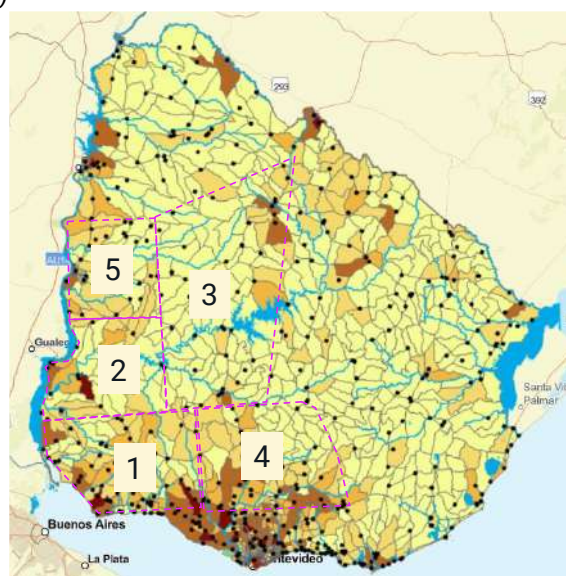
La figura a continuación muestra las zonas con potencial de ubicar los Hub industriales (a), junto a las capas de riesgo del IREE (b) y de población (c).



(a)



(b)

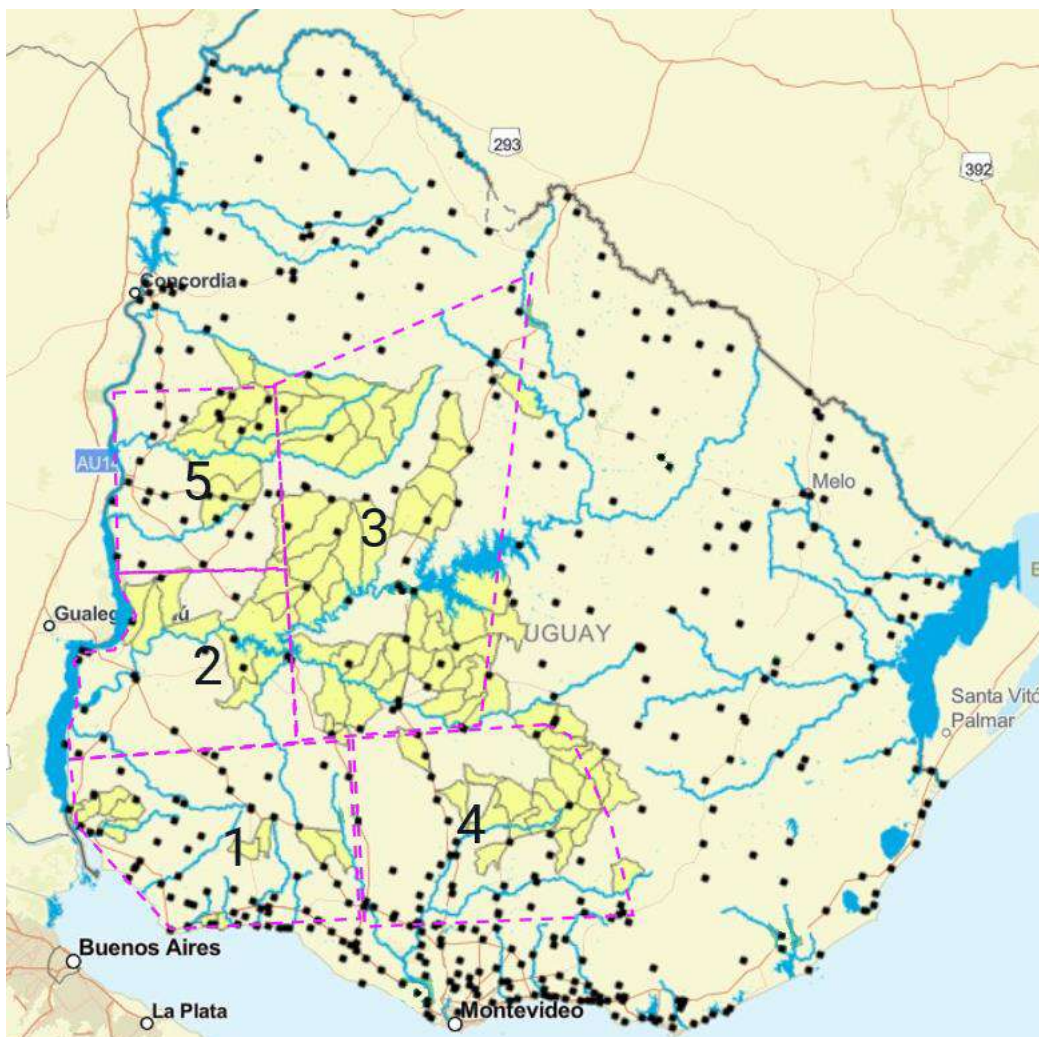


(c)

**Figura 9-3: Zonas definidas para Hub Industriales (a), IREE (b) y Población (c).**

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para HUB Industriales, los mapas de IREE, el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres

elementos se traslapan, mostrando así el área donde los HUB Industriales presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos.



**Figura 9-4: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para HUB industriales.**

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para los HUB industriales presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

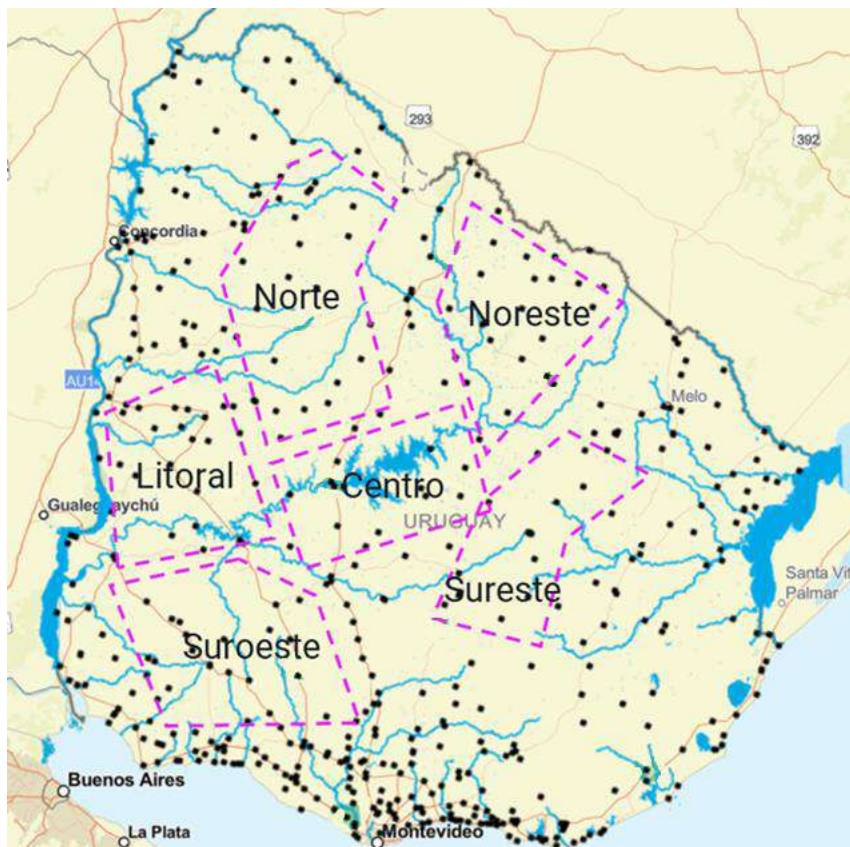
**Tabla 9-4: Porcentaje de zonas de Hubs Industriales con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).**

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
1	24%
2	61%
3	82%
4	37%
5	50%

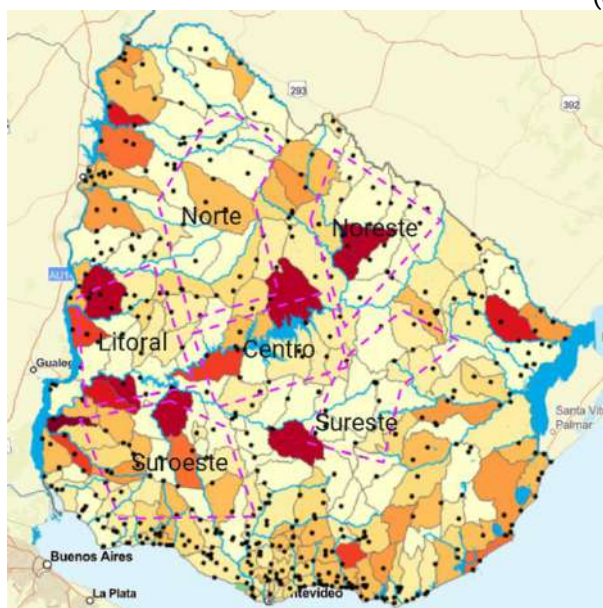
Se puede apreciar que en todas las zonas se observa un área disponible de aproximadamente un 50% o más con el menor nivel de riesgo posible.

### 9.6.3 Zonas de generación

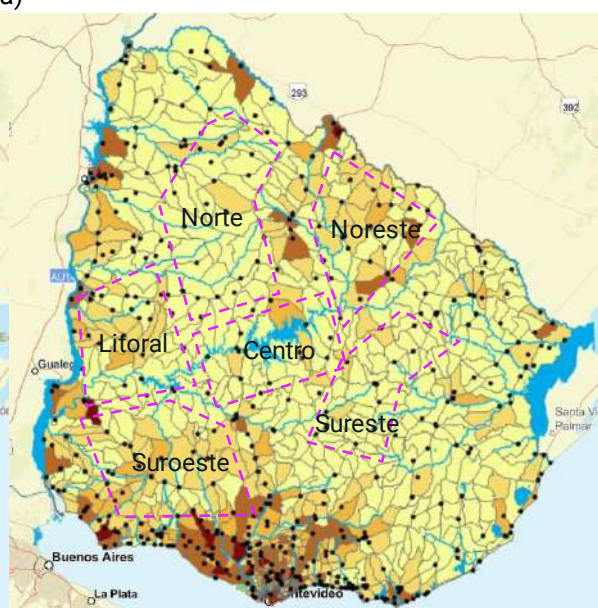
La figura a continuación muestra las zonas con potencial de ubicar las zonas de generación, junto a las capas de riesgo del IREE y de población.



(a)



(b)



(c)

Figura 9-5: Zonas definidas para generación (a), IREE (b) y Población (c).

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para generación, los mapas de IREE y el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde la generación presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos. Se puede apreciar que en las zonas definidas se observa un área disponible con flexibilidad de ubicación para los HUB Industriales.



Figura 9-6: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación.

La tabla a continuación muestra que porcentaje aproximado del área de cada zona definida para generación presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

Tabla 9-5: Porcentaje de zonas de generación con un nivel de riesgo 1 (IREE y población).

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Centro	59%
Litoral	46%
Noreste	23%
Norte	65%

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Sureste	91%
Suroeste	9%

Se puede ver que, para el caso de las zonas de generación, la zona suroeste presenta el escenario más desfavorable, con solo un 9% aproximado de dicha área donde se presenta el menor nivel de riesgo.

#### 9.6.4 Corredor de pipeline y líneas eléctricas

La figura a continuación muestra los corredores de pipeline/líneas eléctricas, junto a las capas de riesgo del IREE y de población.

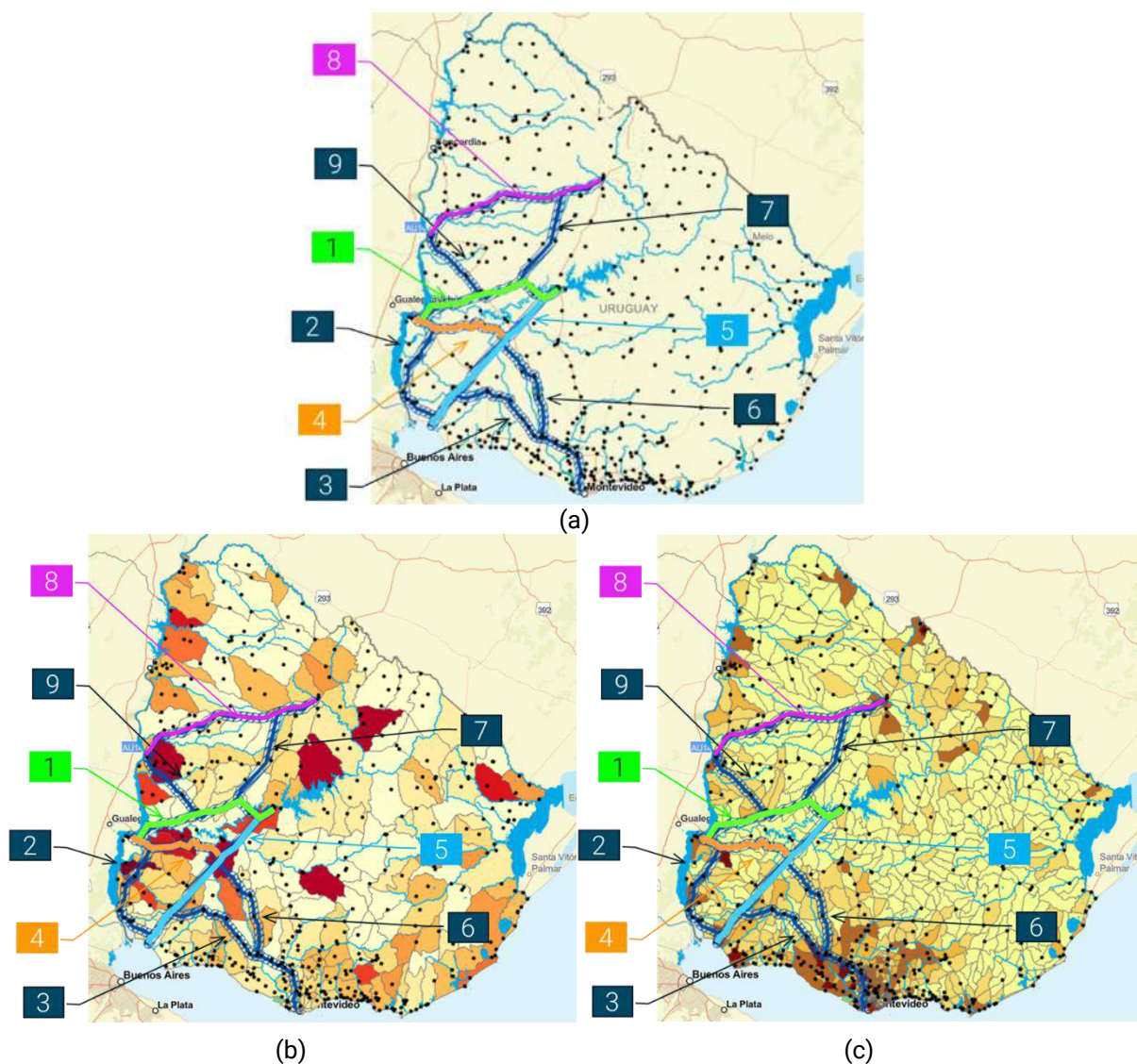


Figura 9-7: Zonas definidas para corredor pipeline y líneas eléctricas (a), IREE (b) y Población (c).

Teniendo en cuenta las posibles locaciones para generación, los mapas de IREE y el mapa de población y los criterios antes indicados respecto a un nivel de riesgo 1 tanto para el IREE como para la población, la figura a continuación muestra las áreas en que estos tres elementos se traslapan, mostrando así el área donde los corredores presentan el menor nivel de riesgo, tanto para la población como frente a eventos de riesgos extremos.

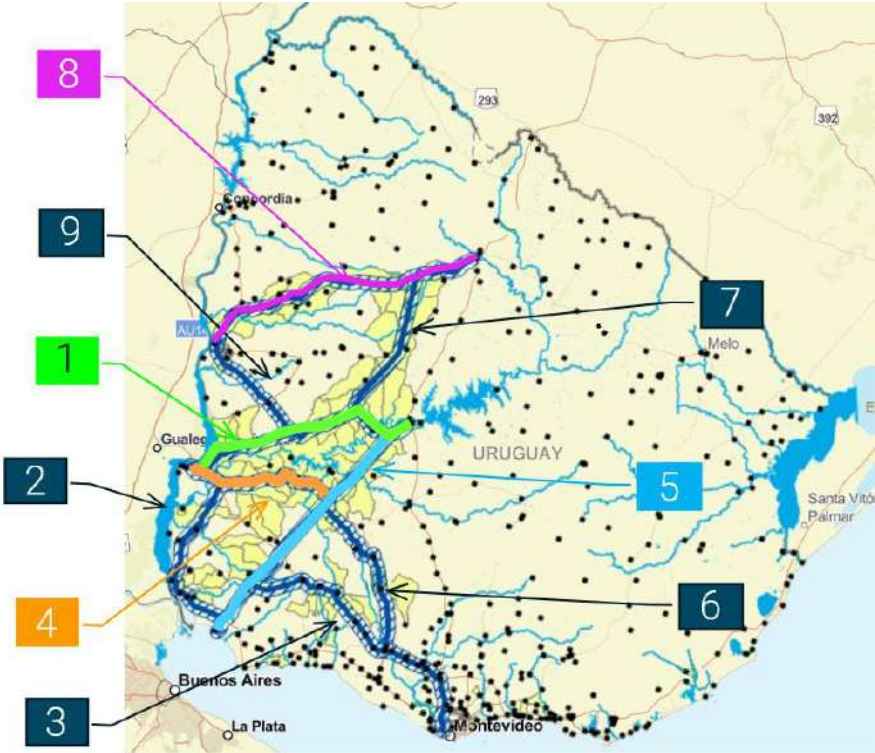


Figura 9-8: Áreas con menor nivel de riesgo en cada zona definida para generación.

La tabla a continuación muestra que porcentaje del área de cada los corredores presenta un nivel de riesgo 1 para la población y para los eventos de riesgo extremo.

Tabla 9-6: Porcentaje de corredores de pipeline con un nivel de riesgo 1 (IREE y población)

HUB	Nivel de riesgo 1 (IREE y población)
Corredor 01	69%
Corredor 02	16%
Corredor 03	16%
Corredor 04	76%
Corredor 05	48%
Corredor 06	33%
Corredor 07	82%
Corredor 08	75%
Corredor 09	50%

## 10 Análisis Técnico-Económico

En este capítulo se generaron indicadores técnicos y económicos que nos permitan caracterizar las zonas propuestas en el Capítulo 8, y cada uno de los medios de transporte que servirán de conexión entre estas.

Para el análisis económico, se considerarán los elementos principales que afecten al Capex y Opex (estos variarán según el medio), tomando como base precios referenciales de Benchmarking y Base de Datos Ausenco-SEG. Todos los precios referenciales considerados en los análisis fueron actualizados y presentados como precios bases 2024. De manera general, para cada una de las etapas de la cadena de valor a analizar, se calculó un Opex anual, y se estableció una cuota de pago anual por la inversión del Capex, considerando una tasa de interés del 7,5% y un periodo de tiempo que variará según la etapa (Ver Tabla 10-1). En base a ambos montos anuales, se determinó un costo neto presente anual.

**Tabla 10-1: Horizonte de tiempo considerado para el análisis de las diferentes etapas de la cadena de valor de los derivados de Hidrógeno.**

Etapas de la Cadena de Valor	Horizonte de Tiempo [años]
Generación Eólica y Solar	25
Transmisión Eléctrica	25
Electrólisis	20
Tuberías	35
Transporte Carretero	5
Transporte Ferrocarril	10
Transporte Hidroviario	25
Plantas Industriales	20
Puertos	25

### 10.1 Generación de energía renovable

En los análisis mostrados anteriormente se delimitaron 6 zonas para la generación de energía a partir de parques fotovoltaicos y eólicos. Cada zona fue elegida para contemplar las distintas potencialidades del territorio en términos energéticos y mostrando también ventajas y desventajas en cuanto a la logística para la producción y transporte de Hidrógeno y sus derivados. Estas áreas serán estudiadas en detalle de manera de cuantificar parámetros técnicos y económicos para su evaluación.

#### 10.1.1 Análisis técnico

Las siguientes figuras muestran las zonas seleccionadas, el recurso eólico expresado en energía por área de barrido [ $\text{W/m}^2$ ], a 100 [m] de altura, y el recurso solar en energía generada por día según la potencia instalada [ $\text{kWh/kWp/día}$ ].

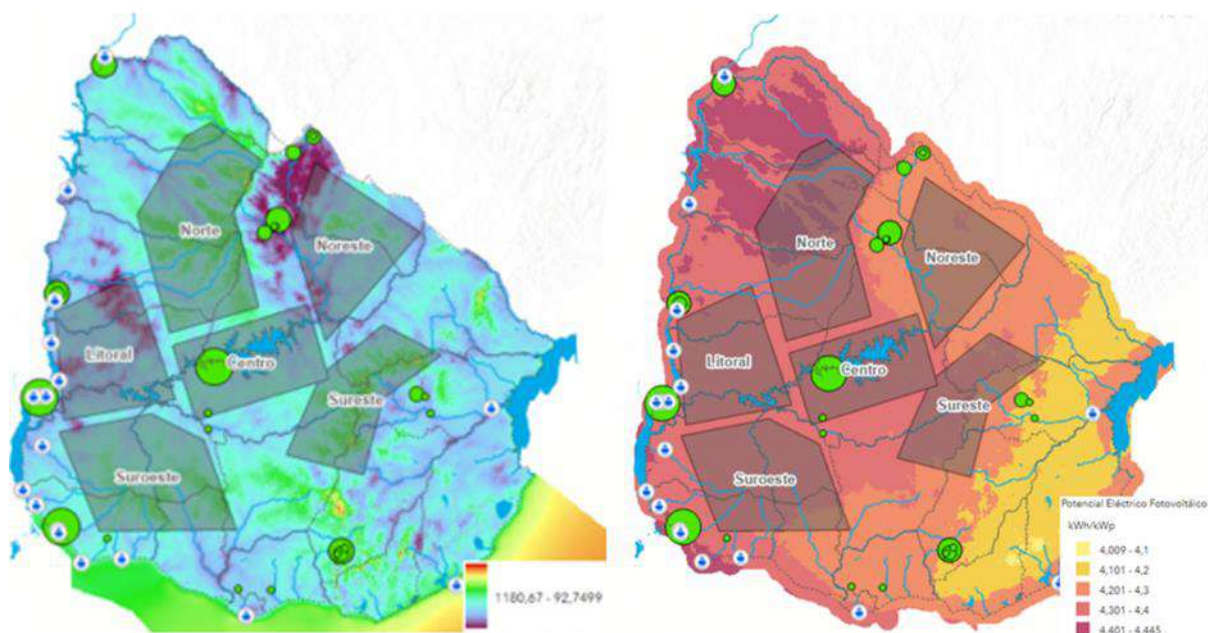


Figura 10-1: (a) Potencial Eólico en [W/m²], a 100 [m] de altura. (b) Potencial de generación PV [kWh/kWp] por día.

Para obtener una cuantificación comparativa del recurso solar y eólico se comparan los valores en cada zona con el valor promedio del país. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 10-2: Comparación del recurso renovable respecto al promedio de Uruguay.

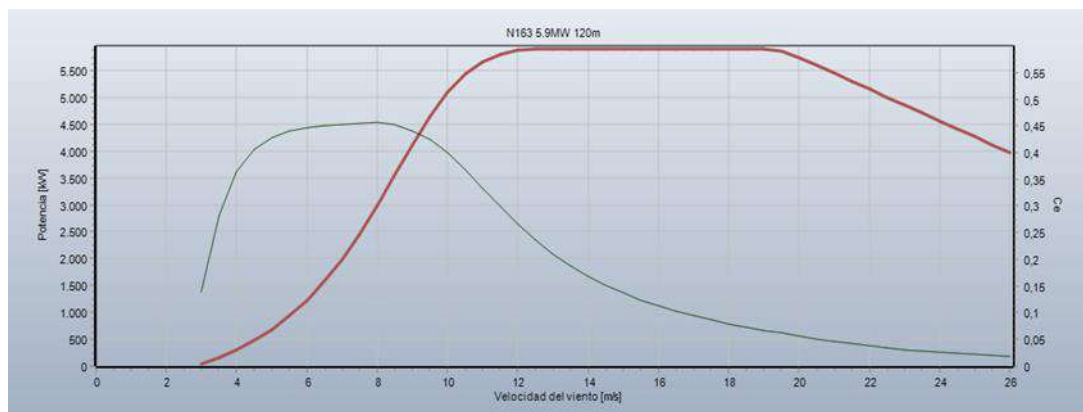
	1 - Norte	2 - Suroeste	3 - Litoral	4 - Noroeste	5 - Sureste	6 - Centro
<b>SOLAR - Desviación de la generación PV - 10% más favorable</b>	0.2%	0.0%	0.0%	-2.7%	-1.4%	-0.7%
<b>EÓLICO - Desviación de la densidad de potencia media eólica</b>	16%	13%	-16%	-12%	18%	3%

Las zonas seleccionadas para la generación de energía renovables deberán conectarse con las potenciales zonas de electrolisis, a su vez conectadas con las ubicaciones de las plantas industriales, generando un conjunto de escenarios que se evaluarán para determinar las combinaciones más favorables para la cadena de valor.

Las distintas zonas muestran diferencias en el potencial del recurso solar y eólico como ya fue mostrado y explicado previamente. Para caracterizar dichas zonas y poder realizar un análisis de optimización de distintos escenarios de localización, se utilizará el factor de capacidad (FC) siendo un parámetro que caracteriza la región en términos energéticos. El FC se define como el cociente entre la potencia promedio y la potencia nominal instalada (potencia *peak* para fotovoltaica). A partir de este parámetro se puede establecer la potencia media o la energía generada para un determinado tamaño de parque. De forma análoga, si se requiere una determinada potencia de electrolizador, es posible calcular el tamaño de los parques a instalar para abastecerlo energéticamente. Para esto último se deberá, además, establecer la proporción de energía eólica y solar a utilizar (mix de generación).

Para determinar el factor capacidad se debe calcular la energía generada por un equipo o conjunto de equipos con el recurso renovable de la zona de interés.

Para el caso del recurso eólico, la herramienta *Global Wind Atlas*, de donde se realizó el análisis previamente mostrado, permite ingresar una curva de aerogenerador y calcular el FC para una determinada zona. A partir de la experiencia de otros desarrollos de parques eólicos en Uruguay, se selecciona una curva de aerogenerador de 5.9 [MW] con una altura de buje de 120 [m], cuya curva de potencia se muestra en la siguiente figura.



**Figura 10-2: Curva de potencia del aerogenerador referencial de 5,9 MW.**

En la figura se observa en rojo la potencia sobre el eje izquierdo y el factor de capacidad de la máquina en verde sobre el eje de la derecha.

El uso de la herramienta online del *Global Wind Atlas* permite seleccionar el aerogenerador a utilizar y sus respectivas características paramétricas, como son su altura y las respectivas pérdidas, además de permitir calcular el FC para los distintos puntos dentro de una amplia región, lo que resulta de gran utilidad para el presente análisis, evitando determinar características más detalladas de topografía y microlocalización, para lo cual se requieren más detalles y un alto tiempo de cómputo, haciendo inviable modelar regiones amplias como las consideradas en este estudio. Además del recurso y las características del aerogenerador, se consideran unas pérdidas totales de 15% en la generación para considerar las pérdidas eléctricas y las pérdidas por estela generada de los parques.

De esta forma, se obtiene el FC para cada punto de las zonas, generando un promedio para caracterizar el FC eólico dentro de cada zona.

La Tabla 10-3 muestra los resultados obtenidos para el FC eólico bajo los supuestos presentados.

**Tabla 10-3: Factor de capacidad eólico para cada zona.**

Nº	Zona	FC eólico
1	Norte	44,9%
2	Suroeste	43,2%
3	Litoral	35,9%
4	Noreste	38,4%

N°	Zona	FC eólico
5	Sureste	44,6%
6	Centro	41,9%

En concordancia con los presentado previamente en cuanto al recurso eólico, se observa que la zona norte y sureste presenta los mejores resultados de FC, mientras que la zona litoral y noreste muestra los valores más bajos, quedando la zona centro y suroeste con valores intermedios.

Por otro lado, se realiza el análisis para obtener el FC de capacidad para los parques solares. En este caso, se utiliza el software *PVsyst*, en el cual se seleccionan los equipos a utilizar y una batería de parámetros para realizar las modelaciones en cada zona. Se seleccionan paneles fotovoltaicos de 560 [Wp] con seguimiento a un eje. Se tomó un parque de 550 [MW] para el estudio, entendiendo que este tamaño es suficientemente grande y que se puede escalar en caso de necesitar potencias mayores dentro de una misma región.

Se eligieron las regiones más favorables dentro de cada una de las zonas para realizar la modelación. Finalmente, agregando el resto de los parámetros de diseño con valores estándar para un parque solar en Uruguay, se obtuvo la energía generada por el parque, y finalmente el FC solar.

Si bien la herramienta utilizada para el modelado arroja muchos detalles en cuanto a la generación fotovoltaica, el FC permite resumir estos resultados a un solo parámetro que será utilizado para caracterizar la zona y luego modelar las distintas opciones de localizaciones, y la interacción con otras componentes de la cadena de producción de Hidrógeno y sus derivados.

**Tabla 10-4: Generación y factor de capacidad solar para cada zona.**

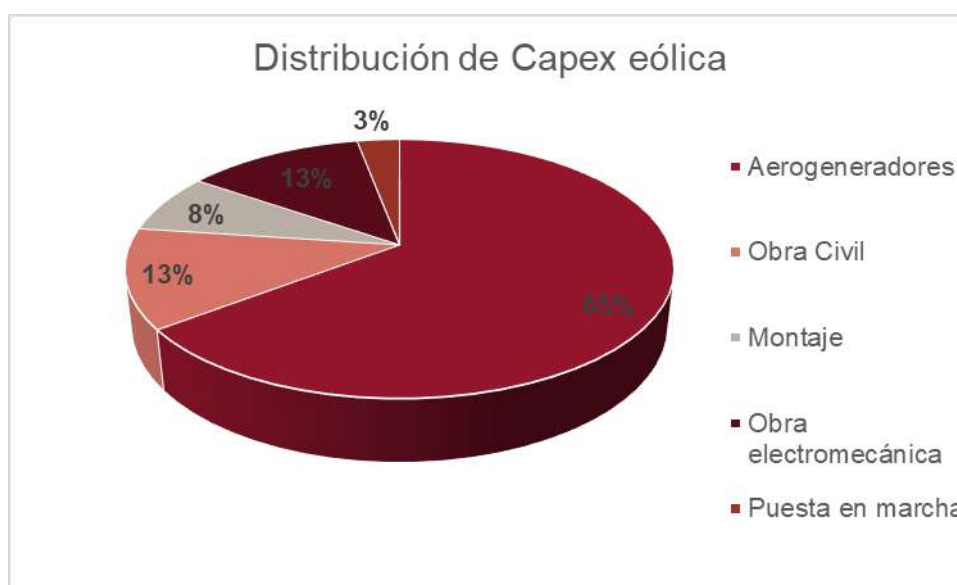
N°	Zona	Generación (kWh/kWp/año)	Generación (kWh/kWp/día)	FC
1	Norte	1.836	5,0	21,0%
2	Suroeste	1.781	4,9	20,3%
3	Litoral	1.808	5,0	20,6%
4	Noreste	1.719	4,7	19,6%
5	Litoral	1.770	4,8	20,2%
6	Centro	1.780	4,9	20,3%

Como se mostró previamente, las variaciones del recurso solar a lo largo del país no son muy significativas, lo cual se ve reflejado en el FC. El mayor valor, correspondiente a la zona norte, difiere un 1,4% de la zona con el menor valor (zona noreste), diferencia que representa un 6,4% en términos relativos.

### 10.1.2 Análisis económico

A partir de la experiencia de Ausenco-SEG en desarrollo de parques y de estudios propios, se han determinado los costos de implementación de parques eólicos y solares con las características detalladas en el análisis técnico.

Para el análisis de parques eólicos se consideraron aerogeneradores de 5,9 [MW] con una altura de buje de 120 [m], lo que corresponde a equipos modernos adecuados para operar en Uruguay. El Capex de estos equipos considerando un parque de grandes dimensiones es cotizado en 1.300.000 [USD/MW]. La distribución de la inversión es mostrada en la siguiente figura. Se remarca que la mayor parte de la inversión corresponde a los aerogeneradores, 65% de la inversión total. Se debe tener en cuenta que esta distribución puede variar dependiendo de la zona donde se plantea la instalación.



**Figura 10-3: Distribución de la inversión para la instalación de parques eólicos. Elaboración propia.**

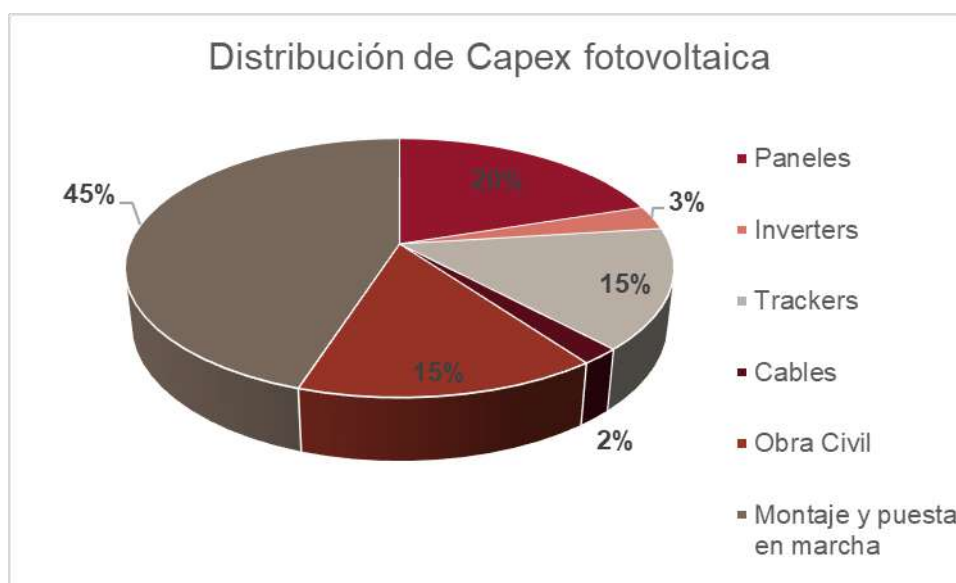
Debido a las solicitaciones mecánicas durante el propio funcionamiento de los equipos, los componentes de los aerogeneradores requieren mantenimiento, y a medida que cumplen más ciclos, las operaciones de mantenimiento son más onerosas. Por ello, el Opex de los parques se considera con costos variables, que aumentan lo largo de su vida útil de forma escalonada. A su vez, dentro del Opex se consideró un costo de arrendamiento de campo de 1.200 [USD/MW] anuales.



**Figura 10-4: Evolución del Opex de un parque eólico a lo largo de la vida útil. Elaboración propia.**

El Opex comienza con un valor de 12.200 [USD/MW] por año, llegando hasta 33.200 [USD/MW]. El promedio en la vida útil es de 24.400 [USD/MW].

Para parques fotovoltaicos de gran porte se estima que el Capex es de 700.000 [USD/MWp], considerando todos los gastos para su instalación y puesta en marcha. Se presenta la distribución de la inversión para los principales ítems de la obra.



**Figura 10-5: Distribución de la inversión para la instalación de parques fotovoltaicos. Elaboración propia.**

Se observa que casi la mitad de la inversión corresponde a el montaje y puesta en marcha del parque solar. A su vez, se consideran los costos de operación y mantenimiento para parques fotovoltaicos, estimados a partir de la experiencia propia en proyectos en el país, determinando un costo referencial de 7.500 [USD/MW] por año. A este valor se le debe agregar el costo de arrendamiento del campo. Estos valores son muy dependientes de las características y productividad del terreno, variando entre 400 y 1.000 [USD/ha] por año. Se

considera un valor medio de 700 [USD/ha/año], y tomando que una planta fotovoltaica ocupa aproximadamente 2 [ha] por [MW], obtenemos un costo de arrendamiento de 1.400 [USD/MW] por año. En suma, el Opex total para el parque fotovoltaico se estima en 8.900 [USD/MW] por año.

A modo de resumen del análisis económico, la Tabla 10-5 muestra el Capex y Opex de la generación renovable.

**Tabla 10-5: Capex y Opex de la generación renovable.**

	CAPEX (USD/MW)	OPEX (USD/MW/año)	Costo Presente Neto Anual (USD/MW)
Parque eólico	1.300.000	24.400*	141.024
Parque solar	700.000	8.900	71.697

*\*Nota: Para este resumen se utiliza Opex promedio de eólica, siendo que este es variable.*

### 10.2 Transmisión Eléctrica

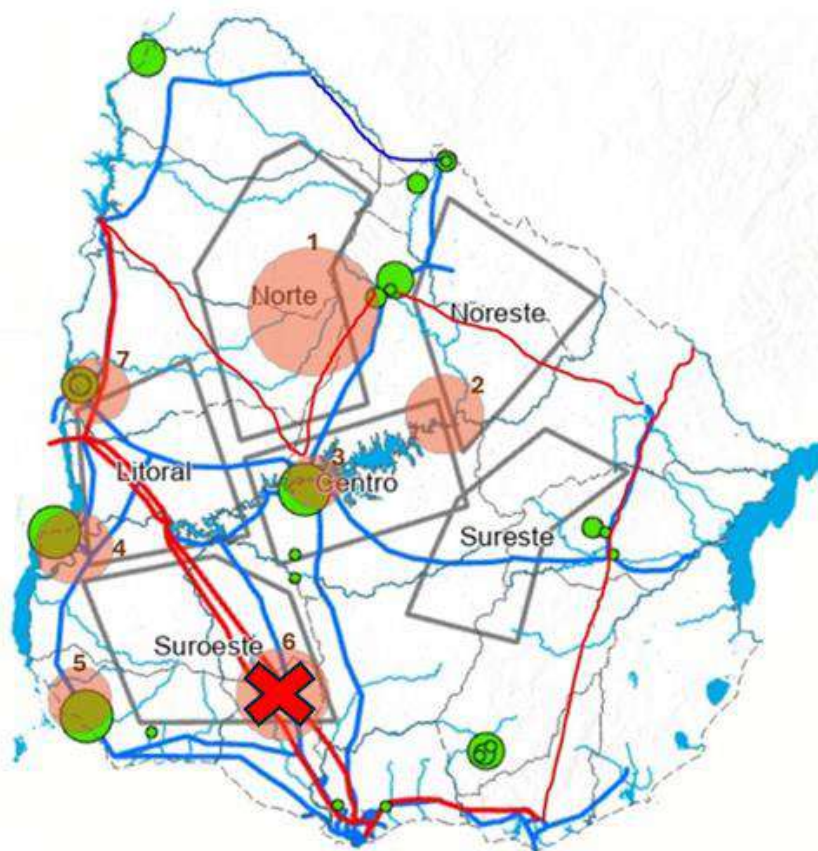
En los análisis realizados se establecieron potenciales zonas para la instalación de parques de generación de energía renovable y electrolizadores. Se busca encontrar las ubicaciones más favorables para la instalación, considerando todas las combinaciones posibles, incluyendo opciones en las que las zonas de generación y de electrolisis estén alejadas. En estos escenarios se deberá transportar la energía generada mediante líneas de alta tensión, desde la zona de generación hasta la zona de electrolizadores.

#### 10.2.1 Análisis técnico

Se consideran opciones en que se tenga una única zona de generación y electrolisis, en cuyo caso toda la energía deberá ser transportada por una línea de transmisión, y también casos con varias zonas donde el transporte estará dividido en distintas líneas. En el escenario más exigente respecto a la generación de Hidrógeno, se tiene una potencia de electrolizadores de aproximadamente 15 [GW], siendo esta la máxima potencia a transportar.

Por otra parte, se pretende que el conjunto electrolizadores-generación esté conectado a la red de transmisión de UTE, favoreciendo la continuidad de la producción a la vez que se monetiza el excedente de energía. Esta interconexión dependerá de las condiciones de la red nacional al momento de la instalación de los proyectos. De todas formas, no se pretende que esta interconexión soporte la potencia de todo el conjunto de electrolizadores (15 [GW]), sino una fracción de esta.

En la Figura 9-1 se muestra las potenciales zonas de generación, de electrólisis (círculos anaranjados) y las líneas de alta tensión de la red de UTE.



**Figura 10-6: Potenciales zonas para generación y electrólisis. También se muestran las líneas de alta tensión (500 [kV] rojo, 150 [kV] azul)<sup>31</sup>.**

La potencia máxima que puede transportarse por líneas de 500 [kV] depende de varios factores como la distancia de transmisión, las condiciones climáticas, y las características del sistema eléctrico en su conjunto. Sin embargo, en términos generales, una línea típica de 500 [kV] puede transportar entre 1.000 [MW] y 2.500 [MW]. Las líneas más recientes de 500 [kV] en Uruguay que aún están en construcción proyectan una potencia admisible de aproximadamente 2.000 [MW].

Transportar más potencia requiere considerar alternativas complejas y de alto coste económico. En algunos países se utilizan líneas de mayor voltaje e incluso otras tecnologías como lo es el uso de corriente continua. Hay casos puntuales a nivel mundial de líneas que permiten transporte de grandes potencias, como lo es Xiangjiaba-Shanghai en China con 6.000 [MW] utilizando extra alto voltaje. Plantear este tipo de tecnologías y su viabilidad en Uruguay requiere un trabajo en detalle en sí mismo, ya que no se trata de tecnologías estándar y ampliamente utilizadas.

Se plantea entonces, utilizar líneas de alta tensión de 500 [kV] con capacidad de 2.000 [MW] para el presente análisis. Escenarios que requieran transportar más potencias se plantará el uso de líneas en paralelo para lograr cubrir el transporte de potencia deseado.

Para determinar a modo referencial la energía anual que podría transmitir la línea de transmisión, se considera que en promedio estará al 50% de su carga máxima (debido a la variabilidad de generación renovable), logrando transportar 8.760 [GWh] al año. Luego,

<sup>31</sup> Zona 6 de electrólisis fue descartada, según análisis realizado en capítulo 8.2

considerando que el consumo de los electrolizadores es de 55 [kWh/kg], se estima que cada línea permite transportar la energía necesaria para generar 159.172 [ton] de Hidrógeno anuales.

### 10.2.2 Análisis económico

Para estimar Capex de líneas de alta tensión de 500 [kV] se toma el estudio realizado por la URSEA<sup>32</sup>. A partir del estudio se encuentra que el Capex para líneas de alta tensión en Uruguay es 508.202 [USD/km] incluyendo todos sus componentes para el año 2016. Para actualizar este valor a la fecha actual se utiliza el PPI de estados unidos como indicador de variaciones de los costos, resultando en un Capex de 651.065 [USD/km]. Como se destacó previamente, se debe tener en cuenta que estas líneas tendrán una potencia máxima admisible de 2.000 [MW], por lo que para potencias mayores se deberá escalar como múltiplos enteros de este valor y, por tanto, también su costo. El Opex de las líneas de alta tensión mencionadas se estima en 3,0% anual del Capex, lo cual corresponde a 19.532 [USD/km] por año.

Considerando estos costos de Capex y Opex, además de la cantidad de Hidrógeno disponible para transportar por cada línea de AT, se puede estimar la siguiente tarifa de transporte, considerando una tasa del 7,5% y un horizonte de 25 años, proporcional a la vida útil de las líneas de AT.

**Tabla 10-6: Tarifa referencial para el transporte de energía en líneas AT de 500 [kV].**

	Costo anual [USD/km]	Tarifa Referencial [USD/tonH2eq/km]
Línea AT 500 kV – 2000 MW	77.939	0,49

## 10.3 Electrolizadores

Si bien la electrólisis del agua es un proceso estudiado desde hace siglos, siendo descubierta a principios del ciclo XIX por científicos británicos, la producción a gran escala y la búsqueda de mejoras de la eficiencia están impulsando desarrollos tecnológicos en distintos métodos que están evolucionando recientemente y de manera continua. Se pueden considerar 4 principales métodos de electrólisis: alcalina, membrana polimérica (PEM por su nombre en inglés), de óxido sólido y membrana de intercambio aniónico (AEM por su nombre en inglés), los cuales serán explicados a continuación.

### 10.3.1 Análisis Técnico – Métodos de Electrólisis

#### 10.3.1.1 Electrólisis Alcalina

**Descripción:** Una celda de electrólisis alcalina se compone de dos electrodos, típicamente de níquel o aleaciones de níquel, inmersos en un electrolito líquido (disolución alcalina acuosa) y un diafragma poroso que actúa como separador entre la cámara catódica y anódica, que permite el transporte iónico (OH<sup>-</sup>), pero es impermeable a los gases. Cuenta con una eficiencia que varía entre 60-70%.

**Ventajas:** Tecnología madura y bien desarrollada, costos relativamente bajos, no requiere agua de alta pureza.

<sup>32</sup> "Valoración de redes de transmisión y subtransmisión eléctricas" URSEA - 2017

Desventajas: Menor densidad de corriente y eficiencia comparada con PEM, respuesta más lenta a los cambios en la carga eléctrica.

#### 10.3.1.2 Electrólisis de Membrana de Electrolito Polimérico (PEM)

Descripción: Utiliza una membrana de polímero sólido como electrolito. Los electrodos están recubiertos con catalizadores, típicamente platino en el lado del ánodo y platino o iridio en el lado del cátodo. El electrolito polimérico sólido funciona como separador de gases y como membrana, lo que permite la migración de los protones (H<sup>+</sup>) a través de esta. Cuenta con una eficiencia que varía entre 70-80%.

Ventajas: Alta eficiencia, rápida respuesta a cambios en la carga eléctrica, capacidad de operar a bajas temperaturas.

Desventajas: Costos elevados debido al uso de materiales catalíticos caros y la necesidad de agua de alta pureza.

#### 10.3.1.3 Electrólisis de Óxido Sólido (SOE)

Descripción: Utiliza una cerámica sólida como electrolito, que permite la conducción de iones de oxígeno. Opera a altas temperaturas (600-1000°C). Es similar una pila de combustible de óxido sólido (SOFC) que funciona en sentido inverso

Ventajas: Alta eficiencia debido a la reducción de la resistencia interna a altas temperaturas, por lo que puede ser integrada con procesos industriales que ya operan a altas temperaturas.

Desventajas: Desafíos técnicos y materiales debido a las altas temperaturas operativas, costos de fabricación elevados.

#### 10.3.1.4 Electrólisis de Membrana de Intercambio Aniónico (AEM)

Más recientemente se ha desarrollado una nueva tecnología para la producción de hidrógeno a gran escala, AEM. Si bien está en desarrollo, existe un proveedor que está comercializado electrolizadores de esta tecnología en modelos de 120 kW y 1MW.

Descripción: Utiliza una membrana que permite el paso de aniones (iones negativos) en lugar de cationes. Los electrolitos pueden ser soluciones alcalinas.

Ventajas: Costos más bajos que PEM debido a la posibilidad de usar materiales menos costosos, y no requiere de catalizadores basados en metales raros.

Desventajas: Tecnología todavía en desarrollo. Las membranas AEM actuales tienen problemas de durabilidad y eficiencia comparadas con PEM y alcalina.

Cada una de estas tecnologías tiene sus propias aplicaciones y beneficios específicos dependiendo de los requisitos del proceso y las condiciones operativas.

Actualmente las PEM y Alcalinas son las tecnologías con mayor avance tecnológico y las más utilizadas. Los desarrollos tecnológicos son vertiginosos y se impulsan por actual tendencia a usar Hidrógeno verde como alternativa energética sustentable. Es de esperar que estos avances continúen y que para la próxima década se consoliden alternativas más eficientes y con menores costos. Este horizonte temporal es compatible con los proyectos de Hidrógeno verde que se están trazando.

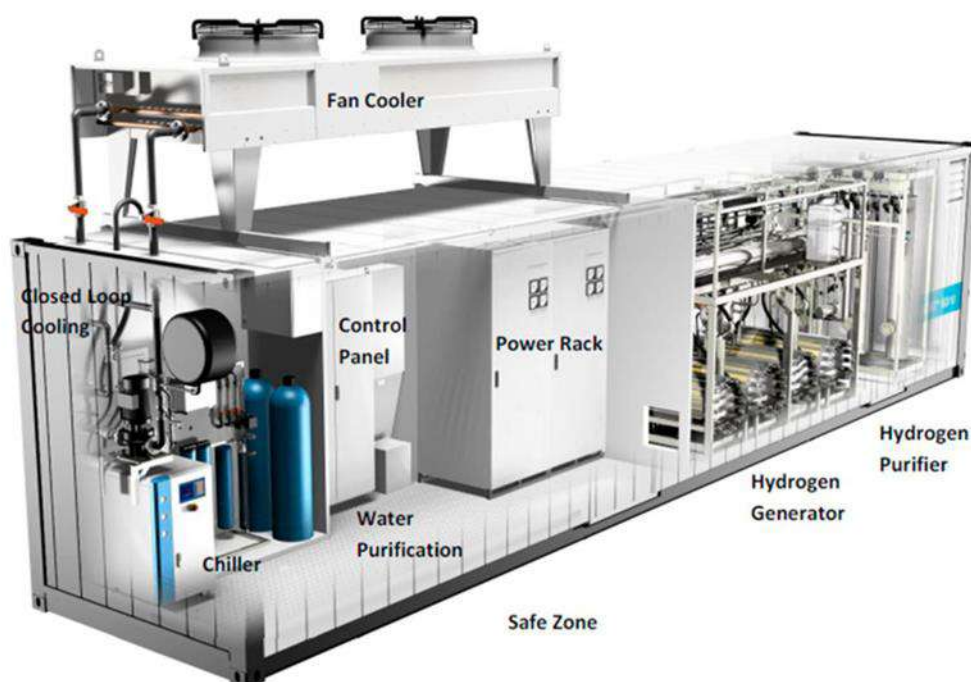


Figura 10-7: Interior de un electrolizador alcalino con su Balance of Plant (BoP).

### 10.3.2 Análisis Económico

Como se describió previamente, actualmente los electrolizadores de tecnología PEM y Alcalina son los que muestran un avance más prominente, y serán los considerados para el análisis económico.

El Centro Nacional de Hidrógeno (CNH2) de España, presenta valores de referencia para el Capex y el Opex de electrolizadores PEM y alcalinos que servirán para el análisis económico. Se obtienen estos valores de referencia para el año 2021, y también presentan la proyección de los costos hacia el 2030 de electrolizadores del orden de los MW. Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10-7: Capex y Opex de electrolizadores.

	Capex [USD/MW]	Opex [USD/MW/año]	Costo Presente Neto Actual [USD/MW]
Electrolizadores Alcalinos	900.000	22.500	110.783
Electrolizadores PEM	1.200.000	48.000	165.711
Electrolizadores Alcalinos - 2030	450.000	11.250	55.391
Electrolizadores PEM - 2030	780.000	31.200	107.712

Para el análisis se selecciona la tecnología de electrolizadores alcalinos siendo que es la tecnología más madura. Sin embargo, tiene menos eficiencia que otras tecnologías, lo que tiene un gran impacto en la energía demandada y el agua de enfriamiento, por lo que, sería adecuado considerar otras tecnologías en cuanto el mercado evolucione.

Para el análisis económico se utilizará el costo proyectado a 2030 de los electrolizadores alcalinos.

## 10.4 Transporte Carretero

### 10.4.1 Aspectos generales

El transporte carretero corresponde al movimiento de mercancías desde un punto a otro, utilizando camiones como medio de transporte, los cuales circulan a través de las rutas carreteras establecidas en el país. Para este medio de transporte, se analizarán las factibilidades técnicas de movilizar las materias primas y productos estudiados en esta consultoría, considerando diferentes rangos de producción alineados con los escenarios presentados en el capítulo 7.1. Tomando como base el análisis técnico, se realizó un análisis económico para estimar tarifas de transporte carretero referenciales, que nos sirvan como punto de comparación con los otros medios de transporte. Las consideraciones principales para el Análisis Técnico Económico son las siguientes:

- **Estimación de Camiones:** Se realizó una estimación de alto nivel del tamaño de la flota de camiones para todas las sustancias a transportar por carretera, en base a rangos de producción anual y rangos de distancia que los camiones deban recorrer. El rango de distancias a considerar es referencial y de la amplitud suficiente para cubrir las distancias que se manejan dentro del territorio nacional, a nivel de carreteras, y va desde los 50 a los 600 [km]. Para la estimación, se considerará la capacidad anual a transportar, la capacidad de carga de cada camión, el Roundtrip o tiempo de ciclo de cada viaje, y la disponibilidad del camión. Las cantidades estimadas serán comparadas con el tránsito promedio diario real de camiones pesados establecidos por el MTOP<sup>33</sup>, de manera de determinar los rangos donde es factible la utilización de este tipo de transporte. Los parámetros generales para la estimación del tamaño de flota de camiones y el Roundtrip de cada camión son mostrados en el **Anexo 2**.
- **Benchmarking de Camiones:** Para cada una de las sustancias a transportar, se realizó un benchmarking de las soluciones de transporte ofrecidas por diferentes proveedores, de manera de determinar la capacidad de carga promedio que se manejan en la industria, y el orden de magnitud de precios para la adquisición de estos, los cuales son indicados en el **Anexo 3**. Los camiones referenciales tomados del benchmarking, que se utilizaron como base para las estimaciones, cumplen con las dimensiones y pesos máximos para circular por los corredores del país.

***Nota:*** El benchmarking realizado no se debe interpretar como una recomendación de proveedores. Este es realizado simplemente como un mapeo de lo que se está utilizando actualmente en la industria, y no representa preferencia alguna por parte de Ausenco-SEG.

<sup>33</sup> Según el MTOP, el año 2023 el promedio de tránsito diario de camiones pesado fue de 258 camiones día, con un máximo de circulación de 1.254 camiones por la Ruta 1. Fuente: <https://www.gub.uy/ministerio-transporte-obras-publicas/datos-y-estadisticas/datos/relevamiento-estadistico-del-transito-rutas-nacionales>.

- **Análisis Económico:** Tomando como base los precios determinados en la etapa de benchmarking, se realizó un estimado de alto nivel de Capex y Opex de cada uno de los escenarios propuestos para todos los productos, tomando en cuenta los elementos principales que afectan en mayor medida estos indicadores. Para la estimación del Capex, se consideró el costo de la Cabina Tractora y los Tanques de Carga, mientras que, para el Opex, se considera el costo de Combustible, Mantenimiento de Equipos y Labor. Además, para el caso específico del transporte de hidrógeno líquido, debido a la inmadurez de la tecnología y el alto costo de esta, se considerará el costo del proceso de licuefacción. Los valores obtenidos para Capex y Opex serán representados en tarifas por tonelada y kilómetro. Sobre la tarifa calculada, se considera un factor de 1.3 por concepto de ganancia del operador de servicio, dando como resultado la tarifa referencial a utilizar.

**Nota:** Los costos y tarifas enseñadas en este informe constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte, y no deben tomarse como base para el desarrollo ingenieril de proyectos en específico.

- **Parámetros Generales del Opex:** Para la estimación de Opex, existen una serie de parámetros que son generales para todos los productos, los cuales son enseñados en la Tabla 10-8:

**Tabla 10-8: Parámetros generales del Opex para todos los productos.**

Parámetro	Consideración
Costo de Combustible [USD/lt]	1,5 <sup>34</sup>
Salario Anual por conductor [USD] <sup>35</sup>	15.672 <sup>36</sup>
Costo de Mantenimiento	20% anual sobre la inversión de Capex

Mayor detalle de los parámetros generales del Opex, por producto, es mostrado en el **Anexo 3**.

## 10.4.2 CO<sub>2</sub>

Las fuentes de CO<sub>2</sub> están dispersas a lo largo del país. Si bien el 90% de la capacidad total se concentra en 3 plantas, existen una serie de plantas distribuidas por el territorio nacional a las cuales se hace necesario recolectar el CO<sub>2</sub> emitido y transportar hacia las fuentes de mayor producción. Para eso, se comienza analizando la conectividad por carretera que tiene cada una de las plantas, y cómo sería un posible flujo de camiones desde cada una de las fuentes hacia las rutas, estudiando la factibilidad para utilizar la red carretera nacional.

Si se observa la red carretera de Uruguay, y se compara con la ubicación de las fuentes de generación de CO<sub>2</sub>, se observa que todas las fuentes tienen acceso a la red vial (Ver Figura 10-8).

<sup>34</sup> Fuente: ANCAP, <https://www.ancap.com.uy/1641/1/gasoil-10-s.html>

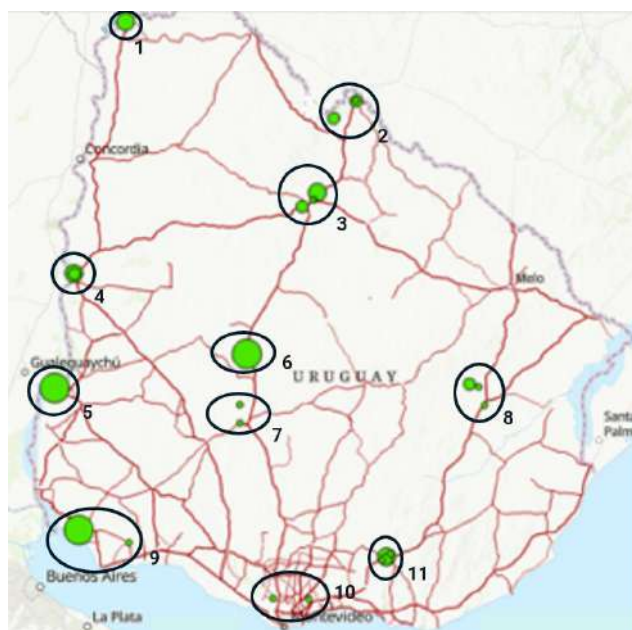
<sup>35</sup> Se aplicará un factor sobre el salario indicado, para incluir montos relacionados con seguros sociales, regalías, etc. Además, este factor variará entre sustancias, de manera de incluir las dificultades de transporte de cada uno de ellos.

<sup>36</sup> Fuente: Intergremial de Transporte Profesional de Carga Terrestre del Uruguay, <https://www.intergremial.com/site/index.php/tarifas/salarios/364-salarios-072016-062017>



**Figura 10-8: Distribución de fuentes de CO<sub>2</sub> en comparación con red carretera.**

La cantidad de CO<sub>2</sub> a transportar por cada flota de camiones dependerá de la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida por las respectivas fuentes. En el caso de fuentes cercanas entre ellas, se considera que una misma flota de camiones se encargara de recolectar el CO<sub>2</sub> emitido por el total de las fuentes, de manera de aprovechar al máximo la capacidad disponible de cada flota. Las fuentes de CO<sub>2</sub> se agruparán según lo observado en la Figura 10-9 y la Tabla 10-9, lo que determinará los rangos de producción a considerar para la estimación de la flota de camiones.



**Figura 10-9: Agrupaciones de Fuentes de CO<sub>2</sub>, según la cercanía entre ellas.**

Tabla 10-9: Agrupaciones de fuentes de CO<sub>2</sub>.

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO <sub>2</sub> (ktpa)
Grupo 1	Planta ALUR Bella Unión	150
Grupo 2	Urufor	100
	Fymnsa	60
	Bioener	40
	<b>Total</b>	<b>200</b>
Grupo 3	Arboreal/ Frutifor	90
	Lumin	260
	Fenirol	40
	Frigorífico Tacuarembó	20
	<b>Total</b>	<b>410</b>
Grupo 4	Planta Bioetanol ALUR	150
	ANCAP Paysandu	50
	<b>Total</b>	<b>200</b>
Grupo 5	<b>UPM 1</b>	<b>2.540</b>
Grupo 6	<b>UPM 2</b>	<b>3.900</b>
Grupo 7	Estancias del Lago	20
	Frigorífico BPU	10
	<b>Total</b>	<b>30</b>
Grupo 8	Cementos del Plata	80
	Galofer	40
	<b>Total</b>	<b>120</b>
Grupo 9	Montes del Plata	2.910
	Frigorífico Marfig	10
	<b>Total</b>	<b>2.920</b>
Grupo 10	Frigorífico Pando	10
	Frigorífico Las piedras	20
	<b>Total</b>	<b>30</b>
Grupo 11	ANCAP Minas	50
	Cementos artigas	210
	CYCUSA	10
	Fábricas nacionales de cerveza	10
	<b>Total</b>	<b>280</b>

En base a lo observado para cada fuente particular y agrupación de fuentes, es posible determinar lo siguiente:

- La capacidad mínima para estudiar es el caso de las plantas que emiten CO<sub>2</sub> dentro del orden de los 10 [ktpa].

- Las fuentes de CO<sub>2</sub> de capacidades mas grande son UPM1, UPM2 y el Grupo 9 (Montes del Plata + Frigorífico Marfig), con un orden de producción que varía entre los 2.500-4.000 [ktpa] aproximadamente.
- El resto de las fuentes tiene capacidades de producción que varían dentro del rango de 30-300 [ktpa].

Con estos antecedentes, se establecen 2 rangos de producción a estudiar para el transporte por camión desde las fuentes de CO<sub>2</sub>. El primer rango corresponde a 10-30 [ktpa], mientras que el segundo corresponde a 2.500-4.000 [ktpa].

Para el transporte carretero de CO<sub>2</sub> se considerará el manejo de este en estado líquido criogénico, con temperaturas cercanas a los -30°C. Existen una serie de proveedores de tanques cisterna y camiones para el transporte de CO<sub>2</sub>, y algunos de ellos serán mencionados a continuación:

- DSW: Ofrece soluciones desde 2 a 67 [m3], equivalentes al rango de 2-67 [ton], compatibles con el transporte tanto de CO<sub>2</sub> criogénico como de otros gases.
- Chart: Cuenta con la serie de camiones Orca, compatibles con el transporte de CO<sub>2</sub> y con modelos para cargas de 3,8-5,5-6,5-10,5 y 13 [ton].
- Inoxcva: Cuenta con una gama de tanques cisterna para transporte de CO<sub>2</sub>, con capacidades que varían entre los 12 y los 60 [m3], equivalentes a 12-60 [ton].



(a)



(b)

**Figura 10-10: Camiones referenciales de transporte de CO2 criogénico: (a) Chart (b) Inoxcva.**

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-10 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte, y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el **Anexo 2**.

**Tabla 10-10: Flota de camiones de transporte de CO<sub>2</sub>, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.**

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
50	1	1	2	3	4	7	10	77	92	122
100	1	1	2	3	4	9	13	101	122	162
150	1	2	3	4	5	10	16	126	151	201
200	1	2	3	5	6	12	18	151	181	241

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
250	1	2	4	6	7	14	21	175	210	280
300	1	2	4	6	8	16	24	200	240	320
350	1	3	5	7	9	18	27	225	270	359
400	1	3	5	8	10	20	30	249	299	399
450	2	3	6	9	11	22	33	274	329	438
500	2	3	7	9	12	24	36	299	356	477
550	2	3	7	10	13	26	39	323	388	517
600	2	3	7	11	14	28	42	348	417	556

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados del país, para lo cual es necesario determinar el flujo diario de camiones. En base a los tiempos de viaje para cada trayecto indicado en el **Anexo 2**, se observa que para una distancia de 50 [km], un mismo camión puede realizar aproximadamente 5 viajes diarios, mientras que para 600 [km], solo puede realizar uno. Esto muestra que, para una misma capacidad de transporte, el flujo de camiones es el mismo, independiente del rango de distancia a cubrir. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones notamos que, para el primer rango de capacidad de transporte (10-300 [ktpa]), la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el siguiente rango de capacidad de transporte (2.500 – 4.000 [ktpa]), notamos que excede levemente el promedio, sin embargo, son cantidades menores en comparación al máximo de circulación actual (1.251 camiones por día). Para estos rangos, es necesario conocer mayor detalle respecto a las rutas específicas por las cuales se circulará.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 3**. En base a esto, la Tabla 10-11 y Tabla 10-12 muestran las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-11: Tarifas referenciales del transporte de CO<sub>2</sub> por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 10-300 [ktpa].**

km / ktpa	10	25	50	75	100	300
50	\$ 0,60	\$ 0,38	\$ 0,38	\$ 0,38	\$ 0,38	\$ 0,36
100	\$ 0,36	\$ 0,32	\$ 0,28	\$ 0,27	\$ 0,27	\$ 0,25
150	\$ 0,28	\$ 0,25	\$ 0,23	\$ 0,23	\$ 0,23	\$ 0,22
200	\$ 0,24	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,21	\$ 0,21	\$ 0,20
250	\$ 0,21	\$ 0,20	\$ 0,20	\$ 0,20	\$ 0,19	\$ 0,19
300	\$ 0,21	\$ 0,19	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18

km / ktpa	10	25	50	75	100	300
350	\$ 0,21	\$ 0,19	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18
400	\$ 0,21	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18
450	\$ 0,21	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18
500	\$ 0,20	\$ 0,18	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17
600	\$ 0,19	\$ 0,18	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17
700	\$ 0,19	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17

**Tabla 10-12: Tarifas referenciales del transporte de CO<sub>2</sub> por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2.500-10.000 [ktpa].**

km / ktpa	2.500	3.000	4.000	5.500	10.000
50	\$ 0,35	\$ 0,35	\$ 0,35	\$ 0,35	\$ 0,35
100	\$ 0,25	\$ 0,25	\$ 0,25	\$ 0,25	\$ 0,25
150	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,22
200	\$ 0,20	\$ 0,20	\$ 0,20	\$ 0,20	\$ 0,20
250	\$ 0,19	\$ 0,19	\$ 0,19	\$ 0,19	\$ 0,19
300	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18
350	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18
400	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18
450	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17
500	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17
600	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17
700	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,17

Las tarifas referenciales en [USD/ton/km] estimadas muestran cómo estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, lo cual es esperable. Para los rangos de capacidad de transporte, las tarifas se estabilizan a medida que esta aumenta. Estas tarifas serán posteriormente utilizadas para la comparación entre los distintos medios para el transporte de CO<sub>2</sub>.

### 10.4.3 Hidrogeno

Para el caso del transporte de Hidrógeno, no se tiene claridad de la cantidad producida por las futuras fuentes, ni de la ubicación exacta de estas, pues dependerán de las ubicaciones específicas de los proyectos a desarrollarse, por lo que se determinaron rangos de producción en base a los escenarios propuestos, y que servirán como base para que el

modelo designe los rangos óptimos de transporte. Hoy en día, el transporte de Hidrógeno se enfrenta a complejidades técnicas, principalmente por su baja densidad volumétrica. Existen opciones para maximizar el uso de espacios, como lo es la licuefacción, sin embargo, el costo energético y monetario para estas tecnologías es alto, por lo que es necesario realizar estudios más detallados para saber la factibilidad la utilización de estas tecnologías. Como alternativa al transporte líquido, existe el transporte de Hidrógeno en estado gaseoso, de un costo y complejidad técnica menor a la del transporte líquido, pero con una capacidad de carga baja por cada camión (un camión puede transportar aproximadamente 700 [kg] de Hidrógeno en estado gaseoso, comparado con los 4.500 [kg] que puede transportar un camión de Hidrógeno en estado líquido).

A continuación, se realizará la estimación de la flota de camiones de Hidrógeno, para el transporte en ambos estados.

#### 10.4.3.1 Hidrogeno gaseoso

Las soluciones típicas para este tipo de transporte consideran presiones entre los 200-700 [bar], utilizando Cilindros Tipo IV, fabricados combinando acero y fibras de carbono, que aumentan considerablemente la resistencia y permiten el almacenamiento de gases a alta presión. La capacidad de almacenamiento típica de estos cilindros es del orden de los 350 [m<sup>3</sup>], y dependiendo del tamaño del camión, cada uno puede transportar entre 25-150 cilindros. A continuación, se mencionan proveedores de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso y sus respectivas soluciones:

- Worthington: El cual ofrece un rango de contenedores de entre 10 y 40 [ft], a presiones de almacenamiento que varían entre los 300 y 380 [bar]. Esto les permite ofrecer un rango de transporte que varía entre las 200 y las 1.000 [ton].
- Nproxx: Cuentan con un rango de contenedores que varía entre 10-40 [ft], a presiones de 380, 500 y 640 [bar], lo que permite una capacidad de transporte entre 250 y 1.500 [ton].
- Hexagon Purus: Cuentan con un rango de contenedores que varía entre 10-45 [ft], a presiones de 250, 300 y 500 [bar], lo que permite una capacidad de transporte entre 170 y 1.600 [ton].



(a)



(b)

**Figura 10-11: Camiones referenciales de transporte de H2 Gaseoso: (a) Worthington (b) Hexagon.**

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-13 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte, y la distancia a recorrer. Mayor detalle

respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el **Anexo 2**.

**Tabla 10-13: Flota de camiones para el transporte de Hidrógeno gaseoso, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.**

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	2	4	8	39	78	196	392	588	783	1.175
100	3	5	11	53	106	266	532	797	1.063	1.595
150	3	7	13	67	134	336	672	1.007	1.343	2.015
200	4	8	16	81	162	406	811	1.217	1.623	2.434
250	4	10	19	95	190	476	951	1.427	1.903	2.854
300	5	11	22	109	218	546	1.091	1.637	2.182	3.274
350	5	12	25	123	246	616	1.231	1.847	2.462	3.693
400	6	14	27	137	274	685	1.371	2.056	2.742	4.113
450	6	15	30	151	302	755	1.511	2.266	3.022	4.533
500	7	17	33	165	330	825	1.651	2.476	3.302	4.952
550	8	18	36	179	358	895	1.791	2.686	3.581	5.372
600	8	19	39	193	386	968	1.931	2.896	3.861	5.792

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados en el país, para lo cual es necesario observar el flujo diario de camiones por capacidad de transporte. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones se observa que para el rango de capacidad de transporte entre 2-50 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el rango de capacidad de transporte entre 50 – 250 [ktpa], notamos que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día). Para el resto de los rangos de producción (250-1.500 [ktpa]), el flujo estimado supera con creces el máximo actual del Uruguay, llegando a ser casi 5 veces mayor para el caso de máximo transporte (1.500 [ktpa]). Para estos casos, el transporte por carretera no resulta ser factible, y en base a las características de infraestructura actuales, deberán ser consideradas otras alternativas.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 3**. En base a esto, la Tabla 10-14 y la Tabla 10-15 muestran las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-14: Tarifas referenciales del transporte de Hidrogeno gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa].**

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	\$ 14,73	\$ 13,42	\$ 13,42	\$ 13,42	\$ 13,35
100	\$ 11,01	\$ 10,03	\$ 9,70	\$ 9,64	\$ 9,60
150	\$ 8,68	\$ 8,46	\$ 8,46	\$ 8,37	\$ 8,35
200	\$ 8,33	\$ 8,01	\$ 7,84	\$ 7,74	\$ 7,73
250	\$ 7,47	\$ 7,47	\$ 7,47	\$ 7,36	\$ 7,35
300	\$ 7,44	\$ 7,11	\$ 7,11	\$ 7,11	\$ 7,10
350	\$ 7,05	\$ 7,05	\$ 6,95	\$ 6,93	\$ 6,92
400	\$ 7,03	\$ 6,83	\$ 6,83	\$ 6,80	\$ 6,79
450	\$ 7,03	\$ 6,81	\$ 6,74	\$ 6,69	\$ 6,69
500	\$ 6,78	\$ 6,66	\$ 6,66	\$ 6,61	\$ 6,60
600	\$ 6,78	\$ 6,55	\$ 6,54	\$ 6,54	\$ 6,53
700	\$ 6,55	\$ 6,55	\$ 6,49	\$ 6,48	\$ 6,48

**Tabla 10-15: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Gaseoso por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].**

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	\$ 13,31	\$ 13,31	\$ 13,31	\$ 13,31
100	\$ 9,58	\$ 9,58	\$ 9,58	\$ 9,58
150	\$ 8,34	\$ 8,34	\$ 8,34	\$ 8,34
200	\$ 7,72	\$ 7,72	\$ 7,72	\$ 7,72
250	\$ 7,34	\$ 7,34	\$ 7,34	\$ 7,34
300	\$ 7,10	\$ 7,10	\$ 7,09	\$ 7,09
350	\$ 6,92	\$ 6,92	\$ 6,92	\$ 6,92
400	\$ 6,78	\$ 6,78	\$ 6,78	\$ 6,78
450	\$ 6,68	\$ 6,68	\$ 6,68	\$ 6,68
500	\$ 6,60	\$ 6,60	\$ 6,60	\$ 6,60
600	\$ 6,53	\$ 6,53	\$ 6,53	\$ 6,53

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
700	\$ 6,47	\$ 6,47	\$ 6,47	\$ 6,47

Al igual manera que para el transporte carretero de CO<sub>2</sub>, se observa como las tarifas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, las tarifas se estabilizan a medida que esta aumenta. Sin embargo, los órdenes de magnitud cambian, siendo más elevados para el transporte de Hidrogeno Gaseoso. Esto se debe principalmente por 2 factores, el costo de las tecnologías de transporte de Hidrógeno, y las dificultades técnicas que este implican, pudiendo un camión de transporte de Hidrogeno Gaseoso almacenar una cantidad mucho menor en comparación con camiones de transporte de otras sustancias.

#### 10.4.3.2 Hidrogeno líquido

Para el transporte de Hidrógeno en estado líquido, existen una serie de proveedores de tanques cisterna y camiones para el transporte carretero, entre los cuales se encuentran:

- Chart: Dentro de sus soluciones ofrece la unidad ST-17600H 155, que cuenta con una capacidad de carga de 4.340 [kg], y la unidad ST-8500H 110 con una capacidad de 2.096 [kg].
- Cryolor: Cuentan con el modelo LT18-155 155 PSIG de capacidad 4.451 [kg], y BT8-110 110 PSIG, de 2.100 [kg].
- Taylor Wharton: Cuenta con soluciones de transporte de 2.268 [kg] y 4.413 [kg], ambos con una presión de transporte de 160 PSig.



(a)



(b)

Figura 10-12: Camiones referenciales de transporte de H2 Líquido: (a) Chart (b) Cryolor.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-16 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en los **Anexo 2**.

Tabla 10-16: Flota de camiones de transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	1	1	2	12	24	60	120	180	239	359

km/ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
100	1	1	3	15	29	73	146	219	292	437
150	1	2	3	17	34	86	172	258	344	515
200	1	2	4	20	40	99	198	297	396	593
250	1	2	4	22	45	112	224	336	448	672
300	1	2	5	25	50	125	250	375	500	750
350	1	3	6	28	55	138	276	414	552	828
400	1	3	6	30	60	151	302	453	604	906
450	1	3	7	33	66	164	328	492	656	984
500	1	4	7	35	71	177	354	531	708	1.062
550	2	4	8	38	76	190	380	570	760	1.140
600	2	4	8	41	81	203	406	609	812	1.218

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país, para lo cual es necesario observar el flujo diario de camiones por capacidad de transportes. Tomando como referencia el promedio de 258 camiones notamos que para el rango de capacidad de transporte entre 2-250 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el resto de las capacidades (250 – 1.500 [ktpa]), se observa que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día).

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 3**. En base a esto, la Tabla 10-17 y la Tabla 10-18 muestran las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-17: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno líquido por camiones, en USD/ton/km, para el rango de 2-100 [ktpa].**

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	\$ 63,66	\$ 62,69	\$ 61,73	\$ 61,15	\$ 61,15
100	\$ 32,24	\$ 31,76	\$ 31,28	\$ 31,28	\$ 31,28
150	\$ 21,81	\$ 21,48	\$ 21,48	\$ 21,36	\$ 21,32
200	\$ 16,54	\$ 16,30	\$ 16,30	\$ 16,30	\$ 16,30
250	\$ 13,59	\$ 13,59	\$ 13,40	\$ 13,32	\$ 13,30
300	\$ 11,43	\$ 11,43	\$ 11,27	\$ 11,27	\$ 11,27
350	\$ 10,49	\$ 9,94	\$ 9,94	\$ 9,89	\$ 9,89

km / ktpa	2	5	10	50	100
400	\$ 9,29	\$ 9,05	\$ 8,92	\$ 8,83	\$ 8,82
450	\$ 8,32	\$ 8,11	\$ 8,00	\$ 7,96	\$ 7,96
500	\$ 7,59	\$ 7,40	\$ 7,40	\$ 7,33	\$ 7,32
600	\$ 6,99	\$ 6,81	\$ 6,81	\$ 6,78	\$ 6,78
700	\$ 6,50	\$ 6,50	\$ 6,42	\$ 6,36	\$ 6,36

**Tabla 10-18: Tarifas referenciales del transporte de Hidrógeno Líquido por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa].**

km / ktpa	250	500	1.000	1.500
50	\$ 61,15	\$ 61,15	\$ 61,15	\$ 61,15
100	\$ 31,24	\$ 31,24	\$ 31,24	\$ 31,24
150	\$ 21,31	\$ 21,31	\$ 21,31	\$ 21,31
200	\$ 16,29	\$ 16,29	\$ 16,29	\$ 16,29
250	\$ 13,30	\$ 13,30	\$ 13,30	\$ 13,30
300	\$ 11,27	\$ 11,27	\$ 11,27	\$ 11,27
350	\$ 9,88	\$ 9,88	\$ 9,88	\$ 9,88
400	\$ 8,81	\$ 8,81	\$ 8,81	\$ 8,81
450	\$ 7,96	\$ 7,96	\$ 7,96	\$ 7,96
500	\$ 7,31	\$ 7,31	\$ 7,31	\$ 7,31
600	\$ 6,78	\$ 6,78	\$ 6,78	\$ 6,78
700	\$ 6,35	\$ 6,35	\$ 6,35	\$ 6,35

Las tarifas referenciales siguen la tendencia de los casos anteriores, en donde disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, y se estabilizan a medida que la capacidad de transporte aumenta. Si comparamos con el Hidrogeno Gaseoso, notamos que las tarifas para Hidrógeno Líquido son mucho mayores.

#### 10.4.4 Metanol

Según la demanda calculada en el *capítulo 7.3*, podemos considerar una cantidad máxima de 6,6 [Mtpa] (cantidad de Metanol a exportar más Metanol necesario para la producción de Jetfuel), y a partir de ella, fraccionarla en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 6,6 [Mtpa] (25 - 6.600 [ktpa]).

Para el transporte de Metanol, se considerará la utilización de camiones y tanques para el transporte de combustibles líquidos, para los cuales existe un amplio mercado de proveedores y soluciones, ya que esta es una tecnología madura y tradicional. Algunas de las soluciones y sus respectivos proveedores se encuentran a continuación:

- Lbt - inc: Dentro de sus soluciones ofrece sus modelos BKZ, certificados bajo la norma DOT 406, y cuya capacidad de carga varía entre los 35-48 [m³], equivalentes a 27-37 [ton].
- Tremcar: Ofrece distintos modelos para el transporte de combustibles líquidos, todos ellos compatibles para el transporte de Metanol y Jetfuel, y certificados por norma DOT 406. Su rango de capacidades es más alto, yendo desde 4 a 25 [m³], equivalente a 3-20 [ton].
- Feldbinder: Ofrece sus modelos TSA ADR, que cuentan con soluciones para tanques de 30, 33, 49 y 58 [m³], que permiten un transporte de entre 24 y 46 [ton].



(a)



(b)

Figura 10-13: Camiones referenciales de transporte de Metanol: (a) LBT – inc. (b) Tremcar.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la

Tabla 10-19 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el **Anexo 2**.

Tabla 10-19: Tamaño de flota de camiones de transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.

km/ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
50	1	1	3	8	13	25	51	127	167
100	1	2	3	10	16	33	66	164	217
150	1	2	4	12	20	40	81	201	266
200	1	2	5	14	24	48	96	239	315
250	1	3	6	17	28	55	110	276	364

km/ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
300	2	3	6	19	31	63	125	313	414
350	2	4	7	21	35	70	140	351	463
400	2	4	8	23	39	78	155	388	512
450	2	4	9	26	43	85	170	425	561
500	2	5	9	28	46	93	185	463	611
550	2	5	10	30	50	100	200	500	660
600	3	5	11	32	54	107	215	537	709

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que para el rango de capacidad de transporte entre 25 - 2.000 [ktpa], la cantidad de camiones en circulación diaria es menor, y por lo tanto es factible técnicamente de realizarse. Para el resto de las capacidades (2.000 – 6.600 [ktpa]), notamos que la cantidad de camiones diarios a circular excede el promedio, pero se encuentra bajo el máximo de circulación actual (1.251 camiones por día).

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 3**. En base a esto, la Tabla 10-20 y la Tabla 10-21 muestran las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-20: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 25-500 [ktpa].**

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,21	\$ 0,20	\$ 0,20
100	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,15
150	\$ 0,15	\$ 0,14	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13
200	\$ 0,13	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
250	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,11	\$ 0,11
300	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
350	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
400	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
450	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
500	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,10	\$ 0,10

km / ktpa	25	50	100	300	500
600	\$ 0,11	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10
700	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10

**Tabla 10-21: Tarifas referenciales del transporte de Metanol por camiones, en [USD/ton/km], para el rango de 1.000-6.600 [ktpa].**

km / ktpa	1.000	2.000	5.000	5.500	6.600
50	\$ 0,20	\$ 0,20	\$ 0,20	\$ 0,20	\$ 0,20
100	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,15
150	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13
200	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
250	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
300	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
350	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
400	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
450	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,10	\$ 0,10
500	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10
600	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10
700	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10

Las tarifas referenciales siguen la tendencia de los casos anteriores, en donde disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, y se estabilizan a medida que la capacidad de transporte aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Metanol.

#### 10.4.5 Jetfuel

Según la demanda calculada en el *capítulo 7.3*, podemos considerar una cantidad máxima de 0,5 [Mtpa], y a partir de ella, ir fraccionándola en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 – 0,5 [Mtpa] (25 – 500 [ktpa]).

Al igual que para el Metanol, para el transporte de Jetfuel se considerará la utilización de camiones y tanques para el transporte de combustibles líquidos, en donde las soluciones y proveedores mostrados para Metanol también son válidos para Jetfuel.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-22 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle

respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el **Anexo 2**.

**Tabla 10-22: Tamaño de flota de camiones para transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.**

km/ktpa	25	50	100	300	500
50	1	2	3	9	14
100	1	2	3	11	18
150	2	3	4	13	22
200	2	3	5	16	26
250	2	3	6	18	30
300	2	4	6	21	34
350	2	4	7	23	38
400	3	5	8	25	42
450	3	5	9	28	46
500	3	5	9	30	50
550	3	6	10	33	54
600	3	6	11	35	58

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que, para todos los casos de transporte, el flujo diario de camiones está por debajo del promedio nacional, lo que hace factible este tipo de transporte.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 3**. En base a esto, la Tabla 10-23 muestra las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-23: Tarifas referenciales del transporte de Jetfuel por camiones, en [USD/ton/km].**

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	\$ 0,23	\$ 0,23	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,21
100	\$ 0,16	\$ 0,16	\$ 0,16	\$ 0,16	\$ 0,16
150	\$ 0,16	\$ 0,15	\$ 0,14	\$ 0,14	\$ 0,14
200	\$ 0,14	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13
250	\$ 0,13	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12

km / ktpa	25	50	100	300	500
300	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
350	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
400	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,11	\$ 0,11
450	\$ 0,12	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
500	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
600	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11
700	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11

Si observamos las tarifas referenciales en [USD/ton/km], notamos como estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, no muestran mayor variación. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Jetfuel.

#### 10.4.6 Urea

Según la demanda calculada en el capítulo 7.3, podemos considerar una cantidad máxima de 1 [Mtpa], y a partir de ella, ir fraccionándola en cantidades menores de manera de considerar distintos ordenes de magnitud. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 – 1 [Mtpa] (25 – 1.000 [ktpa]).

Para el transporte de Urea, se considerará la utilización de camiones para el transporte de sólidos a granel para los cuales, al igual que los combustibles líquidos, existe un amplio mercado de proveedores y soluciones, al ser una tecnología madura y tradicional. Algunas de las soluciones y sus respectivos proveedores se encuentran a continuación:

- Timpte: Cuenta con una serie de modelos de contenedores para el transporte de graneles sólidos, compatibles con el manejo de urea. Ofrece soluciones para el transporte de 10 y 25 [ton] por camión.
- Feldbinder: Ofrece soluciones para transporte de sólidos a granel en modelos de contenedores y remolques tolva, ofreciendo capacidades de transporte que varían entre las 20-30 [ton].
- Stoughton: Ofrece su modelo de transporte para granos con capacidad de carga de 20 [ton].



(a)



(b)

Figura 10-14: Camiones referenciales de transporte de Urea: (a) Feldbinder (b) Stoughton.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-24 muestra el tamaño de la flota de camiones, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los camiones y el Roundtrip considerado se puede observar en el **Anexo 2**.

**Tabla 10-24: Tamaño de flota de camiones de transporte de Urea, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.**

Km/ktpa	25	50	100	300	500	1000
50	1	2	3	7	12	23
100	1	2	4	10	16	32
150	2	3	5	13	21	41
200	2	3	5	15	25	50
250	2	3	6	18	30	59
300	2	4	7	21	34	68
350	2	4	8	23	39	77
400	3	5	9	26	43	86
450	3	5	10	29	48	95
500	3	6	11	31	52	103
550	3	6	12	34	56	112
600	3	7	13	37	61	121

Una vez estimada la flota, es posible compararla con el promedio de tránsito de camiones pesados el país indicado en la sección 10.4.1, de 258 camiones, observándose que, para todos los casos de transporte, el flujo diario de camiones está por debajo del promedio nacional, lo que hace factible este tipo de transporte.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 3**. En base a esto, la Tabla 10-25 muestran las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-25: Tarifas referenciales del transporte de Urea por camiones, en [USD/ton/km].**

km / ktpa	25	50	100	500	1.000
50	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,20	\$ 0,19	\$ 0,19
100	\$ 0,16	\$ 0,16	\$ 0,16	\$ 0,15	\$ 0,15
150	\$ 0,16	\$ 0,15	\$ 0,14	\$ 0,14	\$ 0,14
200	\$ 0,14	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13

km / ktpa	25	50	100	500	1.000
250	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13
300	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
350	\$ 0,13	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
400	\$ 0,13	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
450	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
500	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
600	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
700	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12

Si observamos las tarifas referenciales en [USD/ton/km], notamos como estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, no muestran mayor variación. Estas tarifas son de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Urea.

## 10.5 Transporte Ferroviario

### 10.5.1 Aspectos generales

El transporte ferroviario corresponde al movimiento de mercancías desde un punto a otro utilizando una locomotora, que acoplada a una serie de vagones forman el denominado ferrocarril o tren. Para este medio de transporte, se analizarán las factibilidades técnicas de movilizar las materias primas y productos estudiados en esta consultoría, considerando diferentes rangos de producción alineados con los escenarios presentados en el capítulo 7.1, y contrastando con la infraestructura actual disponible en el país, principalmente el ferrocarril central. Tomando como base el análisis técnico, se realizará un análisis económico para estimar tarifas de transporte ferroviario referenciales, que nos sirvan como punto de comparación con los otros medios de transporte. Las consideraciones principales para el análisis técnico económico son las siguientes:

- Estimación de vagones y trenes: Se realizó una estimación de alto nivel de la cantidad de vagones y trenes necesarios para el transporte de sustancias, en base a diversos rangos de producción anual y de distancia. El rango de distancias a considerar es referencial y de la amplitud suficiente para cubrir la longitud de las líneas férreas indicadas en el capítulo 6.3, y va desde los 50 a los 700 [km] para todos los productos. Para la estimación, se considerará la capacidad anual de transporte, la capacidad de carga de cada tren, la cual dependerá de las dimensiones y capacidad de carga del vagón referencial considerado, y del Roundtrip y la disponibilidad del tren. Para la determinación de la cantidad de vagones, se toma como largo máximo permitido la restricción entregada por el Ferrocarril Central, de 500 [m] de largo. Los parámetros fijos generales para la estimación de vagones y trenes son mostrados en el **Anexo 4**.

- **Benchmarking de Vagones:** Para cada uno de los productos a transportar, se realiza un benchmarking de las soluciones de transporte ofrecidas por diferentes proveedores, de manera de determinar la capacidad de carga promedio que se manejan en la industria, y el orden de magnitud de precios para la adquisición de estos, los cuales son indicados en el **Anexo 5**. Los vagones referenciales tomados del benchmarking, que se utilizan como base para las estimaciones, cumplen con la restricción de tonelada por eje considerada para el ferrocarril central.

***Nota:*** El benchmarking realizado no se debe considerar como una recomendación de proveedores. Este es realizado simplemente como un mapeo de lo que se está utilizando actualmente en la industria, y no representa preferencia alguna por parte de Ausenco-SEG.

- **Análisis Económico:** Tomando como base los precios determinados en la etapa de benchmarking, se lleva a cabo una estimación de alto nivel del Capex y Opex de cada uno de los escenarios propuestos para todos los productos a transportar, tomando en cuenta los elementos principales que afectarían en mayor medida estos indicadores. Para la estimación del Capex se consideró el costo de la Locomotora y los Vagones de carga, mientras que para el Opex, se considera el costo de Combustible, Mantenimiento de Equipos, Labor y la tarifa por el uso de la infraestructura ferroviaria suministrada por la Dirección Nacional de Transporte Ferroviario (DNTE, dependiente de MTOP). Además, para el caso específico del transporte de hidrógeno líquido, debido a la inmadurez de la tecnología y el alto costo de esta, se planteará el caso de considerar el costo del proceso de licuefacción. Los valores obtenidos para Capex y Opex serán representados en tarifas por tonelada y kilómetro, según la metodología indicada en el capítulo 0. Sobre la tarifa calculada, se considera un factor de 1.3 por concepto de ganancia del operador de servicio, dando como resultado la tarifa referencial a utilizar.

***Nota:*** Los costos y tarifas enseñadas en este informe constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte, y no deben tomarse como base el desarrollo ingenieril de proyectos en específico.

- **Parámetros generales de Opex:** Para la estimación de Opex, existen una serie de parámetros que son generales para todos los productos, los cuales son enseñados en la Tabla 10-26.

**Tabla 10-26: Parámetros generales del Opex de transporte ferroviario, para todos los productos.**

Parámetro	Consideración
Costo de combustible [USD/lt]	1,5
Salario anual base para operadores [USD] <sup>37</sup>	50.000
Costo de mantenimiento	10% anual sobre la inversión de Capex

<sup>37</sup> El término operadores considera un maquinista más un ayudante. Se aplicará un factor sobre el salario indicado, para incluir montos relacionados con seguros sociales, regalías, etc. Además, este factor variará entre sustancias, de manera de incluir las dificultades de transporte de cada uno de ellos.

Parámetro	Consideración
Tarifa por el uso de infraestructura [USD/ton bruta/km] <sup>38</sup>	0,005

Mayor detalle de los parámetros generales del Opex, por producto, es mostrado en el **Anexo 5**.

- Roundtrip: Para simplificar el análisis, se asumirá que los vagones ya se encuentran cargados cuando arriba la locomotora, por lo que esta solo debe acoplarse al conjunto de vagones. Esto implica que el tiempo de detención de cada tren estará determinado solo por las maniobras de acople-desacople a los vagones, y será igual para todos los productos, según lo enseñado en la Tabla 10-27 y la Tabla 10-28.

**Tabla 10-27: Parámetros fijos para la estimación de Roundtrip de todos los productos.**

Parámetro	Unidad	Valor
Disponibilidad	[-]	0,95
Velocidad	[km/hr]	40 <sup>39</sup>
Tiempo total de detención	[hr]	8

**Tabla 10-28: Roundtrip para el transporte ferroviario de todos los productos, según la distancia a recorrer.**

Distancia por trayecto [km]	Tiempo por viaje [hr]
50	10,5
100	13,0
150	15,5
200	18,0
250	20,5
300	23,0
350	25,5
400	28,0
450	30,5
500	33,0

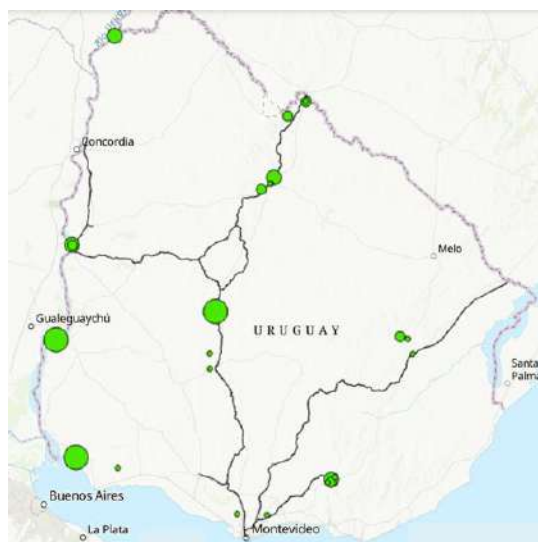
<sup>38</sup> Tarifa es considerada para viajes tanto de ida como de vuelta.

<sup>39</sup> Se considera como restricción la velocidad máxima para circular a través de la línea litoral.

Distancia por trayecto [km]	Tiempo por viaje [hr]
550	35,5
600	38,0

## 10.5.2 CO<sub>2</sub>

No todas las fuentes de CO<sub>2</sub> son compatibles con el transporte ferroviario, debido a que muchas de estas no cuentan con acceso a la red, como lo es el caso de UPM1 y Montes del Plata, dos de las mayores fuentes del país. La Figura 10-15 sobrepone la red ferroviaria sobre las fuentes de CO<sub>2</sub>, permitiendo ver de forma clara para cuales fuentes es factible el transporte por ferrovía.



**Figura 10-15: Distribución de fuentes de CO<sub>2</sub> en comparación con red ferroviaria.**

De igual manera que con el transporte carretero, podemos agrupar las fuentes cercanas de CO<sub>2</sub>, de manera de que sea un mismo tren el que se encargue de su recolección. Las fuentes de CO<sub>2</sub> se agruparán según lo observado en la Figura 10-16 y la Tabla 10-29, que nos determinarán los rangos de producción a considerar para la estimación de la cantidad de trenes y vagones.

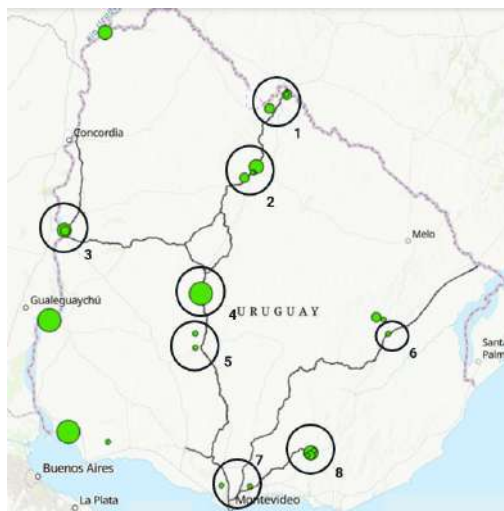


Figura 10-16: Agrupaciones de Fuentes de CO<sub>2</sub>, según la cercanía entre ellas.

Tabla 10-29: Agrupaciones de fuentes de CO<sub>2</sub>.

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO <sub>2</sub> (Mtpa)
Grupo 1	Urufor	0,10
	Fymnsa	0,06
	Bioener	0,04
	<b>Total</b>	<b>0,20</b>
Grupo 2	Arboreal/ Frutifor	0,09
	Lumin	0,26
	Fenirol	0,04
	Frigorífico Tacuarembó	0,02
	<b>Total</b>	<b>0,41</b>
Grupo 3	Planta Bioetanol ALUR	0,15
	ANCAP Paysandu	0,05
	<b>Total</b>	<b>0,20</b>
Grupo 4	<b>UPM 2</b>	<b>3,90</b>
Grupo 5	Estancias del Lago	0,02
	Frigorífico BPU	0,01
	<b>Total</b>	<b>0,03</b>
Grupo 6	Cementos del Plata	0,08
	Galofer	0,04
	<b>Total</b>	<b>0,12</b>
Grupo 7	Frigorífico Pando	0,01
	Frigorífico Las piedras	0,02
	<b>Total</b>	<b>0,03</b>
Grupo 8	ANCAP Minas	0,05

Grupo	Empresa	Producción Anual de CO <sub>2</sub> (Mtpa)
	Cementos artigas	0,21
	CYCUSA	0,01
	Fábricas nacionales de cerveza	0,01
	<b>Total</b>	<b>0,28</b>

En base a lo observado para cada fuente particular y agrupación de fuentes, podemos determinar lo siguiente:

- La capacidad mínima para estudiar es el caso de las plantas que emiten CO<sub>2</sub> dentro del orden de los 0,01 [Mtpa].
- Las fuentes de CO<sub>2</sub> de capacidades mas grande es UPM2, con una producción del orden de los 4 [Mtpa] aproximadamente.
- El resto de las fuentes tiene capacidades de producción que varían dentro del rango de 0,03-0,3 [Mtpa].

Con estos antecedentes, se establecen 2 rangos de producción a estudiar para el transporte por camión desde las fuentes de CO<sub>2</sub>. El primer rango corresponde a 0,01-0,3 [Mtpa], mientras que el segundo corresponde a 2,5-4 [Mtpa]. Se consideran rangos entre 2,5 y 4 [Mtpa], de manera de mantener lo analizado en el transporte carretero, y de abrir la posibilidad a un transporte parcial desde UPM2.

Al igual que en el transporte carretero, se transportará el CO<sub>2</sub> en estado líquido criogénico, manteniendo las características operacionales de temperaturas. Dentro de los proveedores de vagones criogénicos para el transporte de CO<sub>2</sub> destacamos los siguientes:

- VTG: Ofrece su modelo G92.062D, que puede almacenar hasta 60 [ton] de CO<sub>2</sub> a -40°C.
- Cryovat: Cuenta con una serie de soluciones para el transporte de diversas sustancias en estado criogénico, incluyendo el CO<sub>2</sub> e Hidrógeno líquido. El diseño de los tanques es personalizado, y la empresa cuenta con experiencia en diseños de hasta 54 [m³], que permiten el transporte de aproximadamente 50 [ton].



(a)



(b)

**Figura 10-17: Vagones referenciales de transporte de CO<sub>2</sub> criogénico: (a) VTG (b) Cryovat.**

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-30 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el **Anexo 4**.

**Tabla 10-30: Vagones y trenes para transporte de CO<sub>2</sub>, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte (formato: vagones – trenes).**

km / ktpa	10	25	50	75	100	200	300	2500	3000	4000
50	1 - 1	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	7 - 1	52 - 2	62 - 2	83 - 3
100	1 - 1	1 - 1	2 - 1	2 - 1	3 - 1	6 - 1	8 - 1	64 - 2	77 - 3	102 - 4
150	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	3 - 1	7 - 1	10 - 1	76 - 3	91 - 3	122 - 4
200	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	7 - 1	11 - 1	88 - 3	106 - 4	141 - 5
250	1 - 1	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	8 - 1	12 - 1	101 - 3	121 - 4	161 - 5
300	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	5 - 1	9 - 1	14 - 1	113 - 3	135 - 5	180 - 6
350	1 - 1	2 - 1	3 - 1	4 - 1	5 - 1	10 - 1	15 - 1	125 - 4	150 - 5	200 - 7
400	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	6 - 1	11 - 1	17 - 1	137 - 4	165 - 5	219 - 7
450	1 - 1	2 - 1	3 - 1	5 - 1	6 - 1	12 - 1	18 - 1	149 - 4	179 - 6	239 - 8
500	1 - 1	2 - 1	4 - 1	5 - 1	7 - 1	13 - 1	20 - 1	162 - 5	194 - 6	258 - 8
550	1 - 1	2 - 1	4 - 1	6 - 1	7 - 1	14 - 1	21 - 1	174 - 5	209 - 7	278 - 9
600	1 - 1	2 - 1	4 - 1	6 - 1	8 - 1	15 - 1	23 - 1	186 - 5	223 - 7	298 - 9

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Si observamos los tiempos de viaje para cada trayecto indicado en la Tabla 10-28, notamos que para una distancia de 50 [km], un mismo tren puede realizar aproximadamente 3 viajes diarios, mientras que para 600 [km], tarda más de un día en realizar uno. Esto indica que, para una misma capacidad de transporte, el flujo de trenes es el mismo, independiente del rango de distancia a cubrir, al igual que en el caso del transporte terrestre. Se toma como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km], los cuales tienen un Roundtrip de aproximadamente un día. En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 10-3.000 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de 4.000 [ktpa], es necesario una frecuencia de circulación levemente mayor a la disponible, por lo que el transporte de 4.000 [ktpa] no es técnicamente factible, en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 5**. En base a esto, la Tabla 10-31 y la Tabla 10-32 muestra las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-31: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de CO<sub>2</sub> en [USD/ton/km], para el rango de 10-200 [ktpa].**

km / ktpa	10	25	50	75	100	200
50	\$ 4,46	\$ 1,80	\$ 0,98	\$ 0,66	\$ 0,54	\$ 0,31

km / ktpa	10	25	50	75	100	200
100	\$ 2,25	\$ 0,91	\$ 0,50	\$ 0,34	\$ 0,28	\$ 0,18
150	\$ 1,51	\$ 0,61	\$ 0,34	\$ 0,25	\$ 0,21	\$ 0,13
200	\$ 1,14	\$ 0,46	\$ 0,26	\$ 0,19	\$ 0,16	\$ 0,11
250	\$ 0,91	\$ 0,41	\$ 0,23	\$ 0,17	\$ 0,14	\$ 0,09
300	\$ 0,76	\$ 0,34	\$ 0,19	\$ 0,14	\$ 0,12	\$ 0,08
350	\$ 0,66	\$ 0,30	\$ 0,17	\$ 0,13	\$ 0,10	\$ 0,08
400	\$ 0,58	\$ 0,26	\$ 0,15	\$ 0,12	\$ 0,10	\$ 0,07
450	\$ 0,52	\$ 0,24	\$ 0,14	\$ 0,11	\$ 0,09	\$ 0,07
500	\$ 0,47	\$ 0,21	\$ 0,13	\$ 0,10	\$ 0,09	\$ 0,06
550	\$ 0,43	\$ 0,20	\$ 0,12	\$ 0,10	\$ 0,08	\$ 0,06
600	\$ 0,39	\$ 0,18	\$ 0,11	\$ 0,09	\$ 0,08	\$ 0,06

**Tabla 10-32: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de CO<sub>2</sub> en [USD/ton/km], para el rango de 300-5.500 [ktpa].**

km / ktpa	300	2500	3000	4000	5500
50	\$ 0,24	\$ 0,13	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
100	\$ 0,14	\$ 0,09	\$ 0,09	\$ 0,09	\$ 0,08
150	\$ 0,11	\$ 0,07	\$ 0,07	\$ 0,07	\$ 0,07
200	\$ 0,09	\$ 0,07	\$ 0,07	\$ 0,07	\$ 0,06
250	\$ 0,08	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06
300	\$ 0,07	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06
350	\$ 0,07	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06
400	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05
450	\$ 0,06	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05
500	\$ 0,06	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05
550	\$ 0,06	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05
600	\$ 0,06	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05

Se observa que las tarifas referenciales en [USD/ton/km] disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte, lo cual es esperable. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que aumenta la capacidad de transporte, estabilizándose para capacidades del orden de los 300 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de CO<sub>2</sub>.

### 10.5.3 Hidrogeno

Para el transporte de Hidrogeno por Ferrocarril, se estudiará el manejo de este tanto en estado gaseoso como en estado líquido. Las tecnologías para este medio de transporte se encuentran en su mayoría en desarrollo, siendo pocas las soluciones comerciales existentes. Gran parte de los proveedores ofrecen replicar sus soluciones de transporte de Hidrogeno en camiones, o la reutilización de vagones de transporte criogénicos diseñados para otras sustancias, lo cual será tomado como referencia para la estimación a alto nivel del transporte de Hidrógeno por ferrovías. Para ambos casos de transporte, se considerarán los rangos de producción utilizados en el análisis de transporte carretero de Hidrógeno.

#### 10.5.3.1 Hidrógeno Gaseoso

Para el transporte de Hidrógeno Gaseoso es posible replicar las soluciones presentadas en el capítulo 10.4.3.1 para el transporte carretero, ya que los cilindros Tipo IV pueden ser almacenados de distintas maneras, y adaptados para ser utilizados en un container para vagones de trenes.



Figura 10-18: Transporte de Hidrogeno en estado gaseoso por ferrocarril ofrecida por Nprox.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-33 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el **Anexo 4**.

**Tabla 10-33: Vagones y trenes, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.**

km / ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	4 - 1	8 - 1	16 - 1	79 - 3	158 - 5	395 - 11	789 - 22	1.183 - 33	1.578 - 44	2.366 - 66
100	4 - 1	10 - 1	20 - 1	98 - 3	196 - 6	489 - 14	977 - 28	1.465 - 41	1.953 - 55	2.929 - 82
150	5 - 1	12 - 1	24 - 1	117 - 4	233 - 7	583 - 17	1.165 - 33	1.747 - 49	2.329 - 65	3.493 - 98
200	6 - 1	14 - 1	27 - 1	136 - 4	271 - 8	676 - 19	1.352 - 38	2.028 - 57	2.704 - 76	4.056 - 113
250	7 - 1	16 - 1	31 - 1	154 - 5	308 - 9	770 - 22	1.540 - 43	2.310 - 65	3.079 - 86	4.619 - 129
300	7 - 1	18 - 1	35 - 1	173 - 5	346 - 10	864 - 24	1.728 - 48	2.591 - 72	3.455 - 96	5.182 - 144
350	8 - 1	20 - 1	39 - 2	192 - 6	383 - 11	958 - 27	1.916 - 54	2.873 - 80	3.831 - 107	5.746 - 160
400	9 - 1	21 - 1	43 - 2	211 - 6	421 - 12	1.052 - 30	2.102 - 59	3.155 - 88	4.206 - 117	6.309 - 176
450	10 - 1	23 - 1	46 - 2	230 - 7	459 - 13	1.146 - 32	2.291 - 64	3.435 - 96	4.582 - 128	6.872 - 191
500	10 - 1	25 - 1	50 - 2	248 - 7	496 - 14	1.240 - 35	2.479 - 69	3.718 - 104	4.957 - 138	7.436 - 207
550	11 - 1	27 - 1	54 - 2	267 - 8	534 - 15	1.334 - 38	2.667 - 75	4.000 - 112	5.333 - 149	7.999 - 223
600	12 - 1	29 - 1	58 - 2	286 - 8	571 - 16	1.427 - 40	2.854 - 80	4.281 - 119	5.708 - 159	8.562 - 238

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 2 - 50 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de capacidades mayores a 100 [ktpa], es necesario una frecuencia de circulación considerablemente mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 5**. En base a esto, la Tabla 10-34 y la Tabla 10-35 muestran las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-34: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 2-100 [ktpa].**

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	\$ 29,94	\$ 16,53	\$ 12,81	\$ 11,22	\$ 10,84
100	\$ 15,13	\$ 9,56	\$ 7,70	\$ 6,84	\$ 6,84
150	\$ 11,15	\$ 7,24	\$ 6,00	\$ 5,64	\$ 5,49
200	\$ 9,17	\$ 6,08	\$ 5,15	\$ 4,85	\$ 4,83
250	\$ 7,98	\$ 5,38	\$ 4,52	\$ 4,50	\$ 4,42
300	\$ 6,68	\$ 4,92	\$ 4,50	\$ 4,16	\$ 4,16
350	\$ 6,18	\$ 4,59	\$ 4,50	\$ 4,02	\$ 3,97
400	\$ 5,81	\$ 4,34	\$ 4,26	\$ 3,83	\$ 3,82
450	\$ 5,52	\$ 4,01	\$ 4,01	\$ 3,76	\$ 3,71
500	\$ 4,98	\$ 3,87	\$ 3,87	\$ 3,62	\$ 3,62
550	\$ 4,82	\$ 3,75	\$ 3,75	\$ 3,58	\$ 3,56
600	\$ 4,69	\$ 3,66	\$ 3,66	\$ 3,49	\$ 3,49

**Tabla 10-35: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de hidrogeno gaseoso en [USD/ton/km], para el rango de 250-1.500 [ktpa]**

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
50	\$ 10,62	\$ 10,61	\$ 10,61	\$ 10,61	\$ 10,61

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
100	\$ 6,76	\$ 6,75	\$ 6,73	\$ 6,73	\$ 6,72
150	\$ 5,47	\$ 5,44	\$ 5,43	\$ 5,43	\$ 5,43
200	\$ 4,78	\$ 4,78	\$ 4,78	\$ 4,78	\$ 4,78
250	\$ 4,41	\$ 4,40	\$ 4,40	\$ 4,39	\$ 4,39
300	\$ 4,13	\$ 4,13	\$ 4,13	\$ 4,13	\$ 4,13
350	\$ 3,95	\$ 3,95	\$ 3,95	\$ 3,95	\$ 3,95
400	\$ 3,82	\$ 3,81	\$ 3,81	\$ 3,81	\$ 3,81
450	\$ 3,70	\$ 3,70	\$ 3,70	\$ 3,70	\$ 3,70
500	\$ 3,62	\$ 3,61	\$ 3,61	\$ 3,61	\$ 3,61
550	\$ 3,56	\$ 3,55	\$ 3,54	\$ 3,54	\$ 3,54
600	\$ 3,49	\$ 3,48	\$ 3,48	\$ 3,48	\$ 3,48

Se observa que las tarifas referenciales siguen la misma tendencia que para el transporte ferroviario de CO<sub>2</sub>, en donde estas disminuyen a medida que incrementa la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 100 [ktpa]. Estas tarifas son de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Hidrógeno.

#### 10.5.3.2 Hidrógeno Líquido

Comercialmente no existen soluciones específicas para el transporte de hidrógeno. Sin embargo, existe la posibilidad de reacondicionar los tanques presentados en el capítulo 10.4.3.2, así como también utilizar vagones criogénicos diseñados para el transporte de otras sustancias, como lo es el caso de la empresa VTG, quienes ya se encuentran desarrollando tecnologías para adaptar sus vagones criogénicos<sup>40</sup>.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado mencionado, la Tabla 10-36 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el **Anexo 4**.

<sup>40</sup> Fuente: Sitio Web VTG. <https://www.vtg.com/news-and-insights/stories/future-oriented-transport-solutions-for-new-energies>.

**Tabla 10-36: Vagones y trenes para transporte de Hidrógeno líquido, en función de la capacidad anual de transporte y la distancia de transporte.**

km / ktpa	2	5	10	50	100	250	500	750	1000	1500
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	15 - 1	30 - 1	76 - 3	151 - 5	226 - 7	301 - 10	451 - 14
100	1 - 1	2 - 1	4 - 1	19 - 1	38 - 2	93 - 3	186 - 6	279 - 9	372 - 12	558 - 17
150	1 - 1	3 - 1	5 - 1	23 - 1	45 - 2	111 - 4	222 - 7	333 - 11	444 - 14	666 - 21
200	1 - 1	3 - 1	6 - 1	26 - 1	53 - 2	129 - 4	258 - 8	387 - 12	515 - 16	773 - 24
250	2 - 1	3 - 1	6 - 1	30 - 1	59 - 2	147 - 5	294 - 9	440 - 14	587 - 18	880 - 27
300	2 - 1	4 - 1	7 - 1	33 - 1	66 - 2	165 - 5	329 - 10	494 - 15	658 - 20	988 - 30
350	2 - 1	4 - 1	8 - 1	37 - 2	73 - 3	183 - 6	365 - 12	548 - 17	730 - 23	1.095 - 34
400	2 - 1	4 - 1	8 - 1	41 - 2	81 - 3	201 - 7	401 - 13	601 - 19	802 - 25	1.202 - 37
450	2 - 1	5 - 1	9 - 1	44 - 2	88 - 3	219 - 7	437 - 14	655 - 20	873 - 27	1.309 - 40
500	2 - 1	5 - 1	10 - 1	48 - 2	95 - 3	236 - 8	473 - 15	709 - 22	945 - 29	1.417 - 43
550	2 - 1	6 - 1	11 - 1	51 - 2	102 - 4	254 - 8	508 - 16	762 - 24	1.016 - 31	1.524 - 47
600	3 - 1	6 - 1	11 - 1	55 - 2	109 - 4	272 - 9	544 - 17	816 - 25	1.088 - 33	1.631 - 50

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que para el rango de producción entre 2 - 250 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Para el caso de capacidades mayores a esta, es necesario una frecuencia de circulación considerablemente mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 5**. En base a esto, la Tabla 10-37 y la Tabla 10-38 muestran las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-37: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 2-100 [ktpa].**

km / ktpa	2	5	10	50	100
50	\$ 78,83	\$ 66,84	\$ 63,12	\$ 59,47	\$ 59,04
100	\$ 39,45	\$ 33,45	\$ 31,59	\$ 30,02	\$ 30,02
150	\$ 26,35	\$ 22,93	\$ 21,40	\$ 20,29	\$ 20,26
200	\$ 20,84	\$ 17,18	\$ 16,25	\$ 15,34	\$ 15,34
250	\$ 16,68	\$ 13,75	\$ 13,01	\$ 12,42	\$ 12,40
300	\$ 13,88	\$ 11,73	\$ 10,96	\$ 10,41	\$ 10,41
350	\$ 11,93	\$ 10,09	\$ 9,56	\$ 9,16	\$ 9,10
400	\$ 10,44	\$ 9,05	\$ 8,48	\$ 8,11	\$ 8,05
450	\$ 9,26	\$ 8,03	\$ 7,52	\$ 7,25	\$ 7,21
500	\$ 8,36	\$ 7,25	\$ 6,88	\$ 6,62	\$ 6,58
550	\$ 8,02	\$ 6,76	\$ 6,34	\$ 6,08	\$ 6,08
600	\$ 7,38	\$ 6,23	\$ 5,84	\$ 5,66	\$ 5,65

**Tabla 10-38: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Hidrógeno Líquido por ferrocarril en [USD/ton/km], para los rangos de 250-1.500 [ktpa].**

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
50	\$ 59,04	\$ 58,95	\$ 58,94	\$ 58,94	\$ 58,94

km / ktpa	250	500	750	1000	1500
100	\$ 29,84	\$ 29,84	\$ 29,84	\$ 29,84	\$ 29,84
150	\$ 20,20	\$ 20,18	\$ 20,18	\$ 20,18	\$ 20,17
200	\$ 15,29	\$ 15,29	\$ 15,29	\$ 15,29	\$ 15,29
250	\$ 12,40	\$ 12,38	\$ 12,38	\$ 12,38	\$ 12,38
300	\$ 10,41	\$ 10,41	\$ 10,41	\$ 10,41	\$ 10,41
350	\$ 9,07	\$ 9,06	\$ 9,06	\$ 9,06	\$ 9,06
400	\$ 8,04	\$ 8,02	\$ 8,02	\$ 8,02	\$ 8,02
450	\$ 7,19	\$ 7,19	\$ 7,19	\$ 7,19	\$ 7,19
500	\$ 6,58	\$ 6,57	\$ 6,57	\$ 6,56	\$ 6,56
550	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,04
600	\$ 5,63	\$ 5,63	\$ 5,63	\$ 5,63	\$ 5,63

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 500 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Hidrógeno.

#### 10.5.4 Metanol

Al igual que en el caso del transporte carretero de Metanol, se determinarán rangos de producción en base a los escenarios propuestos, debido al desconocimiento de la producción de las futuras fuentes y la ubicación exacta de estas. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 6,6 [Mtpa] (25 – 6.600 [ktpa]).

Para el transporte de metanol se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de combustibles líquidos, para el cual existe un amplio mercado de soluciones maduras. Dentro de los proveedores disponibles mencionamos los siguientes:

- The Greenbier Companies: Sus modelos para transporte de combustible varían entre los 80 y los 115 [m³], que permiten una capacidad de carga de entre 60 y 90 [ton].
- Wascosa: Ofrece modelos que varían entre los 80 y 100 [m³], que permite cargar hasta 80 [ton].
- Trinity Rail: Sus modelos varían entre los 55 y los 130 [m³], equivalentes a 45 - 100 [ton].



(a)



(b)

**Figura 10-19: Vagones referenciales para transporte de combustibles líquidos: (a) Wascosa. (b) Trinity Rail.**

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-39 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el **Anexo 4**.

**Tabla 10-39: Vagones y trenes para el transporte de Metanol, en función de la capacidad anual de producción y la distancia de transporte.**

km / ktpa	25	50	100	300	500	1000	2000	5000	6600
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	7 - 1	12 - 1	23 - 1	46 - 2	115 - 4	152 - 5
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	15 - 1	29 - 1	57 - 2	142 - 5	188 - 6
150	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	17 - 1	34 - 1	68 - 2	170 - 5	224 - 7
200	1 - 1	2 - 1	4 - 1	12 - 1	20 - 1	40 - 2	79 - 3	197 - 6	260 - 8
250	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	23 - 1	45 - 2	90 - 3	224 - 7	296 - 9
300	2 - 1	3 - 1	5 - 1	16 - 1	26 - 1	51 - 2	101 - 3	252 - 8	332 - 10
350	2 - 1	3 - 1	6 - 1	17 - 1	28 - 1	56 - 2	112 - 4	279 - 8	368 - 11
400	2 - 1	4 - 1	7 - 1	19 - 1	31 - 1	62 - 2	123 - 4	306 - 9	404 - 12
450	2 - 1	4 - 1	7 - 1	20 - 1	34 - 1	67 - 2	134 - 4	334 - 10	440 - 13
500	2 - 1	4 - 1	8 - 1	22 - 1	36 - 2	73 - 3	145 - 5	361 - 11	476 - 14
550	2 - 1	4 - 1	8 - 1	24 - 1	39 - 2	78 - 3	156 - 5	388 - 12	512 - 15
600	3 - 1	5 - 1	9 - 1	25 - 1	42 - 2	83 - 3	166 - 5	416 - 12	548 - 16

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que

para el rango de producción entre 25 – 5.000 [ktpa], la frecuencia de trenes está dentro de la disponibilidad remanente de la red ferroviaria. Las capacidades mayores requieren una frecuencia de circulación mayor a la disponible, por lo que transportar estas cantidades no es factible en base a la infraestructura actual disponible en Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 5**. En base a esto, la Tabla 10-40 y la Tabla 10-41 muestran las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-40: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 25-500 [ktpa].**

km / ktpa	25	50	75	100	300	500
50	\$ 1,60	\$ 0,86	\$ 0,59	\$ 0,47	\$ 0,22	\$ 0,17
100	\$ 0,81	\$ 0,44	\$ 0,32	\$ 0,25	\$ 0,12	\$ 0,10
150	\$ 0,55	\$ 0,30	\$ 0,22	\$ 0,18	\$ 0,09	\$ 0,08
200	\$ 0,42	\$ 0,23	\$ 0,17	\$ 0,14	\$ 0,08	\$ 0,06
250	\$ 0,35	\$ 0,20	\$ 0,14	\$ 0,12	\$ 0,07	\$ 0,06
300	\$ 0,30	\$ 0,17	\$ 0,12	\$ 0,10	\$ 0,06	\$ 0,05
350	\$ 0,26	\$ 0,15	\$ 0,11	\$ 0,09	\$ 0,06	\$ 0,05
400	\$ 0,23	\$ 0,13	\$ 0,10	\$ 0,09	\$ 0,05	\$ 0,05
450	\$ 0,20	\$ 0,12	\$ 0,09	\$ 0,08	\$ 0,05	\$ 0,05
500	\$ 0,19	\$ 0,11	\$ 0,09	\$ 0,07	\$ 0,05	\$ 0,05
550	\$ 0,17	\$ 0,10	\$ 0,08	\$ 0,07	\$ 0,05	\$ 0,05
600	\$ 0,16	\$ 0,10	\$ 0,08	\$ 0,07	\$ 0,05	\$ 0,05

**Tabla 10-41: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Metanol en [USD/ton/km], en el rango de 1.000-6.600 [ktpa].**

km / ktpa	1000	2000	5000	5500	6600
50	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,12
100	\$ 0,08	\$ 0,08	\$ 0,08	\$ 0,08	\$ 0,08
150	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06
200	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06
250	\$ 0,06	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05
300	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05

km / ktpa	1000	2000	5000	5500	6600
350	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05
400	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05
450	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04
500	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04
550	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04
600	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta, estabilizándose para capacidades del orden de las 1.000 [ktpa]. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Metanol.

En el caso de que el metanol por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 2 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

#### 10.5.5 Jetfuel

Al igual que en el caso del transporte carretero de Jetfuel, se determinarán rangos de producción en base a los escenarios propuestos, debido al desconocimiento de la producción de las futuras fuentes y la ubicación exacta de estas. Para este ejercicio, se utilizará un rango de producción entre 0,025 - 0,5 [Mtpa] (25 – 500 [ktpa]).

Al igual que para el metanol, para el transporte de Jetfuel se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de combustibles líquidos, por lo que el benchmarking utilizado para el Metanol es válido para el Jetfuel. Se considera el mismo vagón de The Greenbrier companies, y al hacer el reajuste por densidad notamos que puede transportar 53 [ton] de carga.

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-42 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el **Anexo 4**.

**Tabla 10-42: Vagones y trenes para el transporte de Jetfuel, en función de la capacidad anual [ktpa] y la distancia de transporte [km].**

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	1 - 1	2 - 1	3 - 1	8 - 1	12 - 1
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	15 - 1
150	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	18 - 1
200	1 - 1	2 - 1	5 - 1	13 - 1	21 - 1

km / ktpa	25	50	100	300	500
250	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	24 - 1
300	2 - 1	3 - 1	6 - 1	16 - 1	27 - 1
350	2 - 1	3 - 1	6 - 1	18 - 1	29 - 1
400	2 - 1	4 - 1	7 - 1	19 - 1	32 - 1
450	2 - 1	4 - 1	7 - 1	21 - 1	35 - 1
500	2 - 1	4 - 1	8 - 1	23 - 1	38 - 2
550	2 - 1	4 - 1	8 - 1	25 - 1	41 - 2
600	3 - 1	5 - 1	9 - 1	26 - 1	44 - 2

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que todos los casos de producción son factibles de realizar considerando la infraestructura ferroviaria actual de Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 5**. En base a esto, la Tabla 10-43 muestra las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-43: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Jetfuel en [USD/ton/km].**

km / ktpa	25	50	100	300	500
50	\$ 1,60	\$ 0,86	\$ 0,47	\$ 0,22	\$ 0,17
100	\$ 0,81	\$ 0,44	\$ 0,25	\$ 0,12	\$ 0,10
150	\$ 0,55	\$ 0,30	\$ 0,18	\$ 0,09	\$ 0,08
200	\$ 0,43	\$ 0,24	\$ 0,14	\$ 0,08	\$ 0,06
250	\$ 0,35	\$ 0,20	\$ 0,12	\$ 0,07	\$ 0,06
300	\$ 0,30	\$ 0,17	\$ 0,10	\$ 0,06	\$ 0,05
350	\$ 0,26	\$ 0,15	\$ 0,09	\$ 0,06	\$ 0,05
400	\$ 0,23	\$ 0,13	\$ 0,09	\$ 0,05	\$ 0,05
450	\$ 0,20	\$ 0,12	\$ 0,08	\$ 0,05	\$ 0,05
500	\$ 0,19	\$ 0,11	\$ 0,07	\$ 0,05	\$ 0,05
550	\$ 0,18	\$ 0,11	\$ 0,07	\$ 0,05	\$ 0,05

km / ktpa	25	50	100	300	500
600	\$ 0,16	\$ 0,10	\$ 0,07	\$ 0,05	\$ 0,05

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Jetfuel.

En el caso de que el jetfuel por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 2 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

### 10.5.6 Urea

Para el transporte de urea se considera la utilización de vagones comerciales para el transporte de sólidos a granel, para el cual existe un amplio mercado de soluciones maduras. Dentro de los proveedores disponibles mencionamos los siguientes:

- FreightCar America: Presenta su modelo de vagón tolva “Small Cube Covered Hopper Car”, que varía en capacidades de carga, permitiendo un máximo de transporte de 100 [ton].
- Wascosa: Cuenta con vagones tolva que varían en volumen entre 60 y 130 [m³], permitiendo un máximo de capacidad de transporte de 70 [ton].
- Trinity Rail: Cuenta con distintas soluciones para el transporte de graneles sólidos, que varían entre los 70 y 180 [m³].



(a)



(b)

**Figura 10-20: Vagones referenciales para transporte de graneles sólidos: (a) Freightcar America. (b) Wascosa.**

Tomando como base lo ofrecido por el mercado, la Tabla 10-44 muestra la cantidad de vagones y trenes, en función de la capacidad de transporte y la distancia a recorrer. Mayor detalle respecto a las características de los vagones considerados se puede observar en el **Anexo 4**.

**Tabla 10-44: Vagones y trenes para el transporte de Urea, en función de la capacidad anual y la distancia de transporte.**

km / ktpa	25	50	100	300	500	1000
50	1 - 1	1 - 1	2 - 1	6 - 1	10 - 1	19 - 1
100	1 - 1	2 - 1	3 - 1	7 - 1	12 - 1	24 - 1
150	1 - 1	2 - 1	3 - 1	9 - 1	14 - 1	28 - 1
200	1 - 1	2 - 1	4 - 1	10 - 1	17 - 1	33 - 1
250	1 - 1	2 - 1	4 - 1	11 - 1	19 - 1	37 - 2
300	1 - 1	3 - 1	5 - 1	13 - 1	21 - 1	42 - 2
350	2 - 1	3 - 1	5 - 1	14 - 1	23 - 1	47 - 2
400	2 - 1	3 - 1	6 - 1	16 - 1	26 - 1	51 - 2
450	2 - 1	3 - 1	6 - 1	17 - 1	28 - 1	56 - 2
500	2 - 1	3 - 1	6 - 1	18 - 1	30 - 1	60 - 2
550	2 - 1	4 - 1	7 - 1	20 - 1	33 - 1	65 - 2
600	2 - 1	4 - 1	7 - 1	21 - 1	35 - 1	69 - 2

Una vez estimada la cantidad de trenes, es posible compararla con la disponibilidad remanente del ferrocarril central, la cual permite un máximo de circulación de 8 trenes, en trayecto ida y vuelta. Según lo analizado en la sección 10.5.2, se considerará que el flujo diario de trenes no varía según la distancia, y se tomará como referencia la cantidad de trenes necesarios para los 350 [km] (Roundtrip cercano a 24 horas). En base a esto, notamos que todos los casos de producción son factibles de realizar considerando la infraestructura ferroviaria actual de Uruguay.

Para la estimación de las tarifas referenciales, se utiliza la metodología introducida en el capítulo 10, utilizando los parámetros de Capex y Opex presentados en el **Anexo 5**. En base a esto, la Tabla 10-45 muestra las tarifas referenciales estimadas.

**Tabla 10-45: Tarifas referenciales del transporte ferroviario de Urea [USD/ton/km].**

km / ktpa	25	50	100	300	500	1.000
50	\$ 1,58	\$ 0,81	\$ 0,44	\$ 0,19	\$ 0,14	\$ 0,10
100	\$ 0,80	\$ 0,43	\$ 0,24	\$ 0,11	\$ 0,08	\$ 0,07
150	\$ 0,54	\$ 0,29	\$ 0,16	\$ 0,08	\$ 0,07	\$ 0,05
200	\$ 0,41	\$ 0,23	\$ 0,13	\$ 0,07	\$ 0,06	\$ 0,05
250	\$ 0,33	\$ 0,18	\$ 0,11	\$ 0,06	\$ 0,05	\$ 0,04
300	\$ 0,29	\$ 0,16	\$ 0,10	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,04

km / ktpa	25	50	100	300	500	1.000
350	\$ 0,25	\$ 0,14	\$ 0,09	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,04
400	\$ 0,22	\$ 0,13	\$ 0,08	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,04
450	\$ 0,20	\$ 0,11	\$ 0,07	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,04
500	\$ 0,18	\$ 0,11	\$ 0,07	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04
550	\$ 0,17	\$ 0,10	\$ 0,07	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04
600	\$ 0,16	\$ 0,09	\$ 0,06	\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,04

Las tarifas referenciales siguen la misma tendencia de los casos anteriores, en donde estas disminuyen a medida que incrementa los rangos de producción y la distancia de transporte. Para los rangos de capacidad de transporte, la disminución de las tarifas de transporte ferroviario es notoria a medida que esta aumenta. Estas tarifas nos serán de utilidad para realizar la comparación entre los distintos medios para el transporte de Urea.

En el caso de que la urea por ferrocarril llegue a puerto, se estima una tarifa referencial por la descarga de los vagones y manejo portuario asociado de 1 [USD] por tonelada. Este costo será considerado y adicionado posteriormente como input al modelo de optimización.

## 10.6 Transporte Hidroviario

### 10.6.1 Aspectos generales

Existen distintos tipos de embarcaciones capaces de navegar por los canales del Río de la Plata y Río Uruguay. Los considerados en este estudio son: barcasas fluviales graneleras (líquidos y sólidos), pequeños buques cisterna (tanker pequeño), buques cisterna categoría Handysize (tanker mediano) y buques graneleros Handysize. Sin embargo, no todas estas tipologías pueden navegar en la completitud de las vías navegables consideradas, debido a las limitaciones de calado y las condiciones fluvio-marítimas.

En el estuario del Río de la Plata y Río Uruguay existen una serie de restricciones que limitarán el acceso y/o la capacidad de carga. Subiendo desde el Río de la Plata, hasta llegar al Puerto de Nueva Palmira, la restricción es el canal Martín García, el cual permite un calado máximo de 10,4 [m], lo cual permitiría el ingreso de buques categoría Handysize o algunos de mayores tamaños parcialmente cargados, como lo son los buques Panamax. Desde Nueva Palmira hasta Fray Bentos, el río Uruguay permite un calado máximo de 7,6 [m], lo cual reduce el tamaño de embarcación admisible y/o el nivel de carga. Finalmente, el tramo hasta Paysandú permite un calado de 5,2 [m], lo cual no hace factible el ingreso de buques marítimos tipo Tanker, dando posibilidad solo a la utilización de barcasas en esos tramos. Estas consideraciones se realizan en base al dragado actual que existe en esta ruta hidroviaria. Futuros trabajos de aumento en la profundidad de dragado podrían permitir el ingreso de las embarcaciones mencionadas, e incluso embarcaciones de mayor capacidad hacia los puertos fluviales. Por ese motivo, en este estudio se considerará que a mediano plazo el calado disponible actualmente hasta Fray Bentos se extenderá hasta Paysandú y, por lo tanto, buques cisterna pequeños podrían navegar hasta este puerto.

En el caso de buques marítimos mayores, tankers medianos y graneleros Handy, se mantendrá la restricción de calado actual dado por el canal Martín García y, por lo tanto, solo pueden navegar en el tramo Montevideo – Puerto SO.

Por otra parte, las barcazas consideradas, al ser fluviales, no les es posible navegar por el estuario, por lo que solo cubrirán el tramo Paysandú – Fray Bentos – Puerto SO.

El transporte fluvial por barcazas se realiza en convoyes (grupo de barcazas amarradas entre sí) y tiene como principal ventaja la adaptabilidad a las diferentes condiciones físicas de la hidrovía a través de la cual circula, siendo lo suficientemente compactas y de bajo calado como para realizar maniobras en ríos más estrechos, incluyendo la posibilidad de fraccionamiento del convoy, y lo suficientemente robustas como para transportar cargas voluminosas. En general, las barcazas no cuentan con un sistema propio de impulsión, por lo que necesitan de un remolcador (o empujador) para ser transportadas. La configuración de los convoyes es variable, dependiendo de las condiciones del río a navegar y del tipo de remolcador, lo cual contribuye a la adaptabilidad de este medio de transporte. Dependiendo de factores como la potencia del remolcador, la carga a transportar y las condiciones de navegabilidad, un mismo remolcador puede transportar hasta unas 42 barcazas tipo Mississippi, como es usual en el tramo Confluencia-Santa Fé del Río Paraná. En ríos como el río Uruguay, donde existen más restricciones de navegabilidad, un remolcador puede transportar entre 4 y 12 barcazas dependiendo el tramo. Cabe mencionar que usualmente se adopta el término “remolcador” de manera general para la nave propulsora, pero, en el caso del transporte fluvial en barcazas, técnicamente se trata de un empujador (*push-boat* o *pusher*) pues la potencia la entrega empujando el convoy.

#### 10.6.2 CO<sub>2</sub> e Hidrógeno

Actualmente no existen opciones comerciales para el transporte de CO<sub>2</sub> a través de hidrovías. No obstante, existen proyectos de investigación y desarrollos de iniciativas privadas para este tipo de transporte a mediana escala, como lo es la empresa noruega Northern Lights, que a través del desarrollo de un proyecto de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, busca transportarlo por vías acuáticas utilizando embarcaciones con capacidad de transporte de aproximadamente 7.800 [ton], las cuales son de uso y diseño exclusivo para el proyecto.

Para el caso del H<sub>2</sub> el panorama es similar. Existen intenciones de diversas industrias para desarrollar este tipo de tecnologías, como lo es el caso de Kawasaki Heavy Industries, el cual tiene un desarrollo piloto para un buque Carrier de H<sub>2</sub> líquido, el cual tiene una capacidad de transporte de 75 [ton].

Por lo tanto, a los efectos de este estudio y dados los importantes volúmenes de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> que se debieran transportar, no se considerará transporte fluvial de CO<sub>2</sub> ni de H<sub>2</sub>.

#### 10.6.3 Metanol y jetfuel

Tanto el transporte de metanol como el de Jetfuel se realiza utilizando embarcaciones comerciales de combustibles líquidos, el cual es un mercado maduro y cuenta con una gran disponibilidad y variedad de opciones a nivel comercial. Se considerará la utilización tanto de barcazas como de buques tipo tanker.

En el caso de barcazas tanker para el transporte de Metanol y Jetfuel, se tomarán como referencias Barcazas de la marca Blessey Marine Services Inc, modelo HFL-405 en formaciones de hasta 4 barcazas en arreglo 2x2, pudiendo ser menor en caso de que no se requiera tal capacidad. En la Figura 10-21 se presenta fotografía referencial de este tipo de barcazas formando un convoy. Las características generales para la embarcación de diseño considerada se observan en el **Anexo 6**.



Figura 10-21: Convoy de 9 barcasas más remolcador.

Dado que estas barcasas tienen una eslora mayor a las típicas Mississippi o Jumbo de graneles sólidos, se considerará la utilización de convoyes de solo 4 barcasas, debido a restricciones de navegación a lo largo del Río Uruguay, considerando un criterio conservador. Las capacidades de las barcasas y convoy se resumen en el **Anexo 6**.

En cuanto a buques marítimos tipo Tanker, se consideran dos tamaños: un pequeño buque cisterna y uno mediano de la categoría Handysize.

El pequeño buque cisterna considerado es uno de 7 [m] de calado, que sería capaz de navegar por el Río Uruguay hasta Fray Bentos en la condición actual de río. Sin embargo, existen proyectos de dragado de la hidrovía y a los efectos de este estudio se considerará que para el horizonte temporal considerado la disponibilidad de 7 [m] de calado llegará hasta Paysandú. A modo de referencia y a los efectos de cálculo se toma el buque Wisby Wave.

El buque mediano, de la categoría Handysize, es uno de 10 [m] de calado aproximadamente, capaz de navegar por los canales del Río de la Plata, donde el calado máximo disponible es de 10,4 [m]. A modo de referencia y a los efectos de cálculo se considera el tanker de la empresa noruega *Odfjell* clase Chempool 25.

Ambos buques se presentan en la Figura 10-22, mientras que las dimensiones, y las características generales de ambos se presentan en el **Anexo 6**.



Figura 10-22: Tanker referenciales para el transporte de combustibles líquidos. (a) Wisbe Wave. (b) Clase Chempool 25 Modelo Bow Titanium.

Como primer paso para el dimensionamiento de flota se debe calcular el tipo de ciclo o *roundtrip*. Para ello se definen rutas de navegación con sus distancias correspondientes y se adoptan valores referenciales de velocidad, tiempo de maniobra, tasas de carga y descarga y nivel de disponibilidad, los cuales se presentan en el **Anexo 6**.

Finalmente se estima, a alto nivel, la flota que sería requerida considerando los parámetros antes expuestos para distintos escenarios de toneladas a transportar y cada ruta planteada, dichos resultados se presentan en las tablas siguientes. Cabe mencionar que no todas las rutas pueden ser realizadas por todos los tipos de embarcaciones, puesto que las barcazas solo pueden realizar los tramos del Río Uruguay hasta Puerto Suroeste y el Tanker Handysize (mediano) solo el tramo Puerto Suroeste – Montevideo.

**Tabla 10-46: flota de barcazas (unitarias) de metanol.**

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	2	3	6	12	32
Paysandú - SW	240	1	1	1	2	4	7	13	36

**Tabla 10-47: Flota de tankers pequeños de metanol.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	1	2	4	9
Paysandú - SW	240	1	1	1	1	1	2	4	11
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	2	4	11
Fray Bentos - MVD	420	1	1	1	1	2	3	5	13
Paysandú - MVD	520	1	1	1	1	2	3	6	15

**Tabla 10-48: Flota de tankers medianos de metanol.**

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	1	2	5

**Tabla 10-49: Flota de barcazas (unitarias) de jetfuel.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	2	4
Paysandú - SW	240	1	1	1	3	4

**Tabla 10-50: Flota de tankers pequeños de jetfuel.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	1
Paysandú - SW	240	1	1	1	1	1
SW - MVD	280	1	1	1	1	1
Fray Bentos - MVD	420	1	1	1	1	2
Paysandú - MVD	520	1	1	1	1	2

**Tabla 10-51: Flota de tankers medianos de jetfuel.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
SW - MVD	280	1	1	1	1	1

El análisis económico del transporte fluvial de metanol y jetfuel se llevó a cabo a partir del dimensionamiento a alto nivel de la flota requerida y estimación a alto nivel de costos de Capex y Opex asociados en base a fuentes de datos de Ausenco-SEG y benchmarking. Los costos obtenidos fueron traducidos a costo presente neto unitario en [USD/ton/km], los cuales fueron comparadas y validadas con tarifas referenciales de transporte fluvial obtenidas de benchmarking.

Vale destacar que estos costos y tarifas, al igual que todos los demás estimados a lo largo de este trabajo, constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte.

Los costos de Capex considerados en el análisis de transporte hidroviario de metanol y jetfuel son:

- Empujadores
- Barcazas tanker

Los costos de Opex considerados en el análisis de transporte hidroviario de metanol y jetfuel son:

- Tripulación (únicamente para el caso de convoyes)
- Mantenimiento y costos generales
- Consumo de combustible
- Costos charter diarios referenciales (únicamente para tankers)

Estos costos se resumen en el **Anexo 7**.

El consumo de combustible promedio considerado para los remolcadores es de 0,22 [lt/kWh] y adoptando un factor de utilización del motor del 50%. El consumo promedio considerado para el tanker pequeño y mediano son de 13 y 28 [ton/día] respectivamente.

Los resultados obtenidos de costos presentes netos unitarios para el metanol y el jetfuel utilizando cada una de las embarcaciones consideradas se presentan en las siguientes tablas.

**Tabla 10-52: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por barcaza.**

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	\$0.49	\$0.24	\$0.13	\$0.05	\$0.04	\$0.04	\$0.04	\$0.04
Paysandú - SW	240	\$0.28	\$0.14	\$0.08	\$0.03	\$0.03	\$0.03	\$0.03	\$0.03

**Tabla 10-53: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker pequeño.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Fray Bentos - SW	140	\$1.00	\$0.52	\$0.29	\$0.13	\$0.10	\$0.10	\$0.10	\$0.09
Paysandú - SW	240	\$0.58	\$0.31	\$0.17	\$0.08	\$0.06	\$0.06	\$0.06	\$0.06
SW - MVD	280	\$0.50	\$0.27	\$0.15	\$0.07	\$0.05	\$0.05	\$0.05	\$0.05
Fray Bentos - MVD	420	\$0.34	\$0.18	\$0.10	\$0.05	\$0.05	\$0.05	\$0.04	\$0.04
Paysandú - MVD	520	\$0.27	\$0.15	\$0.08	\$0.04	\$0.04	\$0.04	\$0.04	\$0.04

**Tabla 10-54: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de metanol por tanker mediano.**

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
SW - MVD	280	\$0.78	\$0.41	\$0.22	\$0.09	\$0.07	\$0.05	\$0.05	\$0.05

**Tabla 10-55: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por barcazas.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	\$0.49	\$0.24	\$0.13	\$0.05	\$0.05
Paysandú - SW	240	\$0.28	\$0.14	\$0.08	\$0.04	\$0.03

**Tabla 10-56: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker pequeño.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
Fray Bentos - SW	140	\$1.00	\$0.52	\$0.29	\$0.13	\$0.10
Paysandú - SW	240	\$0.58	\$0.31	\$0.17	\$0.08	\$0.06
SW - MVD	280	\$0.50	\$0.27	\$0.15	\$0.07	\$0.05
Fray Bentos - MVD	420	\$0.34	\$0.18	\$0.10	\$0.05	\$0.05
Paysandú - MVD	520	\$0.27	\$0.15	\$0.08	\$0.04	\$0.04

**Tabla 10-57: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de jetfuel por tanker mediano.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500
SW - MVD	280	\$0.78	\$0.41	\$0.22	\$0.09	\$0.07

Los costos obtenidos fueron validados utilizando valores de transporte fluvial referenciales de la región, tanto públicos<sup>41</sup> (escalados a 2024) como con otros proyectos de Ausenco (confidenciales).

#### 10.6.4 Urea

El transporte fluvial y marítimo de urea se realiza utilizando embarcaciones comerciales de graneles sólidos o en forma de break bulk (del tipo saco) utilizando buques de carga general, el cual es un mercado maduro y cuenta con una gran disponibilidad y variedad de opciones a nivel comercial. En este caso, se considerará que el transporte será a granel utilizando convoyes de barcaza para la navegación a lo largo del río Uruguay y buques graneleros del tipo Handy para la navegación por los canales del estuario del Río de la Plata.

Las barcasas graneleras consideradas son del tipo Jumbo en formaciones de convoyes de hasta 4 barcasas en arreglo 2x2, pudiendo ser menor en caso de que no se requiera tal capacidad. En la Figura 10-23 se observa a modo referencial un convoy de este tipo de barcasas y en el **Anexo 6** se resumen sus características.

En cuanto al buque granelero de diseño, se escoge uno de los límites superiores de capacidad dentro de la categoría Handysize para maximizar el calado disponible en los canales de navegación del Río de la Plata de 10,4m. Una imagen ilustrativa de este tipo de buque y sus características típicas se presentan en la Figura 10-24 y en el **Anexo 6** respectivamente.

<sup>41</sup> Algunas de las referencias públicas encontradas respecto a costos del transporte fluvial se listan a continuación: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/derribando\\_mitos\\_barcaza\\_camion\\_jul18\\_2.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/derribando_mitos_barcaza_camion_jul18_2.pdf)  
[https://www.magyp.gob.ar/new/0-0/programas/dma/regimenes\\_especiales/publicaciones/newsletter\\_spanish.pdf](https://www.magyp.gob.ar/new/0-0/programas/dma/regimenes_especiales/publicaciones/newsletter_spanish.pdf)  
<https://www.lanacion.com.ar/economia/crisis-logistica-las-incongruencias-del-transporte-de-carga-un-desafio-argentino-de-larga-data-nid09042023/>  
<https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/fletes-para>  
[https://x.com/arg\\_endatos/status/1793761653554655707](https://x.com/arg_endatos/status/1793761653554655707)  
<https://puertobarranqueras.chaco.gob.ar/es/calculation-tools>



Figura 10-23: Convoy de barcazas jumbo de graneles sólidos.



Figura 10-24: Buque granelero Handysize (ilustrativo).

Al igual que para el caso de los combustibles se calculan los tiempos de ciclo como primer paso para el dimensionamiento de flota, considerando las mismas rutas de navegación. Los valores referenciales adoptados de velocidad, tiempo de maniobra, tasas de carga y descarga, nivel de disponibilidad y rutas de navegación se presentan en el **Anexo 6**.

Finalmente se estima, a alto nivel, las flotas que serían requeridas considerando los parámetros antes expuestos para distintos escenarios de toneladas a transportar y cada ruta planteada, dichos resultados se presentan en las tablas siguientes. Cabe mencionar que no todas las rutas pueden ser realizadas por ambos tipos de embarcaciones, puesto que las barcazas solo pueden realizar los tramos del Río Uruguay hasta Puerto Suroeste y el Handysize solo el tramo Puerto Suroeste – Montevideo.

**Tabla 10-58: Flota de barcazas (unitarias) para transporte de urea.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000
Fray Bentos - SW	140	1	1	1	1	2	3
Paysandú - SW	240	1	1	1	2	2	4

**Tabla 10-59: Flota de buques graneleros Handysize para transporte de urea.**

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1000
SW - MVD	280	1	1	1	1	1	1

El análisis económico del transporte fluvial de metanol y jetfuel se llevó a cabo a partir del dimensionamiento a alto nivel de la flota requerida y estimación a alto nivel de costos de Capex y Opex asociados en base a fuentes de datos de Ausenco y benchmarking. Los costos obtenidos fueron traducidos a costo presente neto unitario en [USD/ton/km], los cuales fueron comparadas y validadas con tarifas referenciales de transporte fluvial obtenidas de benchmarking.

Vale destacar que estos costos y tarifas, al igual que todos los demás estimados a lo largo de este trabajo, constituyen estimaciones de alto nivel, por lo cual son referenciales y pretenden mostrar ordenes de magnitud y tendencias, de manera de comparar los valores obtenidos entre medios de transporte.

Los costos de Capex considerados en el análisis de transporte hidroviario de urea son:

- Empujadores
- Barcazas graneleras tipo jumbo

Los costos de Opex considerados en el análisis de transporte hidroviario de urea son:

- Tripulación (únicamente para el caso de convoyes)
- Mantenimiento y costos generales
- Consumo de combustible
- Costos charter diarios referenciales (únicamente para buque granelero Handy)

Estos costos se resumen en el **Anexo 7**.

El consumo de combustible promedio considerado para los remolcadores es de 0,22 [lt/kWh] y adoptando un factor de utilización del motor del 50%. El consumo promedio considerado para el buque granelero es de 25 [ton/día].

En el caso de los costos de Capex, se utiliza una amortización anual considerando una tasa de interés de 7,5% y un periodo de 25 años, correspondiente a la vida útil promedio de los activos.

Los resultados obtenidos de costos presentes netos unitarios para el transporte de urea a granel utilizando las embarcaciones consideradas se presentan en las siguientes tablas.

**Tabla 10-60: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por barcaza jumbo.**

Rutas	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1.000
Fray Bentos - SW	140	\$0.47	\$0.23	\$0.13	\$0.04	\$0.03	\$0.02
Paysandú - SW	240	\$0.27	\$0.14	\$0.07	\$0.03	\$0.02	\$0.02

**Tabla 10-61: Costos unitarios en [USD/ton/km] de transporte de urea por buque Handysize.**

Ruta	[ktpa] Distancia [km]	25	50	100	300	500	1.000
SW - MVD	280	\$0.63	\$0.33	\$0.17	\$0.07	\$0.05	\$0.04

Los costos obtenidos fueron validados utilizando valores de transporte fluvial referenciales de la región, tanto públicos<sup>42</sup> (escalados a 2024) como con otros proyectos de Ausenco (confidenciales).

#### 10.6.5 Costos Portuarios

El transporte fluvial y marítimo requiere de una operación de carga en un puerto de partida como de descarga en un puerto de destino. Estas operaciones de manejo de materiales en los puertos tienen asociado un costo adicional: el costo portuario.

Los costos portuarios varían dependiendo de múltiples factores, incluyendo en tipo de material, volumen, necesidad de acopio, etc. Estos costos serían independientes al costo de inversión de infraestructura, pues corresponden a las tarifas del operador portuario. Sin embargo, aspectos como el régimen de puerto y la necesidad de amortización de inversión en caso de que se requiera infraestructuras nuevas, pueden impactar en la tarifa.

De todas formas, las tarifas portuarias mantienen un cierto nivel de coherencia internacional por motivos de competitividad. A los efectos de este estudio, se adoptaron costos referenciales de tarifas portuarias asociados a uso de muelle y manejo de graneles sólidos basados en la experiencia Ausenco y en información pública disponible de puertos a nivel internacional escalados a 2024. El total de estas se consideran en 4,4 [USD/ton] para Metanol y Jetfuel y en 3,1 [USD/ton] para el caso de Urea, de manera general para cada puerto, independiente de si se trata de operación de carga o descarga.

Para que sea posible adicionarlo a los costos unitarios en [USD/ton/km], esta tarifa referencial se prorratea entre los kilómetros de cada tramo y se duplica para considerar ambos puertos (carga y descarga), resultando en la Tabla 10-62. Al tratarse de costos fijos que no dependen de la distancia de navegación, los mismos tienen un mayor peso en los costos unitarios cuanto menor sea la distancia recorrida.

<sup>42</sup> Algunas de las referencias públicas encontradas respecto a costos del transporte fluvial se listan a continuación: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/derribando\\_mitos\\_barcaza\\_camion\\_jul18\\_2.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/derribando_mitos_barcaza_camion_jul18_2.pdf)  
[https://www.magyp.gob.ar/new/0-0/programas/dma/regimenes\\_especiales/publicaciones/newsletter\\_spanish.pdf](https://www.magyp.gob.ar/new/0-0/programas/dma/regimenes_especiales/publicaciones/newsletter_spanish.pdf)  
<https://www.lanacion.com.ar/economia/crisis-logistica-las-incongruencias-del-transporte-de-carga-un-desafio-argentino-de-larga-data-nid09042023/>  
<https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/fletes-para>  
[https://x.com/arg\\_endatos/status/1793761653554655707](https://x.com/arg_endatos/status/1793761653554655707)  
<https://puertobarranqueras.chaco.gob.ar/es/calculation-tools>

**Tabla 10-62: Costos portuarios referenciales por producto prorrateado por distancia de navegación en [USD/ton/km]. Incluye puerto de carga y puerto de descarga.**

Rutas	Distancia [km]	Costos portuarios Metanol y Jetfuel [USD/ton/km]	Costos portuarios Urea granel [USD/ton/km]
Fray Bentos - SW	140	\$0.063	\$0.044
Paysandú - SW	240	\$0.037	\$0.026
SW - MVD	280	\$0.032	\$0.022
Fray Bentos - MVD	420	\$0.021	\$0.015
Paysandú -MVD	520	\$0.017	\$0.012

## 10.7 Transporte por Tuberías

### 10.7.1 Aspectos generales

#### 10.7.1.1 Criterios generales para el transporte de fluidos por pipeline

El uso de ductos para transporte de fluidos ha sido la opción preferida en todas las industrias, debido a su alta rentabilidad económica para grandes cantidades de transporte, en donde los bajos costos de operación justifican la inversión del costo asociado a la construcción.

Para esta etapa del estudio de los sistemas de tuberías de materia prima y productos, se usarán criterios en base a experiencias previas en sistemas existentes con fluido peligrosos en otras industrias, teniendo en cuenta diferencias relacionadas con, entre otras cosas, consideraciones de acondicionamiento del fluido antes de su transporte, requerimientos de impulsión, requerimientos de estaciones de válvulas, bloqueos y venteos, consideraciones a los factores de seguridad, requerimientos adicionales de protección de instalaciones y entornos, como el monitoreo, protección contra la corrosión, detección y combate de incendios, distanciamientos, etc. Cabe destacar que el foco del estudio está en la seguridad para las personas y el entorno que rodea a las instalaciones. Los detalles y diseño de instalaciones formaran parte de un proceso de ingeniería posterior a este estudio y están fuera del alcance de este documento y de la consultoría.

En etapas tempranas del diseño y cuando sea posible, se deben aplicar códigos internacionales, guías de diseño y buenas prácticas desarrollados por otras industrias maduras.

Para iniciar el estudio hemos asumido criterios generales que nos sirven de punto de partida:

- Uso de códigos de diseño específicos para sustancias peligrosas. En el caso del transporte de sustancias peligrosas objeto de este estudio, podemos observar como un primer acercamiento al diseño seguro las consideraciones y recomendaciones de los siguientes códigos desarrollados por la *American Society of Mechanical Engineers* (ASME):
  - ASME B31.4 *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*: en el caso de transporte de líquidos peligrosos entre instalaciones, producción y patios de tanques, plantas y terminales. Estas recomendaciones abarcan el transporte de dióxido de carbono en estado supercrítico, alcoholes líquidos como el metanol y combustibles.

- ASME B31.12. *Hydrogen Piping and Pipelines*, Part PL Pipelines y Mandatory Appendix I Design of aboveground Hydrogen gas Pipeline Facilities. Este Código establece requisitos de seguridad para los componentes de un sistema de transporte de hidrógeno.
- En el caso de CO<sub>2</sub> se usa además una práctica recomendada (RP) de la DNV (*Det Norske Veritas*) que es una sociedad de ámbito mundial con sede en Noruega líder en servicios de gestión de riesgo. Esta RP es específica para transporte de CO<sub>2</sub>.
- DNV-RP-F104 *Diseño y Operación de Pipelines de Dióxido de Carbono*

Se ha considerado para este estudio inicialmente el criterio de determinar un transporte por pipelines en aquellos escenarios que nos permitan un transporte económicamente favorable por sobre otras opciones como transporte por camión o por tren.

#### 10.7.1.2 Criterios para dimensionado preliminar de pipelines

Muchas industrias desarrollan sus guías de diseño y de buenas prácticas con base en estos códigos y estándares internacionales de diseño y operación, utilizando también criterios basados experiencias particulares.

Para la simulación del transporte de fluidos por tuberías se inicia con diámetro interno estimado que permita un transporte de suficiente masa o volumen, pero que a la vez mantenga una velocidad por debajo de la velocidad máxima recomendada, la cual minimiza la caída de presión ocasionada por el roce del fluido con las paredes internas de las tuberías. Igualmente, para eficiencia de costos, se busca cumplir con el objetivo de obtener el menor diámetro posible. Diámetros mayores se tendrán en cuenta para escalabilidad del proyecto.

Las diferentes guías de diseño de sistemas de tuberías establecen velocidades máximas de flujo para líquidos y para gases que permiten hacer la estimación inicial de diámetro. Estas consideraciones para las estimaciones iniciales son preliminares y no eximen de una apropiada simulación de los flujos para la determinación del diámetro en etapas posteriores de diseño.

Para la estimación inicial del diámetro de las conducciones, basado en la experiencia de diferentes industrias, es posible establecer las siguientes velocidades como criterio inicial:

- Velocidades para líquidos máxima: 3 [m/s].
- Velocidades para gases máxima: 30 [m/s]

En posteriores fases de diseño se debe usar un modelo termo-hidráulico que permita validar las velocidades y que permita:

- Optimizar la capacidad de transporte, obteniendo un diámetro económico.
- Analizar flujos transitorios.
- Analizar caídas de presión, pérdida de energía, cierre o bloqueo de válvulas.
- Simulación de escenarios de fuga accidental.
- Simulación de Detención o arranque del sistema.
- Despresurizaciones y nubes de contaminación gaseosa, cálculo de altura de estacas de venteo.

- Simulación de transferencia de calor en los alrededores.

Estas simulaciones de diferentes situaciones de flujos estacionarios y transitorios que se dan dentro del sistema permiten establecer rangos variables de diseño (presiones y temperaturas) que, entre otras cosas, aplican a la selección de materialidad que tenga el mejor comportamiento para cada servicio.

## 10.7.2 Análisis Técnico - CO<sub>2</sub>

### 10.7.2.1 Factores de seguridad para el CO<sub>2</sub>

Para el cálculo del esfuerzo admisible de una tubería, se debe considerar el esfuerzo de fluencia del material utilizado en la tubería, el tipo de soldadura de la fabricación de la tubería, y un factor de seguridad F, que nos permita asegurar que el esfuerzo admisible por diseño sea mucho menor al esfuerzo tolerado por el material. Los factores de seguridad dependen de los códigos y normativas utilizadas, destacándose las siguientes:

- En el código B31.4, el dióxido de carbono en fase supercrítica está incluido como líquido peligroso. La inclusión del CO<sub>2</sub> en este código resulta en la aplicación de factores de seguridad adecuados para el cálculo de un esfuerzo máximo al cual se puede someter la tubería. Para tuberías onshore, el factor de seguridad usualmente se fija en 0,72 para tuberías *onshore*.
- La DNV-RP-F104 es aún más conservadora, y clasifica el CO<sub>2</sub> en la categoría de Fluido E y se apoya en la ISO 13623 para establecer factores de seguridad más estrictos. El fluido categorizado como E es un fluido que en condiciones de temperatura y presión atmosférica está en su fase gaseosa aun cuando haya sido transportado como líquido o como fluido supercrítico. Un factor de seguridad F de 0,45 se puede aplicar dependiendo del tipo de fluido y de la clase de localización.

El uso de estos factores de seguridad permite limitar el esfuerzo al cual serán sometidas las tuberías. Con estos factores se realiza la selección de materiales para fabricar el tendido y, por ende, un estimado en peso de acero a ser usado. El factor costo de materiales depende también de otras características que debe cumplir el material seleccionado, por ejemplo, comportamiento en temperaturas bajas (que se presentan en un caso de fuga de CO<sub>2</sub>). En este caso, el análisis futuro también abordará medidas de mitigación para determinados eventos, como los de fractura por baja temperatura con elementos de seguridad y mitigación como los "Crack Arrestors" que se utilizan en terminadas zonas de riesgo, de fuga o falla de la tubería de transporte de CO<sub>2</sub>.

Los ductos de CO<sub>2</sub>, al igual que los ductos de gas natural, operan con restricciones en la composición química de los fluidos que pueden circular a través de ellos. La Tabla 10-63 muestra las especificaciones de calidad típicas para los ductos de CO<sub>2</sub> de EE. UU. y las preocupaciones que conducen a las restricciones. El límite más importante es la cantidad máxima de agua permitida en la tubería. Una cantidad excesiva de agua produciría ácido fénico que corroería el acero al carbono estándar.

**Tabla 10-63: Especificaciones de Calidad del CO<sub>2</sub> en EEUU**

Constituyente	Límite	Valor	Razón
CO <sub>2</sub>	Mín	95%	Presión mínima miscible para transporte

Constituyente	Límite	Valor	Razón
Nitrógeno	Max	4%	Presión mínima miscible para transporte
Hidrocarburos	Max	5%	Presión mínima miscible para transporte
Agua	Max	30 Lbs/MMcf	Corrosión
Oxígeno	Max	10 ppm	Corrosión
H <sub>2</sub> S	Max	10-200 ppm	Seguridad
Glicol	Max	0,3 gal/MMcf	Operaciones
Temperatura	Max	120 °F	Materiales

Los impactos potenciales de las emisiones de flujos de CO<sub>2</sub> relacionadas con los pipelines dependen en gran medida de factores como:

- Distribución de la población que rodea los ductos;
- Diámetro de la tubería;
- Propiedades termodinámicas del CO<sub>2</sub> (incluidas la presión y la temperatura);
- Material (y espesor del material);
- Cobertura del suelo;
- Opciones de mitigación de riesgos;
- Escenarios de fallo supuestos, incluida la frecuencia de los fallos;
- Supuestos meteorológicos; y
- Composición y fase de la corriente de CO<sub>2</sub> (incluido el flujo de toxicidad y corrosividad debido a impurezas).

#### 10.7.2.2 Condiciones del transporte y especificaciones del CO<sub>2</sub>

Para cumplir con el Escenario A, donde se requieren transportar al menos 4,5 [Mtpa] de CO<sub>2</sub>, será necesario obtener el CO<sub>2</sub> de dos de las fuentes principales y transportar una de ellas, o ambas, hacia el lugar de producción. De acuerdo con lo anterior, se requiere al menos un pipeline troncal de CO<sub>2</sub> entre UPM1 y UPM2 (6,4 [Mtpa] en conjunto) o entre UPM1 y Montes del Plata (5,4 [Mtpa] en conjunto) o entre Montes del Plata y UPM2. (6,8 [Mtpa] en conjunto).

El transporte de gases a presión permite el aumento de densidad y por lo tanto de flujo másico entre los puntos inicial y final del transporte. En tal sentido, el estado supercrítico del CO<sub>2</sub> o

de líquido denso son las condiciones de mayor densidad y por lo tanto comúnmente usado en el transporte de CO<sub>2</sub> por pipelines.

Según el estudio publicado por la firma consultora privada Accufacts Inc<sup>43</sup>, mover el CO<sub>2</sub> en su fase densa o supercrítica permite el uso de bombas a lo largo del trayecto en lugar de compresores que se necesitarían si el transporte es gaseoso. El uso de bombas en lugar de compresores tiene dos ventajas: el requerimiento de equipos menos complejos, y la eficiencia en el transporte de masa (mayor densidad en líquidos). Los sistemas de bombeo son más baratos de construir, mantener y operar que los sistemas de compresión.

El punto crítico del CO<sub>2</sub> corresponde a una presión de 73,8 bares absolutos (1.070 psi absolutos) y una temperatura de 31[°C] de acuerdo con la DNV-RP-F104. El estado supercrítico presenta ventajas para el transporte por una combinación favorable de características de la fase líquida y fase gaseosa. Las bajas temperaturas en el recorrido estimado dadas bajas temperaturas estacionales o bajas temperatura en la tubería enterrada inciden en que el transporte no siempre se pueda hacer en estado supercrítico, sino que cambie a una fase de líquido denso. Las densidades consideradas para el transporte se estiman en un rango conservador de entre 600 y 800 [kg/m<sup>3</sup>] debido a la variabilidad que puede presentar la densidad. En fases de ingeniería posteriores se deberán realizar las simulaciones correspondientes para el transporte.

### 10.7.3 Análisis técnico - Hidrógeno

#### 10.7.3.1 Factores de seguridad, materialidad y espesores

Para el cálculo de mínima resistencia a la presión que debe considerarse en el acero, factores de seguridad básicos se contemplan en el código ASME B31.12 para diferentes clases de localización/ubicación de las instalaciones. Estas clases dependen de la cantidad de edificios circundantes. Para una clase de localización 4, que corresponde a las áreas más densamente pobladas, el factor de seguridad básico es de 0,4. Pero existe un factor de seguridad adicional (factor de comportamiento) que además es dependiente de la resistencia del acero seleccionado. Esto quiere decir que los factores de seguridad para tuberías con Hidrógeno limitan el esfuerzo al que se puede someter la tubería más que para el CO<sub>2</sub>, y consideran mayor seguridad para aceros de mayor resistencia. El uso de factores de seguridad y de comportamiento permiten determinar materiales y espesores de las tuberías y, por ende, el peso de acero a ser usado. El factor costo del acero depende de otras características que también debe cumplir el material seleccionado como, por ejemplo, el uso de aceros con micro aleaciones para mejorar las prestaciones específicas requeridas por el servicio.

El fenómeno de fragilización del acero en el transporte de Hidrógeno implica un costo mayor en los materiales que se utilizan en este transporte. De la misma manera, la selección de la tecnología y materiales para compresores es un reto en un proyecto de transporte de hidrógeno. Comparativamente, un pipeline hidrogeno requiere mucha más energía de compresión para el transporte que un pipeline de gas natural<sup>44</sup>. Adicionalmente, por ser compresores usados usualmente sin lubricación (para evitar contaminación en el hidrógeno) la vida útil de estos compresores suele ser menor que en los compresores de gas natural.

<sup>43</sup> Accufacts Inc. *Accufacts' Perspectives on the State of Federal Carbon Dioxide Transmission Pipeline Safety Regulations as it Relates to Carbon Capture, Utilization, and Sequestration within the U.S*

<sup>44</sup> I.A. Gondal. *Compendium of Hydrogen Energy*, Chapter 12 Hydrogen transportation by pipelines.

### 10.7.3.2 Condiciones del transporte de H<sub>2</sub>

La distribución de la producción del hidrógeno en más de una ubicación hace pensar que existirán algunos (o al menos uno) pipelines de varios km de longitud. Se estima también que el hidrógeno será transportado gaseoso, dado que el transporte a distancia difícilmente se podría hacer líquido ya que, según las características del Hidrógeno, el transporte tendría que ser criogénico, lo cual implica incurrir en un alto costo técnico y económico.

Para el estudio en curso, se estima un transporte a unas condiciones que permitan una densidad máxima de 20 [kg/m<sup>3</sup>] (alrededor de 200 [bar] o 2.900 [psi]) y tuberías para transportar el requerimiento completo o el requerimiento parcial de entre 0,2 y 0,7 [Mtpa].

## 10.7.4 Análisis Técnico - Metanol y jetfuel

### 10.7.4.1 Materialidad y Seguridad

Los aceros al carbono son materiales de uso común para transporte por tuberías a largas distancias. Estos tienen una gama de diferentes componentes que forman la aleación proporcionando características que se adaptan a los requerimientos del diseño. El metanol es un compuesto que corroe el acero al carbono, sin embargo, puede ser transportado en tuberías de acero al carbono siempre que se seleccione la adecuada combinación de componentes en la aleación. Normalmente se selecciona el llamado “acero dulce” de bajo contenido de carbono como material para tuberías que transportan Metanol<sup>45</sup>. Otra opción es el uso de revestimientos internos o inhibidores de corrosión siempre que sean compatibles con el Metanol.

Es importante dar especial atención a las juntas en sistemas de tuberías y válvulas. Las conexiones roscadas no se consideran adecuadas para el servicio de Metanol. No se deben usar materiales no ferrosos para fabricar sistemas permanentes de tuberías<sup>46</sup>. En general, para conexiones bridadas, o válvulas e instrumentos que estén en contacto con el Metanol debe considerarse la compatibilidad del Metanol con los materiales internos (“trim” de las válvulas), empaquetaduras, materiales de sello, etc, para garantizar el control de fugas de vapores por degradación de estos materiales.

El entendimiento de cada operación/proceso es indispensable para poder definir los materiales. Las condiciones de la operación/proceso deben incluir aquellas que, no formando parte de la operación normal esperada, tienen una probabilidad de ocurrencia diferente de cero. Por ejemplo, los procedimientos de cierre de válvulas de emergencia en conducciones de líquidos producen presiones extremas que deben ser calculadas mediante simulaciones y consideradas por el diseñador a la hora de seleccionar la resistencia y espesores de los materiales de conducción acorde con los factores de seguridad del código de diseño.

El comportamiento del metanol ante derrames y escapes en suelo, agua superficial, agua subterránea, etc. es fácil de predecir basado en sus propiedades físicas y químicas<sup>47</sup>. No así el comportamiento de las mezclas. Por ello, cuando existe en mezclas es necesario tratar con especialistas en procesos, en química, en toxicología, higienistas, e ingenieros de materiales para identificar los potenciales problemas para poder establecer la nocividad.

Se espera que los mecanismos dominantes ante un escape de Metanol puro en suelo y agua subterránea sea biodegradación y advección (dispersión y difusión) con poca pérdida por adsorción en suelos debido a su alta solubilidad y bajo factor de retardo. En aguas

<sup>45</sup> *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. [www.methanol.org](http://www.methanol.org)

<sup>46</sup> *Manual de manipulación segura del metanol*. 2013. Methanol Institute. [www.methanol.org](http://www.methanol.org)

<sup>47</sup> Malcom Pirnie Inc. 1999. *Evaluation of the fate and transport of methanol in the environment*.

superficiales, la gran solubilidad del metanol dará como resultado una rápida dilución una vez que las concentraciones se han diluido por debajo de niveles tóxicos (se espera la pérdida por biodegradación<sup>48</sup>). Sin embargo, antes de biodegradarse, las concentraciones en el ambiente pueden ser suficientes para que se materialicen riesgos como explosión o riesgo a la salud por la exposición al Metanol. De ahí la importancia de la detección temprana de un derrame o fuga, especialmente en instalaciones con ocupación humana o cerca de sitios de tránsito público.

#### 10.7.4.2 Especificaciones para transporte de Metanol

Como ocurre en muchos otros transportes por tuberías a grandes distancias, uno de los principales problemas es la contaminación de la corriente con otras sustancias, producto del proceso productivo o el uso de agua. En general, el agua es un contaminante particularmente perjudicial por su rol en los procesos de corrosión interna en tuberías.

El establecimiento y estricto cumplimiento de una especificación como la indicada por *International Methanol Producers & Consumers Association* (IMPCA) representa una herramienta importante para prevención de potenciales problemas a futuro de integridad de los sistemas de tuberías, ya que los diseñadores se basan en las especificaciones del fluido a ser transportado para establecer materialidad desde el proceso de diseño.

En el caso de la especificación de IMPCA se establece, entre otros, una pureza para el producto de 99.85% de concentración en peso y una cantidad de agua máxima de 0.1% de concentración en peso<sup>49</sup>. Se recomienda el uso de una especificación como esta o similar para etapas de diseño.

#### 10.7.5 Análisis económico

Las principales variables de impacto para costos de transporte por pipelines son la distancia y las cantidades para transportar. Con relación a la ruta del pipeline, muchos factores son prácticamente independientes del fluido a ser transportado, como lo son los factores asociados a la construcción. Sin embargo, las distancias y las cantidades de flujo gobiernan la selección tanto de materiales como de equipos de impulsión.

Los sistemas de impulsión/compresión tienen la función de cumplir con el manejo de cantidades a ser transportadas y poder vencer las pérdidas de presión que se producen en las tuberías durante el flujo. Estas pérdidas varían cuando se cambia el diámetro. Por lo que la distancia también termina impactando la selección del diámetro.

Para este estudio se seleccionaron nueve corredores, identificados desde C-01 hasta el C-09 por donde se estima que estarán las rutas de pipelines. Estos corredores y los pipelines que se tiendan en ellos tendrían distancias entre 198 y 341 [km] (estas distancias son las usadas para las estimaciones, y consideran 10% de longitud adicional a la medida en mapa).

**Tabla 10-64 Corredores para Pipelines**

Nombre	Color	Longitud [km]
C – 01	Verde	223,3
C – 02	Azul	198

<sup>48</sup> Malcom Pirnie Inc. 1999. *Evaluation of the fate and transport of methanol in the environment*

<sup>49</sup> IMPCA *Methanol reference specification*. 2021

Nombre	Color	Longitud [km]
C – 03	Café	289,3
C – 04	Amarillo	220
C – 05	Cian	232,1
C – 06	Naranja	341
C – 07	Morado	238,7
C – 08	Rosado	249,7
C – 09	Verde Claro	215,6

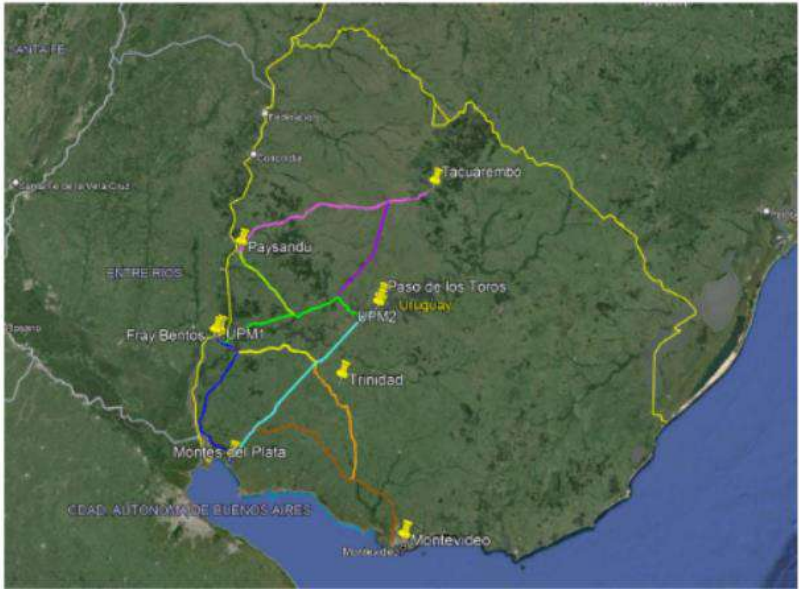


Figura 10-25: Corredores para Pipelines.

Para cada corredor se evalúan los escenarios más realistas de transporte, considerando 12 escenarios de transporte de diferentes capacidades y diferentes servicios. En total se evalúan 6 escenarios para el transporte de CO<sub>2</sub>, 3 escenarios para el Hidrógeno y 3 escenarios para transporte de metanol. Como ejemplo, en la Tabla 10-65 se muestran los escenarios del corredor C-01 (se consideraron los mismos escenarios para cada corredor):

Tabla 10-65 Escenarios de transporte

Corr.	Servicios	Escenarios/Línea	Capacidad [ktpa]	Diámetro [in]
C-01	CO2	Disponibilidad UPM1	2.540	12
C-01	CO2	Disponibilidad Montes del Plata	2.910	16
C-01	CO2	Disponibilidad UPM2	3.900	16

Corr.	Servicios	Escenarios/Línea	Capacidad [ktpa]	Diámetro [in]
C-01	CO <sub>2</sub>	Escenario A	4.514	16
C-01	CO <sub>2</sub>	Disponibilidad UPM1 +UPM2	6.440	20
C-01	CO <sub>2</sub>	Escenario B	9.514	20
C-01	H <sub>2</sub>	Escenario 1/4 A	177	8
C-01	H <sub>2</sub>	Escenario 1/3 A	236	8
C-01	H <sub>2</sub>	Escenario A	710	12
C-01	MeOH	Escenario 1/2 A	1.000	8
C-01	MeOH	Escenario A	2.000	10
C-01	MeOH	Escenario B	5.500	16

Los supuestos considerados para las estimaciones de costos son los siguientes:

- Dada las condiciones topográficas, se asume un terreno con desniveles menores a 200 [m].
- Los escenarios no consideran una dirección específica de flujo, sino que asumen la dirección más desfavorable. Esto es especialmente relevante en el caso del flujo líquido.
- Para el flujo de gases se considera una velocidad máxima de 20 [m/s]. En el caso de transporte líquido se considera un tope de 2.5 [m/s]. Estas condiciones se basan en criterios ingenieriles de selección de diámetros adecuados para una baja pérdida de presión por fricción.
- Las presiones usadas para las estimaciones están basadas en experiencias conocidas y en las condiciones recomendadas para el transporte de los diferentes servicios.
- El CO<sub>2</sub> será transportado en una fase líquida densa para que, en caso de que se requiera alguna estación booster, se haga con bombas y no con compresores.
- Se asume que el CO<sub>2</sub> está en condiciones de ser transportado, es decir, no se incluyen en este estudio costos de captura y/o tratamiento de CO<sub>2</sub>. En general, se asume que para el CO<sub>2</sub> y el Hidrógeno, los gases entran a compresión con una presión proveniente del almacenamiento o del proceso, y la estación de compresión tiene la función de vencer las pérdidas por fricción en transporte.
- Se asume que el transporte por pipelines se realizará con tuberías de acero al carbono, aunque puede haber diferencias en la especificación del acero al carbono dependiendo del uso, se asume que estas diferencias no impactan en la tarifa de tubería instalada.
- Se utilizan datos de tuberías comerciales para el diámetro, espesor, peso de tubería. El material seleccionado para la estimación de espesor mínimo es acero al carbono API 5L X60 para el CO<sub>2</sub> y el Metanol. En el caso del Hidrógeno, se indicó anteriormente que no se recomienda materiales de alta resistencia por ser más susceptibles de ser afectados por fragilización. Por ello, para este estimado se asume un material API 5L X42 que por ser menos resistente se selecciona de mayor espesor.

- Se asume que, para todas las estimaciones de tubería SCH (Schedule) 40, los espesores calculados mínimos necesarios son menores que los espesores del SCH 40 comerciales correspondientes para cada diámetro.
- Se utilizó una tarifa base de 3.500 USD por tonelada de tuberías instalada, factor basado en criterio experto de Ausenco. Para incorporar en el costo la variable del “tipo de terreno” que atraviesa el corredor, se consideró un multiplicador de dos para terreno húmedo y/o de alta población. Este multiplicador se basa los costos reportados de la empresa de infraestructura para el sector energético Kinder Morgan Inc. para sus ductos de CO<sub>2</sub>.<sup>50</sup> Los porcentajes para terreno húmedo o de alta densidad poblacional para nuestro estudio se muestran a continuación:

**Tabla 10-66 Porcentaje de terreno con sobre costo por corredor**

Corredor	Long. (m)	Long. Húmedo (m)	% Húmedo	Long. Alta dens. Pob. (m)	% Alta densidad pob.	% Terreno plano y seco, baja dens. Pob.	% Total Terreno con sobre costo (húmedo o con alta dens. Pob.
C-01	202.999.865	4.688.983	2%	592.291	0%	97%	3%
C-02	180.353.068	7.978.086	4%	18.628.049	10%	85%	15%
C-03	263.990.230	7.283.822	3%	32.702.847	12%	85%	15%
C-04	199.940.744	4.874.807	2%	2.342.775	1%	96%	4%
C-05	210.833.910	6.480.540	3%	1.362.872	1%	96%	4%
C-06	309.848.410	7.406.985	2%	28.364.825	9%	88%	12%
C-07	216.793.316	5.266.847	2%	2.199.490	1%	97%	3%
C-08	227.458.814	2.955.275	1%	9.450.839	4%	95%	5%
C-09	195.695.625	5.066.382	3%	12.255.328	6%	91%	9%

- El requerimiento de potencia para la impulsión de CO<sub>2</sub> se tomó del documento “CO<sub>2</sub> Pipeline Infraestructure” de la IEAGHG<sup>51</sup>, que compara diferentes pipelines existentes de CO<sub>2</sub>. De acuerdo con este informe, los proyectos existentes con distancias de transporte entre 116 y 380 [km], capacidades entre 2.6 y 7 [Mtpa] y presiones de hasta 145 [bar], tienen una potencia requerida de entre 15 y 17 [MW], y corresponden a proyectos considerados de rango “medio”. Estas potencias fueron asumidas para nuestro caso, ya que el rango medio representa la mayoría de los ductos de este estudio.
- En este análisis se asume que no serán necesarias estaciones booster. En general, el uso de estas estaciones puede ser requerido una vez que se realicen cálculos más precisos que demuestren la ventaja económica de la estación booster.
- En el caso del Hidrógeno, aunque se considera para la estimación de costos el transporte por el corredor completo, no se prevé ni se recomienda largas distancias considerando que la problemática del manejo del Hidrógeno aumenta con la distancia de transporte. Además, por motivos de practicidad la producción de Hidrógeno deberá estar lo más cerca posible del consumo.

<sup>50</sup> IEAGHG, “CO<sub>2</sub> Pipeline Infraestructure, 2013/18, December, 2013, Table 6.

<sup>51</sup> IEAGHG, “CO<sub>2</sub> Pipeline Infraestructure, 2013/18, December, 2013, Tabla 8. IEAGHG es el Programa de Investigación de Gases Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de la Energía

- Con base en la ruta examinada, se estima que se necesitará una obra de cruce dirigido (subterráneo) mayor a 600 [m] para los cuerpos de agua principales, al menos, en tres de los corredores. El costo de esta obra se suma para líneas que van en los corredores C-01, C-02 y C-04. El costo estimado de estos cruces está basado en experiencia Ausenco-SEG.
- Para estimar la potencia de compresión de hidrógeno se usó de referencia el caso del ducto de hidrógeno H2Med entre Portugal y España con una longitud de 245 [km] y un volumen transportado de 0,7 [Mtpa], y una potencia de compresión de 24 [MW]. Este proyecto se asemeja en capacidad de transporte y en distancias al Escenario A del estudio en curso y por ello se asume la misma potencia. Para el resto de los escenarios, se consideró una extrapolación lineal dado que la energía de compresión es función directa del flujo másico (considerando un proceso de compresión adiabática para simplificación de la estimación)
- Para los costos de compresión de Hidrógeno y del CO<sub>2</sub> se asume el cálculo a través de una función cuadrática con la potencia de compresión como variable. Esta función costo, que fue desarrollada por la Agencia Internacional de Energía (IEA) para las instalaciones de compresión de alta potencia para transporte por pipelines <sup>52</sup> se define de la siguiente manera:
  - Capital estimado para Compresor de CO<sub>2</sub>:  $6.388 + 0.581 \cdot P - 0.008 \cdot P^2$ .
  - 
  - Capital estimado para Compresor de Hidrógeno:  $28.460 + 0.628 \cdot P - 0.008 \cdot P^2$ .
  - 
  - La estimación da como resultado MM USD cuando se usa la potencia en MW.
- Para estimar la potencia de las bombas de metanol, se realiza una estimación a alto nivel de bombeo donde se asume que los pipelines de metanol tendrán un diferencial de altura geográfica de 200 [m], y una eficiencia de bombeo de 65%. Las pérdidas de presión en el transporte de Metanol se estiman similar al transporte de agua.
- Para considerar el resto de los accesorios y trabajos de instalación de equipos de impulsión, se asume un factor multiplicador de 2 para los compresores y un factor de 1,5 para las bombas.
- Para la estimación del costo de la energía se asume un funcionamiento anual de 7.500 [hr] con las tarifas actuales de UTE.
- A modo de resumen, para la estimación de Capex se considerará:
  - Costos de tubería instalada, equivalente a 3.500 [USD/ton]
  - Costos de impulsión (compresión o bombeo) y su instalación:
    - Capital estimado para Compresor de CO<sub>2</sub>
    - Capital estimado para compresor de Hidrógeno
    - Capital Estimado para bombas
  - Costo de instalación de la impulsión, el cual se considerará como un factor multiplicador.

<sup>52</sup> Apt, Jay; Newcomer, Adam; Lave, Lester B.; Douglas, Stratford; and Morris Dunn, Leslie, "An Engineering-Economic Analysis of Syngas Storage" (2008). Tepper School of Business. Paper 1120, Tabla 6

- Costos de estaciones de válvulas (bloqueo, alivio, etc.) cada 20-25 [km] dependiendo del servicio. Válvulas en línea, se asume un costo directo de 3.000.000 [USD] por estación de válvulas para el CO<sub>2</sub> y el Metanol. Para el Hidrogeno se asume que un porcentaje del costo total será impactado por materialidad.
- Costos varios: sistemas de vigilancia y monitoreo (supervisión y control) se estima en 3.5% del costo de total de equipos
- Costo cruce dirigido para cruce mayor a 600 [m], equivalente a 15.000.000 USD. Los cruces son:
  - Cruce Rio Negro en Mercedes y cerca de Baygorria
  - Cruce Rio San salvador
- Los costos considerados anteriormente corresponden a costos directos. Para la inclusión de costos indirectos se aplicará un factor de 1,4 sobre los costos directos.
- Para la estimación de Opex se considera lo siguiente:
  - Costo de la energía, se utilizarán tarifas de grandes consumidores GC3 de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)
  - Costos de operación y mantenimiento de la estación de compresión, para la cual se considerará un 3% del Capex del compresor.
  - Costos de operación pipeline, se considera 8.454 [USD/km], tomado del documento *CO<sub>2</sub> pipeline infraestructura del IEAGHG*.

Del ejercicio realizado, y con las asunciones indicadas anteriormente, se obtuvieron las tarifas referenciales para cada escenario de cada corredor, siguiendo la metodología del capítulo 10. A continuación, se resumen los rangos de tarifas para los tres productos que podrían ser transportados por pipeline, según los corredores y los escenarios planteados:

**Tabla 10-67: Tarifas referenciales para el transporte de CO<sub>2</sub> por pipelines [USD/ton/km].**

Corredor Escenario	/	Disponibilidad UPM 1	Disponibilidad Montes del Plata	Disponibilidad UPM 2	Disponibilidad UPM 1 + UPM 2	Escenario A	Escenario B
C-01		\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,04	\$ 0,02
C-02		\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,04	\$ 0,02
C-03		\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,03	\$ 0,03	\$ 0,03	\$ 0,02
C-04		\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,04	\$ 0,02
C-05		\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,03	\$ 0,02
C-06		\$ 0,04	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,02	\$ 0,03	\$ 0,02
C-07		\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,03	\$ 0,02
C-08		\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,03	\$ 0,02
C-09		\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,03	\$ 0,02

**Tabla 10-68: Tarifas referenciales para el transporte de Hidrógeno por pipelines [USD/ton/km].**

Corredor Escenario /	Escenario 1/4 A	Escenario 1/3 A	Escenario A
C-01	\$ 0,72	\$ 0,57	\$ 0,30
C-02	\$ 0,79	\$ 0,63	\$ 0,33
C-03	\$ 0,59	\$ 0,47	\$ 0,24
C-04	\$ 0,73	\$ 0,58	\$ 0,30
C-05	\$ 0,66	\$ 0,53	\$ 0,28
C-06	\$ 0,54	\$ 0,43	\$ 0,22
C-07	\$ 0,65	\$ 0,52	\$ 0,27
C-08	\$ 0,63	\$ 0,51	\$ 0,27
C-09	\$ 0,70	\$ 0,56	\$ 0,30

**Tabla 10-69: Tarifas referenciales para el transporte de Metanol por pipelines [USD/ton/km].**

Corredor Escenario /	Escenario 1/2 A	Escenario A	Escenario B
C-01	\$ 0,05	\$ 0,04	\$ 0,02
C-02	\$ 0,06	\$ 0,04	\$ 0,02
C-03	\$ 0,05	\$ 0,03	\$ 0,02
C-04	\$ 0,05	\$ 0,03	\$ 0,02
C-05	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,02
C-06	\$ 0,05	\$ 0,03	\$ 0,02
C-07	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,02
C-08	\$ 0,04	\$ 0,03	\$ 0,02
C-09	\$ 0,05	\$ 0,03	\$ 0,02

Las diferencias entre el costo mínimo y el máximo se relacionan con el aumento de costo cuando se transporta menos tonelaje de producto o materia prima, lo cual reafirma el uso costo eficiente de pipeline para transportes masivos.

Se puede observar que, para escenarios de mayor producción, las tarifas disminuyen en comparación con escenarios menores. El mismo comportamiento se observa al momento de variar la longitud, donde los corredores más largos tienen tarifas menores en comparación con corredores de distancias menores, para un mismo escenario.

## 10.8 Comparación de Costos de Transporte

En los análisis técnico-económicos del transporte carretero, ferroviario, hidroviario y por pipelines, se pudo observar un comportamiento similar en donde, para todos los productos, las tarifas referenciales unitarias obtenidas disminuían a medida que se aumentaba la distancia y la capacidad de transporte. No obstante, el orden de magnitud de las tarifas y el rango de variación es distinto entre medios de transporte. Es por esto que se realiza un análisis comparativo entre medios de transporte, de manera de observar los rangos de producción y distancia en los cuales cada medio de transporte se hace competitivo.

### 10.8.1 CO<sub>2</sub>

Para el transporte de CO<sub>2</sub>, podemos notar que, en capacidades bajas de transporte, el camión se hace competitivo. Por sobre las 100 [ktpa], los costos de ferrocarril comienzan a ser más atractivos. Sobre las 2.500 [ktpa], escenario donde las tuberías se hacen factibles técnicamente, notamos que ferrocarril sigue siendo la mejor alternativa, hasta llegar a la capacidad de 4.000 [ktpa]. Sobre este valor de capacidad, el ferrocarril tiene tarifas menores solo para distancias bajo los 150 [km]. Pipelines se hace más competitivo para el transporte en distancias mayores a 150 [km].

### 10.8.2 Hidrogeno

Considerando los costos de licuefacción, y comparando entre transporte de Hidrogeno gaseoso y líquido, notamos que, para transporte en camión, el Hidrógeno gaseoso tiene costos menores para todas las capacidades, entre los rangos de distancia de 0 a 550 [km]. Para mayores distancias, el Hidrogeno líquido comienza a ser competitivo. En cuanto al ferrocarril, el Hidrógeno gaseoso comienza a ser más competitivo.

Al comparar entre medios de transporte, notamos que el camión de transporte gaseoso solo se hace competitivo para una producción de 2 [ktpa], entre los rangos de distancia de 0 a 250 [km]. Para el resto de los casos, las tarifas del tren son mucho menores.

Al ingresar al rango de producción donde pipelines comienza a ser técnicamente factible, notamos que los costos del pipeline son menores en todo momento.

### 10.8.3 Metanol

Siguiendo la lógica de los análisis anteriores, notamos que el transporte carretero es competitivo en comparación con el resto de los transportes, solo para el orden de capacidad de transporte de las 25 [ktpa]. Para producciones mayores, el ferrocarril se hace competitivo, sin importar la distancia.

Al comparar dentro del rango factible técnicamente para pipelines, notamos que el ferrocarril es competitivo para distancias menores a 200 [km]. Para distancias mayores, se justifica la inversión en pipelines. Al agregar a la comparación el transporte por hidrovía, notamos que este está dentro del orden de magnitud del transporte por ferrocarril y pipelines, sus valores son mayores al comparar con distancias equivalentes de los tramos presentados.

### 10.8.4 Jetfuel

Para el Jetfuel, el comportamiento es el mismo del Metanol, en donde las tarifas transporte carretero a capacidades del orden de las 25 [ktpa] son menores que para el transporte ferroviario. Para capacidades mayores, el ferrocarril comienza a ser más competitivo.

Para el resto de las capacidades, el medio más económico resulta ser las barcazas, seguidos por el ferrocarril y los tanker medianos.

### 10.8.5 Urea

En el caso de la Urea, el transporte carretero resulta ser la opción mas económica para capacidades del orden de las 25 [ktpa]. Para el rango entre 50 y 100 [ktpa], el camión mantiene su competitividad en distancias menores, mientras que a medida que aumenta la distancia, los costos unitarios del ferrocarril disminuyen, volviéndose más competitivo.

Al considerar el transporte hidroviario en la comparación, notamos que el transporte por barcaza en el más económico entre todos los medios, mientras que los costos de Handy Size son mayores a los del ferrocarril.

### 10.8.6 Casos comparativos

#### 10.8.6.1 Transporte de Metanol

En esta sección se analiza específicamente la comparación entre el transporte ferroviario, por ductos y fluvial de Metanol. A modo representativo se seleccionó el caso de transporte de metanol desde Paysandú hasta Montevideo para los distintos requerimientos de transporte: 25, 50, 100, 300, 500, 1.000, 2.000 y 5.500 [ktpa]. Los esquemas logísticos considerados a efectos comparativos son:

- El transporte ferroviario considerado parte en Paysandú a través de la línea litoral y conexión a Ferrocarril Central (línea Rivera) hasta puerto de Montevideo.
- El transporte por ductos utiliza los corredores disponibles para conectar desde Paysandu hasta Montevideo.
- Los escenarios de transporte fluvio-marítimo considerado son dos:
  - Tankers pequeños de capacidad 7.500 [ton] aproximadamente desde puerto de Paysandú hasta puerto de Montevideo.
  - Convoyes de barcazas hasta un puerto fluvio-marítimo ubicado en el Suroeste del país, transshipment a un buque tanker tipo Handy hasta puerto de Montevideo. Se hace notar que esta opción implica manejo de producto en 3 puertos distintos (Paysandú, Suroeste, Montevideo).
  - Convoyes de barcazas hasta un puerto fluvio-marítimo ubicado en el Suroeste del país y exportación directa desde ese puerto en buques tipo Handy. Para que este escenario sea comparable con los otros, se adicionó el sobre costo que implica exportar en Handy hasta destino en lugar de exportar en Panamax desde Montevideo.

**Tabla 10-70: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de transporte hidroviario, ferroviario y por ductos, caso: Paysandú – Montevideo.**

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Ferrocarril Paysandú – MVD	\$ 102	\$ 58	\$ 40	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22
Ducto Paysandu – MVD	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 58	\$ 36	\$ 22	\$ 13	\$ 9

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	25	50	100	300	500	1000	2000	5500
Tanker pequeño Paysandú - MVD	\$ 151	\$ 85	\$ 52	\$ 30	\$ 32	\$ 29	\$ 29	\$ 28
Barcazas a SW - Handy a MVD	\$ 322	\$ 174	\$ 100	\$ 52	\$ 44	\$ 38	\$ 38	\$ 37
Barcazas a SW + sobrecosto Handy vs Panamax	\$ 99	\$ 57	\$ 36	\$ 23	\$ 22	\$ 21	\$ 21	\$ 21

Las principales consideraciones y supuestos adoptados son:

- Para el escenario de transporte por ferrocarril, el costo incluye la tarifa por uso de vía informada por DNTF.
- En el caso del ferrocarril se incluye un costo portuario referencial para descarga de vagones en puerto de Montevideo, de manera que sea comparable a los casos hidroviarios. No se incluyen costos por carga de los trenes.
- No se incluyen costos portuarios asociados a la carga del buque de exportación.
- Para el caso de barcazas hasta Suroeste y exportación directa en Handy, se adiciona el sobrecosto estimado asociado a flete marítimo a destino que implicaría utilizar buques Handy hasta destino en lugar de Panamax desde el puerto de Montevideo.
- No se incluyen costos de inversión en infraestructura para los transportes por ferrovías e hidrovías (eg. puertos, ferrovías, estaciones de carga y descarga, tanques, etc.).
- No se incluyen costos por almacenamiento.
- Las estimaciones son de alto nivel, basados en benchmarking, prediseños y bases de datos Ausenco, pudiendo presentar variaciones de hasta el 50% (propio de estudios clase V según AACE). Por lo tanto, son referenciales y se debe evitar realizar conclusiones definitivas cuando los valores son similares. En estos casos es necesario llevar a cabo estudios específicos en mayor profundidad, los cuales superan el alcance de este estudio.

#### 10.8.6.2 Transporte de electrones e Hidrógeno

En el análisis económico para líneas de transmisión realizado en la sección 10.2.2, se entregó un costo por uso de línea de transmisión de 500 [kV], de 77.939 [USD/km], que al transformarlo a una tarifa representativa para la cantidad de hidrogeno equivalente que representa la energía transportada por la línea, se obtiene un valor de 0,49 [USD/ton/km]. Sin embargo, este valor considera una ocupación máxima de la línea, variando este para distintos valores de transporte. Para realizar la comparación con el transporte de la molécula de Hidrógeno, es necesario ampliar el costo por transmisión eléctrica, según lo que se observa en la Figura 10-26 . Para la comparación, se utiliza el ducto como medio de comparación, ya que es el medio más económico para este tipo de transporte. Se puede observar que la respuesta para esta comparación no es absoluta, y dependiendo de la distancia y la cantidad de transporte, es cual de estos dos medios es más económico (polígono morado indica cuando los costos de transmisión son más bajos que los costos de transporte de Hidrógeno por ducto).

Ducto H <sub>2</sub>												
ktpa	50	100	150	200	250	300	350	450	600	750	1250	1500
km												
100	\$ 3.43	\$ 1.83	\$ 1.35	\$ 1.14	\$ 0.99	\$ 0.86	\$ 0.76	\$ 0.70	\$ 0.60	\$ 0.52	\$ 0.46	\$ 0.43
150	\$ 2.51	\$ 1.35	\$ 0.98	\$ 0.84	\$ 0.72	\$ 0.62	\$ 0.56	\$ 0.50	\$ 0.43	\$ 0.38	\$ 0.33	\$ 0.31
200	\$ 2.06	\$ 1.10	\$ 0.80	\$ 0.68	\$ 0.58	\$ 0.50	\$ 0.46	\$ 0.41	\$ 0.35	\$ 0.30	\$ 0.27	\$ 0.25
250	\$ 1.82	\$ 0.96	\$ 0.69	\$ 0.59	\$ 0.50	\$ 0.43	\$ 0.40	\$ 0.35	\$ 0.30	\$ 0.26	\$ 0.23	\$ 0.21
300	\$ 1.61	\$ 0.86	\$ 0.62	\$ 0.53	\$ 0.45	\$ 0.38	\$ 0.35	\$ 0.31	\$ 0.27	\$ 0.23	\$ 0.20	\$ 0.19
350	\$ 1.47	\$ 0.80	\$ 0.57	\$ 0.49	\$ 0.41	\$ 0.35	\$ 0.33	\$ 0.28	\$ 0.24	\$ 0.21	\$ 0.19	\$ 0.17
400	\$ 1.35	\$ 0.74	\$ 0.53	\$ 0.45	\$ 0.38	\$ 0.33	\$ 0.30	\$ 0.26	\$ 0.23	\$ 0.19	\$ 0.17	\$ 0.16
450	\$ 1.28	\$ 0.70	\$ 0.50	\$ 0.43	\$ 0.36	\$ 0.31	\$ 0.29	\$ 0.24	\$ 0.21	\$ 0.18	\$ 0.16	\$ 0.15
500	\$ 1.22	\$ 0.67	\$ 0.47	\$ 0.41	\$ 0.34	\$ 0.29	\$ 0.27	\$ 0.23	\$ 0.20	\$ 0.17	\$ 0.15	\$ 0.14

LAT (en H <sub>2</sub> equivalente)												
ktpa	50	100	150	200	250	300	350	450	600	750	1250	1500
km												
100	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52
150	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52
200	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52
250	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52
300	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52
350	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52
400	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52
450	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52
500	\$ 1.56	\$ 0.78	\$ 0.52	\$ 0.78	\$ 0.62	\$ 0.52	\$ 0.67	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.52	\$ 0.50	\$ 0.52

Figura 10-26: Comparativa entre costos presentes netos anuales unitarios de transporte de Hidrógeno por ductos y líneas de transmisión (LAT), en [USD/tonH<sub>2</sub>/km].

A modo representativo, se analiza un caso de generación en la zona norte y producción en el Hub Industrial de Fray Bentos (Zona 2). Para conectar estos dos puntos, existe la opción de producir Hidrógeno en la zona de electrólisis del norte, y transportando el Hidrógeno por ducto a Fray Bentos (evitando la transmisión de potencia), o transmitiendo potencia desde el norte a Fray Bentos, y producir el Hidrógeno en la zona de electrólisis de Fray Bentos (evitando el transporte de hidrógeno por ducto). Los costos de transporte para estos casos se observan en la Tabla 10-71.

Tabla 10-71: Comparación de costos referenciales, en [USD/ton], de líneas de transmisión vs transporte por ductos, caso: Norte – Fray Bentos.

Escenario	Requerimiento de transporte anual (ktpa)							
	50	100	200	300	450	750	1250	1500
Línea de Transmisión Norte – Fray Bentos	\$ 367	\$ 183	\$ 183	\$ 122	\$ 122	\$ 122	\$ 118	\$ 122
Ducto Norte – Fray Bentos	\$ 428	\$ 226	\$ 139	\$ 101	\$ 82	\$ 61	\$ 54	\$ 49

## 10.9 Plantas Industriales

Para la estimación de costos de inversión de plantas de Metanol, Amoniaco-Urea y Jet fuel, se utilizarán referencias bibliográficas considerando criterios de estimación de inversiones clase 5. Se debe tener en cuenta que las tecnologías consideradas en este estudio (producción de Metanol a partir de CO<sub>2</sub> e Hidrógeno, producción Amoniaco a partir de Hidrógeno y la producción de Jetfuel a partir de Metanol) son tecnologías relativamente nuevas, por lo que actualmente no existen plantas a escala industrial de los tamaños

considerados en este estudio. Es por ello que las estimaciones de Capex y Opex se realizarán en base a publicaciones sobre simulaciones de las plantas antes indicadas.

Los costos de inversión de cada una de las plantas son indicados a continuación<sup>53</sup>:

- Metanol: La inversión de una planta de síntesis de metanol verde producido a partir de CO<sub>2</sub> e Hidrógeno se estima en 151.000.000 USD, considerando una producción de 500 [ktpa]<sup>54</sup>.
- Amoniaco y Urea: Las estimaciones de inversiones para una planta de Amoniaco y Urea se estiman en 355.000.000 [USD] para una planta de Amoniaco verde de 300 [ktpa], y de 250.000.000 [USD] para la planta de Urea de una capacidad de 500 [ktpa]. Además, de debe considerar una inversión de 1.500.000 [USD] para el sistema de producción de nitrógeno<sup>55</sup>.
- Jetfuel: Para el caso del Jetfuel, basado en el análisis realizado por Lurgi “*Methanol to propylene MTP*”<sup>56</sup>, y considerando que la conversión a los distintos hidrocarburos se puede modificar según el catalizador utilizado, podemos estimar una inversión de 499.500.000 [USD] para la planta de jet fuel de 500 [ktpa], a partir de 1.167 [kton] de Metanol.

Estos costos de inversión pueden ser ajustados en base al tamaño de las plantas consideradas en el estudio siguiendo la fórmula de ajuste denominada “regla de los seis décimos” o “six-tenths rule”<sup>57</sup> (Ver Figura 10-27). Esta regla da resultados muy satisfactorios cuando sólo se requiere un costo aproximado de ± 20%, equivalente al criterio de Clase 5 de estimación de costos.

$$C_B = C_A \left( \frac{S_B}{S_A} \right)^{0.6}$$

**Figura 10-27: Fórmula de ajuste de Capex, por tamaño de planta.**

Donde:

- C<sub>B</sub> = es el costo aproximado en dólares [USD] de la planta para un tamaño S<sub>B</sub> [ktpa].
- C<sub>A</sub> = es el costo de inversión conocido en dólares [USD] de una planta que corresponde al tamaño S<sub>A</sub> [ktpa].

<sup>53</sup> Precio base ajustado al año 2024.

<sup>54</sup> Fuente: Análisis de la disponibilidad de CO<sub>2</sub> para la producción de derivados del H<sub>2</sub> verde en Uruguay. MIEM (2023).

<sup>55</sup> Fuente: E. Antonetti, G. Iaquaniello, A. Salladini, Dr. L. Spadaccini, Prof. S. Perathoner, Prof. G. Centi, *Waste-to-chemicals for a circular economy: the case of urea production (waste-to-urea)*. 2016

<sup>56</sup> Fuente: M. Rothaemel, *Methanol to propylene MTP, Lurgi's way*, 2002.

<sup>57</sup> Fuente: Ellsworth, Richard K., “*Cost-to-Capacity Analysis for Estimating Project Costs*” *Construction Accounting & Taxation*, vol. 15, no. 5, Sept./Oct. 2005, p. 6.