



AGENCIA NACIONAL
DE INVESTIGACIÓN
E INNOVACIÓN

Clèrk

Ingeniería para la nueva energía.



Producción de SAF, análisis y evaluación de alternativas de producción. Informe final

El presente informe fue desarrollado en conjunto por la empresa Clerk y el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2), financiado por ANII (Agencia Nacional de Investigación e Innovación) dentro del marco del Fondo Sectorial de la Energía (FSE_S_2023_1_179457).

Los autores por parte de Clerk fueron: Mario Vignolo, Alejandro Perroni, Ignacio Afonso, Facundo Nuñez, Mateo Iguini y Hernán Rovere.

Los autores por parte del CNH2 fueron: Emilio Nieto, Vanesa Sendarrubias, Enrique Saborit y Gema Rodado.

8 de septiembre de 2026

Índice

Los autores por parte del CNH2 fueron: Emilio Nieto, Vanesa Sendarrubias, Enrique Saborit y Gema Rodado.....	1
Introducción.....	11
Contexto sector energético en Uruguay	11
1.1. Mix de generación	12
1.2. Sector de hidrocarburos.....	13
1.3. Sector de biocombustibles.....	14
Combustibles sintéticos para aviación	15
1.4. Certificación AAF	18
1.5. Certificación ambiental	19
Método fischer-tropsch.....	20
1.6. Condiciones del proceso	22
1.6.1. rWGS	22
1.6.2. FT	24
Método metanol (MtJ).....	28
Materias primas	30
1.7. CO ₂	31
1.7.1. Captura de un proceso industrial	31
1.8. Hidrógeno.....	33
1.8.1. Tecnologías de producción de hidrógeno.....	33
1.9. Disponibilidad de materias primas.....	36
Dimensionamiento	41
1.10. Planta electrolisis.....	41
1.11. Planta SAF mediante Fischer-Tropsch.....	42
1.12. Planta SAF mediante Methanol to Jet.....	42
1.13. Planta de captura de CO ₂	43
Estudio de costes	44
1.14. Costes de inversión	44
1.14.1. Producción SAF mediante FT	44
1.14.2. Producción SAF mediante MtJ.....	48
1.15. Costes de operación y mantenimiento (en proceso)	50
1.15.1. Producción SAF mediante FT	51
1.15.2. Producción SAF mediante MtJ.....	52
Casos analizados según procedencia de la electricidad.....	53

1.16. Caso 1- Planta de celulosa.....	53
1.17. Caso 2- <i>Off-grid</i>	53
1.18. Caso 3- Mix eólico-solar con apoyo de la red	54
Viabilidad sistema <i>off-grid</i>	54
1.19. Descripción general de la Red	54
1.19.1. Red de 31,5 kV	55
1.19.2. Transformadores	55
1.19.3. BESS (<i>Battery Energy Storage System</i>).....	55
1.19.4. <i>Virtual Synchronous Machine</i> (VSM).....	57
1.19.5. Parque fotovoltaico	58
1.19.5.1. Control interno	59
1.19.6. Parque eólico.....	61
1.19.6.1. Controlador interno	62
1.19.7. Electrolizador	64
1.19.7.1. Convertidor 12 pulsos.....	64
1.19.7.2. Modelado del electrolizador.....	66
1.20. Esquema resultante	69
1.21. Síntesis de los controladores de la planta.....	72
1.21.1.1. Control global de planta.....	72
1.21.2. Control electrolizador.....	79
1.22. Viabilidad Técnica	80
1.23. Simulaciones de interés.....	83
1.23.1. Arranque de la planta.....	85
1.23.1.1. Descripción: arranque con recurso constante.....	85
1.23.1.2. Descripción: arranque con recurso variable.....	88
1.23.2. Funcionamiento en condiciones de variación de recurso	92
1.23.3. Rechazo de carga.....	96
1.23.4. Pérdida de generación.....	99
1.23.5. Cortocircuito en la red	102
1.23.5.1. Descripción: cortocircuitos en parque eólico/fotovoltaico	102
1.24. Conclusiones de la viabilidad técnica.....	110
Optimización de capacidades del sistema <i>off-grid</i>	110
1.25. Matlab	110
1.26. Verificación con Homer Pro	124
1.26.1. Acerca de Homer Pro	124
1.26.2. Objetivo del estudio	124

El objetivo del estudio con Homer Pro es optimizar el dimensionamiento de cada elemento de la red para que sea viable el suministro energético durante un año de producción de hidrógeno.	124
1.26.3. Metodología de Simulación	125
1.26.4. Resultados y Análisis	126
1.27. Conclusiones.....	129
Aspectos básicos de seguridad.....	129
1.28. H ₂	129
1.28.1. Características del H ₂	129
1.28.2. Medidas de seguridad en instalaciones de H ₂	130
1.29. CO ₂	132
1.29.1. Peligros del CO ₂ en la tecnología CCUS	133
1.29.2. Otros riesgos a considerar en diferentes etapas del proceso CCUS	134
1.29.3. Medidas de seguridad para mitigar los riesgos en instalaciones de CO ₂	135
1.30. Plantas SAF mediante FT	135
1.30.1. Peligros asociados al manejo y almacenamiento en el proceso Fischer-Tropsch	135
1.30.2. Medidas de seguridad para el proceso Fischer-Tropsch:	136
1.31. Plantas SAF mediante MtJ	137
1.31.1. Planta de metanol.....	137
1.31.1.1. Introducción a los peligros asociados al manejo y almacenamiento del metanol, y medidas de seguridad	137
1.31.1.2. Producción y almacenamiento en planta.....	138
Aspectos logísticos del SAF.....	140
1.32. El concepto de “Drop-In”	141
1.33. Introducción a la cadena de suministro de combustibles de aviación convencionales...143	
1.34. Mejores prácticas para la cadena de suministro	146
1.34.1. El Energy Institute (EI)	146
1.34.2. Joint Inspection Group (JIG)	146
1.34.3. International Civil Aviation Organization (ICAO).....	147
1.35. Cadena de suministros y certificados de SAF.....	147
1.35.1. Blending.....	149
1.36. Comparativa de opciones de transporte de SAF	155
1.37. Dispensado de SAF.....	159
1.38. Compatibilidad de las aeronaves y la infraestructura con un 100% de SAF	161
1.39. Infraestructura aeroportuaria y adquisición de combustible por parte de los operadores de aeronaves.....	162
Aspectos medioambientales del uso de SAF.....	164
Implantación en Uruguay.....	166

1.40.	Posibles proyectos de e-metanol.....	166
1.41.	Proceso de evaluación medioambiental	167
1.42.	Logística actual de combustibles en Uruguay	167
1.43.	Infraestructura de transportes en Uruguay	169
1.43.1.	Red de carreteras	169
1.43.2.	Infraestructura ferroviaria	171
1.43.3.	Transporte marítimo y fluvial	172
1.44.	Consumo de SAF en Uruguay. Infraestructura aeroportuaria asociada	175
1.44.1.	Infraestructura de logística aeroportuaria y repostaje de combustibles	176
	Flujo de fondos.....	177
1.45.	Caso práctico (viabilidad técnica)	179
1.46.	Resumen de costos relevantes.....	179
1.47.	Resultados Caso 1: Suministro de la red	183
1.48.	Caso 2: Suministro sistema <i>off-grid</i>	184
1.49.	Caso 3: Mix eólico-solar con soporte del Sistema Interconectado nacional (SIN).....	185
1.50.	Impacto de los beneficios fiscales	186
1.51.	Algunas conclusiones sobre los precios obtenidos	187
	Potenciales sectores de demanda	191
1.52.	Situación actual de demanda y consumo de SAF.....	192
1.53.	Evolución de la demanda mundial de SAF.....	194
1.53.1.	Flujos comerciales de SAF	199
1.54.	Consumo interno de SAF en Uruguay.....	200
1.55.	Potencial de exportación de SAF	202
	Cadenas productivas en Uruguay	205
1.56.	Generadores de CO ₂	205
1.56.1.	Emisiones en el sector industrial.....	206
1.56.2.	Localización de emisiones	208
1.57.	Productores de hidrogeno verde.....	210
	Análisis de riesgo	210
	Referencias	216

Índice de figuras

Figura 1.	Evolución de la matriz eléctrica de Uruguay (1).....	12
-----------	--	----

Figura 2. Distribución geográfica de infraestructura asociada de petróleo y derivados.	13
Figura 3. Distribución geográfica de puntos de entrega de gas natural.	14
Figura 4. Distribución geográfica de plantas de biocombustibles.	15
Figura 5. Porcentaje mínimo de suministro de combustibles de aviación sostenibles en (%). (3)..	16
Figura 6. Diagrama de flujo del sistema de producción de combustible a partir de H ₂ y CO ₂ basado en el proceso de RWGS y un proceso de FT (9).....	21
Figura 7. Rendimiento CO con respecto a la T y P. (11)	23
Figura 8. Conversión de CO ₂ con respecto a la T y ratio H ₂ /CO ₂ . (11)	23
Figura 9. Rendimiento CH ₄ y CO con respecto a T y ratio H ₂ /CO ₂ . (11)	24
Figura 10. Esquema de la planta Sasol. (12).....	25
Figura 11. Espectro de hidrocarburos que se producen durante FT dependiendo de α (14).....	26
Figura 12. Tipos de reactores de FT (14).	27
Figura 13. Proceso de producción de queroseno sintético. (16).....	30
Figura 14. Esquema general del proceso de absorción con aminas (18).....	33
Figura 15. Esquema general de electrolisis de agua en una celda alcalina.....	35
Figura 16. Ejemplo del balance de planta de un stack.....	35
Figura 17. Emisiones de CO ₂ por sector.	36
Figura 18. Emisiones de CO ₂ por fuente.....	37
Figura 19. Emisiones de CO ₂ (Gg) por subsector industrial (2022).....	37
Figura 20. Emisiones de CO ₂ (Gg) por subsector industrial, en función del consumo energético (Gg/ktep) (2022).....	38
Figura 21. Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas inevitables.....	39
Figura 22. Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas evitables, sin considerar papeleras.	40
Figura 23. Distribución de las cadenas de hidrocarburos producidas (9).....	42
Figura 24. Esquema básico de conexión interna.....	54
Figura 25. Esquema de funcionamiento del inversor del BESS en modo <i>grid-forming</i>	57
Figura 26. Esquema del BESS utilizado en Simulink.....	57
Figura 27. Esquema de control VSM.....	58
Figura 28. Modelo utilizado para el modelado del parque PV. (22).....	59
Figura 29. Esquema del controlador del inversor correspondiente al parque fotovoltaico.	60
Figura 30. Modelo agregado de módulos eólicos.....	62
Figura 31. Modelo utilizado para el modelado del parque eólico.	62
Figura 32. Esquema de control del generador eólico. (22)	63
Figura 33. Esquema de conexión del convertidor de 12 pulsos.....	65
Figura 34. Control Bus de continua.....	66
Figura 35. Control Bus de continua, detalle.....	66
Figura 36. Bloque electrolizador.....	68
Figura 37. Modelo interno de electrolizador.....	68
Figura 38. Esquema final implementado generación y BESS, parte 1/3.....	69
Figura 39. Esquema final implementado demandas, parte 2/3.....	70
Figura 40. Esquema final implementado monitoreo de variables, parte 3/3.	71
Figura 41. Diagrama de flujo del arranque de planta.	73
Figura 42. Esquema implementado para el control de arranque. Parte 1/2.....	74
Figura 43. Esquema implementado para el control de arranque. Parte 2/2.....	74
Figura 44. Señales de Control en el proceso de arranque priorizando la energía eólica.	75
Figura 45. Señales de Control en el proceso de Arranque teniendo solo eólica y luego entrando solar.	76

Figura 46. Diagrama de flujo del control demanda-generación.....	76
Figura 47. Control despacho de carga.	77
Figura 48. Gestión de consigna del BESS.	78
Figura 49. Control de despacho de generación.	79
Figura 50. Inyección de corriente pulsada a baja frecuencia.....	80
Figura 51. Eficiencia de electrolizador trabajando a bajas frecuencias con el control MMSO.	80
Figura 52. Corrientes de energización de los transformadores.....	81
Figura 53. Voltaje y frecuencia del nodo de interconexión del sistema para el escenario simulado.	82
Figura 54. Potencias activas involucradas en el escenario simulado.....	82
Figura 55. Resultados globales simulación caso 1.1.....	86
Figura 56. Potencia aportada por el BESS caso 1.1.	87
Figura 57. Potencia en el bus DC caso 1.1.....	87
Figura 58. Gestión de recurso vs carga caso 1.1.	88
Figura 59. Perfiles de recurso utilizados para el caso 1.....	89
Figura 60. Resultados globales simulación caso 1.2.....	90
Figura 61. Potencia aportada por el BESS caso 1.2.	91
Figura 62. Potencia en el bus DC caso 1.2.....	91
Figura 63. Gestión de recurso vs carga caso 1.2.	92
Figura 64. Perfiles de generación utilizados para el caso 2.	93
Figura 65. Resultados globales simulación caso 2.....	94
Figura 66. Potencia aportada por el BESS caso 2.....	95
Figura 67. Potencia en el bus DC caso 2.	95
Figura 68. Gestión de recurso vs carga caso 2.....	96
Figura 69. Resultados globales simulación caso 3.....	97
Figura 70. Resultados globales simulación caso 3. Detalle.....	98
Figura 71. Potencia en el bus DC caso 3. Detalle.....	98
Figura 72. Gestión de recurso vs carga caso 3.....	99
Figura 73. Resultados globales simulación caso 4.....	100
Figura 74. Resultados globales simulación caso 4. Detalle.....	101
Figura 75. Potencia en el bus DC caso 4. Detalle.....	101
Figura 76. Gestión de recurso vs carga caso 4.....	102
Figura 77. Resultados globales simulación caso 5. CC trifásico.....	104
Figura 78. Resultados globales simulación caso 5. CC trifásico. Detalle.....	105
Figura 79. Resultados globales simulación caso 5. CC bifásico.....	106
Figura 80. Resultados globales simulación caso 5. CC bifásico. Detalle.....	107
Figura 81. Resultados globales simulación caso 5. CC monofásico.....	108
Figura 82. Resultados globales simulación caso 5. CC monofásico. Detalle.	109
Figura 83. Promedio en las horas del año para los distintos perfiles de generación utilizados. ...	112
Figura 84. Evolución del SOC del BESS 1 y el BESS 2 para el caso de optimo económico.	114
Figura 85. Evolución del SOC del BESS 1 y el BESS 2 para el caso de máxima cobertura.....	114
Figura 86. Porcentaje de cobertura vs costo total.....	115
Figura 87. Energía anual no utilizada vs porcentaje de cobertura.	116
Figura 88. Porcentaje de cobertura calculado con paso mensual.....	117
Figura 89. Evolución del porcentaje de cobertura analizado con ventana móvil de 30 días.	118
Figura 90. Evolución del SOC del BESS 1 y el BESS 2 para el caso de optimo económico.	119
Figura 91. Evolución del SOC del BESS 1 y el BESS 2 para el caso de máxima cobertura.....	120

Figura 92. Porcentaje de cobertura vs costo total.....	120
Figura 93. Energía anual no utilizada vs porcentaje de cobertura.	121
Figura 94. Porcentaje de cobertura calculado con paso mensual.....	122
Figura 95. Evolución del porcentaje de cobertura analizado con ventana móvil de 30 días.	123
Figura 96. Esquema utilizado para la simulación en Homer.....	125
Figura 97. Sistema de distribución de Jet Fuel (42).....	143
Figura 98. Tanque de almacenamiento de combustible (42).	145
Figura 99. SAF and Fuel Supply Chain (45).....	148
Figura 100. Ejemplo de blending de SAF y CAF con distinto contenido en aromáticos (41).	149
Figura 101. Producción y etapas de certificación de SAF, cortesía del aeropuerto de Zurich (41).	150
Figura 102. Documentos de control de calidad de la cadena de suministro relevantes según las partes interesadas (43).	152
Figura 103. Option 1 Jet A and SAF blending at a terminal (49).....	155
Figura 104. Option 2 Jet A and SAF blending at a terminal (49).....	155
Figura 105. Sistemas de suministro de combustible para aviación en un aeropuerto (50).	159
Figura 106. Sistema de suministro de combustible mediante camión cisterna (51).	159
Figura 107. Un camión cisterna de reabastecimiento de aeronaves (51).	160
Figura 108. Suministro de combustible mediante sistema de hidrantes (51).	160
Figura 109. Ejemplo de dispensador de hidrante para combustible (51).	161
Figura 110. Distribución geográfica de infraestructura asociada a petróleo y derivados (54).	168
Figura 111. Mapa de carreteras de Uruguay con numeración de las rutas nacionales.....	169
Figura 112. Oportunidad de exportaciones (MUSD) a USA y Europa por aplicación (55).	170
Figura 113. Red vial nacional con clasificación del tipo de ruta.....	170
Figura 114. Movimiento internacional de carga (Fuente: Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP).....	171
Figura 115. Red de ferrocarriles de Uruguay.....	172
Figura 116. Puertos marítimos y fluviales de la República Oriental del Uruguay (56).	173
Figura 117. Distribución de las terminales en el Puerto de Montevideo (56).	174
Figura 118. Esquema general del puerto de Nueva Palmira (Fuente: ANAP).....	174
Figura 119. Hidrovía Paraguay-Paraná.....	175
Figura 120. Sistema nacional de aeropuertos en Uruguay (Fuente: Aeropuertos Uruguay. Grupo Corporación América Airports).....	176
Figura 121. Regulación de SAF a nivel mundial (60).....	192
Figura 122. Aeropuertos que usan SAF.....	193
Figura 123. Tipo de SAF consumido a nivel global (datos de agosto de 2024) (60).	194
Figura 124. Tamaño del mercado de SAF por región 2018-2030 (61).....	195
Figura 125. Demanda mundial estimada de SAF (62).	196
Figura 126. Volumen estimado de demanda de SAF para 2030, según los objetivos y mandatos establecidos (63).....	196
Figura 127. Evolución de demanda y producción de SAF (64).	197
Figura 128. Evolución del ratio de implantación y demanda de e-SAF en Europa y EEUU (65). ..	198
Figura 129. Compromisos anunciados de adquisición de SAF por parte de las principales aerolíneas (62).	199

Figura 130. Panorama de las dinámicas globales esperadas del SAF para el año 2030, basado en la demanda proyectada, los anuncios de capacidad y las políticas implementadas y propuestas (67).	200
Figura 131. Consumo final energético del sector de transporte por fuente (68).	201
Figura 132. Demanda interna estimada de hidrogeno y derivados para el sector del transporte (66).	201
Figura 133. Potencial de exportaciones de jet-fuel verde de Uruguay (66).	202
Figura 134. Oportunidad de exportaciones de H2 verde y derivados (66).	203
Figura 135. Costes estimados de producción de e-SAF frente a principales competidores para los mercados de EEUU y Europa (USD/ton de combustible, año 2030) (65).	204
Figura 136. evolución de costes de producción de e-SAF (66).	205
Figura 137. Emisiones de CO2 por sector.	205
Figura 138. Emisiones de CO2 por fuente.	206
Figura 139. Emisiones de CO2 (Gg) por subsector industrial (2022).	206
Figura 140. Emisiones de CO2 (Gg) por subsector industrial, en función del consumo energético (Gg/ktep) (2022).	207
Figura 141. Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas inevitables ¹ .	208
Figura 142. Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas evitables, sin considerar papeleras ² .	208

Índice de Tablas

Tabla 1: Producción de biocombustibles en Uruguay.	15
Tabla 2. Procesos de conversión aprobados por ASTM (5).	18
Tabla 3. Condiciones de proceso de las plantas de FT (11).	28
Tabla 4: Comparativa de consumos energéticos entre subsectores industriales de cemento y papel y celulosa en 2022.	38
Tabla 5.Caudales horarios y anuales principales de la planta de producción de SAF con FT.	42
Tabla 6.Caudales horarios y anuales principales de la planta de producción de SAF con MtJ.	43
Tabla 7. Distribución y caudal de hidrocarburos en la corriente de salida de MtJ.	43
Tabla 8. Caudales y potencia requeridos de CO ₂ para el proceso de FT y MtJ.	43
Tabla 9. Coste equipos instalados para planta de referencia. Datos: (7).	44
Tabla 10. Coste de equipos instalados y actualizados para la planta de producción de Uruguay.	45
Tabla 11. Costes de inversión indirectos planta SAF de Uruguay.	46
Tabla 12. Coste inversión planta SAF de Uruguay.	47
Tabla 13. Coste de inversión de la planta de captura de CO ₂ de referencia. Datos: (18).	47
Tabla 14. Coste inversión planta captura de CO ₂ para el Proyecto Uruguay.	47
Tabla 15. Costes de inversión planta SAF con FT.	48
Tabla 16. Coste inversión capital fijo de la planta producción SAF por MtJ de referencia y factores de escala.	48
Tabla 17.Coste inversión plantas instaladas para MtJ proyecto Uruguay.	49
Tabla 18. Desglose costes de inversión directos e indirectos planta SAF- MtJ de Uruguay.	49
Tabla 19. Coste de inversión de la planta de captura de CO ₂ de referencia. Datos: (18).	49
Tabla 20. Coste inversión planta captura de CO ₂ para el Proyecto Uruguay.	50
Tabla 21. Costes de inversión planta SAF de MtJ.	50

Tabla 22. Costes O&M de la planta de FT (Datos referencia en: (18) y (7)).	51
Tabla 23. Costes O&M de la planta de electrolisis y de captura de CO ₂ (Datos referencia en: (18)).	52
Tabla 24. Costes de operación (pendiente completar) de la planta MtJ.	52
Tabla 25. Simulaciones realizadas.	83
Tabla 26. Datos relevantes del electrolizador.	127
Tabla 27. Resultados de interés del BESS.	128
Tabla 28. Normas AST D1152-97 y normativa de referencia IMPCA para metanol (10).	140
Tabla 29. Propiedades de Jet A-1 (39).	142
Tabla 30. <i>Typical Multiproduct Pipeline Product Sequence</i> (42).	144
Tabla 31: Normativa Calidad de Combustibles de aviación sostenible (45).	151
Tabla 32: Consideraciones de distintos medios de transporte de SAF (40).	158
Tabla 33. Comparación de impacto climático de la propulsión aérea de H ₂ y e-fuels (53).	164
Tabla 34. Cálculo del WACC.	178
Tabla 35. Costos de la electricidad para el proceso FT.	180
Tabla 36. Costos de la electricidad para el proceso MtJ.	181
Tabla 37. Comparación de CAPEX, para el proceso FT.	181
Tabla 38. Comparación de CAPEX, para el proceso MtF.	182
Tabla 39. Otros costos asociados al proceso de FT.	182
Tabla 40. Otros costos asociados al proceso de MtJ.	183
Tabla 41. Comparación de costos para el caso 1.	184
Tabla 42. Comparación de costos para el caso 2.	185
Tabla 43. Comparación de costos para el caso 3.	186
Tabla 44. Comparativa de TIR alcanzadas por los proyectos según procedencia de la electricidad sin considerar beneficios fiscales.	187
Tabla 45. Comparativa de TIR alcanzadas por los proyectos según procedencia de la electricidad considerando beneficios fiscales.	187
Tabla 46. Comparación de costos finales del SAF por fuente de electricidad.	188
Tabla 47. Comparativa casos <i>off-grid</i> .	190
Tabla 48. Costos asociados al caos 1 con beneficios.	191
Tabla 49. Consumo de queroseno en el resto de los sectores (ktpe) (datos de 2023) (51).	201
Tabla 50: Escenarios de demanda considerados en el análisis (52).	203
Tabla 51: Comparativa de consumos energéticos entre subsectores industriales de cemento y papel y celulosa en 2022.	207
Tabla 52: Proyectos de hidrogeno verde y derivados en Uruguay (54).	210
Tabla 53: Análisis DAFO para la producción de e-SAF en Uruguay con principal destino a la exportación (55) (56) (52) (57) (58).	213

Introducción

El presente entregable se encuentra dentro del proyecto “Producción de SAF (Sustainable Aviation Fuel), análisis y evaluación de alternativas de producción, financiado por ANII (Agencia Nacional de Investigación e Innovación) dentro del marco del Fondo Sectorial de la Energía (FSE_S_2023_1_179457). Los socios del proyecto son: Clerk y el Centro Nacional del Hidrógeno de España.

El proyecto tiene como objetivo principal el análisis técnico-económico de una planta de producción de SAF (*Sustainable Aviation Fuel*) en Uruguay. Se analizarán dos alternativas para la producción de SAF, mediante el método de Fischer Tropsch (FT) y a partir de metanol verde, *Metanol to Jet* (MtJ). Dicha comparativa mostrará cuál de los dos procesos es el más valioso para el país, dotándolo de mayor rentabilidad y atractivo tanto técnico como económico.

El proyecto se desarrolló en 3 Hitos:

- Hito 1. Estudio del proceso de producción de SAF a partir de captura de CO₂ y a partir de metanol verde.
- Hito 2. Estudio de aspectos básicos de seguridad en los procesos de producción, almacenamiento y dispensado.
- Hito 3. Análisis comparativo de las diferentes opciones de producción de SAF para Uruguay.

El estudio implica analizar las alternativas de producción y demanda para ambos procesos de producción de SAF, y las fuentes de electricidad en cuanto a base, variabilidad de la fuente, almacenamiento, flexibilidad. Se estudio especialmente los efectos técnicos y económicos de la procedencia de la energía, es decir, se estudiarán las implicancias de estar conectado al sistema eléctrico nacional (SIN), el caso en el que proyecto cuente con un mix eólico-solar para autoproducción, así como la viabilidad de una solución *off-grid*, tanto desde el punto de vista económico como técnico.

Se evaluarán todos los aspectos relacionados con las inversiones requeridas, costos de operación y mantenimiento, comercialización de productos, posibles *offtakers*, obtención de otros subproductos del proceso de interés, y especialmente los aspectos logísticos, medioambientales y de seguridad involucrados, tanto en la producción de SAF e hidrógeno, como en almacenamiento y dispensado.

Contexto sector energético en Uruguay

Desde hace más de una década Uruguay se encuentra en un periodo de cambio en su matriz energética, minimizando la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. La segunda transición energética del país podría ir ligada al hidrógeno como vector energético, permitiendo no sólo una transformación de matriz energética, sino también de otros sectores como puede ser el sector del transporte o los sectores industriales. Asimismo, y dada la cantidad de recursos disponibles respecto de su escala de consumo, Uruguay podría transformarse en un exportador de productos asociados a este vector.

El país cuenta con recursos renovables relevantes, redes de transmisión y distribución de electricidad robustas y con desarrollo territorial que permite posicionar a Uruguay como una de las localizaciones más interesantes en cuanto a calidad de servicio. Además, del potencial de renovables de Uruguay, hay que destacar su disponibilidad de CO₂ biogénico y el bajo riesgo país, que pueden poner en el punto de mira la producción de hidrógeno renovable u otros compuestos sustentables. Asimismo, y a partir del cambio de la matriz eléctrica, Uruguay cuenta con un nivel importante de capacidades técnicas necesarias para el desarrollo, construcción para exportación.

1.1. Mix de generación

Hoy en día, la generación hidráulica en Uruguay constituye la principal fuente de energía eléctrica. El parque generador hidráulico se compone de 3 centrales en cascada en el Río Negro: Gabriel Terra (Rincón del Bonete), con una potencia instalada de 152 MW; Baygorria con 108 MW y Constitución (Palmar) con 333 MW; y de una central binacional en el Río Uruguay (Salto Grande) de 1890 MW de potencia, de los cuales 945 MW le corresponden a Uruguay y el resto a Argentina.

Actualmente, el aprovechamiento hidráulico a gran escala en Uruguay está cercano al límite máximo. De todas formas, existe capacidad adicional para la instalación de pequeñas centrales hidráulicas que eventualmente, aunque en pequeña escala, podrían convertirse en una fuente adicional de abastecimiento.

La evolución de la potencia instalada por fuente en los últimos 30 años se puede ver en la Figura 1.

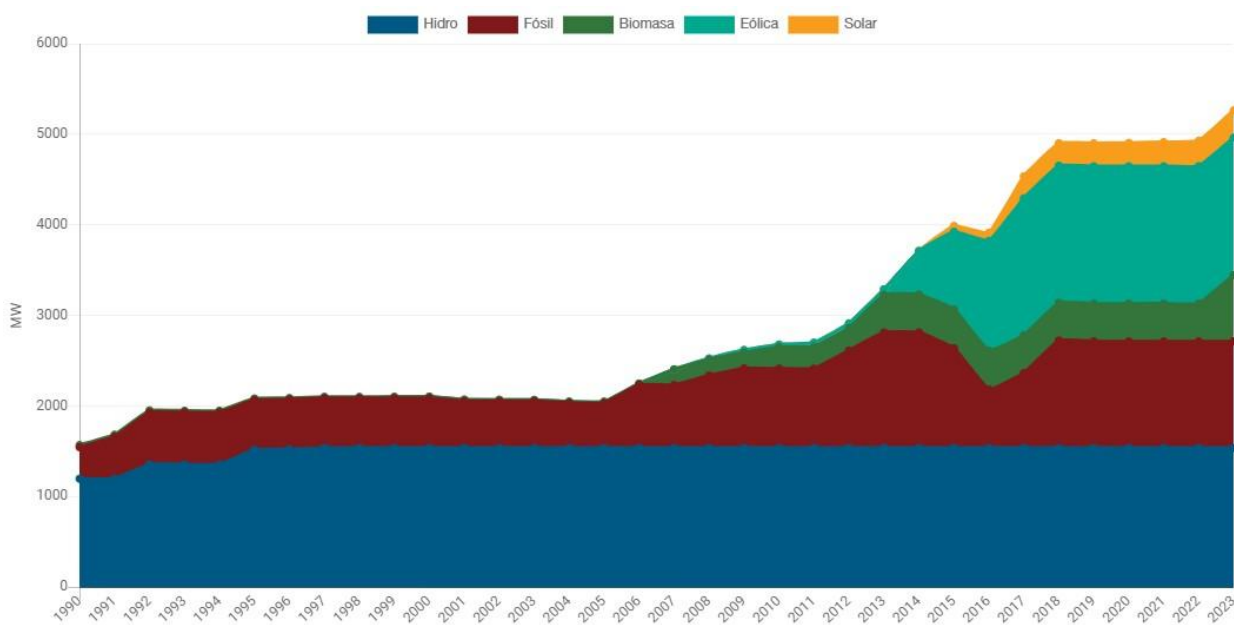


Figura 1. Evolución de la matriz eléctrica de Uruguay (1).

1.2. Sector de hidrocarburos

Uruguay cuenta con una única refinería, propiedad de la empresa estatal ANCAP, ubicada en el departamento de Montevideo. Actualmente su capacidad de refinación es de 50.000 barriles por día (8.000 m³/día) y produce principalmente gasoil, gasolinas, fueloil, GLP (butano y propano) y turbocombustibles, entre otros. El petróleo crudo ingresa al país por la terminal petrolera del Este, en José Ignacio, departamento de Maldonado. A través de una boya ubicada a 3.600 metros de la costa se recibe el petróleo y es transportado a través de un oleoducto de 180 km hasta llegar a la refinería de Montevideo. Por su parte, los combustibles y demás productos derivados son transportados a todo el país por vía terrestre y marítima, utilizando las plantas de distribución ubicadas en los departamentos de Montevideo, Colonia, Durazno, Paysandú y Treinta y Tres, como se muestra en la Figura 2.



Figura 2. Distribución geográfica de infraestructura asociada de petróleo y derivados.

En lo que se refiere al gas natural, es abastecido por Argentina a través de dos gasoductos con una capacidad total de 6.000.000 m³/día. En la región noreste del país se ubica el gasoducto del litoral, operado por ANCAP, con una capacidad de 1.000.000 m³/día. Su tendido se inicia en Entre Ríos (Argentina) y finaliza en la ciudad de Paysandú. Cuenta con un recorrido total de 27.200 metros de cañería (incluye ramales de distribución en Uruguay y el tramo sobre el puente internacional) y abastece a la red de distribución local.

El segundo gasoducto se encuentra en la zona suroeste del país y es operado por Gasoducto Cruz del Sur (GCDS). El sistema se extiende desde Punta Lara (Argentina) hasta la ciudad de Montevideo y sus alrededores, pasando por los departamentos de Colonia, San José y Canelones. Tienen una capacidad de 5.000.000 m³/día y está formado por dos gasoductos troncales, uno subfluvial para el cruce del Río de la Plata y otro terrestre entre Colonia y Montevideo, así como varios gasoductos laterales que alimentan las distintas localidades con una extensión total de 400 km.

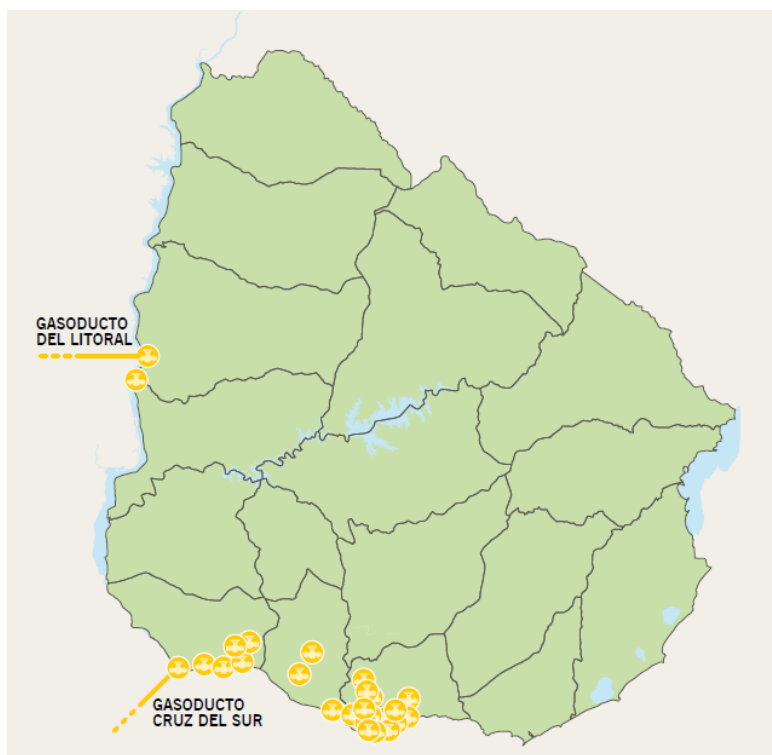


Figura 3. Distribución geográfica de puntos de entrega de gas natural.

1.3. Sector de biocombustibles

Los biocombustibles se utilizan principalmente en el sector transporte en mezclas con gasolinas y gasoil. La ley 18.195 (14/11/2007) y su derecho reglamentario 523/008 (27/10/2008) constituyen el marco legal para la producción, comercialización y utilización de agrocombustibles en el país.

Respecto a la **producción de bioetanol**, Alcoholes del Uruguay (ALUR) cuenta actualmente con dos plantas de elaboración ubicadas en el norte del país. ALUR gestiona desde 2006 el ingenio azucarero de la cooperativa CALNU en Bella Unión (Departamento de Artigas). En dicho complejo agro energético-alimentario se realiza la producción de bioetanol, azúcar, energía eléctrica y alimento animal, principalmente a partir de jugo y melaza de caña, así como de jugo de sorgo dulce (aunque en menor medida). Según datos suministrados directamente por la empresa, la capacidad de esta planta es de 120 m³/día de bioetanol y opera de mayo a octubre. En varias oportunidades ha operado a capacidad mayor de la nominal (140-190 m³/día).

En octubre de 2014 se inauguró una nueva planta de producción de etanol en el departamento de Paysandú, con una capacidad instalada de 70.000 m³/año. La planta puede procesar sorgo granífero, maíz, trigo y cebada, funcionando de continuo a lo largo del año, para producir bioetanol y alimento animal.

En el caso de la **producción de biodiesel**, ALUR cuenta con dos complejos industriales ubicados en el departamento de Montevideo. La planta N°1 se encuentra en el Paso de la Arena y tiene una capacidad de producción de biodiesel de 18.000 m³/año, a partir de aceite refinado, aceite usado de frituras y sebo vacuno. Además, como producto, elabora glicerina. Esta planta actualmente no está operativa. La Planta N°2, que sí está operativa, se encuentra ubicada en Capurro y posee una capacidad instalada de 62.000 m³/año de biodiesel, generados a partir de aceite vegetal, aceite usado de fritura y sebo vacuno. Los productos son biocombustibles, oleína y glicerina.

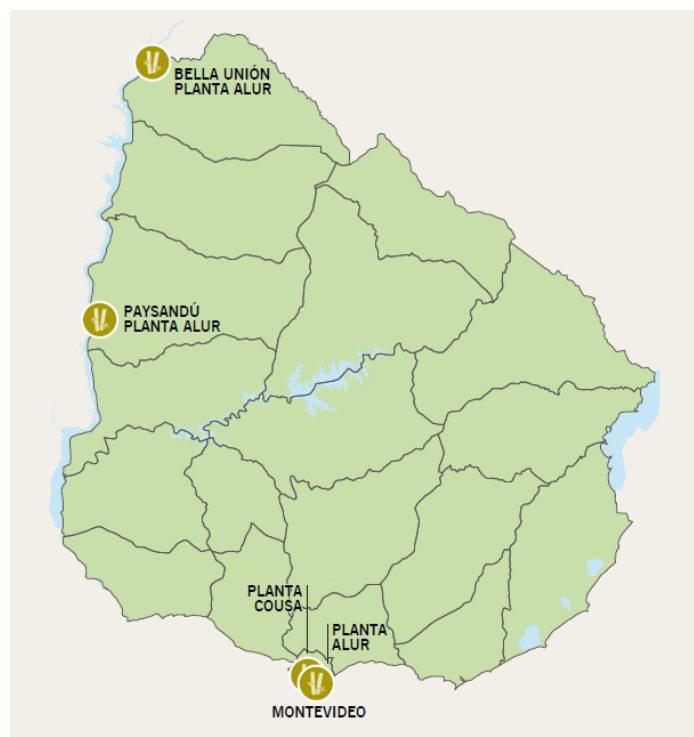


Figura 4. Distribución geográfica de plantas de biocombustibles.

Tabla 1: Producción de biocombustibles en Uruguay.

Biofuel	Instalaciones de producción	Capacidad instalada total de producción (operativa) 2022
Bioetanol	Planta ALUR Bella Unión (Artigas) Planta ALUR Paysandú	95.800 m ³ /año
Biodiesel	Complejos industriales en el departamento de Montevideo - Planta N°1: Paso de la Arena - Planta N° 2: Capurro	50.000 ton/año

Combustibles sintéticos para aviación

El sector de la aviación representa aproximadamente el 2,5 % de las emisiones globales de CO₂ (Our World in Data, 2024), y se prevé que dichas emisiones continúen aumentando a medida que el tráfico aéreo siga creciendo en los próximos años. A modo de ejemplo, el tráfico aéreo de pasajeros creció un 7,1% interanual en octubre de 2024 respecto al año anterior (datos de IATA (*International Air Transport Association*)).

En el caso concreto de la aviación, se están realizando grandes esfuerzos y se están desarrollando distintos combustibles que permitan desplazar el consumo de los derivados del petróleo. Dichos combustibles están sujetos a dos tipos de certificaciones: una técnica, que busca asegurar que el

combustible cumpla las características requeridas para que pueda ser usado en una aeronave y sea considerado un Combustible de Aviación Alternativo (AAF, Alternative Aviation Fuel); y otra adicional de sostenibilidad, que busca asegurar que cumpla unos requisitos medioambientales y pueda ser considerado un Combustible Sostenible de Aviación (SAF, Sustainable Aviation Fuel). Además, estos combustibles pueden diferenciarse según tengan un origen biológico o no, siendo los combustibles sintéticos de origen biológico o biocombustibles aquellos que producidos mediante el tratamiento químico o físico de materia orgánica de origen biológico y los combustibles sintéticos de origen no-biológico aquellos producidos mediante el tratamiento químico o físico de una materia prima que no tiene un origen biológico (como, por ejemplo, hidrógeno producido mediante electrólisis y CO₂ capturado del aire).

En el contexto europeo, el Consejo de la Unión Europea lanzó un conjunto de medidas denominadas "Fit for 55" con el objetivo de revisar y actualizar la legislación actual de la UE y poner en marcha nuevas iniciativas para garantizar que las políticas de la UE se ajustan a los objetivos climáticos generales acordados por el Consejo y el Parlamento Europeo. El objetivo principal es proporcionar una marco coherente y equilibrado para alcanzar los objetivos climáticos de la UE, dónde sean capaz de garantizar una transición equitativa y socialmente justa, mantenga y refuerce la innovación y competitiva en la industria del UE con otros países y ayude a mantener la posición de liderazgo de la UE en la lucha mundial contra el cambio climático.

Dentro del paquete de medidas "Fit for 55", en octubre del 2023 el Consejo y el Parlamento Europeo alcanzaron un acuerdo político para descarbonizar el sector de la aviación, denominado como *ReFuelEU Aviation*, la finalidad del reglamento es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE en un 55% como mínimo de aquí a 2030, en comparación con los valores de 1990.

ReFuelEU Aviation fija unas acciones principales de cumplimiento que obliga a (1):

- Los proveedores de combustible de las aeronaves de los aeropuertos a introducir un % mínimo de SAF en el combustible utilizado. Dicho porcentaje irá aumentado de forma progresiva en el tiempo, fijándose en último punto el 2050 con un 70% (véase Figura 5).

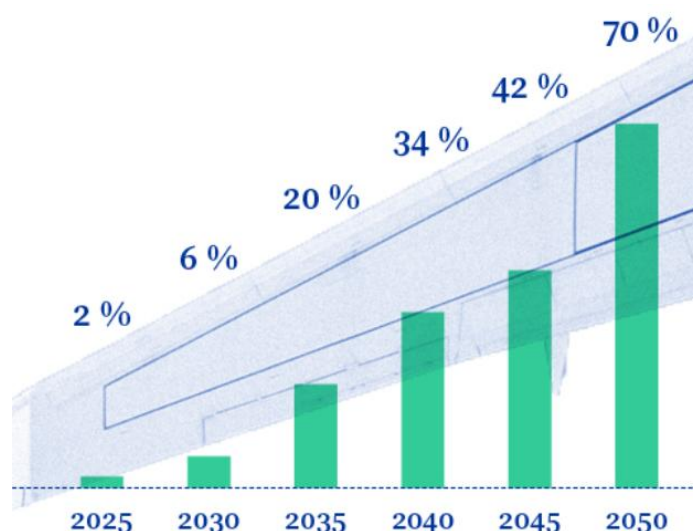


Figura 5. Porcentaje mínimo de suministro de combustibles de aviación sostenibles en (%). (3)

- Los operadores de aeronaves garanticen que la cantidad anual de combustible de aviación que se abastezca en un determinado aeropuerto de la Unión represente, como mínimo el 90% del combustible de aviación requerido anualmente, a fin de evitar las prácticas de sobrepostaje que generan más emisiones por exceso de peso.
- Los aeropuertos de la UE deben garantizar toda la infraestructura necesaria para suministrar, almacenar y repostar los combustibles sostenibles de aviación.
- La creación de un sistema de etiquetado de la Unión Europea sobre el rendimiento medioambiental para los operadores de las aeronaves que utilicen combustibles sostenibles, para que los consumidores tengan la opción de identificar y elegir los vuelos más ecológicos.
- Los proveedores de combustibles y los operadores de aeronaves deberán llevar una recopilación de datos para realizar un seguimiento de las repercusiones del Reglamento en la competitividad de los operadores y plataformas de la Unión.

A su vez, dentro del Reglamento se definen las categorías de combustibles de aviación sostenibles y combustibles sintéticos para aviación admisibles incluyendo los biocarburantes certificados, los combustibles de origen no biológico dónde se incluye el hidrógeno y los combustibles de aviación de carbono reciclado que cumplan los criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones de la Directiva sobre Fuentes de Energía Renovables, así como los combustibles con bajas emisiones de carbono para la aviación, dónde se incluye el hidrógeno producido con bajas emisiones.

El grueso del Reglamento define como el punto de implantación el 1 de enero de 2025, dónde el % de combustibles sostenibles para aviación debe ser de un 2%.

Por otro lado, IATA a 31 de enero de 2025, ha lanzado un comunicado dónde ha determinado la metodología con la que va a realizar para la contabilización y elaboración de informes sobre las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la implementación del uso del nuevo combustible de aviación sostenible que se va a utilizar. La definición de este proceso es determinante para poder contabilizar los beneficios ambientales del uso de SAF, con independencia de la ubicación. A su vez, ayudará para que las aerolíneas reclamen los beneficios de los combustibles sostenibles derivados de sus obligaciones reglamentarias y voluntarias, este paso ayudará a la creación de un mercado mundial de SAF. Hay que destacar que IATA representa alrededor de 340 líneas aéreas que supone el 80% del tráfico aéreo global (2).

A mediados del año 2024, IATA planteó que, aunque queda mucho por desarrollar para lograr el cumplimiento de los objetivos, el aumento de la producción se empieza a hacerse visible. La producción de combustibles renovables se encuentra en el objetivo de muchos sectores. IATA contabiliza que se van a poner en marcha en 2030 un total de 140 proyectos con capacidad de producir SAF, que alcanzarán con un total de 51 millones de toneladas de combustibles renovables. A junio de 2024, la producción de SAF sólo se encuentra en el 3% de producción total (3).

Otros países como Estados Unidos, en septiembre del 2022 la Secretaría de Energía publicó la Hoja de Ruta “SAF Grand Challenge Roadmap” plasmando como objetivo utilizar un 10% de SAF del total de los combustibles para el 2030 y las cero emisiones netas para 2050.

Por tanto, el mercado de la producción de SAF se va a implementar de forma colosal ya que va a ser demandado a nivel mundial. Los países que se adentren en la producción de SAF, tendrán una posición privilegiada y estratégica frente a los demás.

1.4. Certificación AAF

Para que el SAF pueda utilizarse en el motor de una aeronave, debe cumplir las estrictas normas de certificación establecidas por la ASTM International (*American Society for Testing and Materials International*), con el objetivo de garantizar las fiabilidad y seguridad en la aeronave. Una de la norma es la ASTM D7566, *Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons*, que detalla la materia prima para la producción del nuevo combustible, el proceso utilizado para su conversión en combustible sintético y el límite de mezcla con el combustible de aviación convencional (4). Por otro lado, se encuentra la norma ASTM D1655. *Standard Specification of Aviation Turbine Fuels, empleada en Aviación comercial en EEUU y DEF STAN 91-091. Turbine fuel, Kerosene Type, Jet A1*; aviación comercial internacional que adopta los mismos requisitos que ASTM D7566. Por último, la norma ASTM D4054 *Standard Practice for Qualification and Approval of New. Aviation Turbine Fuels and Fuel Additives*”, define el proceso mediante el cual evaluar el combustible sintético procedente de la mezcla, el proceso de transformación y los requisitos de acabado. La norma ASTM D4054 establece unas pruebas y fases que conllevan tiempos de entre 3-7 años, por ello en el 2020 ASTM aprobó un nuevo proceso para SAF con límites menores de 10% (Anexo 4) con un periodo de evaluación aproximado menor de 2 años.

A julio de 2023, existen ocho métodos de producción aprobados y recogidos como anexos entre la norma ASTM D7566 y D1655 (Tabla 2):

Tabla 2. Procesos de conversión aprobados por ASTM (5).

Referencia ASTM	Proceso de conversión	Abreviatura	Posibles materias primas	Porcentaje mezcla máximo.
ASTM D7566 Anexo A1	Queroseno parafínico sintetizado hidroprocesado Fischer-Tropsch	FT	Carbón, gas natural, biomasa	50%
ASTM D7566 Anexo A2	Queroseno parafínico sintetizado a partir de ésteres hidroprocesados y ácidos grasos	HEFA	Aceites vegetales, grasas animales, aceites de cocina usados.	50%
ASTM D7566 Anexo A3	Isoparafinas sintetizadas a partir de azúcares fermentados hidroprocesados	SIP	Biomasa utilizada para la producción de azúcar	10%
ASTM D7566 Anexo A4	Queroseno sintetizado con aromáticos derivados por alquilación de aromáticos ligeros de fuentes distintas del petróleo	FT-SKA	Carbón, gas natural, biomasa	50%
ASTM D7566 Anexo A5	Alcohol para inyectar queroseno parafínico sintético	ATJ-SPK	Etanol, isobutanol e isobuteno a partir de biomasa	50%
ASTM D7566 Anexo A6	Combustible para aviones mediante hidrotermólisis catalítica	CHJ	Aceites vegetales, grasas animales, aceites de cocina usados	50%

ASTM D7566 Anexo A7	Queroseno parafínico sintetizado a partir de ésteres hidroprocesados de hidrocarburos y ácidos grasos	HC-HEFA-SPK	Algas	10%
ASTM D7566 Anexo A8	Queroseno parafínico sintético con aromáticos	ATJ-SKA	Alcoholes C2-C5 de biomasa	
ASTM D1655 Anexo A1	Cohidroprocesamiento de ésteres y ácidos grasos en una refinería de petróleo convencional		Aceites vegetales, grasas animales, aceites de cocina usados procedentes de biomasa procesada con petróleo.	5%
ASTM D1655 Anexo A1	Cohidroprocesamiento de hidrocarburos Fischer-Tropsch en una refinería de petróleo convencional		Hidrocarburos Fischer-Tropsch coprocesados con petróleo	5%
ASTM D1655 Anexo A1	Coprocesamiento de HEFA	Ésteres/ácidos grasos hidroprocesados a partir de biomasa		10%

Los combustibles producidos mediante estos métodos de producción son considerados drop-in fuels, lo que significa que, desde el punto de vista logístico, pueden ser tratados como un combustible tradicional, usando sus mismas infraestructuras de transporte, almacenamiento y suministro

Actualmente se está estudiando el aumento del porcentaje de la mezcla con combustibles tradicionales, incluso permitir el uso de SAF al 100% en aeronaves. Por otro lado, 11 nuevos métodos se encuentran en proceso de evaluación.

El proceso de Metanol to Jet actualmente no se encuentra entre los procesos certificados para la producción de SAF, pero sí como los procesos pendientes de ser aprobados, encontrándose en evaluación por ASTM.

1.5. Certificación ambiental

La Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) estableció un Sistema de Compensación y Reducción de Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA, *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*) con el fin de disminuir las emisiones de CO₂ de la aviación. Los requisitos para que un combustible sea considerado SAF por CORSIA están recogidos en el documento *CORSIA Sustainability Criteria for CORSIA Eligible Fuels* (6), cuyos principios son:

- 1. Gases de efecto invernadero (GEI):** Los SAFs deben generar menores emisiones de carbono en su ciclo de vida que los combustibles convencionales.
- 2. Stock de carbono:** Los SAFs no deben fabricarse a partir de biomasa obtenida de tierras con altas reservas de carbono, como son los bosques existentes anteriormente al proyecto de producción de SAFs.

3. **Reducción permanente de GEI.** La producción de SAF debe reducir de forma permanente las emisiones atribuidas a su uso.
4. **Agua:** La producción de SAFs debe mantener o mejorar la calidad y disponibilidad del agua.
5. **Suelo:** La producción de SAFs debe mantener o mejorar la salud del suelo.
6. **Aire:** La producción de SAFs debe minimizar los efectos negativos sobre la calidad del aire.
7. **Conservación:** La producción de SAFs debe mantener la biodiversidad, el valor de conservación y los servicios del ecosistema.
8. **Residuos y productos químicos:** La producción de SAFs debe promover la gestión y el uso responsable de residuos y productos químicos.
9. **Impactos sísmicos y vibratorios.** La producción de SAFs debe minimizar los impactos acústicos, sísmicos y vibratorios.
10. **Derechos humanos y laborales:** La producción de SAFs debe respetar los derechos humanos y laborales.
11. **Derechos y uso de la tierra:** La producción de SAFs debe respetar los derechos de uso de la tierra, incluidos los derechos indígenas y/o tradicionales.
12. **Derechos de uso del agua:** La producción de SAFs debe respetar los derechos formales o tradicionales de uso del agua previos.
13. **Desarrollo local y social:** La producción de SAFs debe contribuir al desarrollo social y económico de las regiones en situación de pobreza.
14. **Seguridad alimentaria:** La producción de SAFs debe promover la seguridad alimentaria en las regiones con inseguridad alimentaria.

Método fischer-tropsch

Dentro de los procesos de producción de SAF, en este punto se va a estudiar el método Fischer-Tropsch con materia prima: hidrógeno que proviene de electrolisis con energías renovables, y con CO₂ que será captado de un proceso industrial. El H₂ y el CO₂ se convertirán en gas de síntesis (una mezcla de CO y H₂) mediante una reacción RWGS (*Reverse Water Gas Shift*) y posteriormente, ese gas de síntesis se convertirá en hidrocarburos mediante una reacción de Fischer-Tropsch. Por lo tanto, serán necesarios varios módulos en la planta de producción de combustibles:

- Módulo de **generación de energía eléctrica**.
- Módulo de **producción de H₂**.
- Módulo de **captura de CO₂**.
- Módulo de **producción de FT-SPK**.

Este último, según publica Zang et al. (2021) (7), consta de seis áreas de proceso (véase la Figura 6):

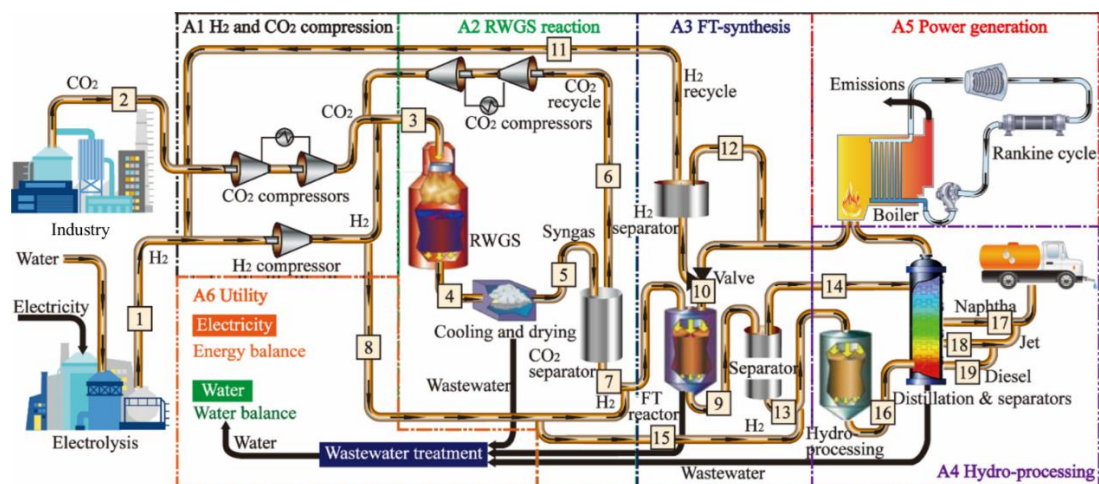


Figura 6. Diagrama de flujo del sistema de producción de combustible a partir de H₂ y CO₂ basado en el proceso de RWGS y un proceso de FT (9).

- **A1:** área de compresión de H₂ y CO₂.
- **A2:** área de reacción RWGS
- **A3:** área de síntesis FT
- **A4:** área de hidroprocesamiento
- **A5:** área de generación de energía
- **A6:** área de utility

El H₂ (flujo 1) y el CO₂ (flujo 2) se comprimen en la zona de compresión (A1) para ser suministrados a 25 bar a todo el sistema. En la zona de reacción RWGS (A2), el H₂ reacciona con CO₂ a través de la reacción RWGS ($\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$) bajo unas condiciones de 600 °C, 24,5 bar, y con una relación molar H₂/CO₂ igual a 1,0 para producir gas de síntesis (flujo 4). Tras su enfriamiento y secado, mediante un separador se extrae CO₂ de la corriente consiguiendo así un gas de síntesis con alto contenido en CO (con una relación molar H₂/CO de 1,81). A continuación, en la zona de síntesis FT (A3), el gas de síntesis con alto contenido de CO (flujo 7) procedente de A2 se enriquece con más H₂ (flujo 8) procedente de A1 hasta una relación molar H₂/CO de 2,20 para formar hidrocarburos líquidos en el reactor FT (flujo 9) ($n\text{CO} + (2n+1) \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n\text{H}_2\text{O}$) y para producir gas efluente (compuesto por el flujo 10 con CO, H₂ y cadenas de hidrocarburos C1-C5). El gas efluente (flujo 10) fluye a través de una PSA para el reciclaje de H₂ (flujo 11); y el flujo de combustible restante (compuesto por el flujo 12 con CO, H₂ y cadenas de hidrocarburos C1-C5) se

utilizan en el área de generación de energía (A5). Mientras tanto, los hidrocarburos líquidos (flujo 9) son separados entre las ceras (flujo 13) e hidrocarburos ligeros (flujo 14) en un separador en la zona de hidroprocesamiento (A4). Estas ceras son posteriormente craqueadas con H_2 , generando hidrocarburos más ligeros (flujo 16). A continuación, todos los hidrocarburos (flujos 14 y 16) son introducidos en un destilador para separar entre naftas (flujo 17), queroseno (flujo 18) y diésel (flujo 19). Todos los residuos combustibles de otras zonas de reacción se introducen en una caldera (A5) para generar energía y suministrar calor para el sistema.

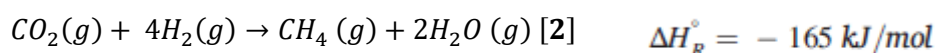
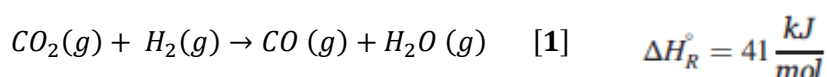
El queroseno resultante, al ser producido según un proceso recogido en la ASTM D7655, podrá ser certificado como AAF; además, si se realiza siguiendo los principios marcados por la OACI en CORSIA, también será certificable como SAF.

1.6. Condiciones del proceso

El proceso de producción de SAF engloba dos procesos principales, rWGS y FT. Determinar las condiciones óptimas de operación de estos procesos traerá consigo la optimización del objetivo principal que es la producción de SAF.

1.6.1. rWGS

Este proceso de rWGS se basa en una reacción endotérmica —véase Ecuación [1]—, donde el dióxido de carbono y el hidrógeno reaccionan para dar lugar a monóxido de carbono y vapor de agua. Uno de los principales retos de las tecnologías rWGS la problemática va ligada a las condiciones operativas requeridas. Dada la naturaleza endotérmica de la reacción, uno de los grandes desafíos es llevar a cabo el proceso a bajas temperaturas teniendo como objetivo minimizar el consumo de energía. Desafortunadamente en el rango de bajas temperaturas, presenta competencia directa con la reacción de Sabatier o de metanación —véase Ecuación [2]—, la cual prevalece sobre la rWGS a temperaturas inferiores a 450 °C, lo que acaba justificando las habituales **temperaturas comprendidas entre 600-1.000 °C del rWGS**.



Debido a la relativamente reciente implantación de tecnologías de captura de CO_2 , esta potencial materia prima no había sido prácticamente contemplada como vía para la producción de combustibles sintéticos hasta hace escasos años, lo que ha provocado que el grado de madurez tecnológica del rWGS no sea tan avanzado como ocurre con FT. Tras dicho interés en el proceso se han realizado y se están realizando diversos estudios para mejorar el proceso. Algunas de las conclusiones genéricas que se pueden considerar de dichos estudios, en base a sus condiciones de operación y diseño son:

- Catalizadores más probados hasta la actualidad son de Ni, Ru, Cu, Fe y Pt, normalmente soportados en óxidos metálicos. (8)
- Temperaturas elevadas favorecen la reacción de RWGS y permiten obtener un mayor rendimiento en CO debido a su carácter endotérmico —véase la Figura 7—.

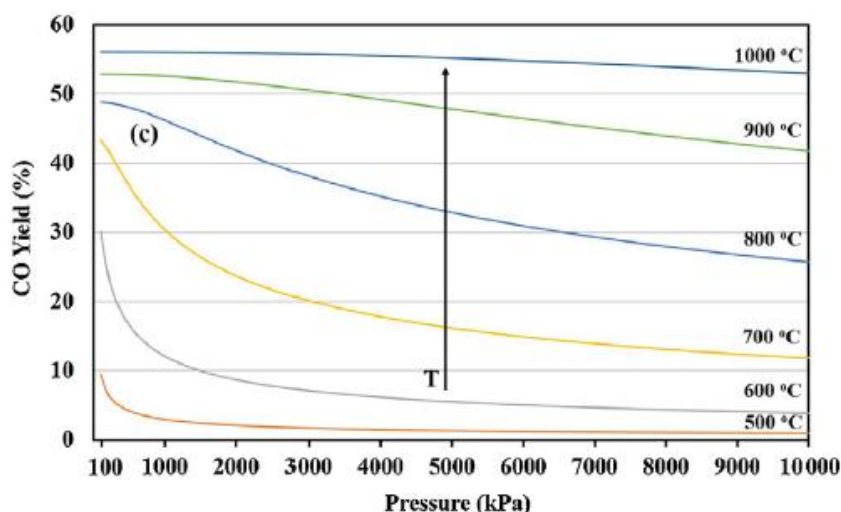


Figura 7. Rendimiento CO con respecto a la T y P. (11)

- Mayores ratios de H_2/CO_2 proporcionan un mayor grado de conversión del CO_2 — véase Figura 8—. Si el proceso se encuentra por **debajo de 450-500 °C** esta conversión será mayoritaria a **CH_4** (reacción de Sabatier), mientras que por **encima de 600 °C**, la conversión mayoritaria será a **CO** (reacción rWGS) — véase Figura 8 —. Sin embargo, se debe tener presente que **para el proceso de FT, ratios elevados de H_2/CO dificultan la formación de hidrocarburos de cadena larga**, por lo que excesivos caudales de H_2 en rWGS se traducirán posteriormente en dificultades en FT para obtener los combustibles sintéticos deseados o la necesidad de añadir una etapa extra de separación de H_2 para ajustar dicho ratio. Es por ello que un ratio H_2/CO_2 de 1-2 suele ser el más común.

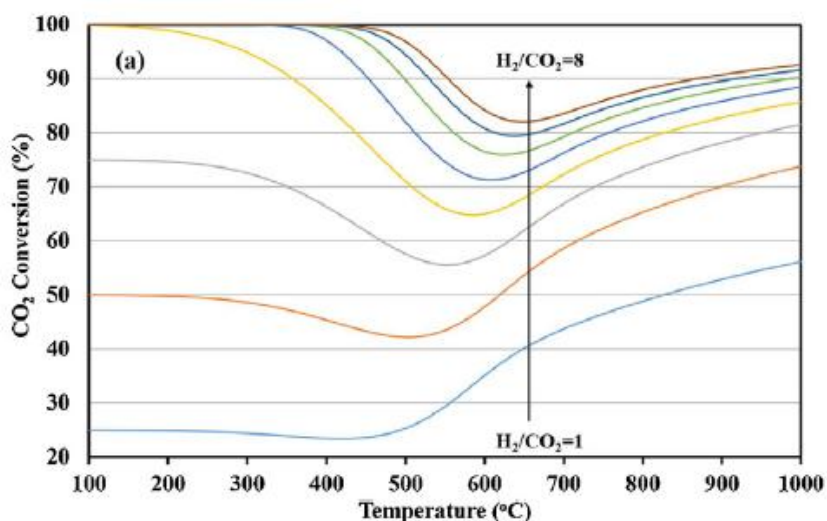


Figura 8. Conversión de CO_2 con respecto a la T y ratio H_2/CO_2 . (11)

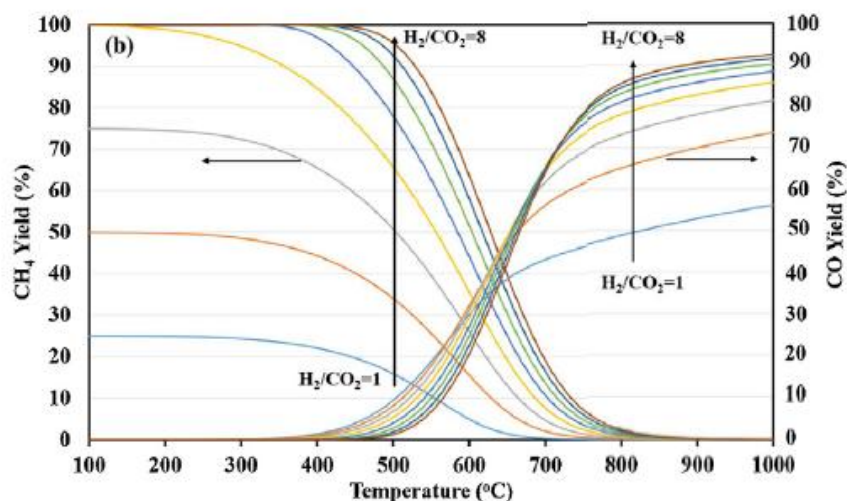


Figura 9. Rendimiento CH₄ y CO con respecto a T y ratio H₂/CO₂. (11)

- Influencia no tan relevante de la presión como las anteriores variables. Aún así, se ha observado como de forma general mayores presiones disminuyen el rendimiento de la reacción a CO. Este efecto queda más diluido o amortiguado a altas temperaturas (900-1.000 °C).

1.6.2. FT

A pesar del relativo componente innovador que supone la producción de combustibles sintéticos a partir de H₂ y CO₂ procedentes de la concatenación de procesos de rWGS + FT, lo cierto es que en especial este último proceso presenta ya un recorrido o bagaje previo que se remonta prácticamente un siglo atrás.

Así, debido a la necesidad de combustibles durante la II Guerra Mundial, Alemania llegó a instaurar hasta 9 plantas de Fischer Tropsch por todo su territorio, consiguiendo en total una capacidad de producción de hasta **14.000 bpd**, empleando como materia prima **carbón** que tras ser previamente **gasificado** daría como resultado un syngas que alimentaría a este tipo de unidades.

Otro de los países que apostó y que sigue apostando por la tecnología de FT es **Sudáfrica**, implantando desde mitad de los 50 del siglo pasado plantas de producción de combustibles sintéticos a partir de la gasificación de carbón, el cual ha sido progresivamente sustituido por **gas natural**. Todo esto ha permitido el **aumento progresivo de escalas** de este proceso, llegando a alcanzar el conjunto de plantas de **Sasol II y Sasol III** (ubicadas en este país) una capacidad de **150.000-160.000 bpd** de olefinas ligeras, gasolinas y otros subproductos, empleando hasta 80 gasificadores tipo Lurgi FBFB "Fixed Bed Dry Bottom" (9).

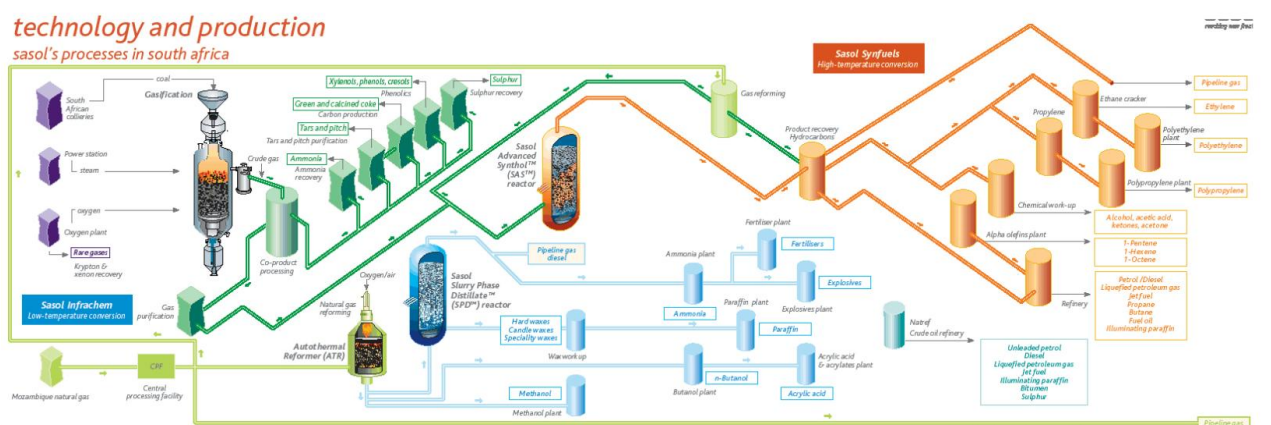


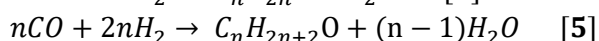
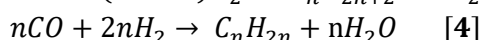
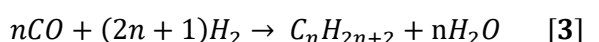
Figura 10. Esquema de la planta Sasol. (12)

La segunda planta con mayor capacidad productiva de FT, y una de las más modernas (construida y arrancada entre 2007-2011) es la de **Rass Lafan (Qatar)**, con una capacidad de producción de **140.000 bpd** a partir de gas natural. Algunos otros ejemplos de plantas de FT son la de **PetroSA (Sudáfrica)** con **20.000-35.000 bpd**, **Bintulu (Malasia)** con **14.500 bpd** o la planta a nivel demostrativo de **Rentech, Colorado (USA)** con **10 bpd** (9).

Este amplio abanico de capacidades de producción demuestra como la **tecnología FT** es desde el punto de vista tecnológico lo **suficientemente madura y flexible** como para adaptarse/**escalars** **a la capacidad que sea necesaria**.

De forma muy básica, el proceso de FT puede ser entendido tanto como una reacción de hidrogenación como de polimerización, en la que el enlace C-O se rompe, para formar tanto nuevos enlaces C-H como C-C, dando lugar a unidades de CH₂ que se irán sucesivamente encadenando dando lugar al crecimiento de la cadena hasta que ocurran las correspondientes reacciones de terminación, dando como resultado **reacciones globales tipo ecuación [3], [4] y [5]**. La competencia entre las reacciones de crecimiento de cadena y de terminación darán como resultado una mayor o menor longitud de los hidrocarburos formados, siendo la **probabilidad de crecimiento de cadena, α**, la que determine la **distribución final de la corriente producto** (siguiendo el modelo de distribución aceptado de Anderson-Schulz-Flory (ASF)).

Reacciones FT



oxigenados

Formación de parafinas

Formación de olefinas

Formación de alcoholes y compuestos

Siendo **n** el **número de C** de la cadena.

Distribución según modelo de Anderson-Schulz-Flory (ASF). (10)

$$\log \frac{W_n}{n} = n * \log \alpha + \log \frac{(1-\alpha)^2}{\alpha} \quad [6]$$

Siendo W_n la relación másica de cada hidrocarburos, α la probabilidad de crecimiento.

Dando este modelo para cada α las siguientes distribuciones de cadena (11):

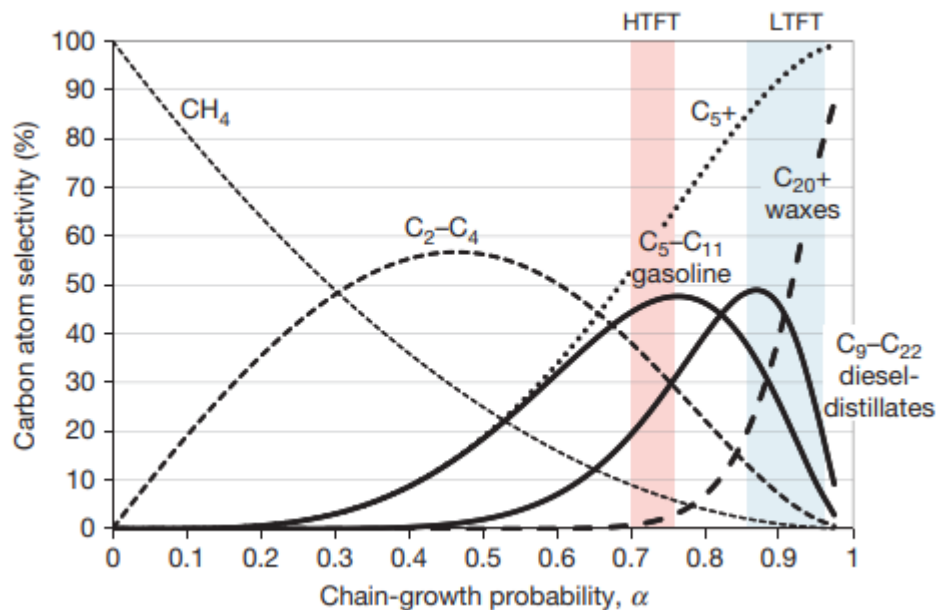


Figura 11. Espectro de hidrocarburos que se producen durante FT dependiendo de α (14).

Esta probabilidad de crecimiento de cadena, α , presenta por tanto una relevancia fundamental a la hora de optimizar/maximizar la cantidad de producto final deseado, siendo múltiples las **variables y condiciones de proceso** capaces de modificarla. Entre las principales cabe destacar **temperatura, presión, ratio H_2/CO , tipo y cantidad de catalizador, configuración de reactor**. (11)

- Temperatura: en función de las temperaturas empleadas se presentan dos tipos de procesos:
 - o *HTFT (High Temperature Fischer Tropsch)*: con temperaturas de operación comprendidas entre **320-350 °C**. Altas temperaturas **favorecerán la terminación** de las cadenas (a través de un aumento de desorción de productos), dando como resultado cadenas de hidrocarburos más cortas con menor α (típicamente entre 0,7-0,75), favoreciendo distribuciones asemejables a gasolinas o naftas (C5-C11).
 - o *LTFT (Low Temperature Fischer Tropsch)*: con temperaturas de operación comprendidas entre **200-250 °C**. Por el contrario favorecerán distribuciones de cadenas más largas, entre C9-C22, siendo más indicado para la formación de diesel o incluso de ceras (>C20).
- Presión: aunque presenta una menor influencia que la temperatura, también presenta efectos sobre la reacción a tener en consideración. Así, aumentar la presión del gas de forma general favorecerá la conversión y longitud de la cadena de los productos. Es habitual trabajar en rangos comprendidos entre 20-30 bar.
- Ratio H_2/CO : aumentar ratios de H_2/CO favorecerá una disminución de la longitud de la cadena (menor fuente de C) así como favorecerá la formación de compuestos parafínicos en vez de alquenos al aumentar la probabilidad de terminación de cadenas por hidrogenación. Su valor suele oscilar entre 1,5-3 (aunque lo más habitual es trabajar a **ratios en torno a 2**).

- **Tipo de catalizador:** principalmente se utilizan 2 tipos de catalizador: Fe y Co, favoreciendo cada uno de ellos unas determinadas reacciones y distribuciones de cadena, con unos soportes y promotores asociados en cada uno de los casos. Así, simplificando, el Co favorece la síntesis de compuestos parafínicos de cadena corta, utilizándose de forma típica en LTFT (aunque también puede emplearse el Fe). El Fe por el contrario, favorece la producción de olefinas y compuestos oxigenados, siendo prácticamente el catalizador exclusivo del HTFT (a estas altas temperaturas el cobalto provocaría que prácticamente solo se produjera metano).
- **Configuración de reactor:** pueden ser de lecho fijo (habitualmente multitubulares aunque también existen multicanales), lecho fluidizado o tipo columna "slurry bubble". Dependiendo de la capacidad de producción, tipo de proceso y distribución deseada será necesario el estudio del empleo de uno u otro.

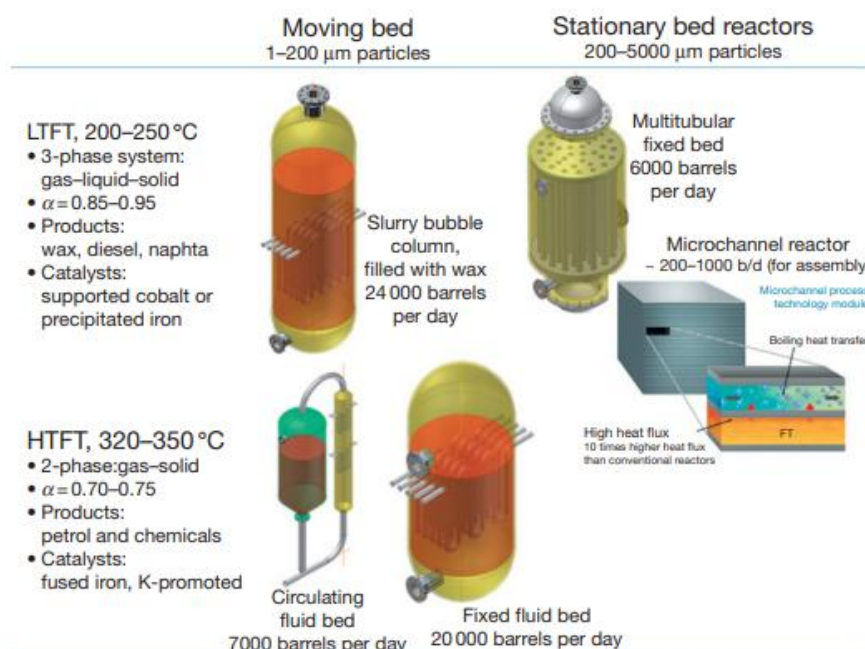


Figura 12. Tipos de reactores de FT (14).

A modo de ejemplo a continuación, se muestran las principales condiciones de proceso de las actuales plantas de FT—véase Tabla 3— de diferentes escalas y ubicaciones.

Tabla 3. Condiciones de proceso de las plantas de FT (11).

Company	Location	Carbon feedstock	Catalyst type	Reactor type	Start-up date	Approximate plant capacity (barrels per day)
Sasol	Sasolburg, South Africa	Initially coal, currently natural gas	Fused Fe/K	HTFT circulating fluidized bed	1955 to ~1985	5000
			Precipitated Fe/K	LTFT multitubular fixed bed	1955	
			Precipitated Fe/K (spray dried)	LTFT slurry phase	1993	
Sasol	Secunda, South Africa	Mostly coal, now supplemented by natural gas	Fused Fe/K	HTFT circulating fluidized bed	1980–1999	160 000
Shell	Bintulu, Malaysia	Natural gas	Co/SiO ₂	HTFT SAS reactor ^a	1995	14 500
PetroSA	Mosselbay, South Africa	Natural gas	Co/TiO ₂	LTFT multitubular fixed bed	1992	
			Fused Fe/K	HTFT circulating fluidized bed (Sasol technology)	1993	22 000
Sasol-OP (Oryx)	Ras Laffan, Qatar	Natural gas	Co/Al ₂ O ₃	LTFT slurry phase	2007	34 000
Shell (Pearl)	Ras Laffan, Qatar	Natural gas	Co/TiO ₂	LTFT multitubular fixed bed	2011	140 000
Chevron-Sasol	Escravos, Nigeria	Natural gas	Co/Al ₂ O ₃	LTFT slurry phase	2013	34 000

^aSAS: Sasol Advanced Synthol, fixed fluidized bed.

Esto viene a demostrar como la **composición y cantidades finales de los productos** puede ser **muy modificable** según las **condiciones de proceso** comentadas anteriormente. Es por ello necesario realizar un estudio y modelado exhaustivo de las mismas en función del producto final que se desee potenciar (para el presente estudio deberá ser el SAF, con un rango de hidrocarburos que puede comprenderse entre C8- C16).

Método metanol (MtJ)

Inicialmente, hay que destacar que la ruta de producción de SAF desde metanol todavía no se encuentra aprobada por la ASTM, como un método para obtención de combustibles sintéticos que se puedan utilizar como combustible para aeronaves. Si bien es cierto, que ya se encuentra en proceso de evaluación.

El método de producción de SAF pasando por metanol, es denominado con *Methanol-to-Jet* (MtJ). El metanol verde se convierte en SAF mediante un proceso combinado de producción de olefinas con metanol (MTO, *Methanol-to-Olefins*), oligomerización y por último fraccionamiento.

Producción de metanol verde o e-metanol

Dentro del proceso, por cada mol de CO₂ se necesitan 3 moles de hidrógeno y será producida un mol de metanol. Por tanto, para producir una tonelada de metanol se necesita, en torno a 1,38 t de CO₂ y 0,19 t de hidrógeno. A grandes rasgos para producir una tonelada de metanol se requiere de 10-11 MWh de electricidad. Con un electrolizador de 100 MW se podría producir unas 225 t/d de e-metanol (12).

El proceso comienza con el tratamiento de los gases de entrada CO₂ e H₂, para ello se realiza el proceso de *Reverse Water Gas Shift* (rWGS), en el cuál obtenemos gas de síntesis de las dos corrientes de entrada. Para mejorar la eficiencia del proceso, se utiliza el propio reactor de rWGS como reformador de gases ligeros del proceso final de obtención de hidrocarburos líquidos. Los gases ligeros son un producto no deseado que se puede reaprovechar, tanto para ser utilizado como materia prima recirculándose en la reacción rWGS o para la obtención de calor si se utiliza

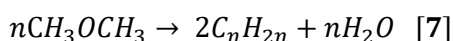
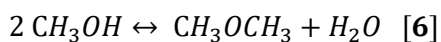
un horno. La corriente de gases ligeros está compuesta principalmente por C1-C4. La reacción rWGS, se da en un reactor de equilibrio Gibbs adiabático que opera entre 800-900 °C a presión atmosférica debido a que la cinética de la reacción es rápida cuando se dan temperaturas dichas presiones (se puede encontrar más información en el Punto 4.1.1 del propio documento) (13).

A partir del gas de síntesis se produce metanol, este proceso se encuentra consolidado El hidrógeno y el CO/CO₂ reaccionan exotérmicamente formando metanol, a su vez se forma agua durante la hidrogenación del CO₂. Los procesos comerciales operan entre 220 y 300°C, con presiones de entre 50 y 100 bar, para desplazar el equilibrio hacia el lado del producto, metanol. Se utiliza un reactor de flujo pistón con Cu-ZnO-Al₂O₃ como catalizador, es el mismo catalizador que se usa para producción de metanol con combustibles fósiles, pero con leves modificaciones con el objetivo de adaptarse a mayores cantidades de agua durante la síntesis de metanol. Dichos catalizadores ya se encuentran disponibles comercialmente a través de Haldor Topsoe, Johnson Matthey y Clariant. Además, se están llevando diferentes investigaciones para utilizar catalizadores que sean capaces de operar en condiciones no tan elevadas de presión y temperatura (12).

A nivel mundial hay diferentes proyectos para producción de e-metanol, desde plantas prototipo como las instaladas en Korea por *Korean Institute of Science and Technology* (KIST) de 100kg/día (2004), como la instalada en Alemania de Total/Sunfire e-CO₂Met project (2022) con una capacidad de 1,5 t/d; a plantas a nivel industrial, como en China la planta Henan Shuncheng Group/CRI de 110.000 t/año y la planta de Australia de la compañía ABEL, de 60.000 t/año (12).

Producción de olefinas.

El metanol se convierte en olefinas (*Methanol-to-Olefins*, **MTO**) tales como etileno y propileno, para ello requiere de un reactor de lecho fluidizado que permite operar de forma continua en condiciones de operación óptimas. Las olefinas se producen debido a la deshidratación del metanol. Se utiliza un catalizador selectivo (normalmente ácidos y porosos como las zeolitas) que sea capaz de operar a moderadas y altas temperaturas. También se producen pequeñas cantidades de parafinas y aromáticos. La temperatura del reactor se encuentra entre valores de 350°C y 550°C debido a la cinética de la reacción, que hace que la temperatura tan elevada favorezca la formación de olefinas, al contrario que ocurren con las parafinas. Las altas presiones favorecen la producción de metanol, disminuyendo la producción de olefina, por lo que las presiones requeridas se encuentran cerca de la presión atmosférica, entre 1-3 bar. A continuación, se muestran las reacciones que tienen que ver en el proceso en las fórmulas [6] y [7].



El metanol se introduce a presión atmosférica y se calienta con el calor de la reacción del reactor. El agua se separa y la mezcla de productos de olefinas, parafinas, aromáticos y oxigenados no convertidos se comprimen y se tratan en una columna de destilación, se podría recuperar las parafinas hasta en un 95%. Los productos del proceso se comprimen a la presión de 40 bar, para continuar con la oligomerización de olefinas.

Oligomerización de olefinas.

Las olefinas producidas anteriormente se convierten en combustibles líquidos, mediante el proceso MOGD ("Mobil's Olefins to Gasoline and Destillates") utilizando un catalizador ZSM-5. Debido a la alta selectividad del catalizador, los productos que se obtienen son cadenas de hidrocarburos ramificadas con metilo, añadiendo propiedades beneficiosas al combustible producido.

El proceso opera en reactores de lecho fijo con múltiples etapas a temperaturas menores de 200-300 °C y a altas presiones entre 50-70 bar. El proceso consta de un diseño de reactores multietapa, con 3 reactores adiabáticos conectados en serie con enfriadores intermedios para eliminar el calor que se libera de las reacciones de oligomerización y un cuarto, que se encuentra en modo regeneración; todos los reactores se van regenerando alternativamente.

Por lo que la configuración general utilizada para la producción de metanol en este proyecto se muestra en la siguiente figura:

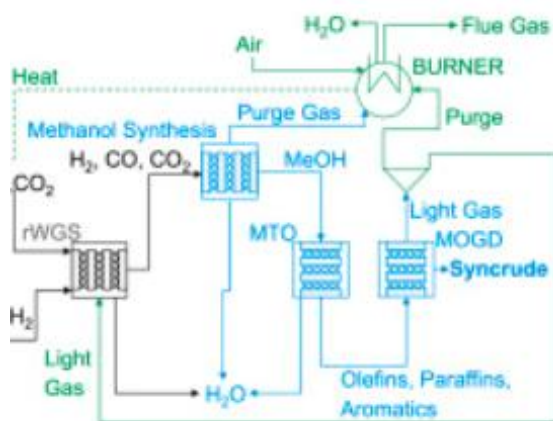


Figura 13. Proceso de producción de queroseno sintético. (16)

A modo de resumen, el H_2 producido mediante electrolisis y energías renovables y el CO_2 capturado del proceso industrial, entraría en el reactor para llevar a cabo la reacción RWGS, dónde se producirá CO y agua. Ese CO y agua junto a H_2 y CO_2 pasarán a producir metanol. El Metanol pasa al reactor de MTO dónde se va a producir olefinas, parafinas y aromáticos. Los gases ligeros de MOGD se reciclan y se introducen en el rWGS. A su vez, se incorporar un quemador para dar salida a parte de los gases ligeros del proceso MOGD junto a los gases de purga del proceso de producción de metanol.

Materias primas

Como se ha indicado en apartados anteriores, para la producción de SAF sintético se requieren dos materias primas: el CO_2 y el H_2 , a su vez para producir el H_2 se necesitan agua y energía renovable y en el caso del CO_2 se captará de un proceso industrial.

1.7. CO₂

Para el caso concreto del carbono, su captura se convierte en un paso imprescindible. Para ello existen dos alternativas principales: la captura del CO₂ presente en la propia atmósfera y la captura de CO₂ de un proceso industrial, antes de que sea emitido a la atmósfera.

Las emisiones biogénicas de CO₂ son las que intervienen en el ciclo natural del carbono. Como ejemplo, la combustión de restos de plantas libera CO₂, pero éste había sido absorbido de la atmósfera previamente por la planta durante su ciclo de vida. En contraposición, las emisiones no biogénicas de CO₂ son las ocasionadas a partir de procesos de combustión, procesamiento o transformación de materiales como la turba, el carbón, el petróleo, el gas natural y los productos que se derivan en última instancia de materiales biológicos pero que no son renovables en los plazos relevantes para las políticas (14). Al quemarse los combustibles fósiles, se libera de la reserva geológica una cantidad excesiva de carbono que no ha estado expuesta antes al sistema biosfera-atmósfera. A su vez, dentro de las fuentes no biogénicas pueden distinguirse las evitables y las inevitables. Las fuentes no biogénicas evitables son aquellas en las que el proceso que las origina sería susceptible de ser reemplazado por otro que no emita CO₂. Un ejemplo de una fuente evitable sería un horno/caldera que usa como combustible gas natural, el cual podría ser reemplazado por otro combustible que no genere CO₂ al ser combustionado, por ejemplo, hidrógeno. Otra alternativa para evitar dicha emisión sería reemplazar la generación de calor por combustión de gas natural por la generación de calor mediante un proceso eléctrico, considerando que esta energía provenga a su vez de un recurso renovable tal como la generación eólica. Por otro lado, las fuentes no biogénicas inevitables son aquellas para las que el reemplazo del proceso que emite CO₂ no esté técnicamente disponible.

1.7.1. Captura de un proceso industrial

En el presente proyecto, el CO₂ será captado de un proceso industrial. Las tecnologías de captura de CO₂ de postcombustión se comenzaron a utilizar de forma amplia en la década de 1970 para suministrar CO₂ al proceso de extracción de petróleo EOR (*Enhanced Oil Recovery*), en el cual se inyectaba CO₂ en condiciones supercríticas (una presión de 80 bar y una temperatura mayor a 31,5 °C) para que se mezclase con el crudo y bajase su viscosidad, permitiendo así aumentar la extracción de petróleo y su rentabilidad económica. La tecnología de captura de CO₂ más utilizado para post-combustión es:

Absorción-desorción

La tecnología de absorción-desorción para captura de CO₂ procedente de los gases de combustión se encuentra muy desarrollada, ya que ha sido ampliamente utilizada en diferentes aplicaciones industriales. Este proceso se basa en el uso de un solvente que es capaz de atrapar y soltar las moléculas deseadas de forma selectiva mediante la aplicación o extracción de energía. En el caso concreto de la captura de CO₂, en la fase de absorción el solvente capta el CO₂ del flujo de combustión; mientras que, en la fase de desorción, ese solvente se recircula fuera de ese flujo y se separa del CO₂, generando así una corriente pura (15).

Los solventes, para ser considerados aptos, deben presentar las siguientes características: alta capacidad de absorción, ratios de absorción elevados para el compuesto a separar, estabilidad térmica y química elevada, requerimiento energético reducido para el proceso de regeneración/desorción, bajo peso molecular, baja viscosidad y baja tasa de degradación. Por ello,

el solvente más extendido es monoetanolamina (MEA), aunque existen otros tipos de aminas que se pueden utilizar para el proceso, como son dietanolamina (DEA), metildietanolamina (MDEA), diisopropanolamina (DIPA), aminoetoxietanol o diglicolamina (DGA); también pueden ser usados el amoníaco y el carbonato potásico (16).

Dentro de los procesos absorción-desorción el solvente MEA es el comúnmente más utilizado y con mayor madurez, por lo que se considera que es la opción idónea.

El proceso de captura de CO₂ con MEA consta de una columna de absorción y otra de desorción. Es un proceso químico donde se da una reacción ácido-base en el que una base débil (MEA) reacciona con un ácido débil (CO₂). La reacción global del proceso de adsorción-desorción se muestra en la fórmula [8].



En la Figura 14 se muestra el diagrama general del proceso de captura de CO₂ con MEA. En la columna de absorción entran los gases de combustión, previamente enfriados, por la parte inferior y se encuentran con la solución de amina acuosa (30% en peso de MEA) que entra por la parte superior de la misma. En este punto MEA y CO₂ reaccionan y el conjunto MEA+CO₂ absorbido se bombea y se calienta en un intercambiador con la corriente de salida de la columna de desorción. En la columna de desorción, el CO₂ se separa de la amina al ser expuesto a temperaturas mayores de 90°C, proceso que ocurre mediante un reboiler. El CO₂ sale por la parte superior de la columna junto a agua que será eliminada por un condensador.

Uno de los atractivos de este proceso es que permite alcanzar ratios de recuperación de 80-90 % con purezas del 99 %; mientras que su principal desventaja de este proceso es su consumo energético, asociado principalmente al reboiler, que asciende a valores del orden de 3,3 GJ por tonelada de CO₂ capturado. Otro factor a tener en cuenta con esta tecnología es la concentración de SO₂ y NO₂ en los gases de combustión, ya que cuando se dan concentraciones mayores de 10 ppmv pueden reaccionar con la amina, formando sales y otros componentes que no pueden ser regenerados con calor, produciéndose por tanto la degradación del solvente (17).

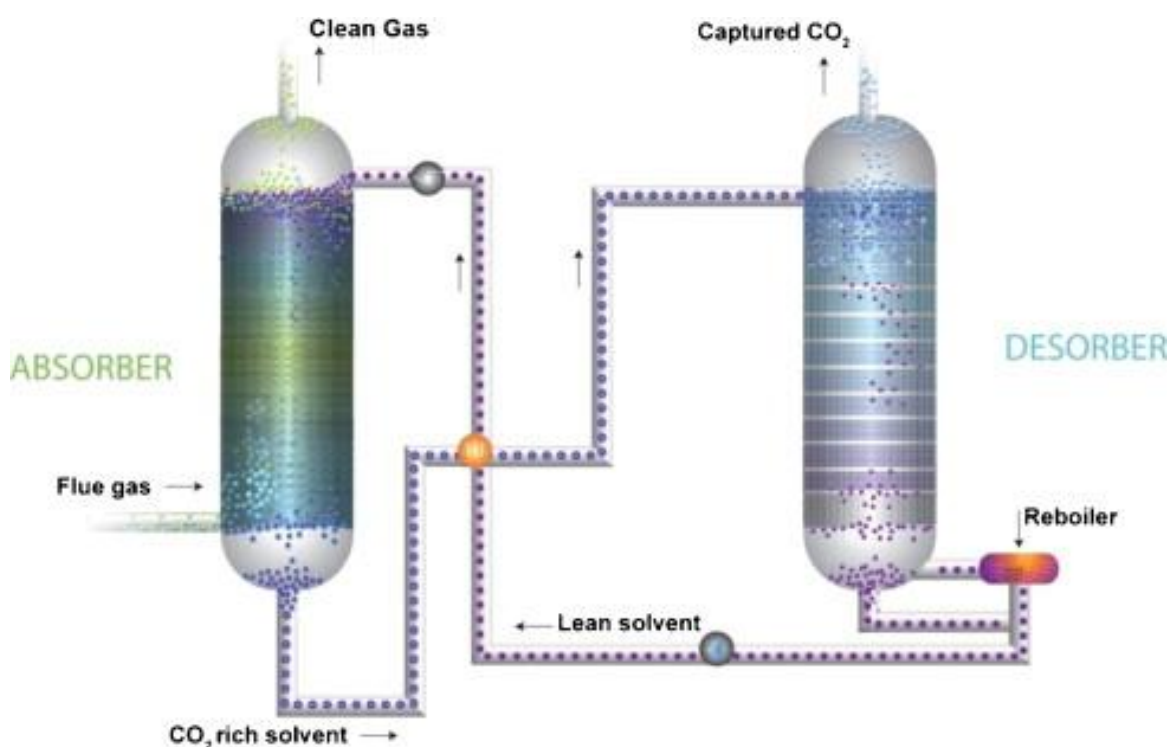


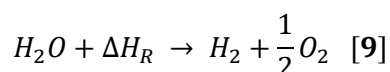
Figura 14. Esquema general del proceso de absorción con aminas (18).

1.8. Hidrógeno

El hidrógeno utilizado en el proceso de fabricación de SAF va a ser producido mediante el proceso de electrólisis con energías renovables con el objetivo de partir de hidrógeno verde.

1.8.1. Tecnologías de producción de hidrógeno.

La producción del llamado hidrógeno verde a partir de energías renovables pasa generalmente por procesos de electrólisis. La electrólisis consiste en una reacción de oxidación inducida por medio de una corriente eléctrica continua que separa un compuesto en los elementos que lo forman. El compuesto más utilizado en este proceso es el agua, lo que da lugar a hidrógeno y oxígeno. El principio general de la electrólisis del agua puede expresarse de la siguiente manera, fórmula [9]:



Actualmente, hay dos tipos de tecnologías disponibles en el mercado para la producción de hidrógeno mediante electrólisis de forma predominante: la alcalina y la polimérica (PEM).

La electrólisis alcalina es una tecnología muy madura a nivel industrial que en el rango de los MW de potencia ofrece muy altas capacidades de producción de hidrógeno. Esta tecnología tiene una durabilidad probada y un comportamiento muy bien conocido, siendo su vida útil del orden de los 20 años con un cambio de stack a las 80.000 horas de funcionamiento. Además, presenta una gran disponibilidad y sus costes específicos son inferiores a los de otras tecnologías.

En su contra, los electrolizadores alcalinos tienen bajas densidades de corriente, el uso de electrolitos altamente corrosivos y el hecho de que requieran trabajar a una potencia estable para funcionar correctamente, la cual debe estar entre el 20%-100% de su capacidad máxima. Además, son necesarios periodos de arranque relativamente largos si se comparan con la tecnología PEM —de 60 minutos en el caso de arranque en frío y de 10 minutos en el caso del arranque en caliente aproximadamente—. Esto es debido a que, al tener un electrolito líquido, puede haber difusión de los gases producidos a través del electrolito que generen atmósferas potencialmente explosivas si las presiones del cátodo y del ánodo no están correctamente equilibradas, por lo que los arranques deben llevarse a cabo aumentando la temperatura y la presión del stack muy lentamente.

La tecnología PEM es capaz de ofrecer densidades de corriente elevadas, que se traducen en un menor tamaño y peso del stack, lo que junto con su menor balance de planta hace que sea una tecnología más compacta. Además, presenta un excelente comportamiento a variaciones en la potencia a la que trabajan, lo que junto con su amplio rango de funcionamiento —10-100%— y sus cortos periodos de arranque —del orden de minutos en el arranque en frío y segundos en el arranque en caliente— hace que sea una tecnología fácil de implantar incluso a escalas pequeñas. Además, su vida útil es similar al caso de la tecnología alcalina: 20 años con cambio de stack a las 80.000 horas. La principal desventaja que presenta la tecnología PEM es su coste, dado que requiere la utilización de catalizadores como el platino. El coste de los equipos es entorno a un 40% más que en el caso de la electrolisis alcalina.

Como el módulo de producción de combustible para aviación de este informe requiere trabajar de manera estable, el suministro de H_2 también deberá ser constante. Por lo tanto, el punto de trabajo de los electrolizadores no sufrirá grandes variaciones, haciendo que la tecnología alcalina sea la idónea desde el punto de vista operativo y económico. A continuación, se va a explicar de forma esquemática las características y el balance de planta requerido en la tecnología alcalina.

Tecnología alcalina

Los electrolizadores alcalinos se constituyen a base de celdas compuestas de dos electrodos inmersos en un electrolito líquido (una disolución acuosa alcalina generalmente basada en hidróxido de potasio) y un diafragma poroso que actúa como separador entre cámara catódica y anódica —véase la Figura 15—. En cada una de estas celdas se produce una reacción electroquímica que da lugar a la liberación de hidrógeno y oxígeno.

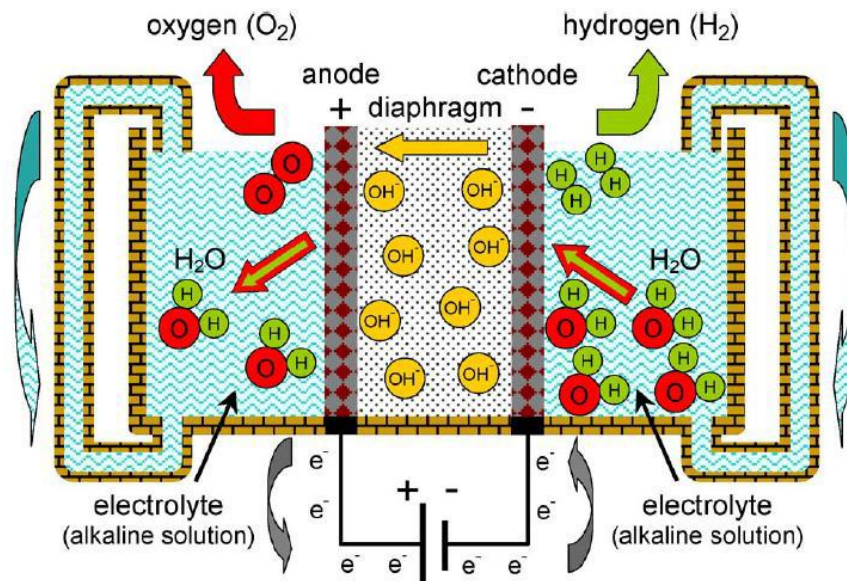


Figura 15. Esquema general de electrólisis de agua en una celda alcalina.

Para que la cantidad de hidrógeno generada tenga un volumen considerable es necesario unir varias celdas, formando un stack o apilamiento. Además, aunque es en el stack donde se produce la electrólisis propiamente dicha, para el correcto funcionamiento del electrólizador es necesario acompañarlo de una serie de sistemas auxiliares que permitan su suministro de agua y energía, así como la obtención de los gases en las condiciones deseadas. El conjunto de estos sistemas auxiliares se denomina BoP (Balance de Planta), y está formado por lo mostrado en la Figura 16.

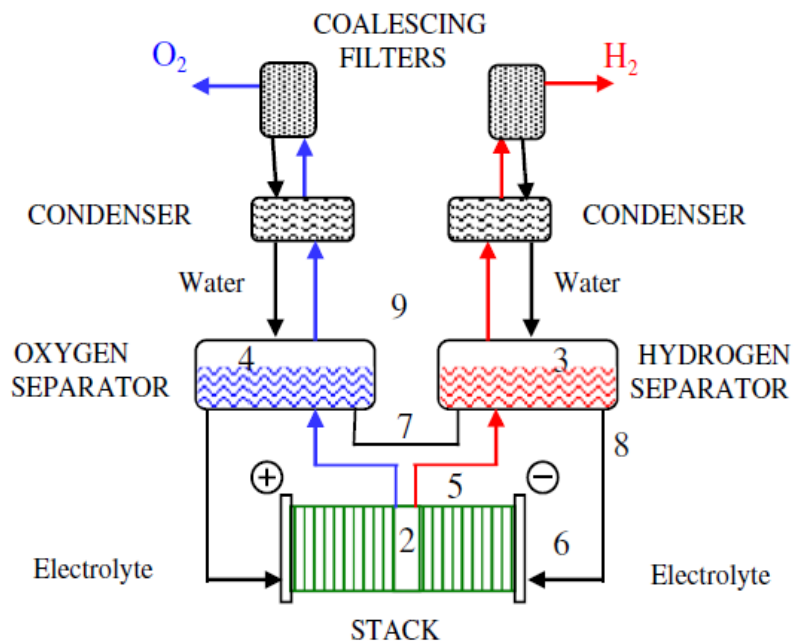


Figura 16. Ejemplo del balance de planta de un stack.

1. **Sistema de tratamiento y alimentación del agua:** este sistema se encarga de adecuar la conductividad máxima que es posible administrar al sistema, que típicamente debe ser inferior a los $0.2 \mu\text{S cm}^{-1}$, mediante un tratamiento de ósmosis inversa y electrodesionización.

2. **Sistema de alimentación eléctrica:** adecúa la corriente eléctrica que llega al electrolizador, ya sea procedente de una planta fotovoltaica o de la propia red eléctrica, a los requerimientos fijados para el stack y el resto de sistemas auxiliares.
3. **Sistema de separación:** se encarga de separar los fluidos que componen las corrientes bifásicas que salen del ánodo y del cátodo del electrolizador mediante unos depósitos separadores. De esta manera, por la parte superior se obtendría el gas (H_2 u O_2) y por la inferior el electrolito, que sería recirculado de vuelta al stack.
4. **Sistema de eliminación de arrastre de electrolito:** mediante un filtro de coalescencia se elimina la máxima cantidad de electrolito posible de las corrientes gaseosas.
5. **Sistema de purificación y secado:** Si se requiere una pureza superior al 99,5-99,9% como sucede con las pilas de combustible, se puede incluir un reactor deoxo que elimina las trazas de oxígenos arrastradas haciéndolas reaccionar con el hidrógeno y decantándolas posteriormente. De esta manera se pueden obtener purezas superiores al 99,999%.
6. **Sistema de análisis de gases:** analiza una pequeña parte tanto del H_2 como del O_2 para cuantificar de manera continua la pureza de las corrientes gaseosas.
7. **Sistema de control y seguridad:** lleva a cabo el control del electrolizador y es el responsable de su segura operación por el bien de las personas que trabajan alrededor y por el propio equipo. Para ello, el sistema cuenta con una serie de instrumentación y valvulería controlada por un PLC.

1.9. Disponibilidad de materias primas

Las emisiones de CO_2 son estimadas según las Directrices del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

Uruguay es el tercer país de América del Sur con emisiones per cápita más bajas.

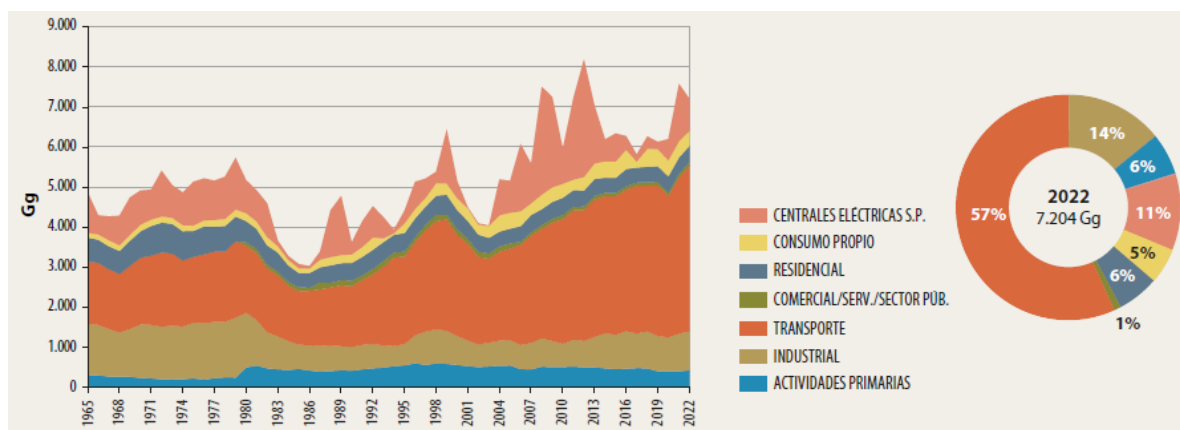


Figura 17. Emisiones de CO_2 por sector.

Las principales características de la evolución de la cantidad de emisiones de CO_2 como consecuencia de la quema de combustibles fósiles para el periodo 1990 – 2022 son:

- **Crecimiento sostenido**, para las emisiones del Sector Transporte.

- **Significativa variabilidad para las emisiones asociadas a las centrales eléctricas SP** (ver forma de serrucho en la parte alta de la Figura 18) debido a que en su gran mayoría corresponden a centrales térmicas convencionales, cuyo despacho y, por consiguiente, consumo de combustible depende significativamente de las condiciones hidrológicas en cada año.
- **Estabilidad**, para la mayoría de los sectores de la economía: Industria, Actividades Primarias, Residencial, Comercial (valores marginales) y consumo propio.

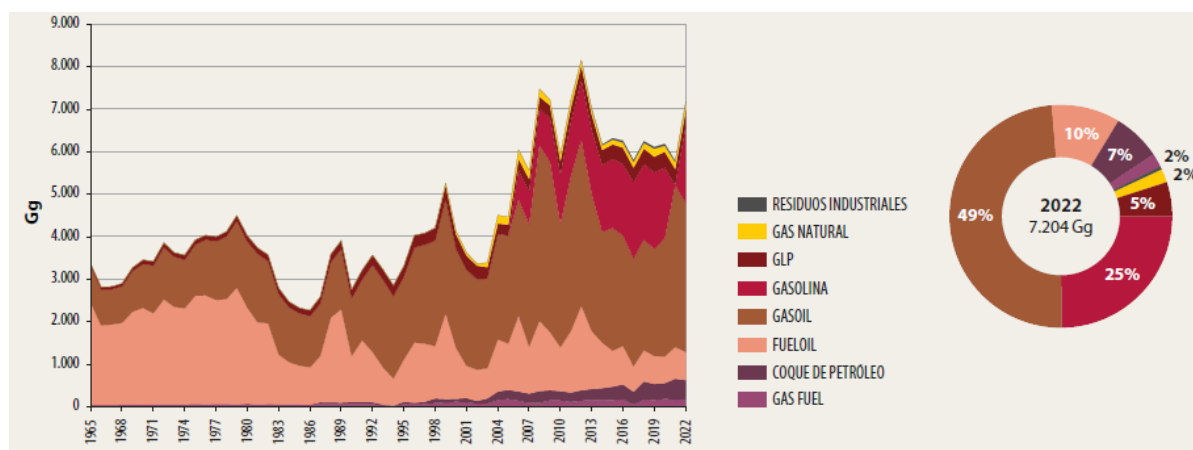


Figura 18. Emisiones de CO2 por fuente.

Emisiones en el sector industrial

Claramente los sub-sectores "Cemento" y "Papel y Celulosa" han sido los sub-sectores mayormente responsables de las emisiones de CO₂ en la industria.

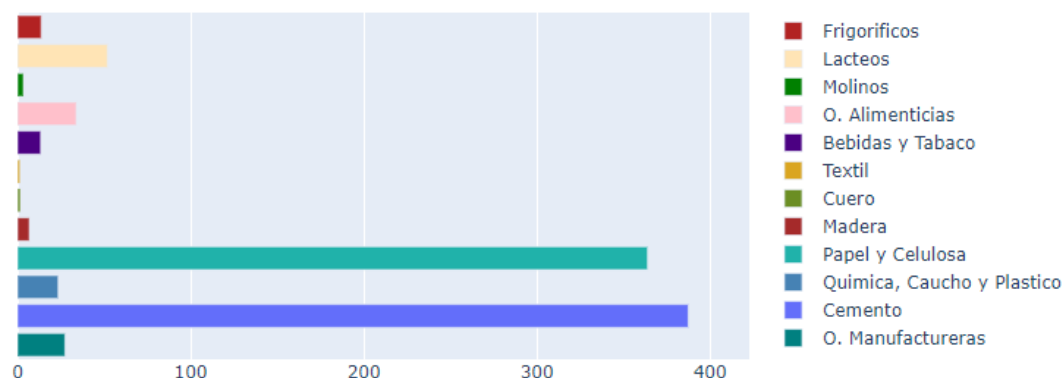


Figura 19. Emisiones de CO2 (Gg) por subsector industrial (2022).

Si se analizan las emisiones en función del consumo energético, se observa que, "Cemento" produce muchas emisiones de CO₂ para la cantidad de energéticos que consume; en cambio "Papel y Celulosa" tiene importantes emisiones de CO₂ pero en proporción a la energía consumida, no es muy significativo. Lo cual se explica por la diferencia en los tipos de fuentes energéticas que utiliza el sector "Cemento" vs el que utiliza el sector "Papel y Celulosa" (ver Tabla 4). En este último la mayoría de los consumos provienen de residuos de biomasa que emiten CO₂ biogénico, el cual no se tienen en cuenta.

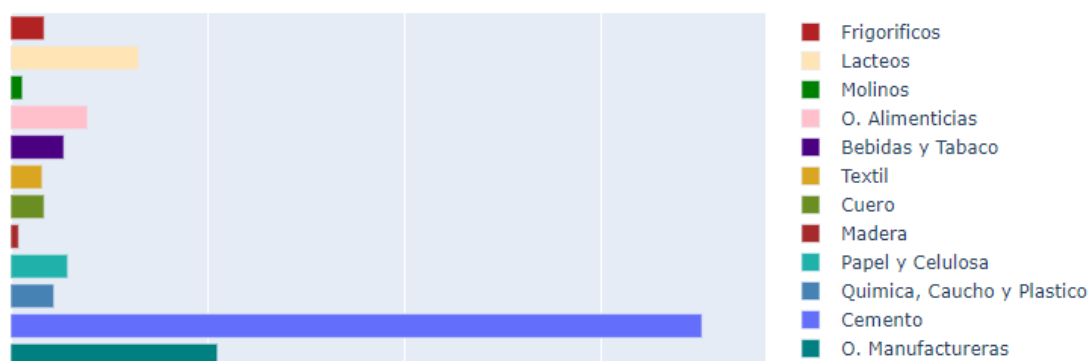


Figura 20. Emisiones de CO2 (Gg) por subsector industrial, en función del consumo energético (Gg/ktep) (2022).

Tabla 4: Comparativa de consumos energéticos entre subsectores industriales de cemento y papel y celulosa en 2022.

Cemento		Papel y celulosa	
	Consumo (ktep)		Consumo (ktep)
Coque de Petróleo	83	Res. Biomasa	1.016
Electricidad	10	Fueloil	113
Res. Industriales	7,2	Electricidad	92
Res. Biomasa	4	Leña	14
Gasoil	2,8	Gas Natural	1,4
Fueloil	1,8		

Identificación y georreferenciación de los puntos de generación de CO₂ biogénico y no biogénico

Círculo virtuoso del CO₂. Desde que hay estadísticas sobre emisiones de GEI (1990), Uruguay presenta un balance negativo en las emisiones de CO₂ (absorbe más que lo que emite) como consecuencia de la política de expansión forestal que comenzó hace unos 50 años. La producción forestal dio paso a una importante industria de Papel y Celulosa, que comenzó con la entrada en funcionamiento de UPM1 en el año 2007, Montes del Plata en el año 2014 y UPM2 en junio de 2023. La entrada en operaciones de UPM2 llevará el balance neto a valores cercanos a cero.

Mercado relevante. El total de emisiones de CO₂ estimadas para el año 2024 (UPM2 produciendo en régimen normal) es de 21,3 Mta, de las cuales 11,3 Mta corresponden a emisiones de CO₂ biogénico y no biogénico inevitable, mientras que los 10 Mta restantes corresponden a emisiones de CO₂ no biogénico evitable. Para la estimación del mercado relevante, a los efectos del presente estudio, se descartan todas las emisiones no biogénicas, a excepción de las inevitables asociadas al proceso productivo de la piedra caliza (0,5 Mta). Las 10Mta de CO₂ no consideradas en el análisis corresponden a: Emisiones de fuentes móviles (Sector Transporte).

Emisiones de fuentes dispersas en el territorio (Sector Residencial y Agropecuario).

Emisiones evitables, asociadas a procesos productivos industriales que queman combustibles fósiles se consideran (e.g. Refinería y Sector Eléctrico).

En consecuencia, el total de mercado relevante es de 11,3 Mta.

Localización de emisiones

El international PtX Hub, en un estudio publicado en 2024, identifica y georreferencia las fuentes de emisión de CO₂, diferenciados por tipo de industria.

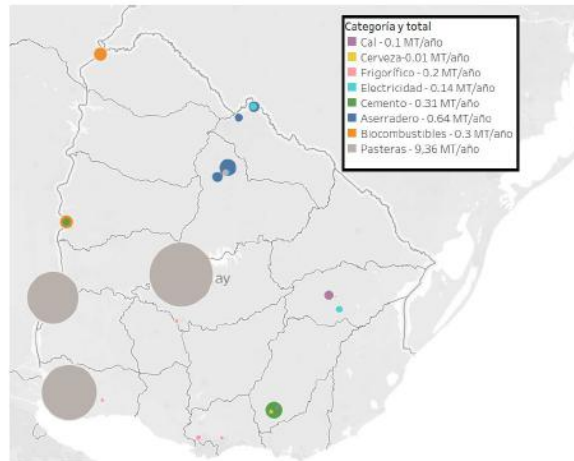


Figura 21. Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas inevitables¹

Para una mejor visualización de las fuentes relevantes alternativas a las industrias papeleras y de celulosa, se optó por presentar la georreferenciación sin las mismas.

¹ Datos a 2022, salvo industria cementera y FNC dónde no se cuenta con información posterior a 2021

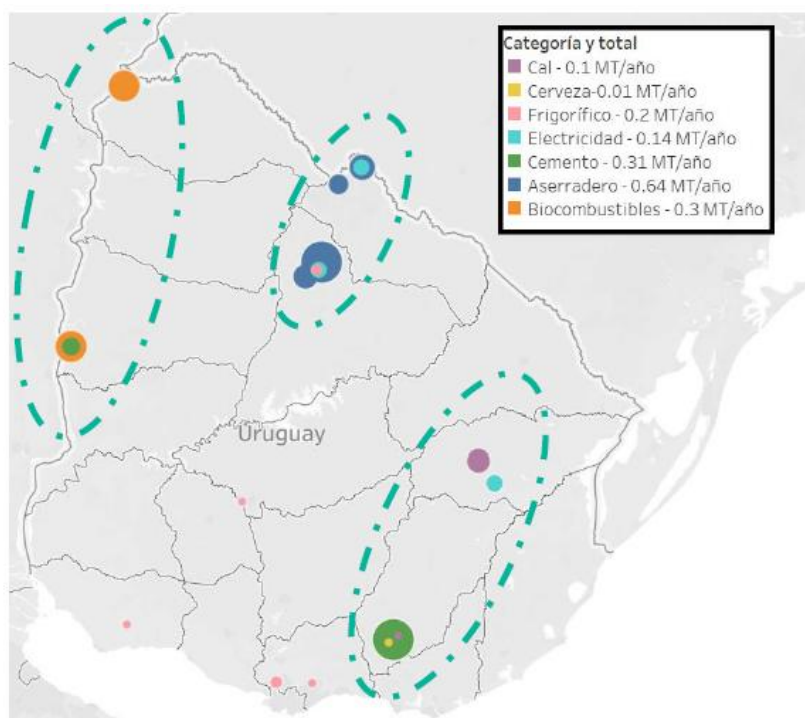


Figura 22. Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas evitables, sin considerar papeleras².

La gran mayoría de emisiones biogénicas provienen de la quema de biomasa, salvo en los procesos de fermentación, corrientes de biogás y procesos de descomposición de caliza (industrias de cemento y cal). El CO₂ presente en los humos de combustión suele tener baja concentración, de entre 10% y 12%.

Se observan 3 conglomerados de potencial interés:

- **Conglomerado Norte (CN, Tacuarembó y Rivera) – 0,6 Mta**, donde se encuentran varios aserraderos, además de frigoríficos y plantas de generación de energía eléctrica a partir de biomasa. Además, se cuenta con la vía ferroviaria Tacuarembó – Rivera y una conexión férrea desde Tacuarembó a Paysandú.
- **Conglomerado Este (CE, Lavalleja y Treinta y Tres) – 0,4 Mta**, donde se encuentran cementeras, caleras, plantas de generación a partir de biomasa y fuentes por fermentación. Minas y Treinta y Tres están conectadas mediante la ruta 8, a una distancia de 170 km aproximadamente. Minas cuenta con conexión ferroviaria hacia Montevideo.
- **Conglomerado Litoral Norte (CLN, Paysandú y Artigas) 0,4 Mta**, donde se encuentran un polo relacionado a cementeras y biocombustibles, a su vez en una posición privilegiada respecto al puerto de Paysandú y con conexión férrea con Tacuarembó y Rivera.

En Uruguay 8 empresas representan el 91% del total de emisiones de CO₂ biogénicas y no biogénicas inevitables y a su vez superan el límite establecido por el programa de gases de efecto

² Datos a 2022, salvo industria cementera y FNC donde no se cuenta con información posterior a 2021.

invernadero de IEA (IEAGHG) de 0,1 Mton CO₂ sobre el cuál sería económicamente favorable realizar la captura en términos de costes.

Cabe destacar que las corrientes provenientes de procesos fermentativos presentan concentraciones mucho más elevadas de CO₂, pudiendo alcanzar el 98%. Por otra parte, el sector cemento se encuentra en una etapa de grandes cambios. A fines de 2021 se inauguró la cementera Cielo Azul, con una capacidad instalada de 600.000 toneladas de cemento. En el 2023, cementos Artigas ha realizado importantes inversiones en su planta de Minas y ANCAP ha comenzado un proceso licitatorio en busca de un socio para la producción de cemento. Estos factores agregan incertidumbre en cuánto al posicionamiento de las empresas en el futuro. Para la estimación de las emisiones no biogénicas inevitables, basados en los datos del INGEI se encuentra un índice de 0,46 tCO₂/t Clinker.

La generación de vapor asociada a las industrias frigorífica y de aserraderos presentan mayor variabilidad diaria para satisfacer los requerimientos del proceso productivo. Tanto las plantas de celulosa como las centrales de generación eléctrica a biomasa presentan un comportamiento estable.

Por último, las estimaciones demuestran que las corrientes de biogás no resultan fuentes significativas de CO₂, siendo menores o iguales a 0,011 Mta para todos los establecimientos considerando la tecnología de separación de CO₂ por purificación de biogás a biometano, y menores a 0,022 Mta por captura de CO₂ postcombustión (muy por debajo del límite de 0,1 Mta sugerido por IEAGHG).

El CO₂ generado por ambos tipos de industria tendría la misma validez desde el punto de vista del proceso; sin embargo, desde el punto de vista de la sostenibilidad, el CO₂ emitido por las plantas de producción de pasta de celulosas procede casi en su totalidad de la quema de la biomasa, por lo que en su gran mayoría es neutro, mientras que el de las plantas cementeras no. Además, el sector de la industria papelera es un sector creciente que puede asegurar un suministro de CO₂ más allá del corto o medio plazo. Asimismo, las plantas papeleras tienen excedentes de la energía que obtienen en el proceso de la quema de la biomasa. Por todo ello, se decide que la planta de producción de SAF esté asociada a la industria papelera.

Dimensionamiento

1.10. Planta electrolisis

Para el presente informe, la planta de electrolisis va a ser el punto fijo del estudio. El estudio va a ir ligado a la instalación de una planta de electrolisis de 150 MW, este valor se ha determinado teniendo en cuenta las dimensiones de las plantas que se están proyectando para llevarse a cabo en Uruguay en los próximos años. Hay que destacar que las tecnologías del hidrógeno son sistemas que pueden ser modulables y, por lo tanto, se podría determinar ampliar hasta la potencia requerida.

La planta de electrolisis funcionará en torno a unas 8.000 horas al año, la energía eléctrica será obtenida de diversos escenarios que van a ser definidos en el Apartado 9. La planta de electrolisis va a producir 2,59 t/h de hidrógeno, que va a ser utilizado para producción de SAF. Este presente

proyecto quiere comparar dos vías para la producción de SAF, mediante FT y mediante su transformación en metanol y posteriormente en SAF.

1.11. Planta SAF mediante Fischer-Tropsch

Para el diseño de la planta de Fischer-Tropsch, se ha realizado una búsqueda bibliográfica con el objetivo de determinar las condiciones ideales del proceso de producción de SAF, tras ello se ha determinado usar un artículo de referencia en el que la producción de SAF se realiza con mediante RWGS y principalmente FT. El artículo de referencia requiere de 9,29 kg H_2 /h (7), en el caso de estudio de Uruguay, el proceso necesita un caudal de 2,59 t/h, que son los producidos por los 150 MW de electrolisis planteados para ser instalados. Para el proceso de FT y captura de CO_2 se requiere en torno a 30 MW, que van destinados a la planta de captura principalmente, sólo en torno a 1 MW irá destinado a la planta de FT. Contando los 150 MW destinados a electrolisis, la potencia requerida para FT es de 180 MW.

La distribución de cadenas de hidrocarburos del combustible que se producen es mostrada en la Figura 23, en la que se aprecia cómo el 16 wt% son cadenas con un índice de carbono C4–C7, el 75 wt% son C8–C16 y el 9 % son C17–C18. Esto significa que el 75 % de la masa producida es valorizable como SAF, mientras que el otro 25 % se podría valorizar cómo naftas y diesel sostenibles.

Tabla 5. Caudales horarios y anuales principales de la planta de producción de SAF con FT.

H_2	2,59 t/h	20.753 t/año
CO_2	27,77 t/h	222.137 t/año
SAF	3,06 t/h	24.474 t/año
Otros combustibles	1,02 t/h	8.158 t/año

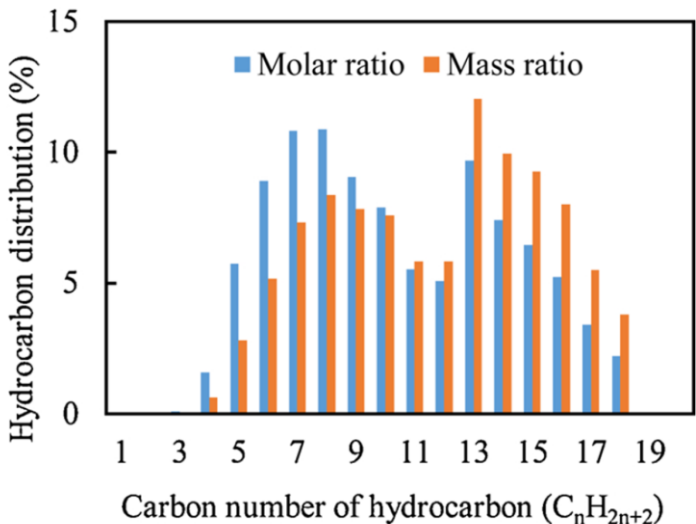


Figura 23. Distribución de las cadenas de hidrocarburos producidas (9).

La planta de SAF con una capacidad de producción de 4,08 t/h de combustibles sintéticos (3,06 t/h valorizable como SAF y 1,02 t/h como naftas y diésel).

1.12. Planta SAF mediante Methanol to Jet

Para la producción de metanol las principales materias primas son H_2 y CO_2 . A su vez, el proceso de Methanol-to Jet, concretamente en MOGD, también requiere de hidrógeno, aunque es casi despreciable el valor comparado con la cantidad requerida para el proceso de producción de metanol.

Tras una gran revisión bibliográfica sobre el proceso de MtJ, se ha obtenido que la relación entre H_2/CO_2 del proceso tiene valores de 0,138 incluyendo tanto la producción de metanol como la producción de SAF (13).

Teniendo en cuenta que la planta de electrolisis va a producir 2,59 t/h de hidrógeno, el caudal de CO_2 necesario es 18,76 t/h, vea. En este caso, la planta de MtJ requiere de cerca de 60 MW, que van distribuidos 41 MW para MtJ y 19 MW para la planta de captura de CO_2 . Contando con la parte de electrolisis, la potencia total se encuentra en torno a 210 MW.

Tabla 6. Caudales horarios y anuales principales de la planta de producción de SAF con MtJ.

H_2	2,59 t/h	20.753 t/año
CO_2	18,76 t/h	150.094 t/año
SAF	1,72 t/h	16.729 t/año
Gasolina	1,30 t/h	10.376 t/año
Díesel/Parafinas	2,45 t/h	19.620 t/año

Como productos finales del proceso, se obtienen diésel, gasolina y Jet Fuel, en la Tabla 7 se muestra el % en peso de la fracción total y el caudal que se va a obtener de cada hidrocarburo. El caudal total de combustibles sintéticos producidos es de 5,47 t/h.

Tabla 7. Distribución y caudal de hidrocarburos en la corriente de salida de MtJ.

	% peso	t/h
Gasolina	0,237	1,30
Jet Fuel	0,313	1,72
Diesel/parafinas	0,449	2,45

1.13. Planta de captura de CO_2

La planta de captura de CO_2 va a tener unas dimensiones diferentes cuando el SAF sea producido mediante FT y cuando sea producido mediante el proceso MtJ. En cada uno de los procesos es necesario o requerido un caudal diferente de CO_2 . Por lo tanto, la dimensión de planta de captura no va a ser la misma, como se ha comentado en los anteriores apartados. En el caso de FT se va a necesitar un caudal mayor de CO_2 que en el caso del método de producción con metanol como producto intermedio. En la Tabla 8 se muestra el caudal necesario de CO_2 requerido, es decir, el caudal de salida de la planta de captura de CO_2 para ambos procesos y la potencia requerida el proceso de captura. Para el cálculo y dimensionamiento se ha tomado como referencia un artículo con un caudal de 23,33 t/h (17).

Tabla 8. Caudales y potencia requeridos de CO_2 para el proceso de FT y MtJ.

Proceso	Caudal CO_2 (t/h)	Potencia requerida (MW)
FT	27,77	28,04
MTJ	18,76	18,94

Estudio de costes

En el presente punto, se van a estudiar los costes de inversión, operación y mantenimiento de las plantas de producción de SAF mediante FT y mediante MtJ. Hay que destacar que el proyecto “Producción de SAF, análisis y evaluación de alternativas de producción” pretender realizar una comparativa para poder evaluar ventajas y desventajas de ambos métodos. Para realizar dicha comparativa se establecen tres escenarios de procedencia de la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de las plantas:

- Caso 1: la energía viene de la red y es adquirido directamente a una planta de celulosa.
- Caso 2: la energía viene de un mix eólico-solar que se encuentra conectado a red.
- Caso 3: la energía proviene de un mix eólico-solar encontrándose *off-grid*, siendo necesario un sistema de almacenamiento de hidrógeno y de electricidad con baterías.

Las simulaciones de los casos 2 y 3 fueron realizadas por parte de Clerk, dando como resultado el dimensionamiento del almacenamiento. Estos casos particulares serán analizados en detalle en capítulos posteriores.

1.14. Costes de inversión

1.14.1. Producción SAF mediante FT

Para la planta de **producción de SAF mediante FT**, se ha tenido como referencia una planta de producción de SAF con un caudal de entrada de H₂ de 9,29 t/h (7). Dentro del estudio de referencia, se establecen factores de escala (véase Tabla 9) para estimar correctamente el coste de los equipos principales cuando las dimensiones son diferentes a las estudiadas en el mismo. Por otro lado, se ha tenido en cuenta el coste de instalación de cada uno de los equipos aplicando el factor de instalación (véase Tabla 9) incluido también en el estudio de referencia (7). A continuación, se muestran las fórmulas ([10], [11]) que han sido utilizadas para el cálculo del coste de la planta FT.

$$\text{Coste equipo nueva escala} = \text{Coste equipo referencia} \times \left(\frac{\text{Escala nueva}}{\text{Escala referencia}} \right)^{\text{Factor de escala}} \quad [10]$$

$$\text{Coste equipo instalado} = \text{Coste equipo} \times \text{Factor de instalación} \quad [11]$$

Tanto los costes de los equipos instalados para la planta de FT de referencia como los factores de escala y los factores de instalación se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Coste equipos instalados para planta de referencia. Datos: (7).

PROCESO	EQUIPO	Coste Equipo Instalado (USD)	Factor de instalación	Factor de escala
CO ₂ Compresion	CO ₂ Compressor 1	11.807.922	2,47	0,65
	CO ₂ Compressor 2	17.388.504	2,47	0,8
H ₂ Compression	H ₂ Compressor	2.547.995	2,47	0,6
RWGS	RWGS reactor	22.972.192	2,47	0,6
	Syngas Preheater	6.248.204	2,47	0,6
	CO ₂ Separator	32.995.221	2,47	0,6
	Syngas Cooler	4.186.906	3,23	0,7
	Flash Separator	807.728	1,82	0,7

	Dryer	75.501	2	0,7
	Syngas Compressor	11.461.600	2,47	0,65
FT-Synthesis	FT Synthesis Reactor	36.681.585	2,75	0,8
	Wax Separator	144.155	3,02	0,6
	Gas/liquid Separator	6.595.713	1,69	0,7
	Flue Gas Heat Exchanger	1.626.125	1,52	0,7
	Flue Gas Cooler	980.551	2,03	0,7
	Dryer	123.670	3,02	0,6
	Flue Gas Compressor	718.300	2,47	0,8
	PSA H ₂ Separator	7.495.642	2,47	0,6
	Wax Preheater	969.104	1,52	0,7
	Wax cooler	29.456	2,33	0,7
	Wax dryer	21.715	3,02	0,6
Hydro-Processing	Liquid Cooler and Dryer	50.244	1,52	0,7
	Wax Hydrocracking	33.067.253	2,47	0,65
	Gas Separator	411.911	2,47	0,65
	Naphtha distillation	585.966	2,47	0,65
	Jet Fuel Distillation	326.304	2,47	0,65
	Diesel Distribution	178.050	2,47	0,65
	Naphta dryer and cooler	223.100	4,99	0,7
Power Generation	Boiler Steam Generator	27.883.640	1,8	0,6
	Steam Turbine	11.065.762	1,8	0,6
Utility	Boiler auxiliary device	6.015.366	1,8	0,6
	Wastewater Treatment	1.779.507	1,41	0,6
	Cooling Tower	2.929.758	1,5	0,65
	Fuel Storage	7.405.996	3,02	0,65
TOTAL		257.800.646		

Además, se ha actualización el coste de inversión de la planta usando los índices marcados de CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) a junio del 2024.

$$\text{Coste actual} = \text{Coste desactualizado} \times \frac{\text{CEPCI actual}}{\text{CEPCI desactualizado}} \quad [12]$$

Por tanto, los costes de los equipos instalados y actualizados para la planta de producción de SAF mediante FT del presente proyecto se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Coste de equipos instalados y actualizados para la planta de producción de Uruguay.

Proceso	Equipo	Coste Equipo Instalado actualizado (USD)
CO ₂ Compresion	CO ₂ Compressor 1	5.155.386
	CO ₂ Compressor 2	6.268.921
RWGS	RWGS reactor	10.690.775
	Syngas Preheater	2.907.783
	CO ₂ Separator	15.355.281
	Syngas Cooler	1.714.991
	Flash Separator	330.852

	Dryer	30.926
	Syngas Compressor	5.004.180
FT-Synthesis	FT Synthesis Reactor	13.224.482
	Wax Separator	67.087
	Gas/liquid Separator	2.701.658
	Flue Gas Heat Exchanger	666.074
	Flue Gas Cooler	401.642
	Dryer	57.553
	Flue Gas Compressor	258.962
	PSA H ₂ Separator	3.488.314
	Wax Preheater	396.953
	Wax cooler	12.065
	Wax dryer	10.106
Hydro-Processing	Liquid Cooler and Dryer	20.580
	Wax Hydrocracking	14.437.295
	Gas Separator	179.842
	Naphtha distillation	255.835
	Jet Fuel Distillation	142.466
	Diesel Distribution	77.737
Power Generation	Naphta dryer and cooler	91.384
	Boiler Steam Generator	12.976.459
	Steam Turbine	5.149.773
Utility	Boiler auxiliary device	2.799.425
	Wastewater Treatment	828.145
	Cooling Tower	1.279.144
	Fuel Storage	3.233.487
TOTAL		106.982.076

Tras haber realizado los cálculos necesarios, la planta de producción de SAF dentro del contexto del proyecto de Uruguay tiene un coste total de los equipos instalados de 106.982.076 USD. Además, habría que tener en cuenta los costes de capital indirectos que sumarían un total de 50.016.451 USD y se desglosan en la Tabla 11:

Tabla 11. Costes de inversión indirectos planta SAF de Uruguay.

Costes inversión indirectos	COSTE (USD)
Preparación de la ubicación	2.139.642
Ingeniería y diseño	10.698.207
Contingencias del proyecto	16.047.312
Primer llenado de catalizador para rectores	5.083.978
Coste permisos	16.047.312
TOTAL	50.016.451

Por tanto, los costes de inversión para la planta de SAF quedan resumidos en la Tabla 12.

Tabla 12. Coste inversión planta SAF de Uruguay.

COSTE DE INVERSIÓN – Planta SAF Uruguay	COSTE (USD)
Coste equipos instalados	106.982.076
Costes indirectos	50.016.451
TOTAL	156.998.527

Para la planta de **captación de CO₂** se ha tomado como referencia un estudio de una planta de captación de CO₂ con aminas en el contexto del sector de la industria de la pasta de la celulosa, sector en crecimiento en Uruguay que se prevé que de soporte con sus corrientes de CO₂ al proceso de SAF. La planta de referencia tiene un caudal de captura de 23,33 ton CO₂/h. (18)

En la Tabla 13, se representan los costes de inversión de referencia para una planta de captación de CO₂.

Tabla 13. Coste de inversión de la planta de captura de CO₂ de referencia. Datos: (18)

Equipos	Coste Equipo Instalado (USD)	Factor escala
Direct Contact Cooler	2.400.000	0,6
Amine Absorber Section	3.100.000	0,6
Amine Circulation System	900.000	0,6
Stripper Section	2.300.000	0,6
Compression and dehydration	7.100.000	0,6
Auxiliary Facility Costs	2.500.000	0,6
Start-up Costs	1.300.000	0,6
TOTAL	19.600.000	

Teniendo en cuenta los valores de la Tabla 13, se ha empleado el factor de escala para adecuar los costes a la escala del proyecto de Uruguay utilizando la fórmula [10]. Además, se ha actualizado el coste de la planta teniendo en cuenta los valores de CEPCI con la fórmula [12]. Tras dichos cálculos, el coste total y su desglose para la planta de captación de CO₂ dentro del proyecto de Uruguay se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14. Coste inversión planta captura de CO₂ para el Proyecto Uruguay.

Equipos	Coste Equipo Instalado (USD)
Direct Contact Cooler	3.926.535
Amine Absorber Section	5.071.774
Amine Circulation System	1.472.451
Stripper Section	3.762.929
Compression and dehydration	11.615.999
Auxiliary Facility Costs	4.090.141
Start-up Costs	2.126.873
TOTAL	32.066.702

A modo de resumen, los costes de inversión para el proceso de FT se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Costes de inversión planta SAF con FT.

PLANTA / SISTEMA	COSTE (USD)
Planta electrólisis alcalina	165.000.000
Planta Captura de CO ₂	32.066.702
Planta producción SAF	156.998.527
TOTAL CAPEX	354.065.229

1.14.2. Producción SAF mediante MtJ

Para la planta de **producción de SAF mediante MtJ**, se ha tenido como referencia una planta de producción de SAF con un caudal de entrada de H₂ de 3,82 t/h. Dentro del estudio de referencia (13), se establecen factores de escala para estimar correctamente el coste de los procesos principales cuando las dimensiones son diferentes a las estudiadas en el mismo, los factores de escala se han establecido en base a referencias determinadas dentro del artículo de referencia.

Tabla 16. Coste inversión capital fijo de la planta producción SAF por MtJ de referencia y factores de escala.

Proceso	Inversión de capital fijo (€) (13)	Factor escala (SF)
Producción Metanol	148.000.000	0,56 (19)
MTO	30.000.000	0,56 (19)
MOGD	50.000.000	0,56 (19)
rWGS	18.000.000	0,65 (20)
Integración de calor	3.000.000	0,44 (19)
Refrigeración	19.000.000	0,6 (19)
Quemador	6.000.000	0,8 (20)
TOTAL	274.00.000	

Se estimado que el coste de los equipos supone un 20% del total del coste de inversión de capital fijo de la planta (21).

Por otro lado, para la realización de los cálculos de inversión del proceso Metanol to Jet, se ha utilizado la fórmula [13], dónde EC_i es el coste de los equipos actualizados, EC_{ref} es el coste de equipos de referencia, S_i es la escala del proyecto actual y S_{ref} , escala del proyecto de referencia, SF es el factor de escala. $CEPCI_{2024}$ y $CEPCI_{ref}$ del artículo de referencia (13). Por último, CER se utiliza para el cambio de moneda, usándose 0,96 €/€, dato de febrero de 2025, véase fórmula [13].

$$EC_i = EC_{ref} * \left(\frac{S_i}{S_{ref}} \right)^{SF} * \frac{CEPCI_{2024}}{CEPCI_{ref}} * CER \quad [13]$$

Tras dichos cálculos, se obtienen los valores que se muestran en la siguiente Tabla 17.

Tabla 17. Coste inversión plantas instaladas para MtJ proyecto Uruguay.

Proceso	Inversión de capital fijo Uruguay (USD)
Producción Metanol	121.515.257
MTO	24.631.471
MOGD	41.052.452
rWGS	14.273.062
Integración de calor	2.580.217
Refrigeración	15.360.336
Quemador	4.489.402
TOTAL	223.902.197

A su vez, el coste de inversión se desglosa en costes directos e indirectos, mostrándose los valores en la Tabla 18.

Tabla 18. Desglose costes de inversión directos e indirectos planta SAF- MtJ de Uruguay.

Costes de inversión directos (USD)	Coste de los equipos principales	44.425.039
	Instalación de equipos	20.879.768
	Instrumentación y control	15.993.014
	Sistema de tuberías, instalación	30.209.027
	Sistemas eléctricos	4.886.754
	Obra y estructura	7.996.507
	Adecuación del terreno, nivelación, etc.	4.442.504
	Instalaciones de servicios	31.097.527
Costes de inversión indirectos (USD)	Ingeniería y supervisión	14.660.263
	Gastos de construcción	18.214.266
	Gastos jurídicos	1.777.002
	Gastos de empresas subcontratadas	9.773.509
	Imprevistos	19.547.017

Para la planta de **captación de CO₂** se ha tomado como referencia un estudio de una planta de captación de CO₂ con aminas en el contexto del sector de la industria de la pasta de la celulosa, sector en crecimiento en Uruguay que se prevé que de soporte con sus corrientes de CO₂ al proceso de SAF. La planta de referencia tiene un caudal de captura de 23,33 ton CO₂/h. (18)

En la Tabla 19, se representan los costes de inversión de referencia para una planta de captación de CO₂.

Tabla 19. Coste de inversión de la planta de captura de CO₂ de referencia. Datos: (18)

Equipos	Coste Equipo Instalado (USD)	Factor escala
Direct Contact Cooler	2.400.000	0,6
Amine Absorber Section	3.100.000	0,6
Amine Circulation System	900.000	0,6

Stripper Section	2.300.000	0,6
Compression and dehydration	7.100.000	0,6
Auxiliary Facility Costs	2.500.000	0,6
Start-up Costs	1.300.000	0,6
TOTAL	19.600.000	

Teniendo en cuenta los valores de la Tabla 20, se ha empleado el factor de escala para adecuar los costes a la escala del proyecto de Uruguay utilizando la fórmula [1]. Además, se ha actualizado el coste de la planta teniendo en cuenta los valores de CEPCI (junio 2024) con la fórmula [3]. Tras dichos cálculos, el coste total y su desglose para la planta de captación de CO₂ dentro del proyecto de Uruguay se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20. Coste inversión planta captura de CO₂ para el Proyecto Uruguay.

Equipos	Coste Equipo Instalado (USD)
Direct Contact Cooler	3.103.156
Amine Absorber Section	4.008.243
Amine Circulation System	1.163.684
Stripper Section	2.973.858
Compression and dehydration	9.180.171
Auxiliary Facility Costs	3.232.454
Start-up Costs	1.680.876
TOTAL	25.342.443

A modo de resumen, los costes de inversión para el proceso de MtJ se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21. Costes de inversión planta SAF de MtJ.

PLANTA / SISTEMA	COSTE (USD)
Planta electrólisis alcalina	165.000.000
Planta Captura de CO ₂	25.342.443
Planta producción SAF	223.902.197
TOTAL CAPEX	414.244.640

1.15. Costes de operación y mantenimiento (en proceso)

Hasta que no completen las simulaciones y se lleven a cabo el dimensionamiento de las instalaciones energéticas, no se podrá determinar de forma completa este punto. A su vez, los costes de operación y mantenimiento van a variar dependiendo del caso de estudio (energía de red, sistema offgrid y sistema ongrid), esto es debido a que la procedencia de la energía es diferente y los gastos asociados también. De forma resumida y no completa se van a determinar algunos de los costes de operación de las plantas de electrolisis, de captura de CO₂ y de producción de SAF.

- **Planta de electrólisis:** consumo de electricidad y consumo de agua principalmente. Hay que tener en cuenta que en torno a las 80.000 horas de operación se va a llevar cabo el reemplazo del stack de electrólisis que traerá consigo un gasto extra de operación de en torno a 41.250.000 € en el año 11.

Los costes de mantenimiento del electrolizador vienen dados principalmente por la realización de las siguientes tareas: reemplazo de la disolución del electrolito, mantenimiento de la planta de tratamiento de agua y bomba de desionización, limpieza de filtros, pruebas y calibración de detectores de hidrógeno, humo e incendios, comprobación y drenaje de las rejillas de los venteos (H_2 y O_2), comprobación y reemplazo del nivel del refrigerante del enfriador, comprobación de los pulsadores de emergencia, calibración de los analizadores de oxígeno, humedad y conductividad, reemplazo de válvulas de seguridad de presión, entre otras actividades.

- **Planta de Captura de CO_2 :** Gastos energéticos (pendiente), gastos de materias primas, gastos administrativos, gastos de tasas y seguros; y costes de mantenimiento y reparaciones.
- **Planta de producción de SAF:** Gastos energéticos (pendiente), gastos de combustible y agua, gastos generales y administrativos, tasas y seguros y costes de mantenimiento, entre otros. (pendiente de completar)

Como se comentaba anteriormente quedan también pendientes por determinar los costes de operación y mantenimiento asociados a la procedencia de la energía eléctrica ya sea el *mix* energético (offgrid/ongrid) o el coste eléctrico de la red. A su vez, no se encuentran incluidos actualmente ni el almacenamiento de hidrógeno ni el coste de energía eléctrica en baterías, que se añadirán en los próximos hitos, cuando se dispongan de las simulaciones de la parte energética.

1.15.1. Producción SAF mediante FT

A continuación, en la Tabla 22, se muestran los costes de operación y mantenimiento de la planta de producción de SAF mediante FT, excepto los costes derivados del consumo eléctrico y uso de agua.

Tabla 22. Costes O&M de la planta de FT (Datos referencia en: (18) y (7)).

Proceso	Actividades incluidas	% CAPEX	Coste O&M (USD)
Electrólisis	Gastos de mantenimiento	2,5	4.125.000
Planta Captura CO_2 (17)	Gastos materias primas, productos químicos requeridos en el proceso	26,53	8.507.296
	Costes generales y administrativos, tasa de propiedad, seguros, mantenimiento y reparaciones	11,12	3.565.817
	Gastos de personal	13	4.168.671
Planta producción FT (7)	Coste materias primas proceso y auxiliares (no incluido H_2 , CO_2 ni energía)	6	9.419.912

	Gastos generales, tasa de propiedad, seguros, mantenimiento y reparaciones	2,79	4.380.259
	Gastos de personal	2,54	3.987.763
TOTAL			38.154.718

1.15.2. Producción SAF mediante MtJ

A continuación, en la Tabla 23, se muestran parte de los costes de operación y mantenimiento de la planta de producción de SAF mediante MtJ, excepto los costes derivados del consumo eléctrico.

Tabla 23. Costes O&M de la planta de electrolisis y de captura de CO₂ (Datos referencia en: (18)).

Proceso	Actividades incluidas	% CAPEX	Coste O&M (USD)
Electrólisis	Gastos de mantenimiento	2,5	4.125.000
Planta Captura CO ₂ (17)	Gastos materias primas, productos químicos requeridos en el proceso	26,53	6.723.350
	Costes generales y administrativos, tasa de propiedad, seguros, mantenimiento y reparaciones	11,12	2.818.080
	Gastos de personal	13	3.294.518

Para el proceso de estudio de costes de operación y mantenimiento de la planta de MtJ se ha seguido el Método CESTE (21), incorporado dentro del informe de referencia (13) de la planta producción de SAF mediante metanol. A continuación, se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** desglosados los costes de operación y mantenimiento para la planta MtJ.

Tabla 24. Costes de operación (pendiente completar) de la planta MtJ.

Tipo coste	Coste (USD)
Mano de obra	360.000
Supervisión operativa	54.000
Mantenimiento planta	6.717.066
Mantenimiento suministro	1.007.560
Costes de laboratorio	54.000
Costes legales	Depende de los costes de operación de cada caso de estudio
Seguros	2.239.022
Impuesto de la propiedad	4.478.044
Costes generales de la planta	A determinar en cada caso práctico
Administración	72.000
Investigación y desarrollo	(Depende de los costes de operación de cada caso de estudio)

Distribución y comercialización	(Depende de los costes de operación de cada caso de estudio)
---------------------------------	--

Teniendo en cuenta la variabilidad de los costes generales de la planta y su interrelación con algunos de los costes de la Tabla 24, se deben calcular de forma independiente en cada caso de estudio. Tras ello, se obtienen que los costes de operación y mantenimiento globales para el Caso 1 es de 17.810.092 USD/ano, para el Caso 2 es de 19.047.999 USD/año y para el Caso 3 es de 17.371.362 USD /año.

Casos analizados según procedencia de la electricidad.

El presente estudio va a determinar cuál es la mejor opción sobre los tres casos que se proponen:

- CASO 1: Suministro eléctrico desde planta de pasta de celulosa.
- CASO 2: Sistema off-grid en el que el proyecto cuente con un mix eólico-solar-BESS-Tanque de H₂.
- CASO 3: Mix energético eólico-solar con apoyo de la red eléctrica.

Clerk desarrollo para cada caso el modelo de simulación para determinar los costos de electricidad para el proceso. En capítulos posteriores se presentarán los resultados del costo del SAF, a partir de los valores actuales de los costos (uno de cuyos principales componentes es la electricidad), con la inversión de cada una de las soluciones y con una tasa de descuento acorde a los riesgos del proyecto (WACC).

1.16. Caso 1- Planta de celulosa

En el primer caso, el suministro eléctrico proviene de una planta de celulosa, lo que asegura una potencia disponible constante durante todo el año. Además, dado que el proyecto se desarrollará dentro del mismo predio de la planta, no será necesario abonar peajes por el uso de la red de transmisión.

El costo de la energía se fija en 60 USD/MWh.

1.17. Caso 2- Off-grid

En el segundo caso se analiza la posibilidad de un sistema *off-grid*, compuesto por una red interna que integra sistemas de almacenamiento en baterías e hidrógeno, parques solares y eólicos, junto con la demanda.

Para este escenario se asume un costo de 40 USD/MWh para la energía generada por los parques solares y eólicos.

El análisis se desarrolló en dos etapas: en primer lugar, la evaluación de la viabilidad técnica del esquema (ver el capítulo Viabilidad sistema *off-grid*), y posteriormente la determinación de las capacidades de cada componente necesarias para abastecer la demanda con un determinado factor de planta (ver el capítulo Optimización de capacidades del sistema *off-grid*).

1.18. Caso 3- Mix eólico-solar con apoyo de la red

En el tercer caso, el suministro se estima a partir de un mix eólico-solar con respaldo de la red. Las capacidades de los parques fueron dimensionadas con el objetivo de reducir el costo de la energía. En este esquema, toda la energía generada por los parques se adquiere a un precio fijo de 40 USD/MWh, mientras que los eventuales excedentes o déficits se transan en el mercado spot. Para la estimación de los precios spot se considerarán las simulaciones de largo plazo realizadas en SimSEE por Clerk. Además, esta alternativa requiere la contratación de potencia firme y el pago de peajes por el uso del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Viabilidad sistema *off-grid*

1.19. Descripción general de la Red

La propuesta es desarrollar una red capaz de operar en modo *Off-Grid* (en isla), integrando un mix de generación eólica y solar, un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) y un electrolizador. Todos estos elementos estarán interconectados a través de una red de corriente alterna (AC) de 31,5 kV, diseñada para transportar la energía generada por las fuentes renovables y cubrir la demanda del electrolizador, además de permitir la carga del BESS con los excedentes de producción. El esquema propuesto se puede apreciar en la Figura 24, para el modelado en Matlab/Simulink de la planta propuesta se utilizan los modelos bases descritos en la biblioteca de Matlab (22).

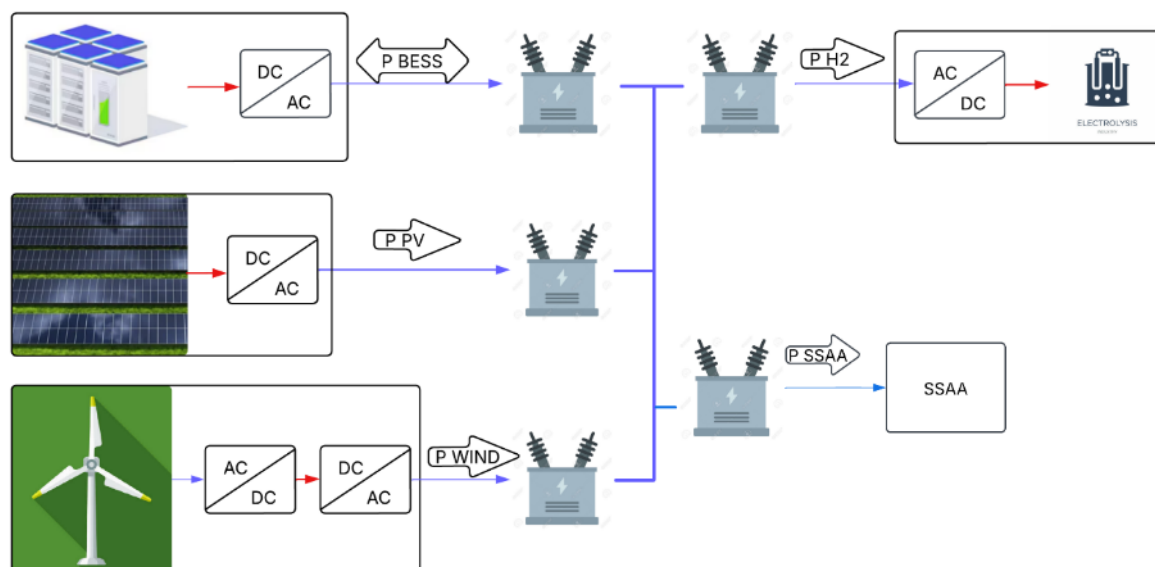


Figura 24. Esquema básico de conexión interna.

1.19.1. Red de 31,5 kV

La red de 31,5 kV interna de la planta será representada en forma simplificada, mediante equivalentes agregados que permitan representar el efecto de los cables sobre la planta. Para modelar los cables se utilizará un modelo pi de parámetros concentrados, invariante con la frecuencia, esta configuración asegura no tener problemas de convergencia y permitirá un modelado adecuado teniendo en mente que el objetivo de las simulaciones no será analizar los transitorios sobre los cables de media tensión.

1.19.2. Transformadores

En la planta existirán múltiples transformadores, los cuales permitirán interconectar los diferentes equipamientos de la planta, los cuales operan a diferentes niveles de tensión. En particular se modelaron de forma explícita los transformadores asociados al BESS, al electrolizador y a los parques eólico y fotovoltaico. Esto será de vital importancia al momento de simular el arranque de la planta, ya que el BESS deberá ser capaz de soportar las corrientes de *inrush* de los transformadores requeridos para inicializar la planta.

Para la implementación del modelo se utilizaron los transformadores de 2 y 3 bobinados ya incluidos en la biblioteca de Matlab (22) (90) (74). Estos representan un modelo lineal no ideal, que transfiere energía eléctrica entre múltiples circuitos mediante inducción electromagnética. Considera efectos de fuga en los devanados y magnetización del núcleo. Permite parametrización en valores por unidad y ofrece configuraciones para distintos tipos de devanados, ángulo de fase delta-estrella y tipo de núcleo.

1.19.3. BESS (*Battery Energy Storage System*)

Un *Battery Energy Storage System* (BESS) es un sistema capaz de almacenar energía eléctrica en baterías para su uso posterior. Estos sistemas permiten gestionar la energía de forma flexible, lo cual es especialmente útil en redes eléctricas con alta penetración de energías renovables, como la solar y la eólica, que dependen de condiciones variables y pueden producir energía de forma intermitente. Por otra parte, tiene un grado de eficiencia relativamente alto (75%) en comparación con otros métodos de almacenamiento comercialmente disponibles (23). Adicionalmente desde el punto de vista de la generalización de la solución propuesta, los sistemas BESS no requieren condiciones geográficas particulares para su instalación, permitiendo que esta solución conceptual sea replicable en diferentes emplazamientos.

Respecto a las perspectivas a futuro, según (23) el precio de los sistemas BESS caerá a la mitad para 2030, tomando como referencia el precio del 2020. Esto marca una clara tendencia a la baja en el costo de este equipamiento de aquí a los próximos años, lo cual es una perspectiva favorable desde el punto de vista económico para esta solución.

El concepto de BESS utilizado para esta red está compuesto por convertidores *grid-forming*, los cuales emplean un control del tipo VSM (*Virtual Synchronous Machine* (Figura 25. Esquema de funcionamiento del inversor del BESS en modo *grid-forming*.) para emular el comportamiento de los generadores sincrónicos tradicionales. Este enfoque permite al sistema proporcionar una inercia virtual y una respuesta de falla, lo cual es esencial para mantener la estabilidad de la red. En

particular este modo de control es el que viabiliza la operación *Off-Grid* de la planta, operando con centrales de generación renovables basadas en convertidores del tipo "*Grid Following*".

El dimensionamiento de este BESS se realizó de forma que permitiese mantener estable la red interna de la planta, absorbiendo las pequeñas diferencias transitorias entre demanda y generación, pero no fue dimensionado para garantizar una potencia mínima al electrolizador. Esto quiere decir que el BESS operará mayoritariamente en torno a su punto de carga óptimo, no realizándose descargas profundas de forma habitual. Para esto es esencial la correcta coordinación entre los diferentes recursos de la planta, con el fin de optimizar la operativa conjunta, minimizando las solicitudes sobre el BESS.

Por otra parte, el BESS deberá dimensionarse de forma tal que pueda suministrar la potencia y energía necesaria para el arranque de la planta, lo cual implica energizar todos los equipos necesarios (cables, transformadores y convertidores) para la inicialización de la planta.

Se modelará en forma simplificada el *Battery Managment System* (BMS) de manera de poder conocer el estado de carga de las mismas, así como también representar de forma adecuada la gestión de la carga y descarga de las mismas.

Para el BESS se utiliza como modelo base la implementación disponible en las librerías de Matlab, la cual fue modificada de modo que cumpla con las especificaciones establecidas en el proyecto, el mismo tiene una capacidad de 60 MWh y el inversor es de una potencia de 50 MW, ver Figura 26.

A la salida de este bloque se encuentra el transformador elevador, el cual modifica la tensión desde la del inversor hasta el nivel de la red interna de distribución de energía, la cual en nuestro caso es de 31,5 kV. Luego sigue una etapa de medida, necesaria para realizar el control global de la planta, en la cual se releva la potencia activa y reactiva instantánea en el nodo de conexión con la red de alterna.

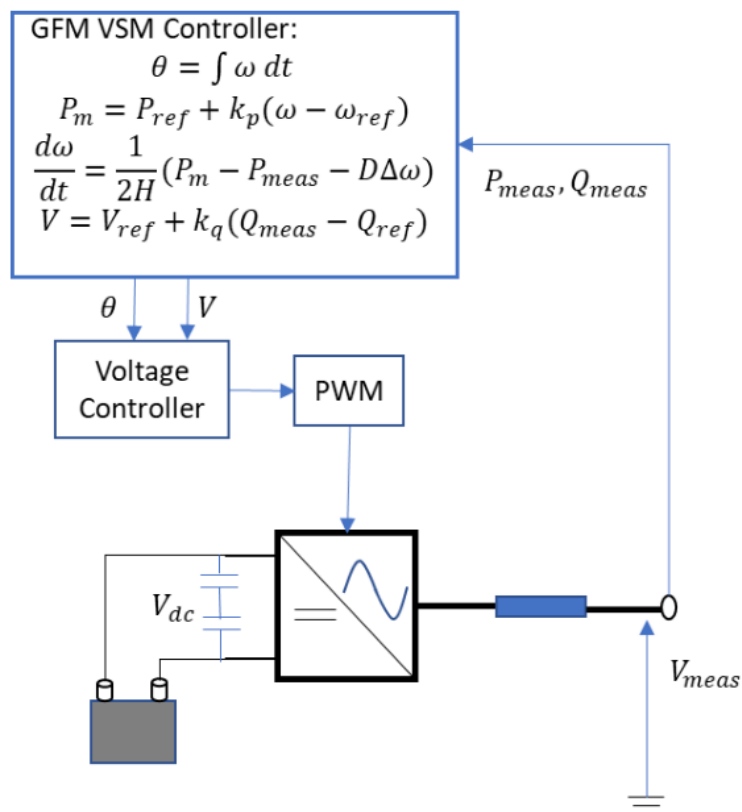


Figura 25. Esquema de funcionamiento del inversor del BESS en modo *grid-forming*.

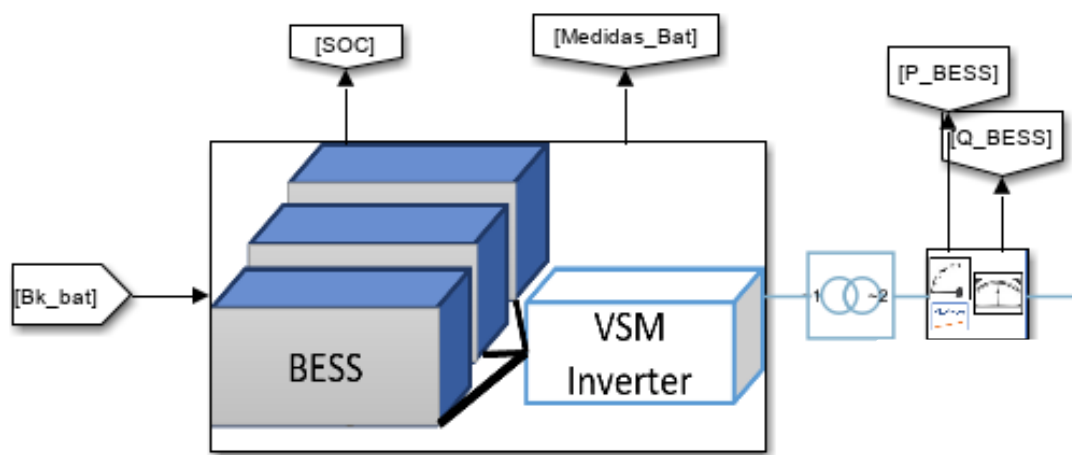


Figura 26. Esquema del BESS utilizado en Simulink.

1.19.4. Virtual Synchronous Machine (VSM)

La utilización del control VSM permite a los convertidores *grid-forming* actuar como "generadores sincrónicos tradicionales" dentro de la red, al aportar servicios auxiliares de frecuencia y voltaje que contribuyen a una operación estable incluso en condiciones de redes débiles o aisladas.³

Los componentes clave de un control VSM incluyen la impedancia virtual, que simula el comportamiento de la impedancia de un generador sincrónico. Esto permite un acoplamiento fuerte entre la potencia activa y el ángulo de fase, así como entre la potencia reactiva y la magnitud del voltaje, mientras desacopla estos dos efectos para mejorar la estabilidad del sistema. Además, un controlador de frecuencia y un gobernador de inercia virtual permiten al VSM responder de manera similar a un generador tradicional, absorbiendo o entregando potencia activa para regular la frecuencia de la red. Este modelo de inercia es crucial para amortiguar variaciones rápidas en la frecuencia y mejorar la capacidad del sistema para afrontar eventos de cambio de carga o generación.

Por otro lado, el regulador automático de voltaje (AVR) gestiona la magnitud del voltaje y facilita la repartición de potencia reactiva, tanto en condiciones normales como durante eventos transitorios. Este regulador trabaja junto con el modelo de flujo del rotor, el cual replica dinámicas transitorias y estacionarias de un generador sincrónico, asegurando un comportamiento coherente en situaciones de cambio rápido.

Los lazos de control de potencia activa y frecuencia (P-F) y de potencia reactiva y voltaje (Q-V), implementados mediante controladores proporcional-integral (PI), permiten al VSM ajustar dinámicamente sus salidas en función de las necesidades de la red. En la siguiente figura se muestran los principales bloques del control VSM.

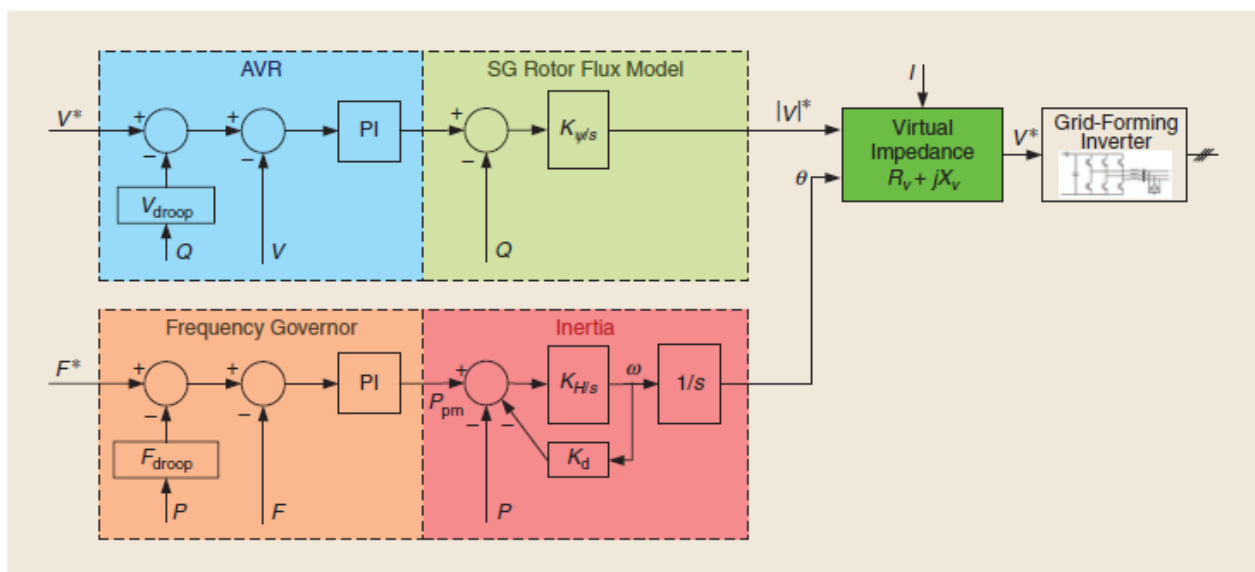


Figura 27. Esquema de control VSM.

1.19.5. Parque fotovoltaico

Para el parque fotovoltaico se utiliza como modelo base la implementación disponible en las librerías de Matlab, la cual fue modificada de modo que cumpla con las especificaciones establecidas en el proyecto.

³ A. Tuckey and S. Round, "Grid-Forming Inverters for Grid-Connected Microgrids: Developing 'good citizens' to ensure the continued flow of stable, reliable power," *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, no. 1, pp. 39-46, March 2022, doi: 10.1109/MELE.2021.3139172.

El bloque base tiene como entrada la variable P_{Irr} en la cual se dispone el recurso solar y una salida que se conecta en la red de alterna. Se añadió a este una variable denominada P_{ref_PV} la cual permite limitar la potencia inyectada a la red de alterna, el bloque resultante en Simulink es el que se ilustra en la Figura 28. A su vez este bloque internamente está conformado por 4 módulos de paneles solares de 50 MWp cada uno, totalizando una potencia de 200 MWp de generación solar pico.

A la salida de este bloque se encuentra el transformador elevador, el cual modifica la tensión desde la tensión interna del parque fotovoltaico hasta el nivel de la red interna de distribución de energía. Luego sigue una etapa de medida, necesaria para realizar el control global de la planta, en la cual se releva la potencia activa y reactiva instantánea en el nodo de conexión con la red de alterna.



Figura 28. Modelo utilizado para el modelado del parque PV. (22)

1.19.5.1. Control interno

El sistema de control interno de cada módulo de 50 MWp del parque solar tienen la siguiente estructura:

Conversión de Corrientes y Tensiones

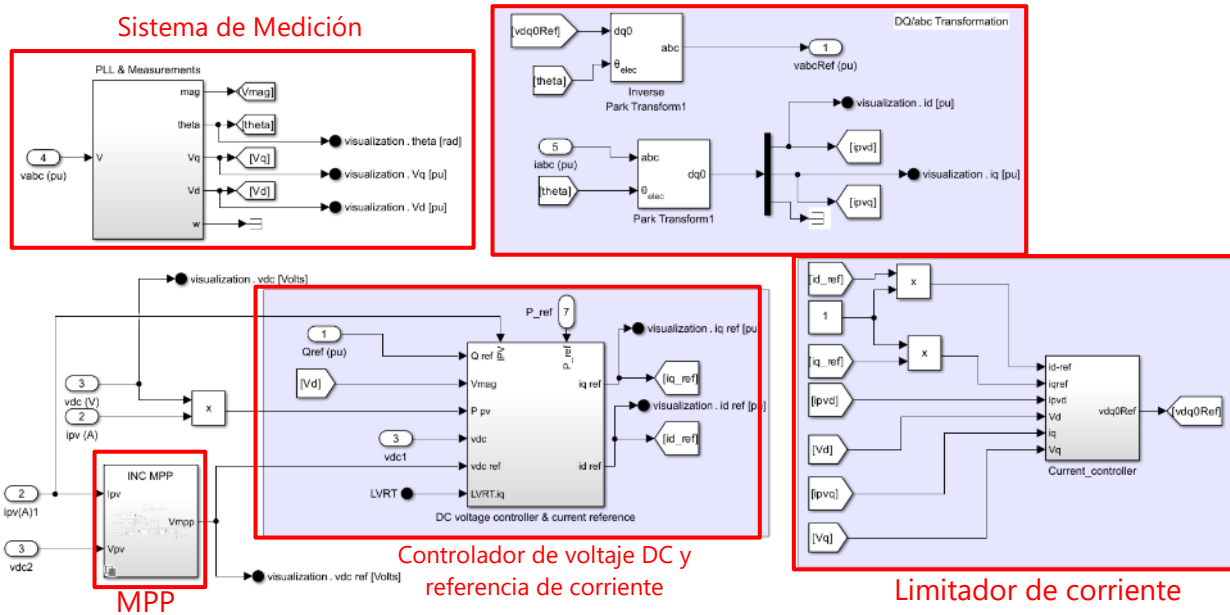


Figura 29. Esquema del controlador del inversor correspondiente al parque fotovoltaico.

Sistema de Medición

Este bloque se encarga de medir las señales eléctricas del sistema y convertirlas en el marco de referencia $dq0$. Utiliza un lazo de enganche de fase (PLL) para calcular el ángulo de fase θ , la magnitud del voltaje V_{mag} y las componentes en dq del voltaje, denominadas V_d y V_q . La señal de entrada es el voltaje trifásico V_{abc} en valores por unidad (pu). Las salidas incluyen las magnitudes y componentes del voltaje, que son utilizadas en otros bloques para control y monitoreo del sistema.

Conversión de Corrientes y Tensiones

Este bloque realiza la transformación entre los sistemas de coordenadas $dq0$ y abc . La transformada de Park convierte las corrientes trifásicas I_{abc} en sus equivalentes en dq , mientras que la transformada de Park inversa convierte las referencias de voltaje V_{dq0Ref} de vuelta a coordenadas de fase abc . Se utiliza el ángulo θ , estimado por el PLL para realizar estas conversiones. Las salidas incluyen los valores de corriente en coordenadas dq , los cuales son utilizados para monitoreo, y los voltajes en coordenadas de fase abc , que sirven como referencia para el inversor.

Controlador de Voltaje DC y Referencia de Corriente

Este bloque regula el voltaje del bus de continua V_{dc} y genera las referencias de corriente I_d e I_q para el control del inversor. Utiliza como entradas la medición del voltaje V_{dc} y la corriente I_{pv} del sistema fotovoltaico. También recibe como parámetros las referencias de potencia activa P_{ref} y potencia reactiva Q_{ref} . Con esta información, el bloque calcula las referencias de corriente necesarias para mantener el sistema dentro de los valores operativos deseados.

MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Este bloque implementa un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) basado en el método de *Incremental Conductance* (INC). Su función principal es ajustar el voltaje de operación del generador fotovoltaico para extraer la máxima potencia disponible. Recibe como entradas la corriente I_{pv} y el voltaje V_{pv} del panel solar y, a partir de ellos, genera una referencia de voltaje V_{dcRef} que se utiliza para optimizar la conversión de energía.

Limitador de Corriente

Este bloque ajusta las referencias de corriente I_d e I_q para evitar que superen los límites operativos del sistema. Recibe como entradas las referencias de corriente generadas por el controlador de voltaje DC, así como las corrientes medidas en el sistema. También toma en cuenta los valores de voltaje en coordenadas dq . Como salida, proporciona las referencias de corriente finales que serán utilizadas por el controlador del inversor, asegurando que las corrientes no excedan los valores permitidos y manteniendo la estabilidad del sistema.

1.19.6. Parque eólico

Análogamente, para representar el parque eólico se empleó como base un modelo disponible en las librerías de MATLAB (35), el cual fue adaptado para satisfacer los requerimientos específicos del proyecto.

El bloque base del modelo recibe como entradas las señales `wind_speed`, que representa la velocidad del viento incidente, y `Pitch`, que regula el ángulo de ataque de las palas de los aerogeneradores. Adicionalmente, se incorporó la variable `Num_of_Winds_consigna`, que permite definir el número de aerogeneradores conectados de acuerdo con la estrategia de operación del sistema. Esta funcionalidad fue implementada mediante un modelo adicional que mide la corriente aportada por un aerogenerador tipo y la multiplica por un factor equivalente al número de unidades conectadas, utilizando una fuente de corriente dependiente (ver Figura 30). El bloque modificado puede observarse en la Figura 31.

A la salida de este bloque se encuentra el transformador elevador, encargado de incrementar la tensión desde el nivel base del modelo hasta el nivel operativo del sistema. A continuación, se dispone una etapa de medición que permite relevar la potencia activa y reactiva instantánea en el nodo de conexión con la red de corriente alterna.

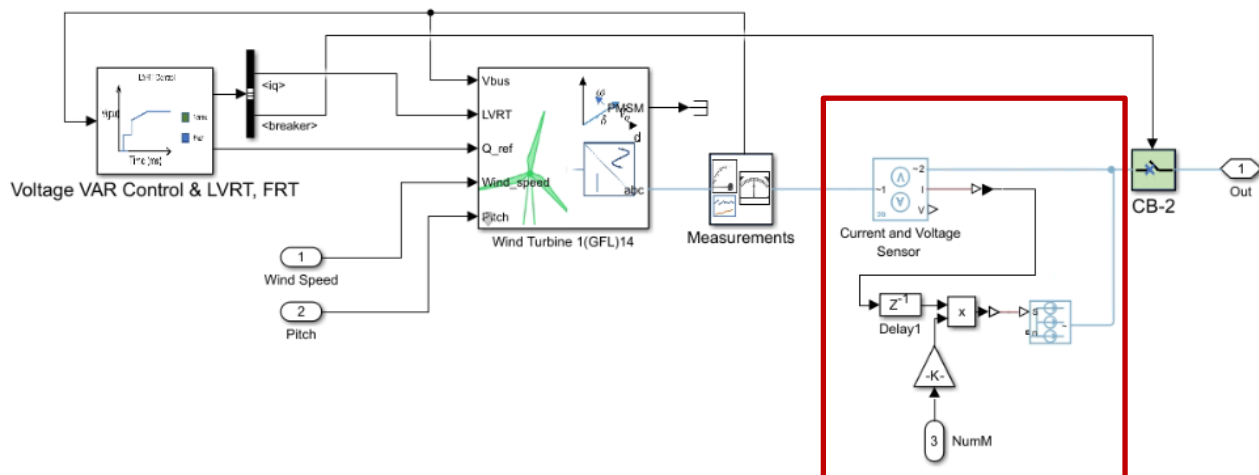


Figura 30. Modelo agregado de módulos eólicos.

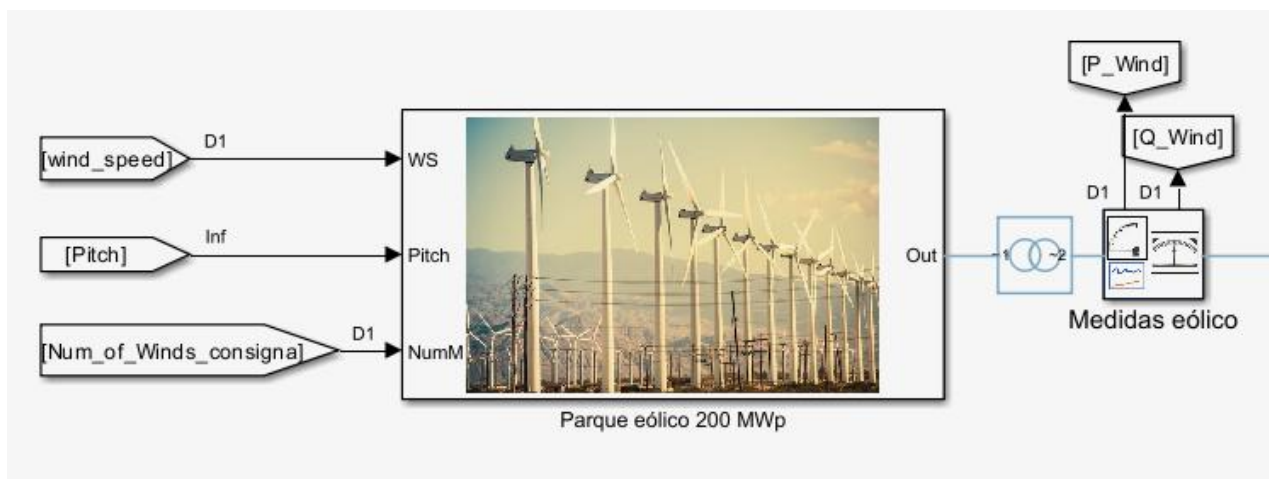


Figura 31. Modelo utilizado para el modelado del parque eólico.

1.19.6.1. Controlador interno

Internamente, el bloque está compuesto por múltiples aerogeneradores equipados con generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG), acoplados a la red mediante convertidores de potencia de escala completa (*full converter*).

Los aerogeneradores operan bajo una estrategia de control tipo *grid-following* (GFL), basada en un sistema de seguimiento de fase (*phase-locked loop* - PLL), lo que les permite sincronizarse con la red eléctrica y operar en el punto de máxima potencia (*maximum power point* - MPP).

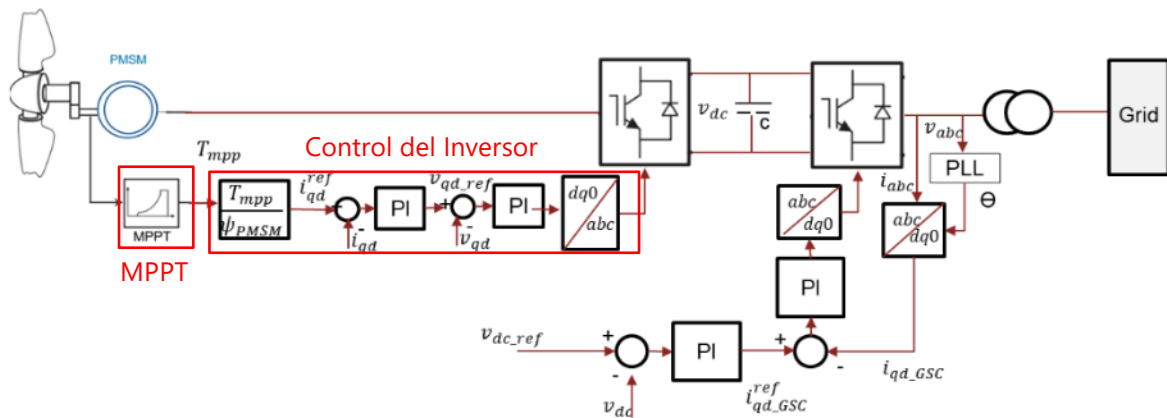


Figura 32. Esquema de control del generador eólico. (22)

Sistema de Generación Eólica y Seguimiento del MPPT

El sistema eólico utiliza un generador sincrónico de imanes permanentes (PMSM) para convertir la energía mecánica del viento en energía eléctrica. Se implementa un algoritmo MPPT para optimizar la generación ajustando el torque T_{mpp} . Esta información se usa para definir la referencia de corriente.

Control del Generador e Inversor

El control del PMSM emplea reguladores PI para ajustar la corriente en coordenadas dq , generando referencias de voltaje que se convierten a coordenadas de fase abc y modulan el inversor conectado al generador. La energía generada es rectificadora, obteniendo un voltaje V_{dc} , el cual es regulado con un lazo PI para garantizar estabilidad.

Conversión a la Red y Sincronización

El inversor de conexión a la red convierte V_{dc} en corriente alterna sincronizada. Un lazo de control PI ajusta las corrientes para cumplir las referencias establecidas. Se emplea un PLL para calcular el ángulo de fase y asegurar que la inyección de energía sea estable.

1.19.7. Electrolizador

Existen cuatro tipos de electrolizadores: alcalino, PEM, óxido sólido (SOEC) y AEM (*Anion Exchange Membrane*), este último recientemente introducido en la literatura el cual permitirá eliminar las desventajas de los electrolizadores alcalinos y PEM. (24)

Actualmente en el mercado hay dos tecnologías de electrolizadores comercialmente disponibles, los de tipo Alcalino y los de tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*). Los de tipo alcalino son la tecnología más madura y requieren menor costo de inversión, debido a que el catalizador utilizado es sus electrodos (níquel, cobalto o hierro) es más económico. Por otra parte, el gas producido es de alta calidad y está disponible para aplicaciones de gran porte. (25)

Por otra parte, se evaluará el control del electrolizador, analizando si puede tener un diseño modular, que permita “apagar” y “prender” módulos según sea requerido. El concepto de operación parte de la base de operar los módulos del electrolizador en un porcentaje de carga superior al 90%. De esta forma un módulo debería encenderse si la potencia disponible pudiese garantizar que el módulo podría operar con cierta seguridad a una potencia igual o superior al 90% de su potencia nominal. Con esta lógica de operación podríamos gestionar la potencia mínima de operación del electrolizador en función de la potencia del módulo, sin necesidad de perder eficiencia, ya que si bien la potencia mínima a la cual se estima puede operar un electrolizar alcalino es del orden de entre el 15% y 20% de su potencia nominal (26) no existe consenso respecto de cómo afectaría esto a la vida útil del electrolizador.

De esta forma se podría gestionar de forma eficiente la potencia demandada por el electrolizador en función de la potencia disponible.

1.19.7.1. Convertidor 12 pulsos

Para alimentar el electrolizador, se utilizará un convertidor de 12 pulsos, el cual se considera el más adecuado para una aplicación de este tipo (25). Este sistema es esencial para rectificar la tensión alterna, proporcionando una fuente de tensión continua con alta calidad, garantizando un suministro estable y adecuado para el electrolizador. Dicha elección es particularmente relevante para electrolizadores alcalinos (ALK).

Según estudios técnicos (27), a pesar de ser tecnologías maduras con alta eficiencia energética y buen control de corriente, los electrolizadores alcalinos pueden degradar la calidad de la energía en el lado de CA debido a:

- Demanda de potencia reactiva.
- Altos niveles de rizado de corriente causados por el control de ángulo de disparo conmutado por línea.

Estos efectos aumentan las pérdidas eléctricas y el consumo energético específico. Por esta razón, se emplea un convertidor de 12 pulsos basado en tiristores (THY), que resulta ideal para aplicaciones de alta tensión y corriente. Este diseño combina dos rectificadores de 6 pulsos con secundarios desfasados, reduciendo significativamente el rizado de corriente y mejorando la calidad de la potencia entregada al sistema.

El modelo del convertidor de 12 pulsos que se implemento fue extraído de la biblioteca de MATLAB/Simulink, específicamente del entorno Simscape Electrical, que ofrece herramientas avanzadas para simular sistemas eléctricos. Este modelo permitirá evaluar el comportamiento dinámico del convertidor al rectificar la tensión alterna y alimentar el sistema de electrolisis, el modelo básico no cuenta con un control de tensión del bus de DC, por lo tanto, se implementó uno propio.

Implementación en MATLAB/Simulink

El modelo que se utilizo está disponible en la biblioteca de *Simscape Electrical*, específicamente bajo el ejemplo denominado “*Twelve-Pulse Thyristor Rectifier*”. Este modelo base es completamente parametrizable y permite simular el comportamiento del convertidor en diversas condiciones de operación, tales como variaciones en la carga o fluctuaciones en la red de alimentación. La estructura del modelo base puede observarse en la Figura 33.

Por defecto, el modelo incorpora un sistema que opera con un ángulo de disparo fijo, lo que equivale a tener tensión en DC dependiente del nivel de tensión de la red de AC, si esta tiene variaciones la red de continua también tendrá variaciones proporcionales. Sin embargo, dado que la red de alterna en este caso no está acoplada a una red fuerte, podría sufrir variaciones de tensión importantes durante los diferentes estados de operación de la planta por lo cual se hace necesario poder regular la tensión DC modificando el ángulo de disparo.

Esto genero la necesidad de implementar un sistema de control adicional que permita regular el ángulo de disparo de los tiristores, de modo que se mantenga el nivel de tensión en el bus de continua dentro de un valor prefijado independientemente de las variaciones en la red de AC, asegurando así un nivel de tensión estable para la operación del electrolizador.

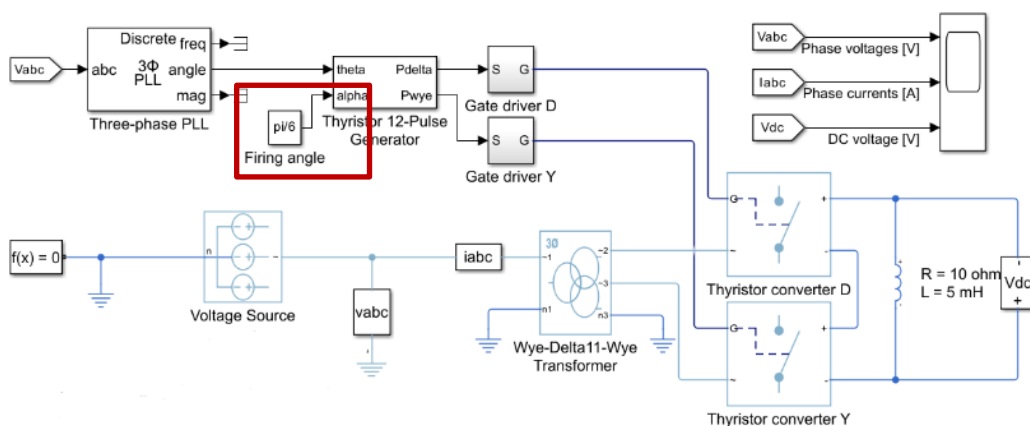


Figura 33. Esquema de conexión del convertidor de 12 pulsos.

Control de tensión DC

Como se mencionó previamente, fue necesario desarrollar un sistema de control que permita mantener el nivel de tensión dentro de un rango constante en el bus de continua, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los distintos componentes del sistema. En la Figura 34 se muestra el sistema diseñado e implementado en la entrada del ángulo de disparo respecto al modelo base.

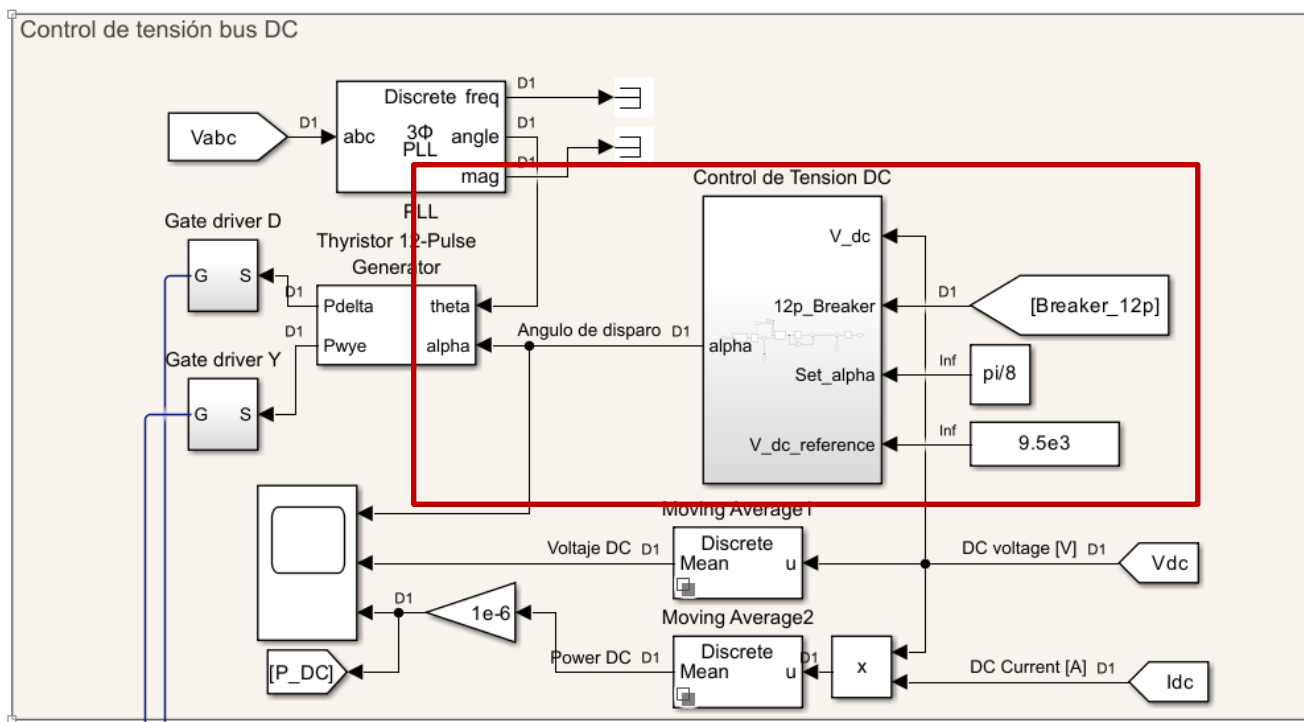


Figura 34. Control Bus de continua.

Esta nueva señal de salida se genera en el sistema de control mostrado en la Figura 35, el cual consiste en un controlador PI, el cual calcula la corrección necesaria al ángulo de disparo base, denominado Set_alpha, con el objetivo de que la tensión en el bus de continua se mantenga en el valor de referencia $V_{dc_reference}$.

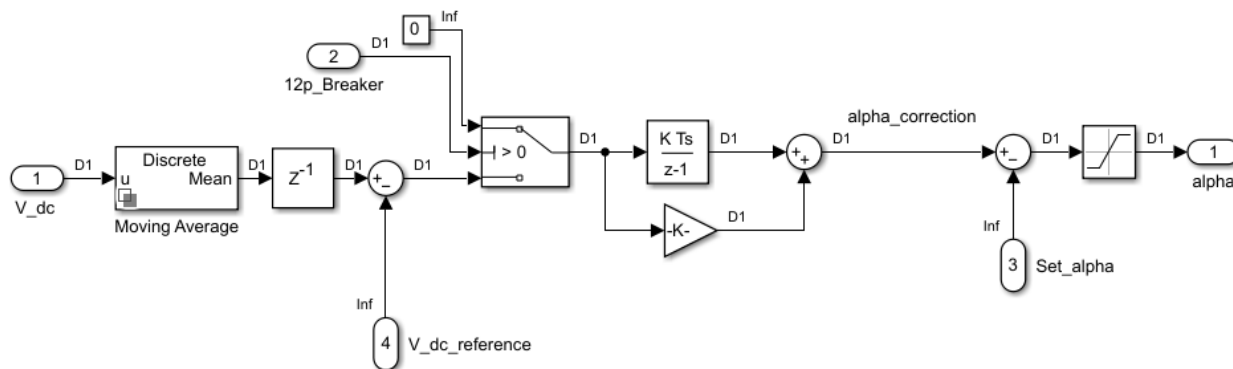


Figura 35. Control Bus de continua, detalle.

1.19.7.2. Modelado del electrolizador

Como electrolizador se utilizó la tecnología más madura en la actualidad, la cual es el electrolizador alcalino (AEC). Este tipo de electrolizador ha sido ampliamente estudiado y es considerado una opción confiable para diversas aplicaciones debido a su robustez y costo relativamente bajo en comparación con otras tecnologías (27) como los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEMEC). En este modelo, se emplea una representación simplificada, que permite

capturar las características esenciales de su comportamiento eléctrico, sin introducir complejidades innecesarias al sistema.

El modelo eléctrico del electrolizador se basa en una aproximación resistiva, donde se considera que el electrolizador actúa como una resistencia equivalente que representa la potencia activa consumida por el mismo (28). Esta resistencia incluye los efectos de la resistencia interna de la celda y las conexiones eléctricas del sistema. Al adoptar esta simplificación, se busca proporcionar una carga estable y predecible dentro del sistema, facilitando el análisis del comportamiento general sin requerir complejizar las simulaciones.

Esta simplificación no solo facilita el análisis del efecto del comportamiento del electrolizador dentro del sistema, sino que también permite una integración más eficiente con otros componentes de la red eléctrica, como inversores, sistemas de almacenamiento y fuentes renovables. Aunque este modelo no captura fenómenos complejos como las sobretensiones de activación o la doble capa eléctrica, resulta suficiente para aplicaciones donde el enfoque principal está en la estabilidad y el rendimiento general del sistema.

Cabe mencionar que, en escenarios donde se requiera una mayor precisión o donde las condiciones dinámicas sean críticas, podría considerarse la adopción de modelos más avanzados. Estos incluirían elementos adicionales, como resistencias controladas por corriente, capacitores para modelar la doble capa eléctrica y resistencias adicionales para capturar las pérdidas por concentración y las sobretensiones de activación. Sin embargo, para los objetivos de este estudio, la aproximación resistiva simple del AEC es una elección adecuada que equilibra simplicidad y funcionalidad.

Implementación en MATLAB/Simulink

Como se mencionó anteriormente, el modelado eléctrico del electrolizador se realizó mediante una representación basada en resistencias equivalentes. El sistema está compuesto por 40 módulos, cada uno con un consumo de nominal de 5 MW.

Es importante destacar que este valor no coincide exactamente con los indicados en las entregas de los hitos anteriores. Esta elección responde a un criterio de diseño, ya que, desde el punto de vista de la viabilidad técnica, las variaciones en los resultados no son significativas en relación con el mix de demanda considerado.

El modelo desarrollado se puede observar en la Figura 36, a su vez en la Figura 37 puede observarse el detalle interno de este.

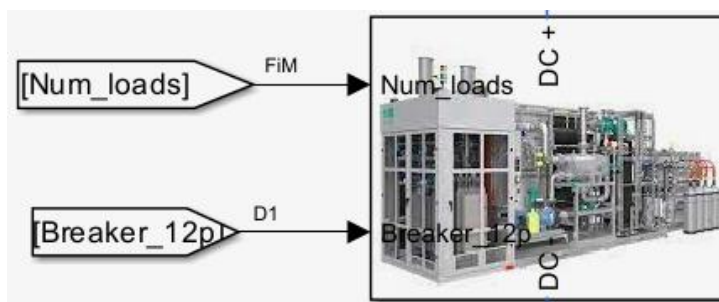


Figura 36. Bloque electrolizador.

A continuación, se describirán los principales elementos que componen el modelado del electrolizador:

1. Entradas: consta de dos variables, la primera indica la señal del estado del disyuntor del transformador de 12 pulsos, la segunda es una consigna de cuantos números de módulos debe tener conectado.
2. Control de entrada de módulos, es un bloque programado el cual tiene la funcionalidad de gestionar la entrada de módulos, de esta forma se evita que entren más de un módulo a la vez, se define la separación entre entradas de módulos. Adicionalmente se controla que la entrada del módulo no sea brusca, se suaviza la señal con un filtro de primer orden, configurable.
3. Finalmente, está la resistencia variable, la cual se modifica su valor para determinar la cantidad de módulos en funcionamiento.

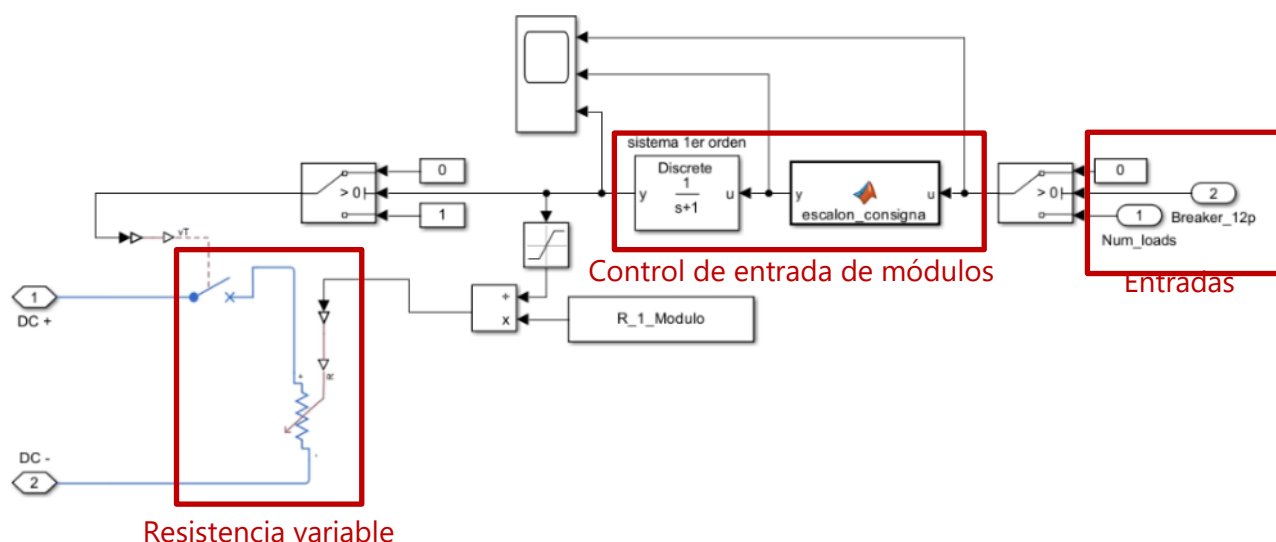


Figura 37. Modelo interno de electrolizador.

1.20. Esquema resultante

En las siguientes figuras se puede observar el modelo completo implementado:

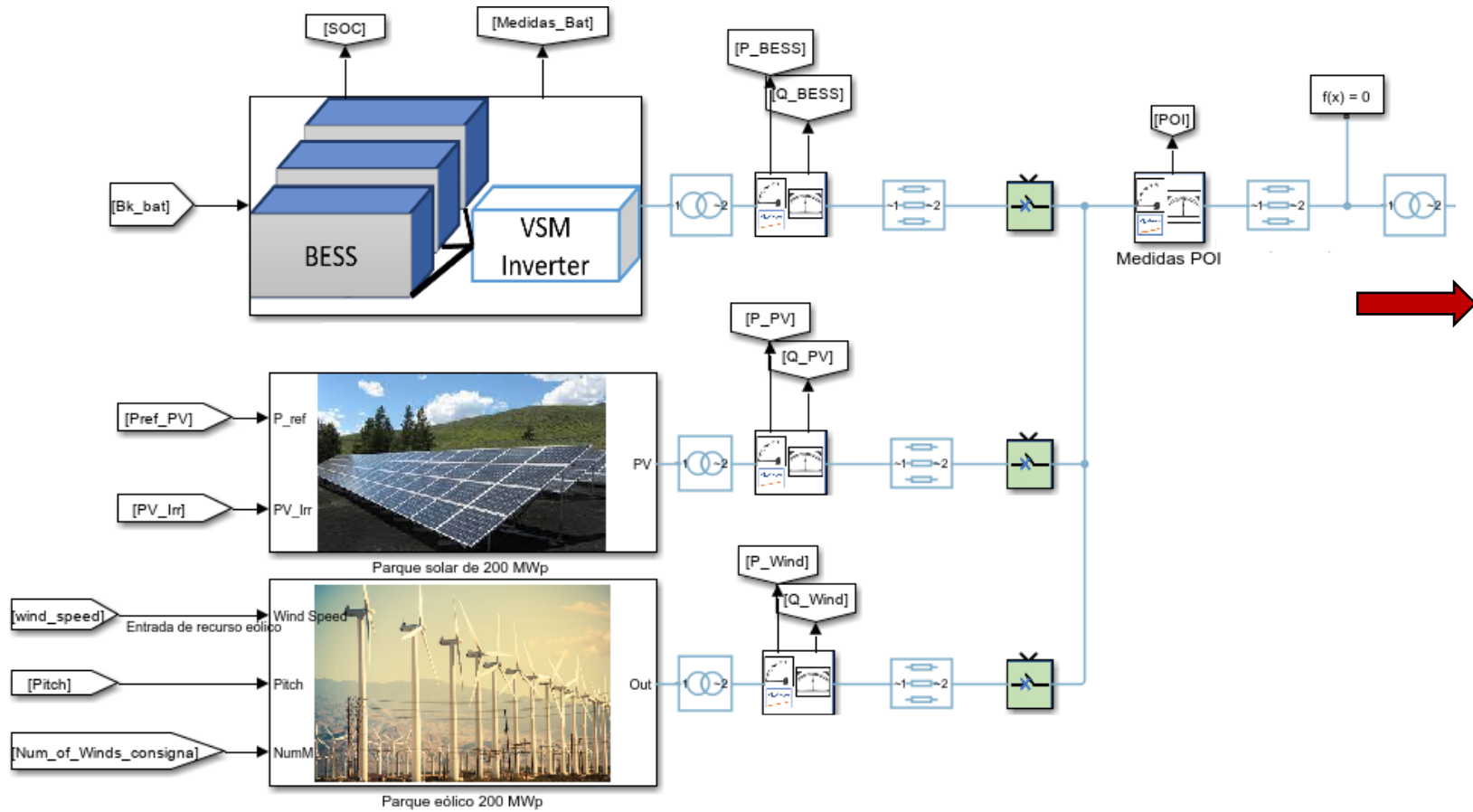


Figura 38. Esquema final implementado generación y BESS, parte 1/3.

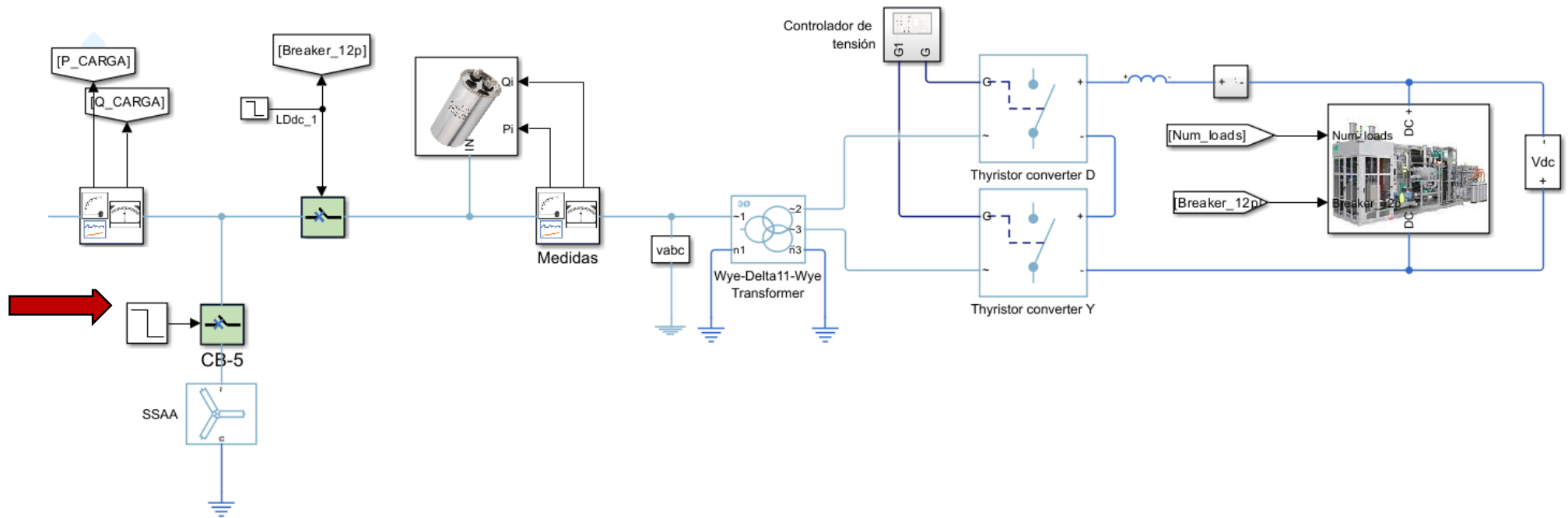


Figura 39. Esquema final implementado demandas, parte 2/3.

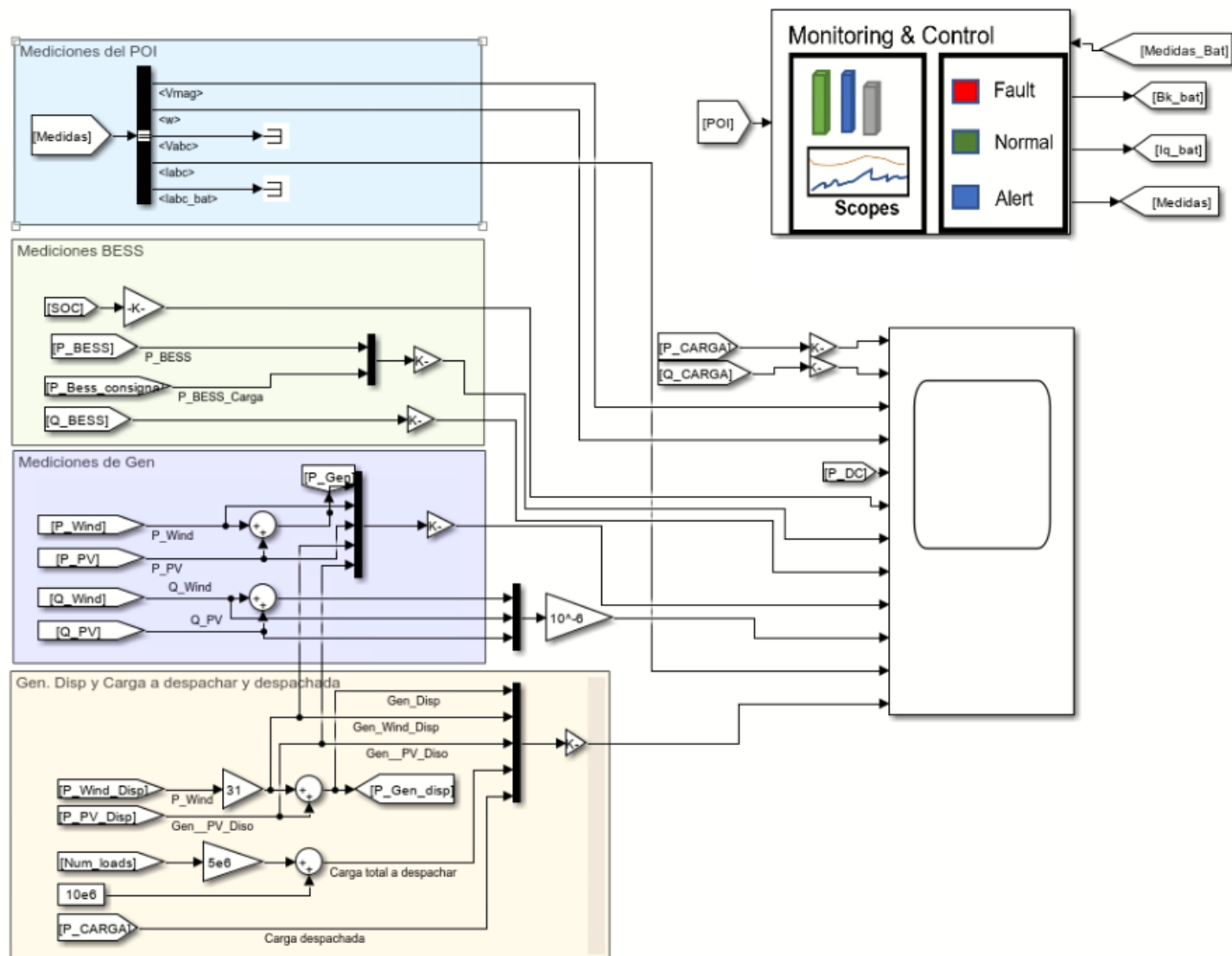


Figura 40. Esquema final implementado monitoreo de variables, parte 3/3.

1.21. Síntesis de los controladores de la planta

En el contexto del sistema propuesto, que opera completamente en modo isla, el controlador principal coordina las fuentes de generación renovable (eólica y fotovoltaica) con el sistema de almacenamiento basado en baterías (BESS) y con el electrolizador.

El objetivo es mantener la estabilidad de la red al regular frecuencia y voltaje mediante el despacho controlado de potencia activa y reactiva, sin la conexión a una red externa.

El sistema utiliza el BESS en modo *Grid-Forming*, actuando como la referencia de voltaje y frecuencia para el resto de la planta. Los generadores eólicos y fotovoltaicos operan en modo de seguimiento de referencia (*Grid-Following*), ajustando su potencia intercambiada de acuerdo con las consignas proporcionadas por el control central. Esto asegura una operación sincronizada y estable en la red interna de planta.

1.21.1.1. Control global de planta

El control global de planta está representado mediante los diagramas de flujo de las Figura 41 y Figura 46, el mismo está dividido en dos etapas distintas:

Etapas de arranque

El diagrama de flujo de este control se encuentra en la Figura 41 y es el encargado de gestionar las señales del sistema necesarias para realizar un arranque adecuado en función de los recursos disponibles, específicamente la velocidad del viento y la irradiancia solar.

Dichas señales comandan el cierre de los distintos interruptores de la red interna, incluyendo los del BESS, los parques de generación (eólico y fotovoltaico) y las cargas asociadas.

El proceso comienza con la verificación del nivel de carga del sistema de almacenamiento (BESS), verificando que el mismo tiene un nivel de carga mínimo como para arrancar la planta. Si no la tiene, se procede a la carga de este mediante un generador de emergencia. Una vez que el BESS alcanza el nivel mínimo de carga, se desconecta el generador de emergencia y se inicia el proceso de arranque.

Luego se evalúan dos caminos posibles de energización inicial en función de las condiciones ambientales:

- Si hay velocidad de viento mínima, se energiza el transformador del BESS y la salida del parque eólico.
- Si hay irradiancia mínima, se energiza el transformador del BESS y luego se energiza la salida del parque fotovoltaico.

En ambos casos, si la energización es exitosa, se habilita la energización del electrolizador, lo cual da paso al control entre generación-demanda.

Si alguna condición falla en el camino, el proceso termina con error y no se completa el arranque.

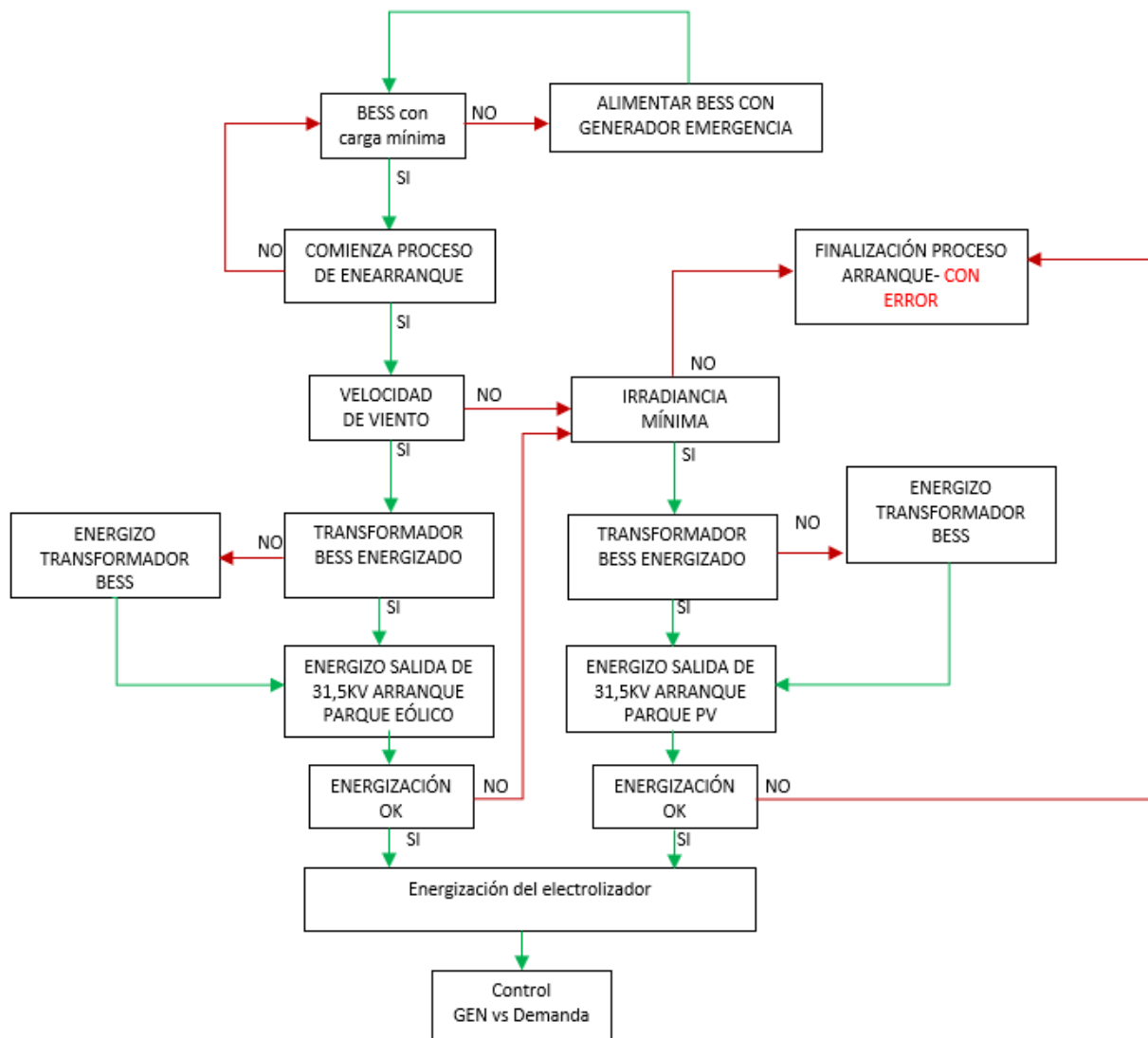


Figura 41. Diagrama de flujo del arranque de planta.

El controlador implementado en Simulink se puede apreciar en las siguientes figuras:

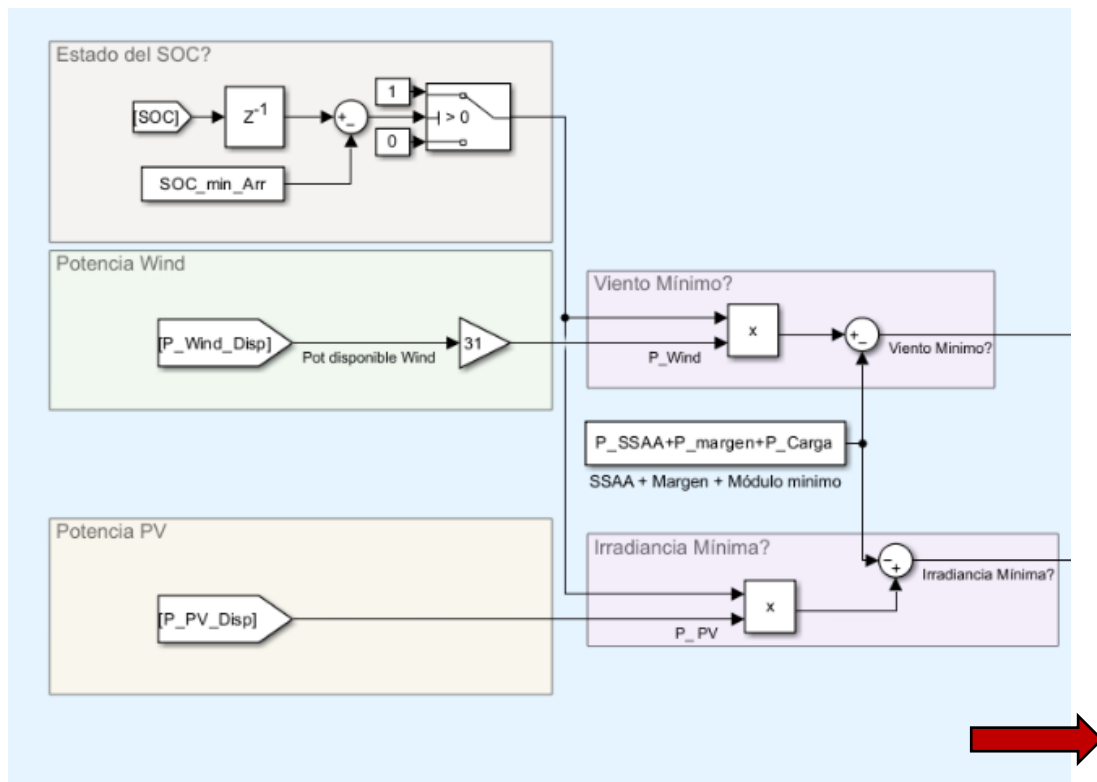


Figura 42. Esquema implementado para el control de arranque. Parte 1/2.

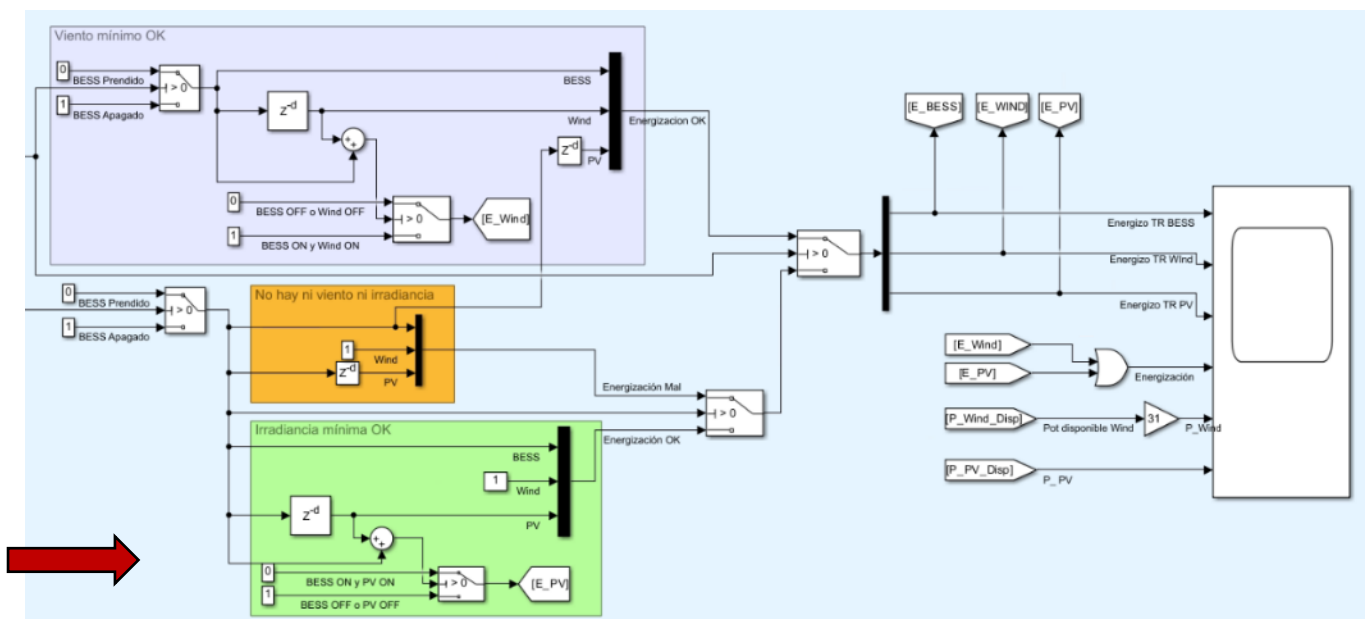


Figura 43. Esquema implementado para el control de arranque. Parte 2/2.

En las siguientes figuras se muestran distintos casos considerando distintos perfiles de recurso solar y eólico, a modo de verificar si las salidas del control implementado responden a lo requerido.

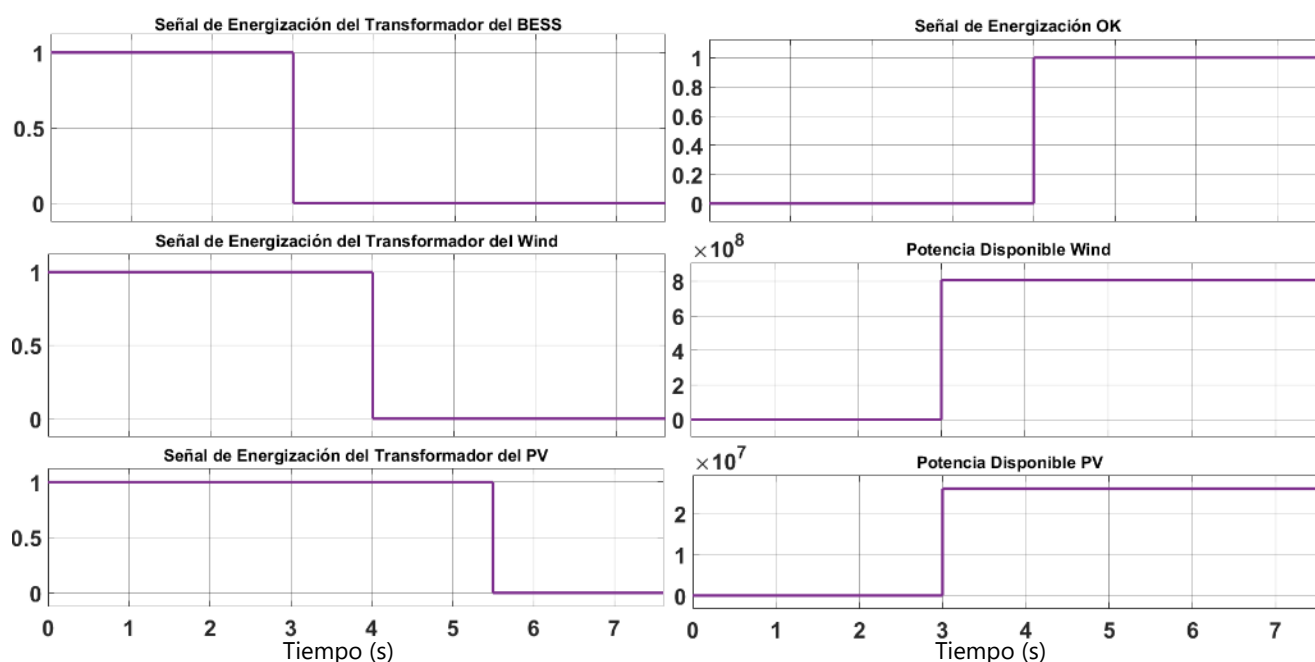


Figura 44. Señales de Control en el proceso de arranque priorizando la energía eólica.

En la Figura 44 se observa el comportamiento del sistema de control ante la disponibilidad de ambos recursos renovables (eólico y fotovoltaico). El esquema de operación prioriza inicialmente la energización del sistema eólico (WIND), seguido del recurso fotovoltaico (PV).

Una vez detectada la disponibilidad de potencia tanto eólica como solar, el sistema procede a energizar en primer lugar el transformador del sistema BESS, y posteriormente los transformadores asociados a los sistemas PV y WIND, en función de la disponibilidad de cada recurso en ese momento.

En la Figura 45 se observa la secuencia de energización del sistema cuando inicialmente solo se dispone de generación eólica, y posteriormente se incorpora la generación solar. El sistema de control responde a la disponibilidad progresiva de los recursos renovables: en primer lugar, se energiza el transformador del sistema eólico (WIND) y, una vez que se detecta la disponibilidad de potencia suficiente proveniente del sistema fotovoltaico (PV), se procede a la energización de su correspondiente transformador.

Este comportamiento refleja una operación escalonada, donde cada fuente ingresa al sistema de forma secuencial según su disponibilidad, permitiendo una gestión eficiente y segura del proceso de arranque y conexión de cargas.

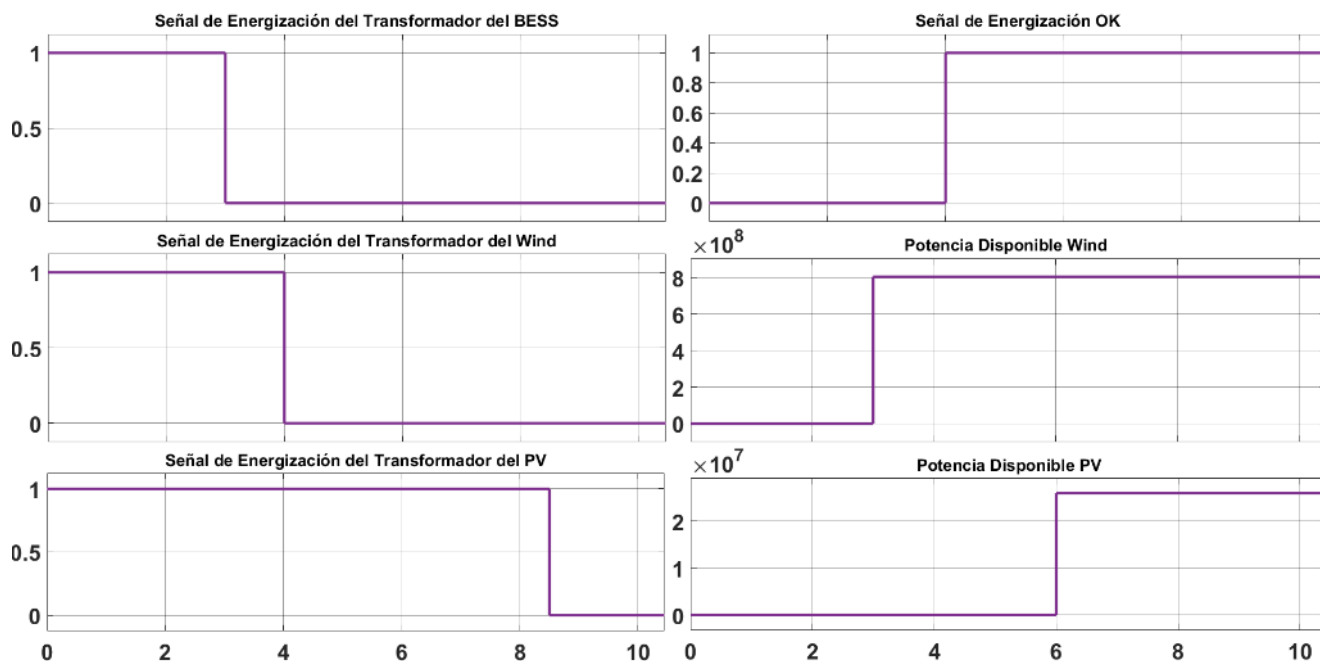


Figura 45. Señales de Control en el proceso de Arranque teniendo solo eólica y luego entrando solar.

Gestión demanda-generación

Una vez completado el proceso de arranque de planta, se activa el control de generación-demanda, el cual opera en régimen permanente. Este sistema es responsable de gestionar la potencia demandada, la generación disponible (eólica y fotovoltaica) y el modo de operación del BESS, que puede encontrarse en estado de carga, neutro o descarga, según las condiciones del sistema.

El diagrama de bloques correspondiente a este control se presenta en la siguiente figura:

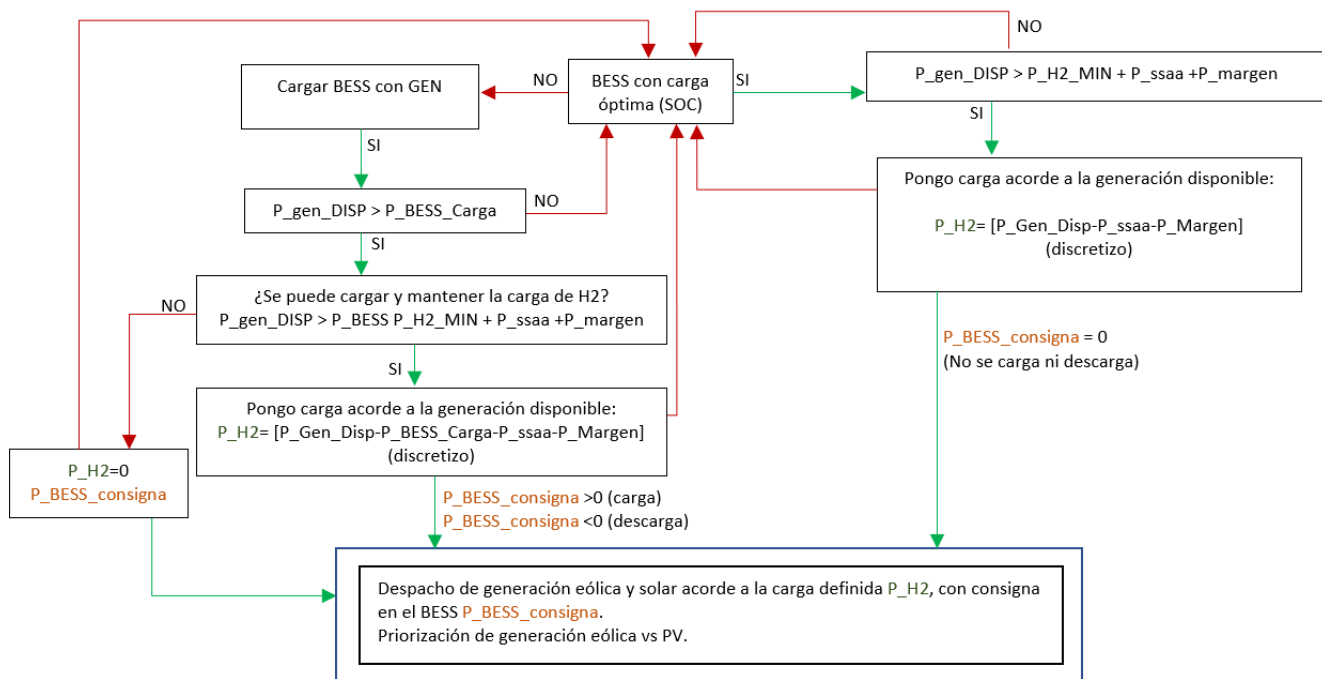


Figura 46. Diagrama de flujo del control demanda-generación.

El funcionamiento del control puede describirse de forma simplificada de la siguiente manera:

- El sistema verifica continuamente el estado de carga (SOC) del BESS. En función de este valor, se definen dos posibles escenarios:
 - El BESS requiere carga o descarga.
 - El BESS permanece en estado neutro (sin intercambio de energía).
- Para cada escenario, el control establece las siguientes consignas:
 - $P_{\text{BESS_consigna}}$: define el régimen de operación del BESS (carga, descarga o neutro).
 - P_{H2} : potencia demandada por el electrolizador, ajustada en función de la disponibilidad de generación y del estado del BESS.
 - Consignas de generación para el parque eólico y el parque fotovoltaico, a fin de mantener el equilibrio entre generación y demanda.

El controlador implementado en Simulink se puede apreciar en las siguientes figuras:

1. **Despacho de carga:** se calcula en base a la generación disponible, considerando las cargas en AC, un margen por pérdidas, y, si corresponde, la potencia de carga del BESS. A partir de esto se determina la demanda a despachar. El resultado (*output*) es el número de módulos de electrolizadores a despacha.

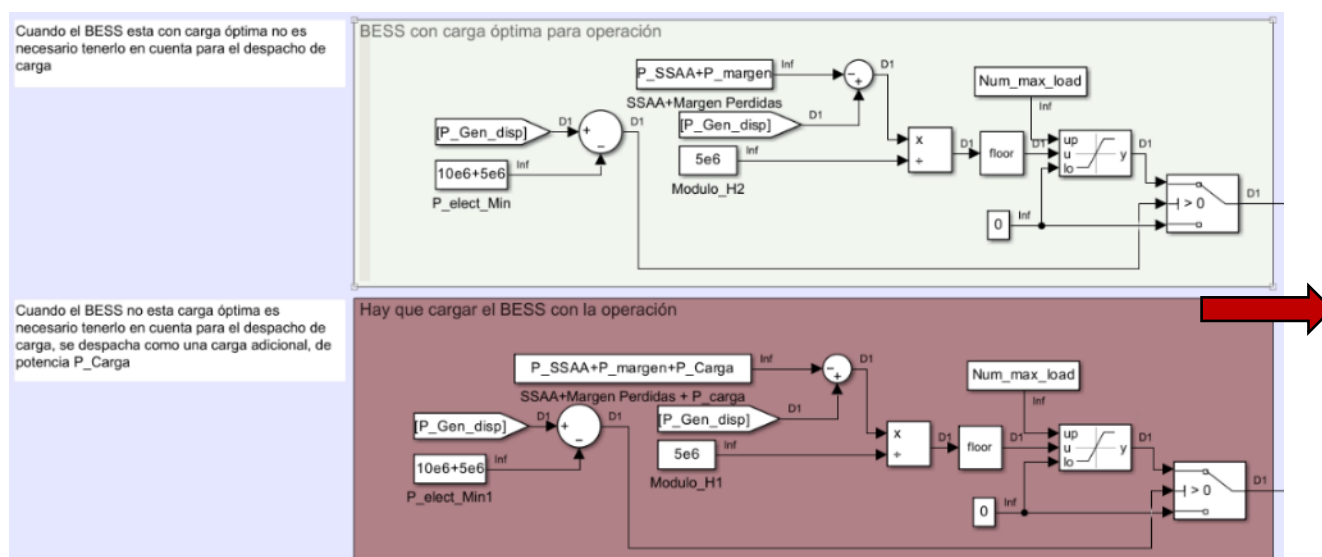


Figura 47. Control despacho de carga.

2. **Control de carga-descarga:** Esta sección es la encargada de determinar la variable $P_{\text{BESS_consigna}}$, y, según el estado del sistema, despachar la potencia óptima

correspondiente al BESS. Para esto se programó el bloque de control soc_control, el cual, a partir de la medición del estado de carga (SOC) de la batería, define el siguiente comportamiento:

- Si el SOC se encuentra entre los umbrales SOC_MIN y SOC_MAX, la salida es $P_{BESS_consigna} = 0$ MW, lo que corresponde al modo neutro.
- Si el SOC supera SOC_MAX, el sistema entra en modo descarga, manteniéndose en este estado hasta que el SOC descienda a SOC_OPT. Durante este período, la salida es $P_{BESS_consigna} = 5$ MW.
- Si el SOC cae por debajo de SOC_MIN, se activa el modo carga, el cual se mantiene activo hasta alcanzar SOC_OPT. Mientras no se alcance este valor, la salida es $P_{BESS_consigna} = -5$ MW.

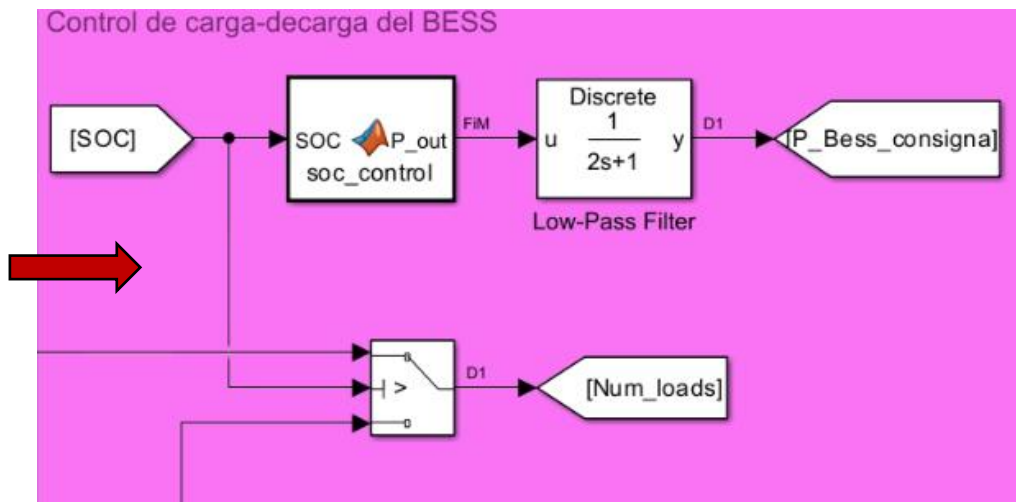


Figura 48. Gestión de consigna del BESS.

3. **Despacho de generación:** Esta sección es responsable de despachar la generación disponible para cubrir la demanda global de la planta. Como criterio de operación, se establece que, en caso de disponer de generación eólica, esta será priorizada en el despacho, complementándose posteriormente con la generación solar para realizar un ajuste fino y alcanzar el balance requerido.

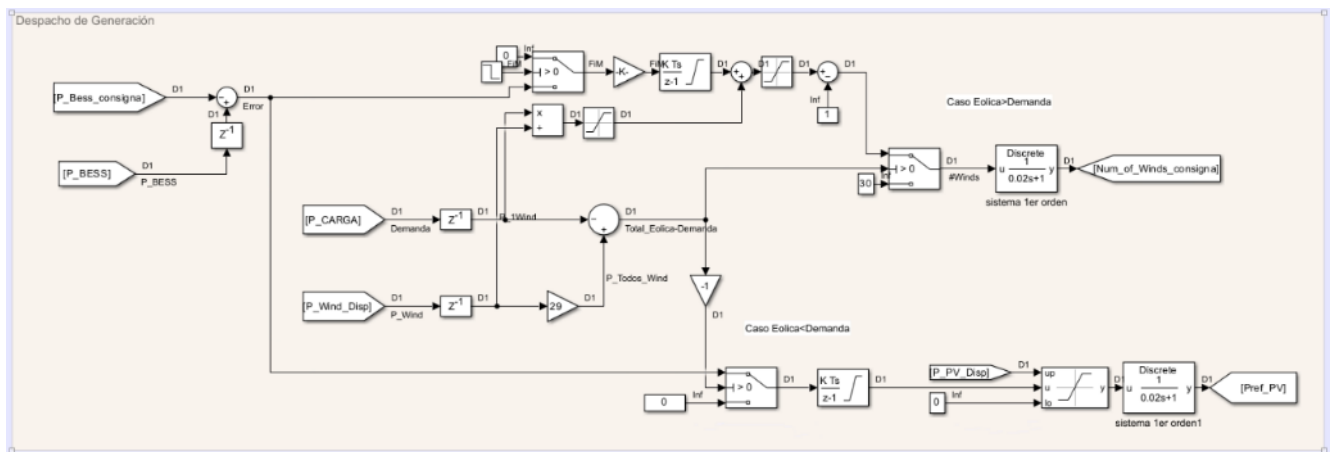


Figura 49. Control de despacho de generación.

La operación de este control en régimen permanente y bajo contingencia de la red, será puesto a prueba en la sección Simulaciones de interés.

1.21.2. Control electrolizador

El electrolizador será controlado de forma que acompañe la generación, siempre que esté por debajo de su potencia nominal, si sobrepasa la potencia nominal, el electrolizador operará a plena carga y la generación será limitada, a no ser que sea necesario cargar el BESS.

Un aspecto importante a considerar en el modelado del electrolizador es su velocidad de respuesta ante un cambio de consigna de potencia, esto implica representar correctamente los valores de "ramping" del mismo, ya que afectarán la respuesta transitoria de toda la planta, ante un desbalance entre la generación y la carga.

Sobre este punto existe información contradictoria en diferentes publicaciones. En (27) se indica que el electrolizador llega a su potencia máxima en 30 segundos, en tanto en (91) se indica que es 1,67% P_n/s (alcanzaría su potencia nominal en 60s aprox.). En (27), por otro lado, se indica que la rampa de subida de potencia es de 17%/s de su potencia nominal y para una rampa de bajada quedaría en 25%/s.

Vale aclarar que cuanto mayor sea la diferencia entre las velocidades de respuesta de la generación y la demanda, más se exigirá al BESS, con el incremento de costos que implica.

Actualmente existen propuestas de control sobre electrolizadores alcalinos que apuntan a mejorar la eficiencia a bajas densidades de corriente. En particular en (92) se plantea un esquema de control en donde para estos casos se opera el electrolizador mediante la inyección de corriente pulsada a baja frecuencia, y así hacerlo funcionar intermitentemente, pero en forma más cercana a su punto óptimo. En la Figura 50. Inyección de corriente pulsada a baja frecuencia. se ilustra la lógica de operación.

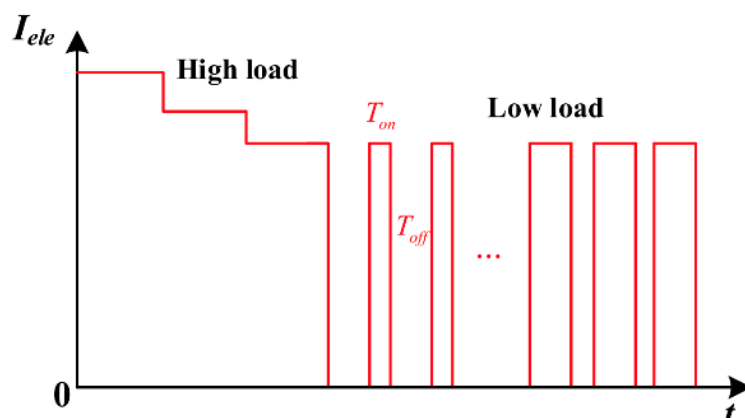


Figura 50. Inyección de corriente pulsada a baja frecuencia.

Esta forma de controlar al electrolizador, denominada "*multimodal self-optimization*" (MMSO) generaría una mejora en la eficiencia global para bajas corrientes de carga, tal cual se puede observar en la siguiente figura.

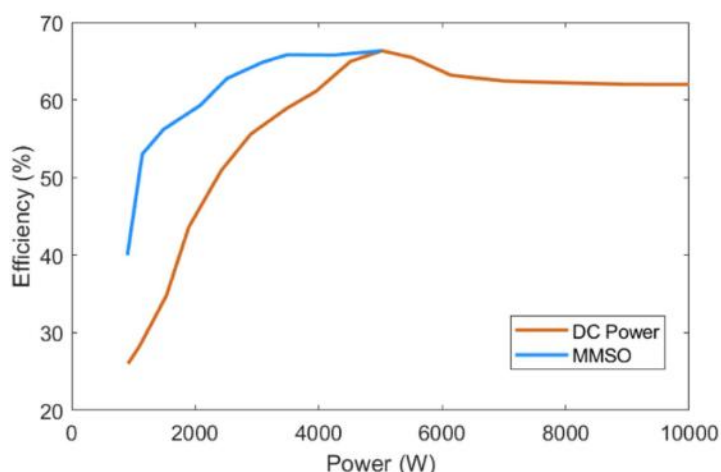


Figura 51. Eficiencia de electrolizador trabajando a bajas frecuencias con el control MMSO.

En el marco de este proyecto, se asumirá que el control del electrolizador es el tradicional, en donde se aplica una tensión continua constante al electrolizador según el punto de carga deseado.

1.22. Viabilidad Técnica

El concepto de planta propuesto fue evaluado en el marco de este proyecto, mediante simulaciones en MATLAB/Simulink de distintas situaciones operativas. Inicialmente, se simularon los componentes de forma independiente con el objetivo de validar el control individual y analizar su respuesta dinámica. Los primeros componentes a modelar son:

- Electrolizador.
- Convertidor 12 pulsos.
- BESS.
- Parque eólico.
- Parque fotovoltaico.

Se ha confirmado la convergencia del sistema y su correcto funcionamiento durante un intervalo temporal de algunos minutos, demostrando una operación coordinada y estable de los principales componentes de la planta.

Se ha analizado, además, la energización de los transformadores de la microred, así como la estabilidad de las cargas críticas, incluyendo el electrolizador y el convertidor de 12 pulsos en ambas vías.

A continuación, se presentan la evaluación de las variables relevantes ante un ejemplo de arranque en "negro" hasta alcanzar una demanda de aproximadamente 100 MW, en el ejemplo se puede observar:

- Energización de transformadores BT/MT.
- Tensión y Frecuencia del sistema.
- Potencias activas del BESS, electrolizador (carga) y generación Solar y Eólica

Señales en el dominio del tiempo de las corrientes en el nodo de interconexión (POI):

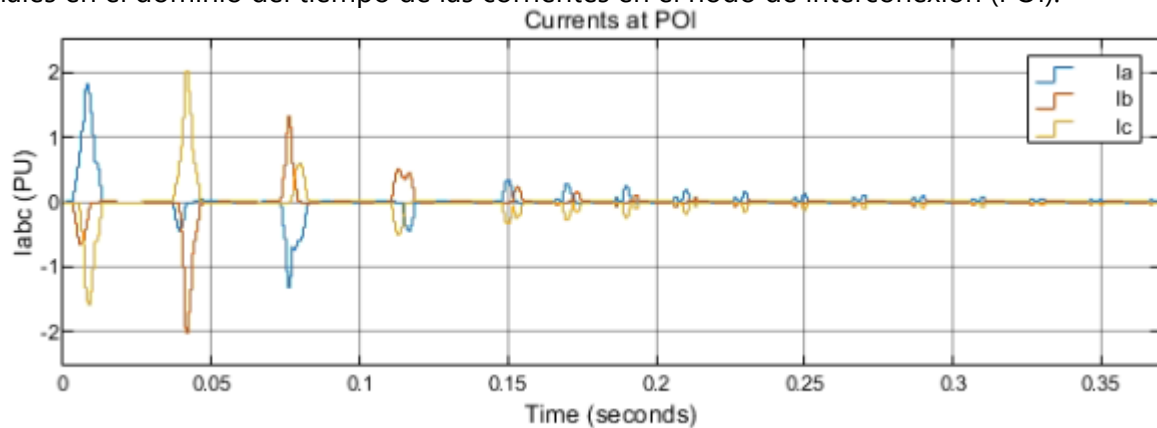


Figura 52. Corrientes de energización de los transformadores.

En el ejemplo, se observa que, el sistema se comporta de manera acorde a lo esperado. De momento, en el escalado de potencias, se alcanzan los valores estimados que corresponderán a los dos procesos de fabricación de hidrógeno verde propuestos en este informe.

A continuación, se puede observar la tensión en pu en el POI junto con la frecuencia, como se observa ambos parámetros se encuentran dentro de rangos razonables en operación:

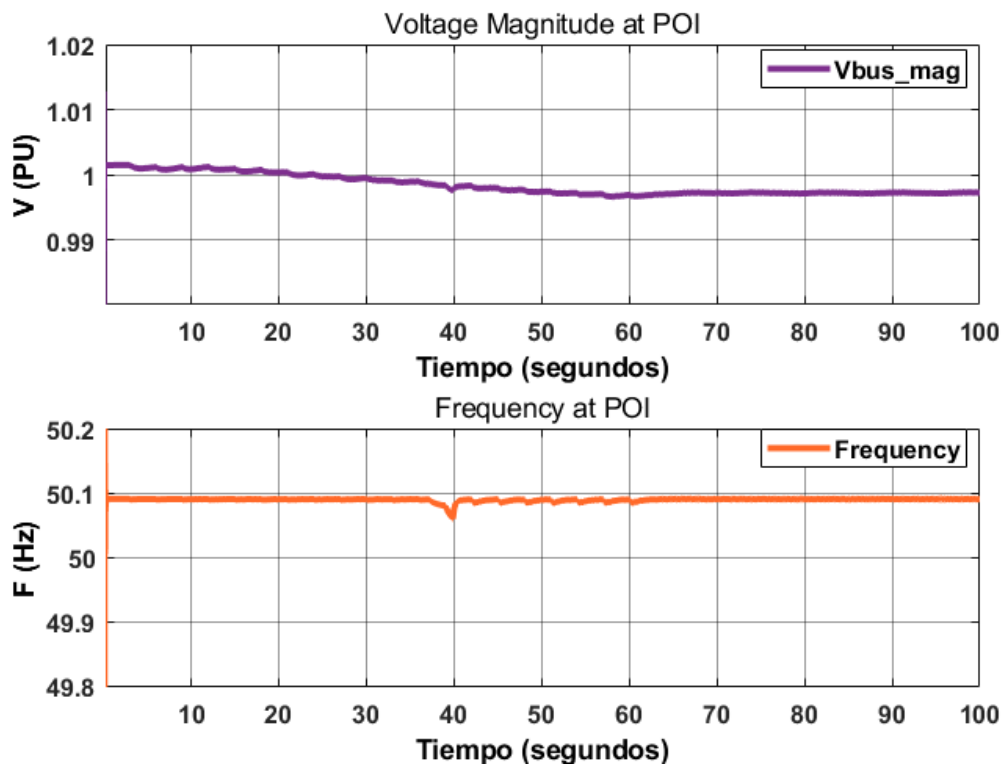


Figura 53. Voltaje y frecuencia del nodo de interconexión del sistema para el escenario simulado.

En la siguiente grafica se puede observar el despacho de los distintos equipos de la red, particularmente el despacho de la generación y de la demanda:

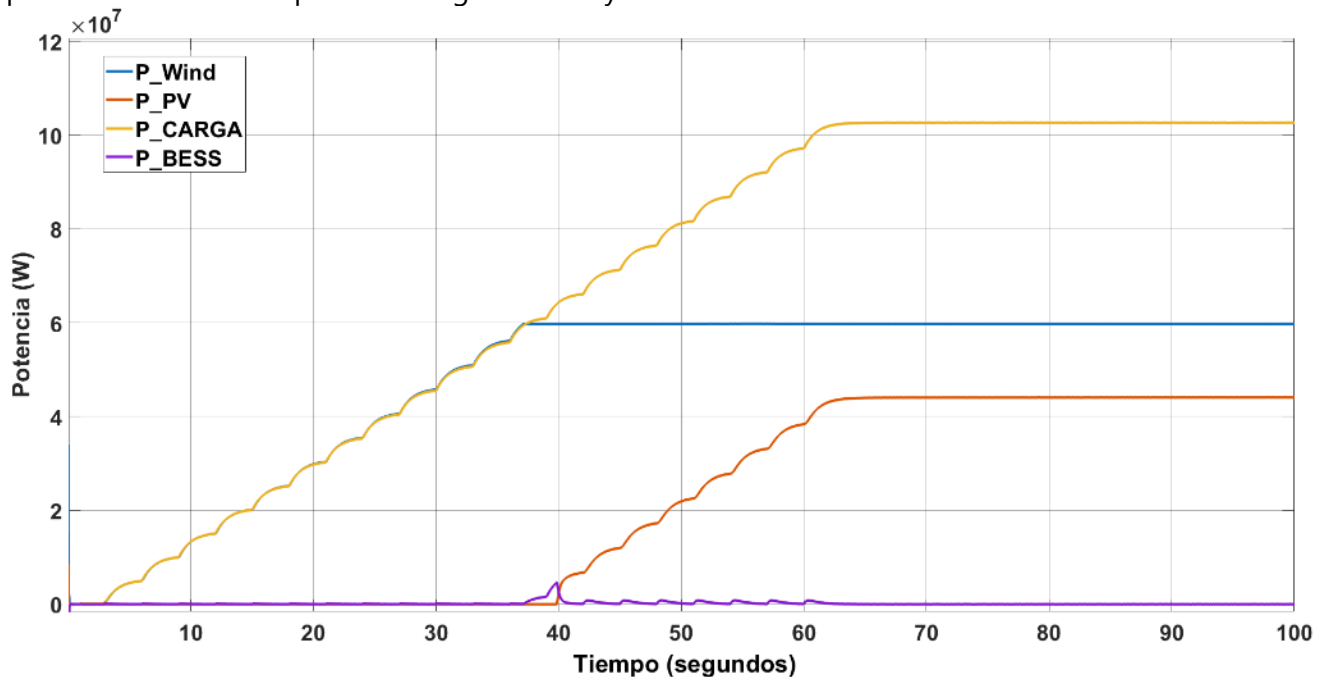


Figura 54. Potencias activas involucradas en el escenario simulado.

En base a los resultados obtenidos anteriormente, se concluyó que el sistema propuesto es técnicamente viable.

Posteriormente, se realizaron simulaciones del sistema integrado, gobernado por el controlador central de la planta. Las simulaciones previstas se detallan a continuación.

1.23. Simulaciones de interés

En la siguiente tabla se resumen las simulaciones realizadas con sus principales características, cada una se encuentra detallada en las siguientes subsecciones.

Tabla 25. Simulaciones realizadas.

ID Simulación	Descripción Breve	Recurso	Evento Principal	Objetivo de la Simulación
1.1	Arranque con recurso constante	Constante	Arranque desde eólica o FV con BESS	Ver secuencia de arranque con recursos constantes y sin carga inicial
1.2	Arranque con recurso variable	Variable	Arranque desde eólica o FV con BESS	Ver comportamiento del sistema durante arranque con recursos fluctuantes
2	Operación con variación de recurso	Variable	Recursos varían en régimen	Evaluar respuesta del control y el BESS frente a perfiles de recurso variables
3	Rechazo de carga con recurso variable	Variable	Pérdida de módulos del electrolizador	Analizar dinámica ante reducción brusca de carga con recursos estables
4	Pérdida de generación con recurso variable	Variable	Pérdida instantánea de generación	Estudiar respuesta del sistema ante falla de generación con recursos estables
5	Cortocircuitos en PE/FV	Constante	CC trifásica, monofásica, bifásica	Evaluar efecto de fallas típicas en MT y pérdida parcial de generación

Como se mostró en la tabla anterior, se simularon diversos casos. En todos ellos se presentan las mismas gráficas de interés, cuyas variables se describen a continuación:

1. **Potencia activa total demandada:** potencia activa instantánea en el nodo de interconexión del BESS (POI), parque fotovoltaico y parque eólico, medida inmediatamente antes del transformador elevador.
2. **Potencia reactiva total demandada:** potencia reactiva instantánea en el nodo de interconexión del BESS, parque fotovoltaico y parque eólico, medida inmediatamente antes del transformador elevador.
3. **Voltaje en pu en el POI.**
4. **Frecuencia en el POI.**
5. **Potencia activa en el bus DC:** potencia activa instantánea demandada en el bus de continua (electrolizador más pérdidas).
6. **SOC del BESS:** nivel de carga instantáneo de la batería.
7. **Potencia activa y consigna del BESS:** potencia activa instantánea aportada por el BESS. La consigna indica su estado operativo (carga, descarga o neutro).
8. **Potencia reactiva del BESS:** potencia reactiva instantánea aportada por el BESS.
9. Potencia activa de los parques (cinco variables):

- a. **P_disp_Wind**: generación eólica disponible.
 - b. **P_disp_PV**: generación solar disponible.
 - c. **P_Gen_Tot**: generación total despachada.
 - d. **P_Wind**: generación eólica despachada.
 - e. **P_PV**: generación solar despachada.
10. **Potencia reactiva de los parques**: potencias reactivas instantáneas aportadas por los parques de generación.
11. **Corrientes en el POI**: señales temporales de las corrientes en pu (respecto a la corriente nominal del BESS) en el POI.
12. Gestión de generación disponible vs. despachada (similar al punto 9):
- a. **P_disp_Tot**: generación total disponible.
 - b. **P_disp_Wind**: generación eólica disponible.
 - c. **P_disp_PV**: generación solar disponible.
 - d. **P_carga_a_despachar**: consigna de demanda del electrolizador a despachar.
 - e. **P_carga_despachada**: demanda del electrolizador efectivamente despachada.

1.23.1. Arranque de la planta

1.23.1.1. Descripción: arranque con recurso constante

Situación inicial:

- Centrales de generación apagadas
- Recurso eólico y/o fotovoltaico disponible y constante.
- BESS con energía suficiente para ciclo de arranque.
- Electrolizador apagado.

Situación simulada:

- Se simularon dos secuencias de arranque, una partiendo de la central eólica y otra partiendo de la central fotovoltaica. La simulación terminaría con la planta operando en régimen con el electrolizador operando a potencia máxima en función de la potencia disponible.

Resultados

En las siguientes figuras se presenta la evolución de las principales variables de interés. Los resultados obtenidos confirman el correcto funcionamiento del control implementado.

Se identifica claramente el “arranque en negro”, el despacho de carga del electrolizador y la participación del BESS, el cual responde de acuerdo con la consigna del control, manteniendo las variables de tensión y frecuencia dentro de los márgenes permitidos.

Asimismo, se observa que el BESS aporta la energía necesaria durante el despacho de la generación. Una vez alcanzado el régimen permanente, adopta un estado neutro, sin intercambiar cantidades significativas de energía con la red, limitándose a contribuir al sostenimiento de su estabilidad.

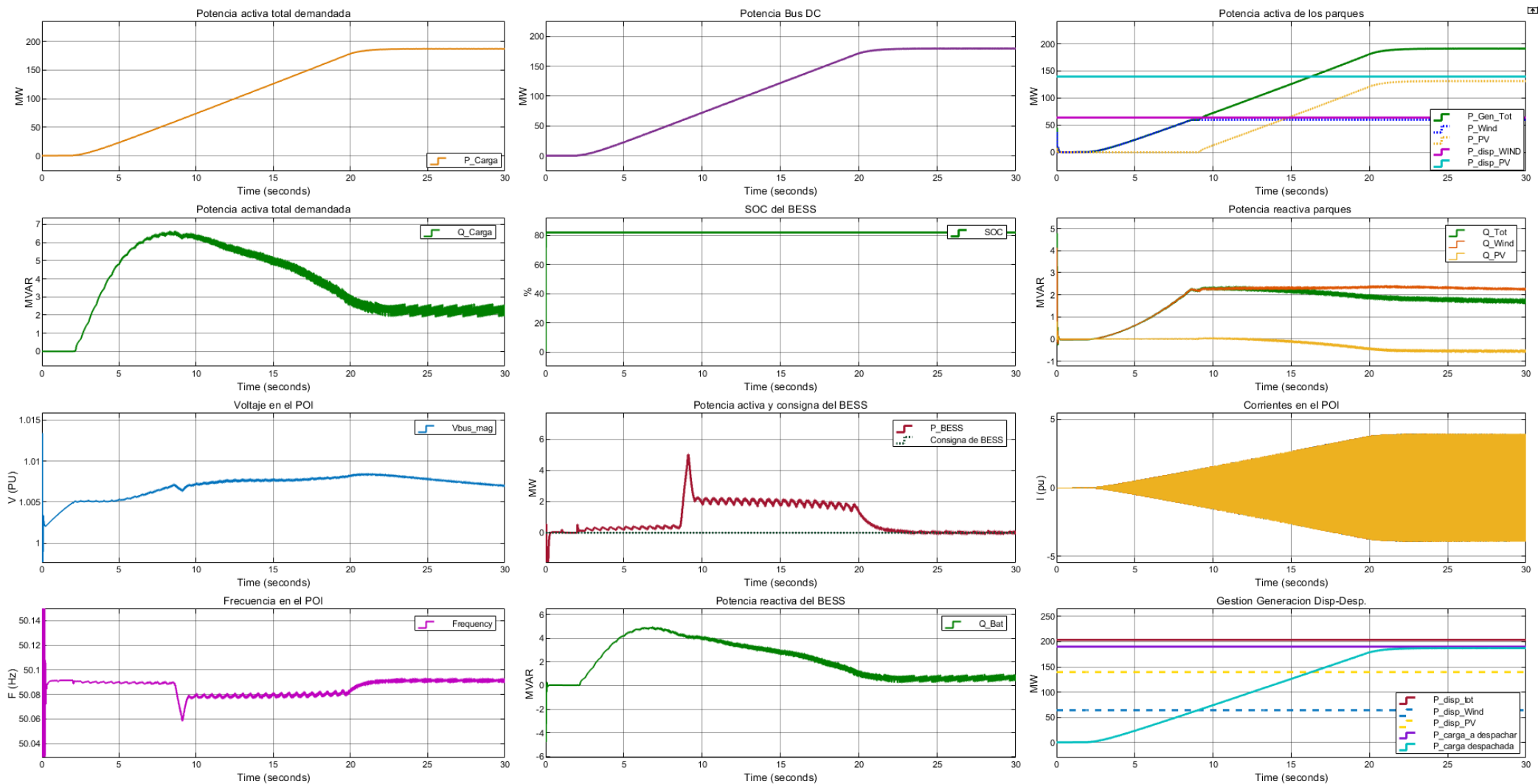


Figura 55. Resultados globales simulación caso 1.1.

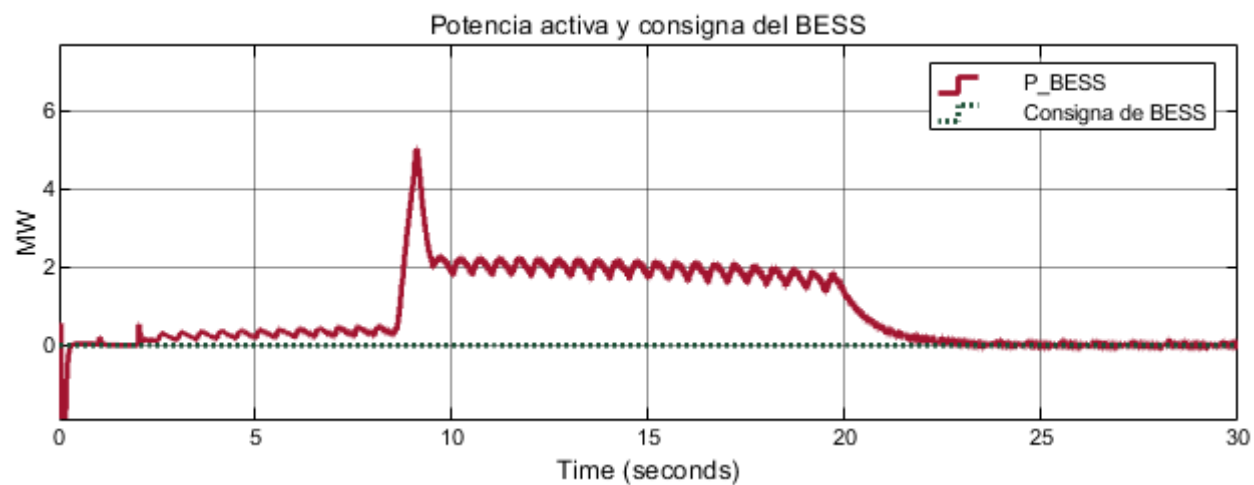


Figura 56. Potencia aportada por el BESS caso 1.1.

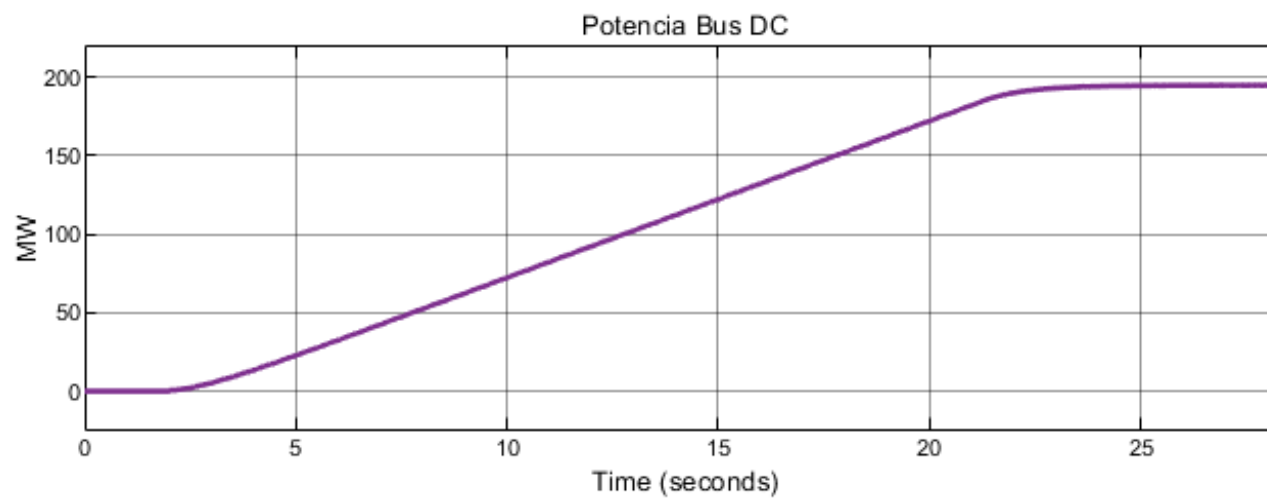


Figura 57. Potencia en el bus DC caso 1.1.

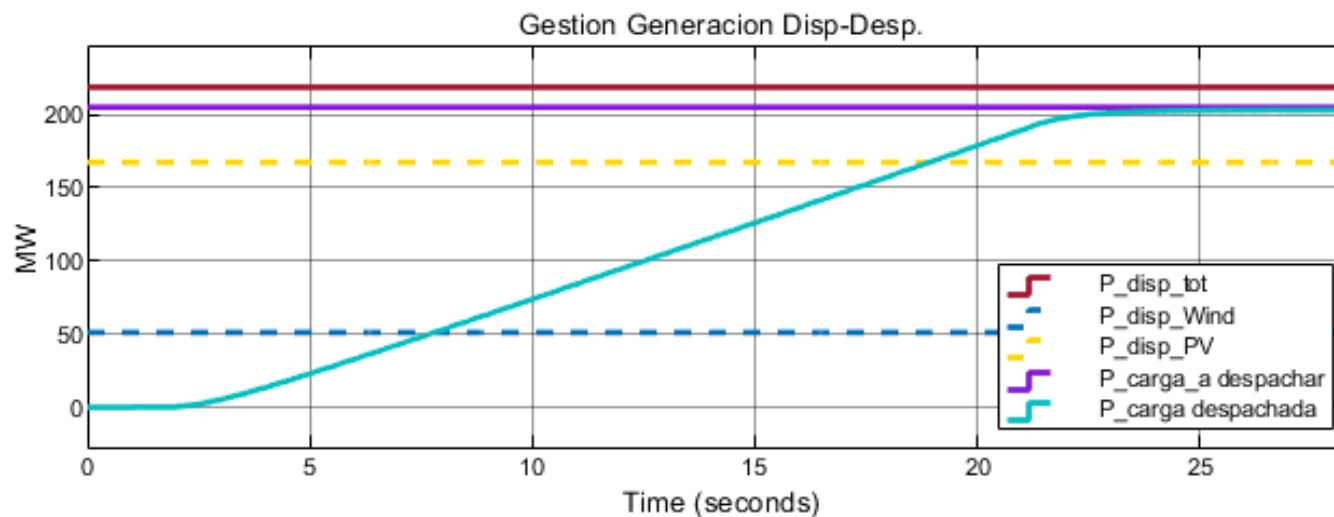


Figura 58. Gestión de recurso vs carga caso 1.1.

1.23.1.2. Descripción: arranque con recurso variable

Situación inicial:

- idéntico al caso anterior, pero con el recurso eólico y fotovoltaico variable.

Situación simulada:

- Se simularon dos secuencias de arranque, una partiendo de la central eólica y otra partiendo de la central fotovoltaica, en ambos casos los recursos eólicos y fotovoltaicos tendrán una entrada variable durante el proceso de arranque. La simulación termina con la planta operando en régimen con el electrolizador operando a potencia máxima en función de la potencia disponible.

Resultados

Los perfiles del recurso para la generación (velocidad del viento e irradiancia) son los que se muestran en la siguiente figura:

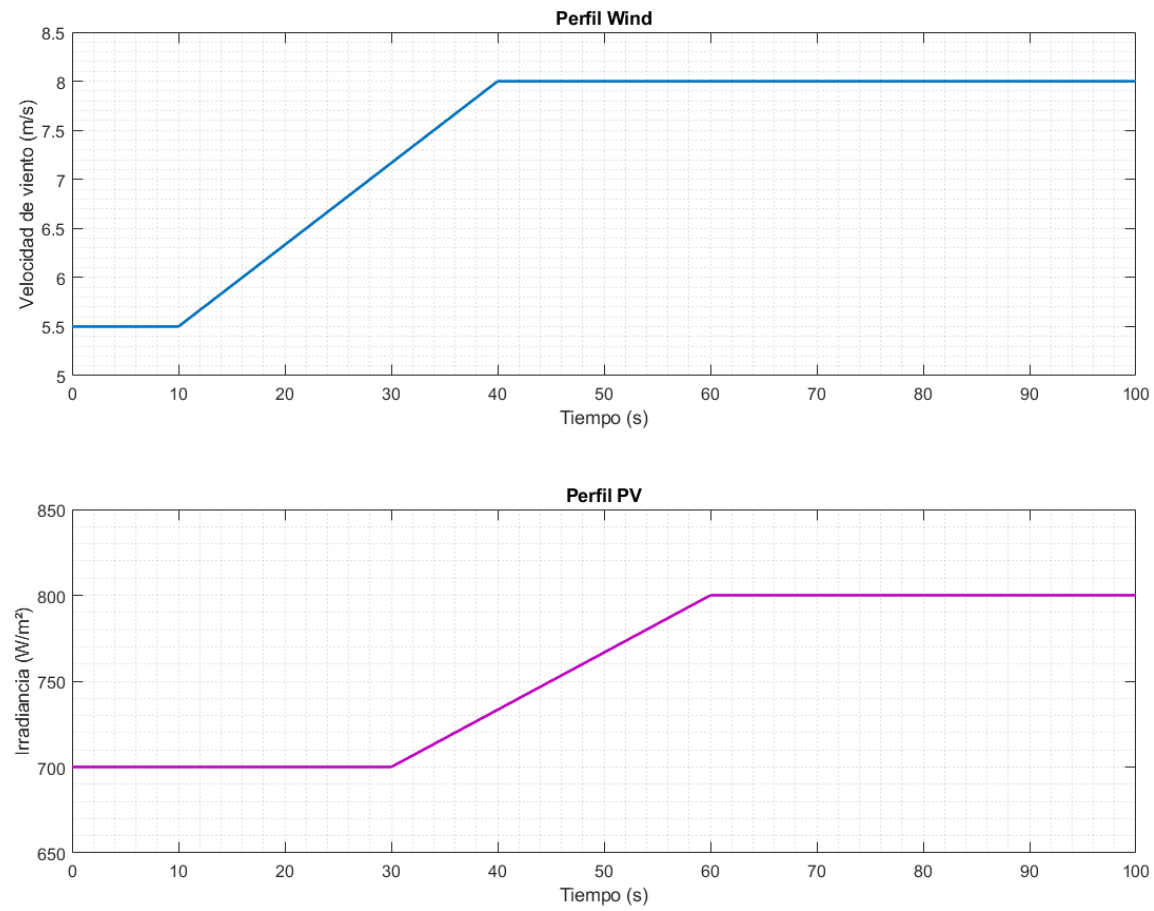


Figura 59. Perfiles de recurso utilizados para el caso 1.

Los resultados de las variables de interés se presentan a continuación. Se aprecia que el BESS aporta la energía necesaria durante el período de despacho de la generación. Una vez alcanzado el régimen permanente, el sistema de almacenamiento adopta una condición neutra acorde a la señal de control, sin intercambiar cantidades significativas de energía con la red, limitándose a contribuir al mantenimiento de su estabilidad.

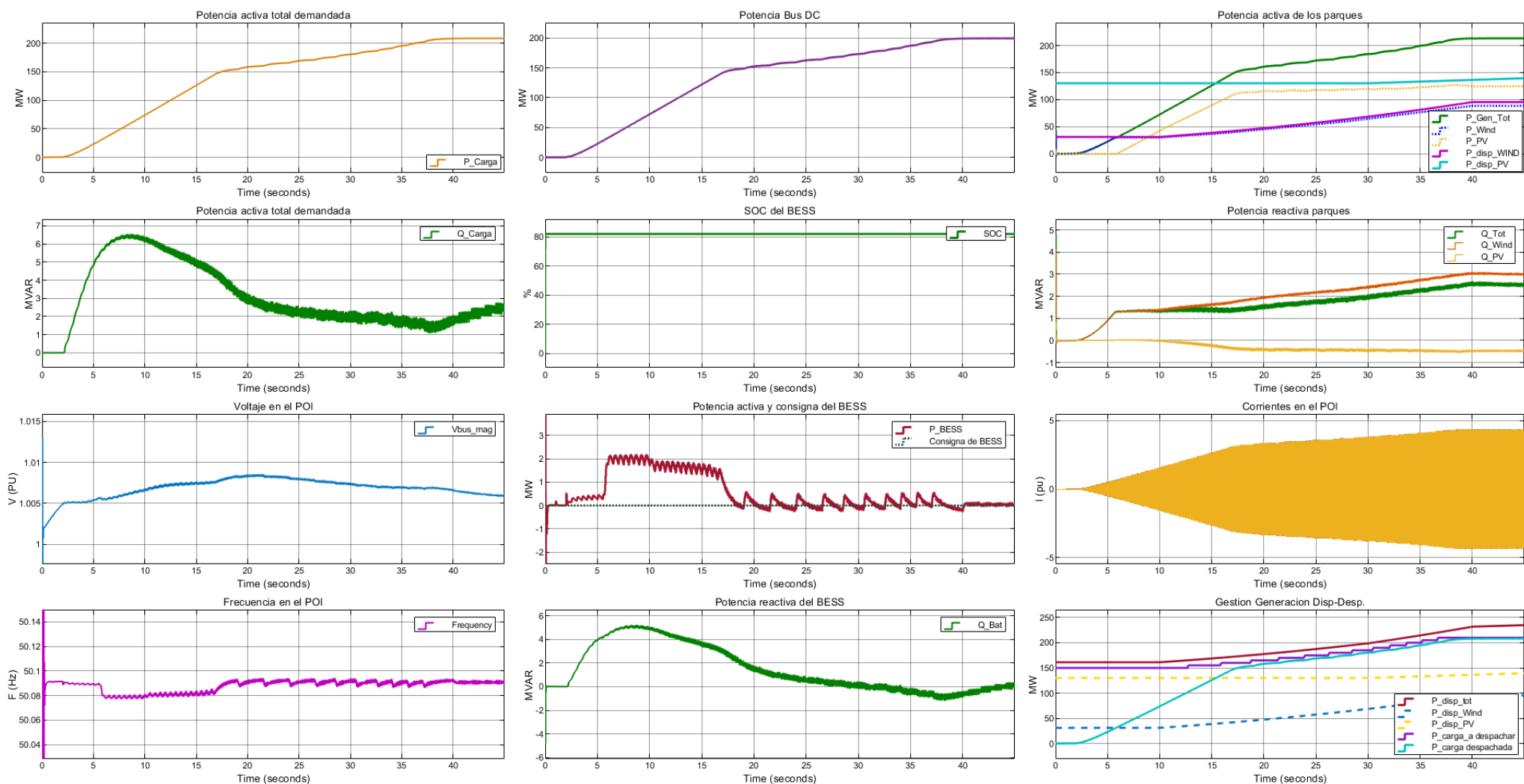


Figura 60. Resultados globales simulación caso 1.2.

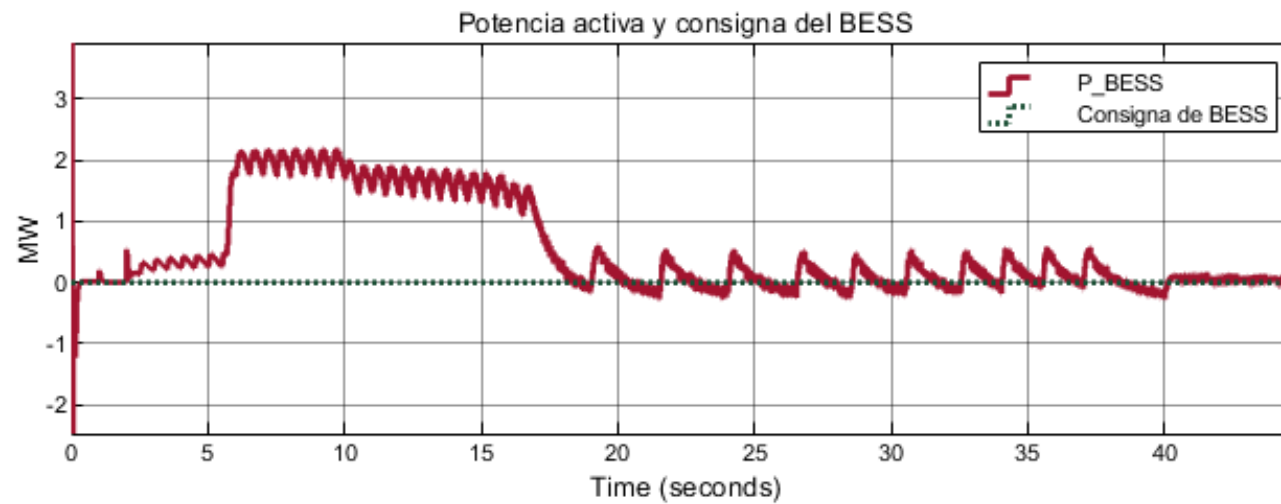


Figura 61. Potencia aportada por el BESS caso 1.2.

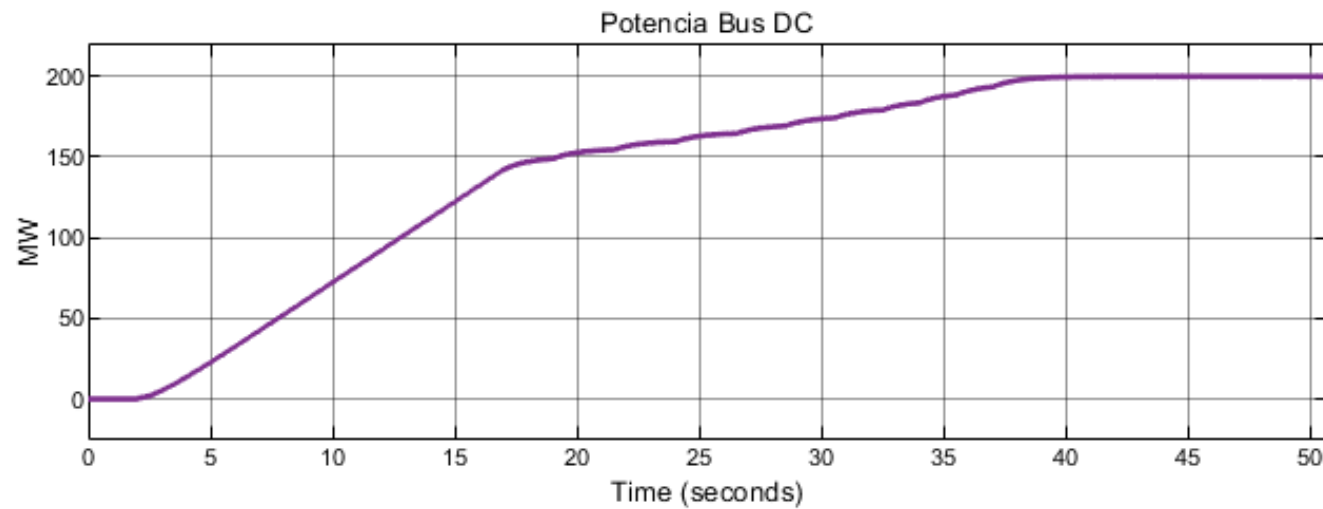


Figura 62. Potencia en el bus DC caso 1.2.

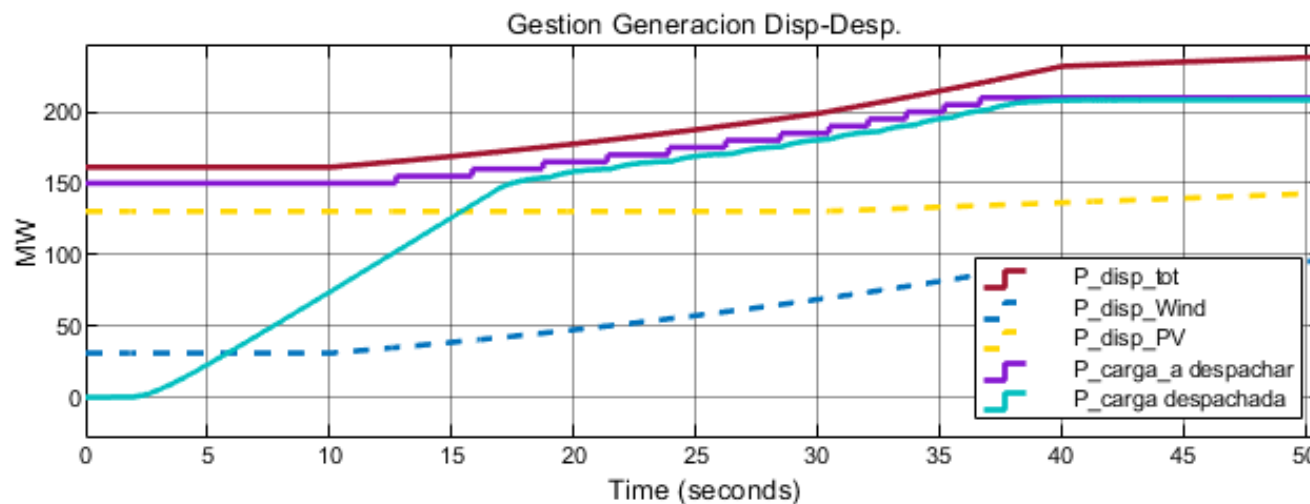


Figura 63. Gestión de recurso vs carga caso 1.2.

1.23.2. Funcionamiento en condiciones de variación de recurso

Situación inicial:

- Centrales de generación operando en condiciones de régimen.
- Recurso eólico y/o fotovoltaico disponible y variable.
- BESS con energía suficiente para ciclo de arranque.
- Electrolizador operando en condiciones de régimen.

Situación simulada:

- Se simulo la operación de la planta durante varios minutos con la entrada de recurso eólico y/o fotovoltaico variable, con la intención de observar como el BESS y el control central de la planta regulan la demanda y la generación en función de la variación del recurso.

Resultados

En la siguiente figura se puede observar los perfiles de recurso utilizados para la simulación. Se opto por variaciones lineales debido a el corto tiempo de simulación.

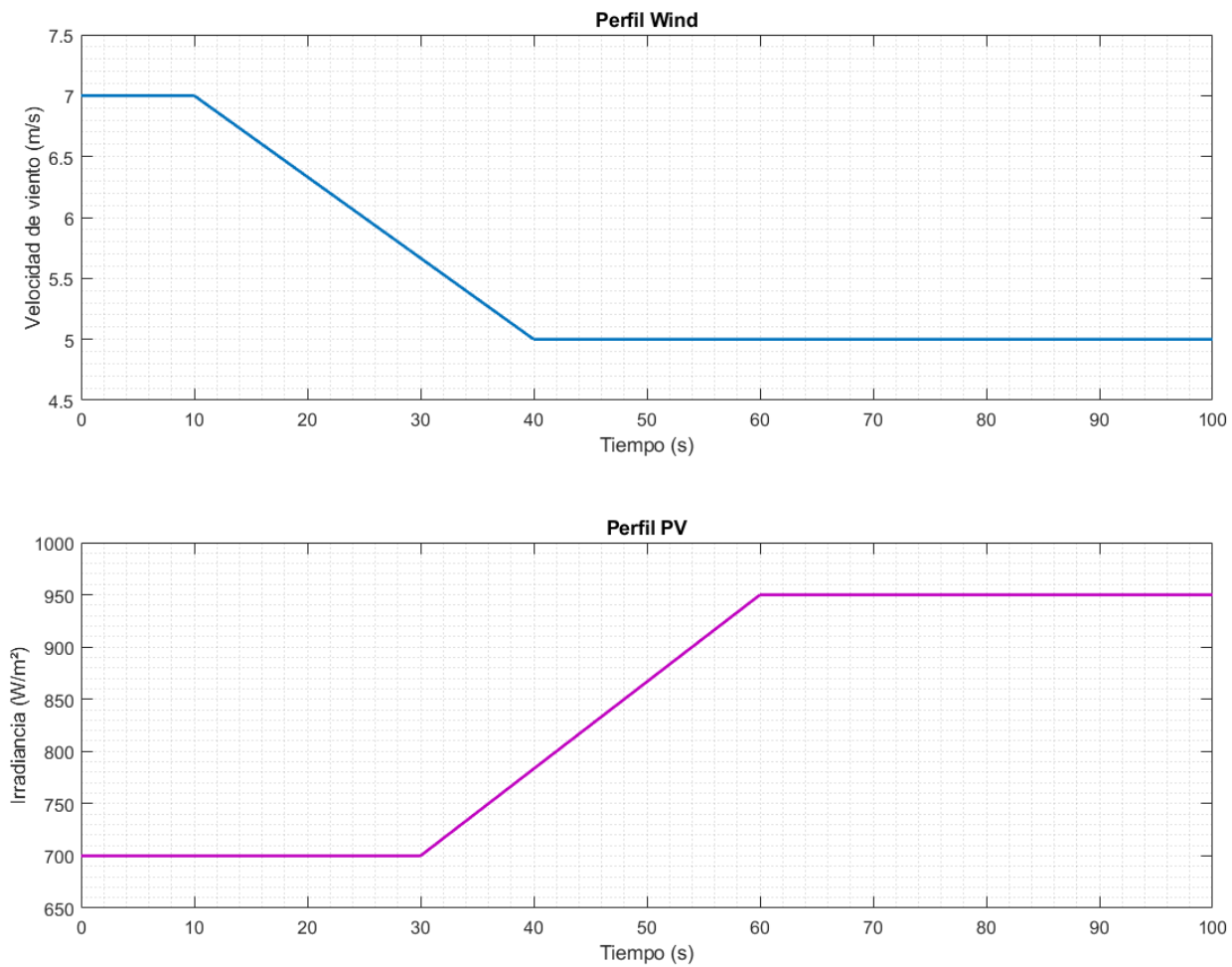


Figura 64. Perfiles de generación utilizados para el caso 2.

En la figura siguiente se presenta la evolución de las principales variables a lo largo de la simulación. Se verifica el adecuado desempeño del sistema de control, que incrementa el despacho de carga cuando la generación total aumenta y lo reduce en sentido contrario. Asimismo, se evidencia el correcto funcionamiento del control del BESS, el cual inyecta/consume la energía requerida durante los transitorios, retornando posteriormente a su estado normal de operación.

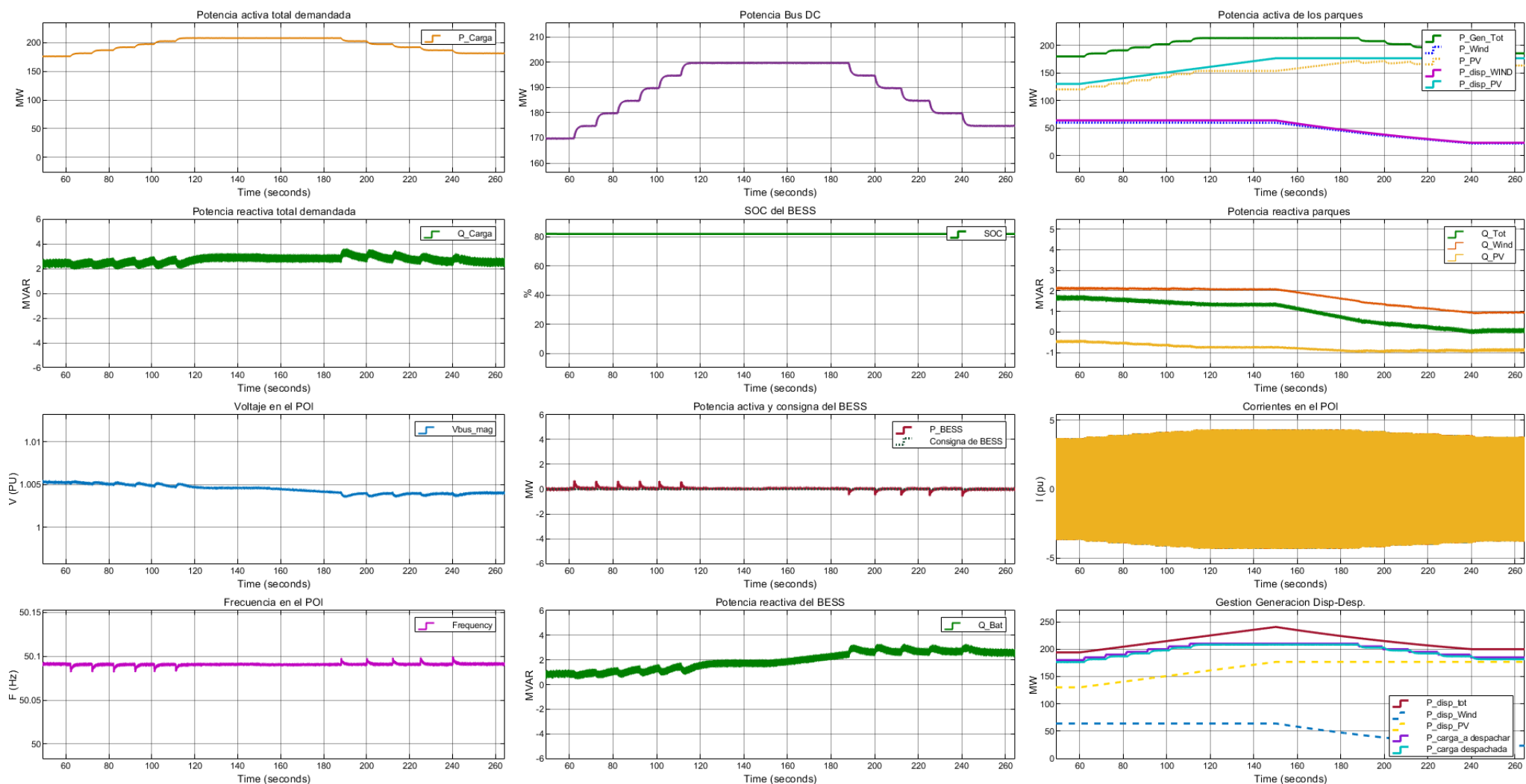


Figura 65. Resultados globales simulación caso 2.

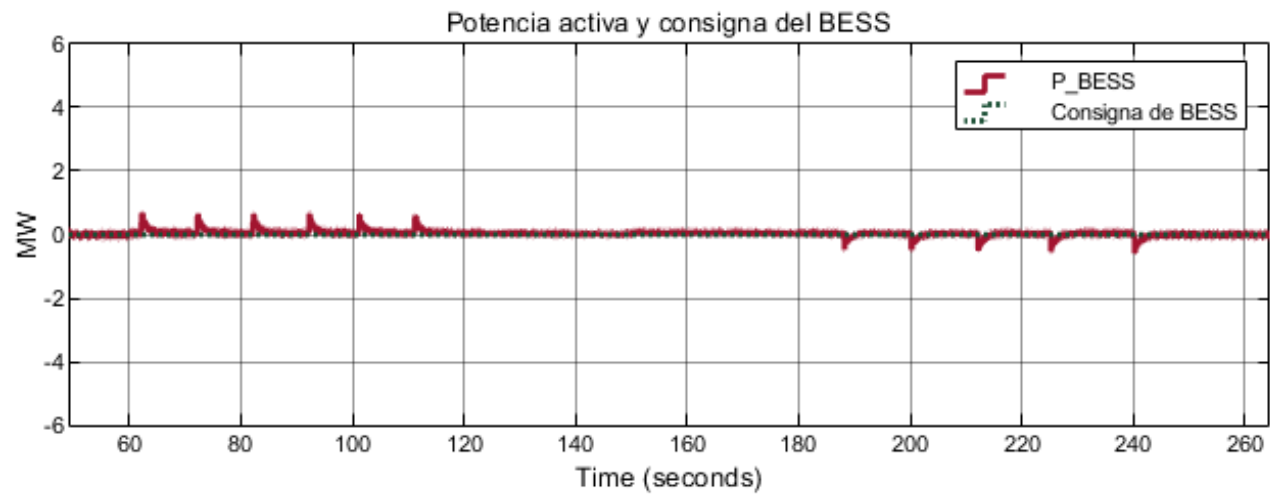


Figura 66. Potencia aportada por el BESS caso 2.

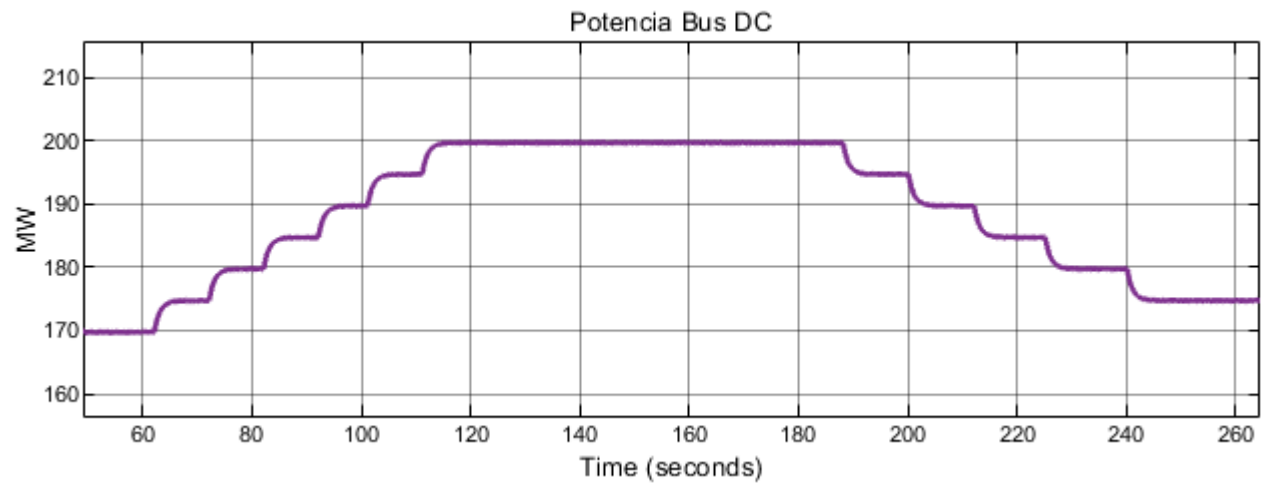


Figura 67. Potencia en el bus DC caso 2.

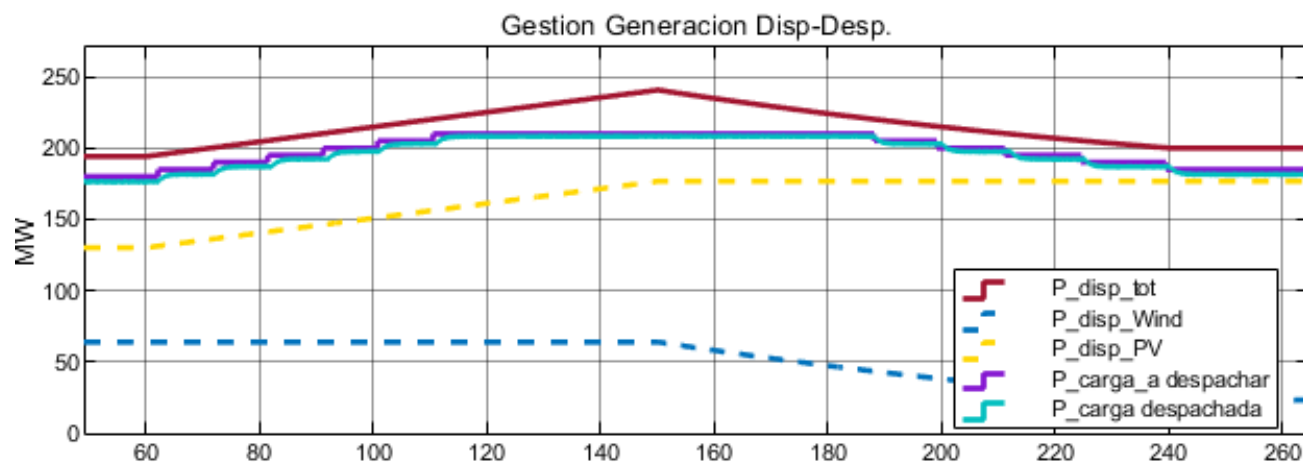


Figura 68. Gestión de recurso vs carga caso 2.

1.23.3. Rechazo de carga

Situación inicial:

- Centrales de generación operando.
- Recurso eólico y/o fotovoltaico disponible y variable.
- BESS con SOC óptimo.
- Electrolizador operando a potencia máxima en función de la potencia disponible.

Situación simulada:

- Se simulo un rechazo de carga, o sea la pérdida abrupta de 3 módulos de electrolizador (15 MW). La simulación termina con la planta operando en la nueva situación de régimen.

Resultados

En las figuras siguientes se presentan los resultados globales de la simulación, junto con un detalle ampliado de la dinámica posterior al rechazo de carga. Los resultados confirman que el sistema de control responde de manera adecuada frente a la pérdida abrupta de 15 MW de carga. El BESS proporciona la flexibilidad necesaria para absorber el desbalance inicial, compensando el exceso de generación y evitando desvíos significativos en las variables de tensión y

frecuencia. Una vez alcanzado el nuevo régimen permanente, el sistema recupera la estabilidad, manteniendo una operación coordinada entre la generación renovable, el almacenamiento y la carga del electrolizador.

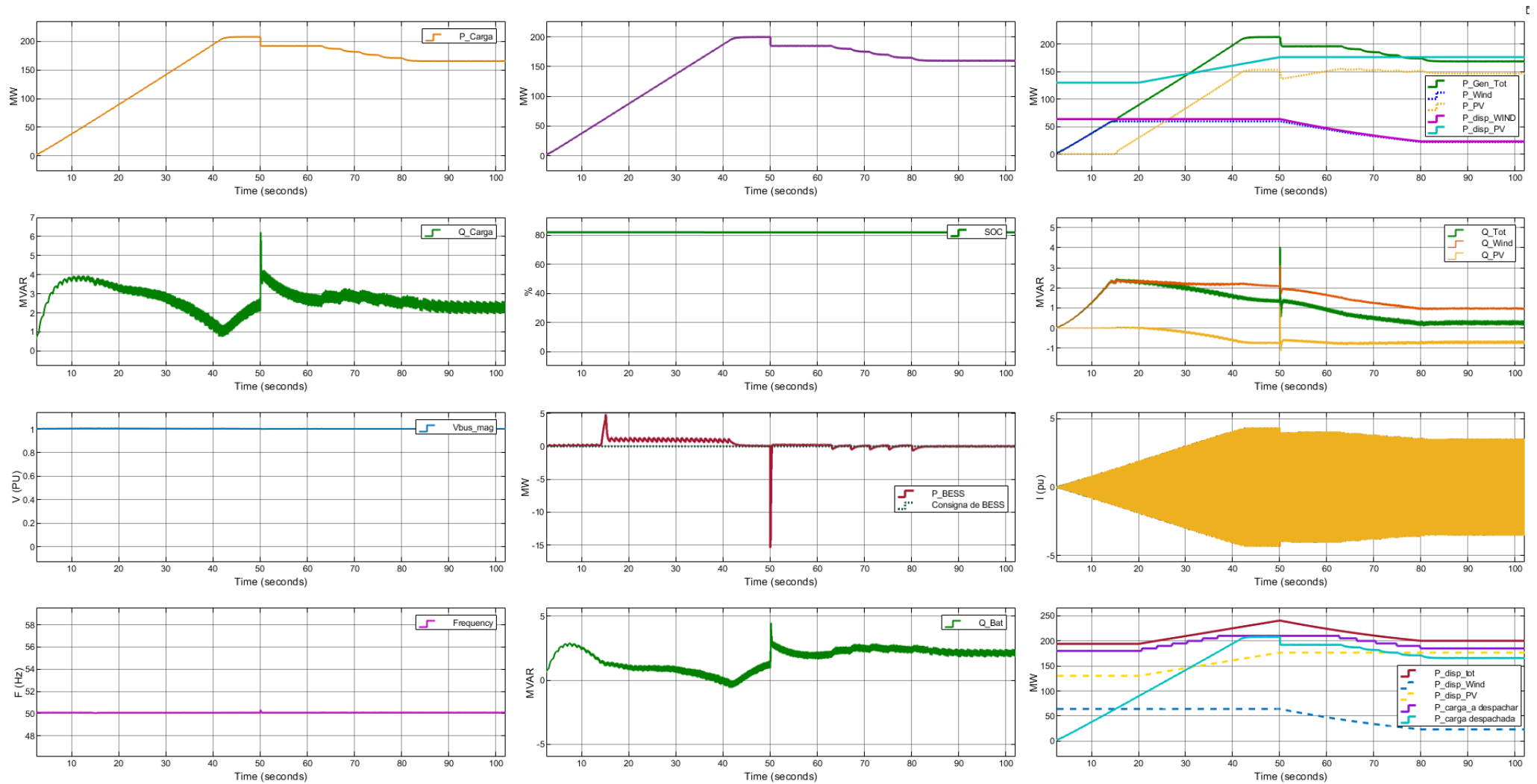


Figura 69. Resultados globales simulación caso 3.

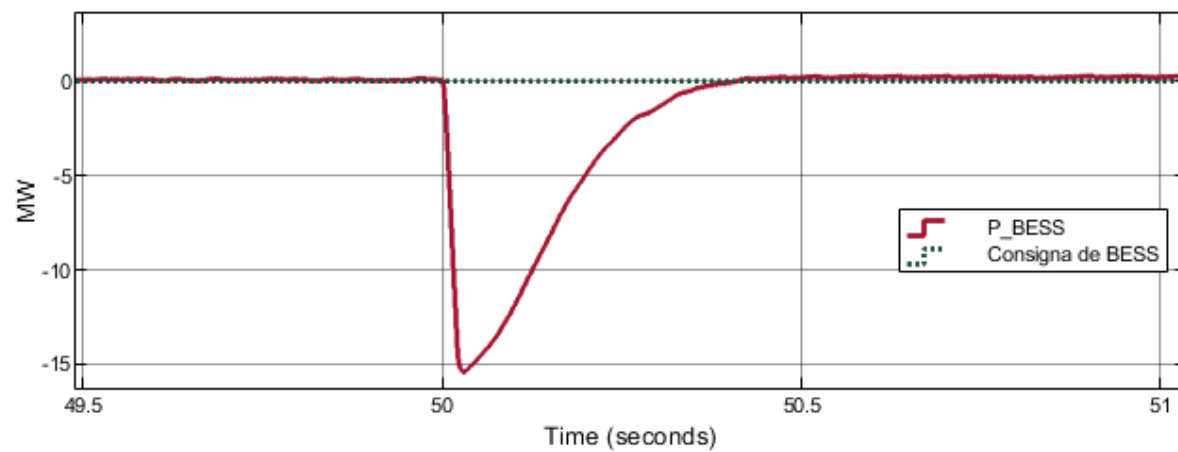


Figura 70. Resultados globales simulación caso 3. Detalle.

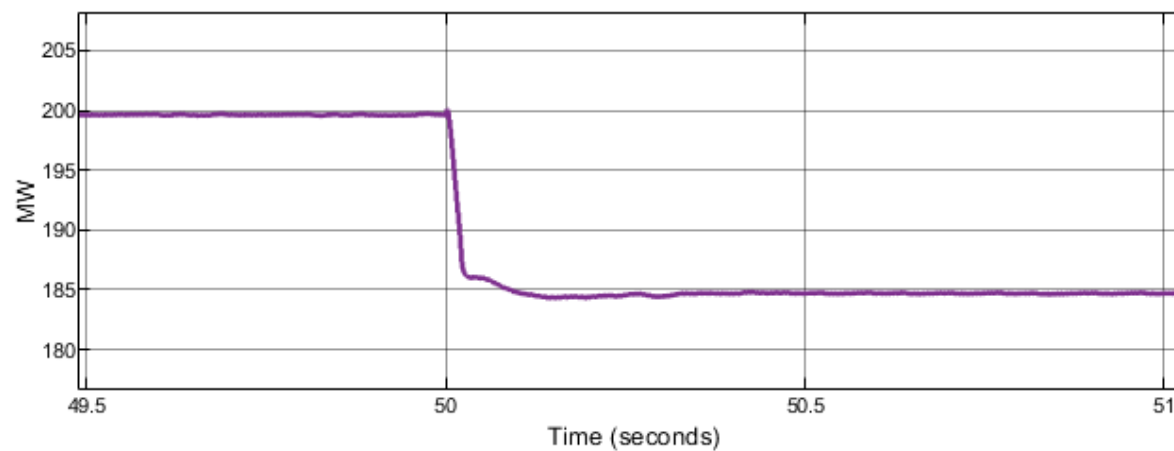


Figura 71. Potencia en el bus DC caso 3. Detalle.

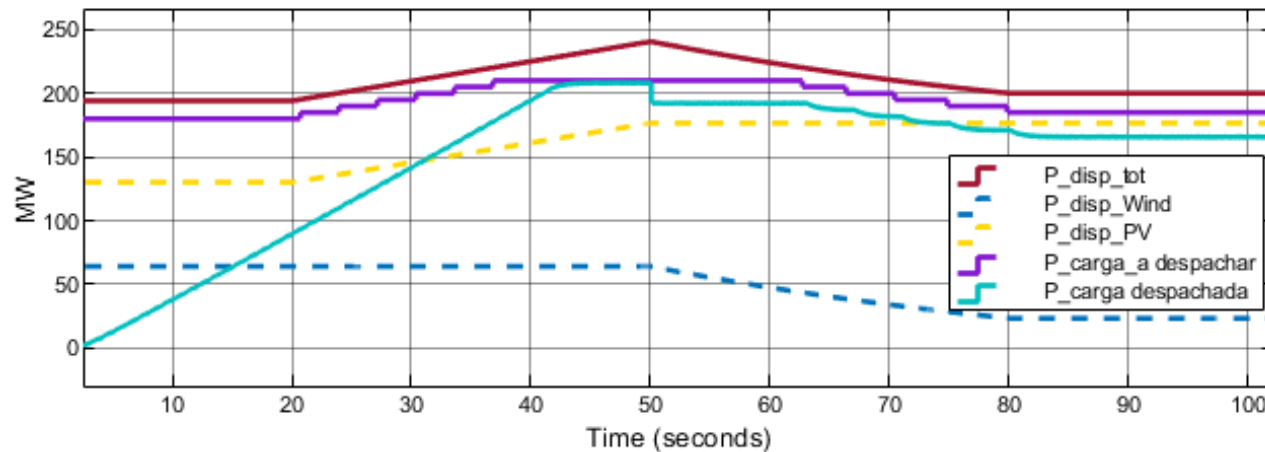


Figura 72. Gestión de recurso vs carga caso 3.

1.23.4. Pérdida de generación

Situación inicial:

- Centrales de generación operando.
- Recurso eólico y/o fotovoltaico disponible y variable.
- BESS con SOC óptimo.
- Electrolizador operando a potencia máxima en función de la potencia disponible.

Situación simulada:

- Pérdida instantánea de generación solar.

Resultados

En las siguientes figuras se presenta la evolución de las principales variables ante la pérdida repentina de un módulo de 50 MWp de generación solar. Los resultados muestran que el sistema de control actúa de forma adecuada frente a la perturbación. El BESS responde de manera inmediata, inyectando la energía necesaria para compensar la reducción súbita de generación y evitando desvíos significativos en tensión y frecuencia. Posteriormente, una vez alcanzado el nuevo

régimen permanente, el sistema retorna a condiciones estables, manteniendo la coordinación entre generación renovable, almacenamiento y carga del electrolizador.

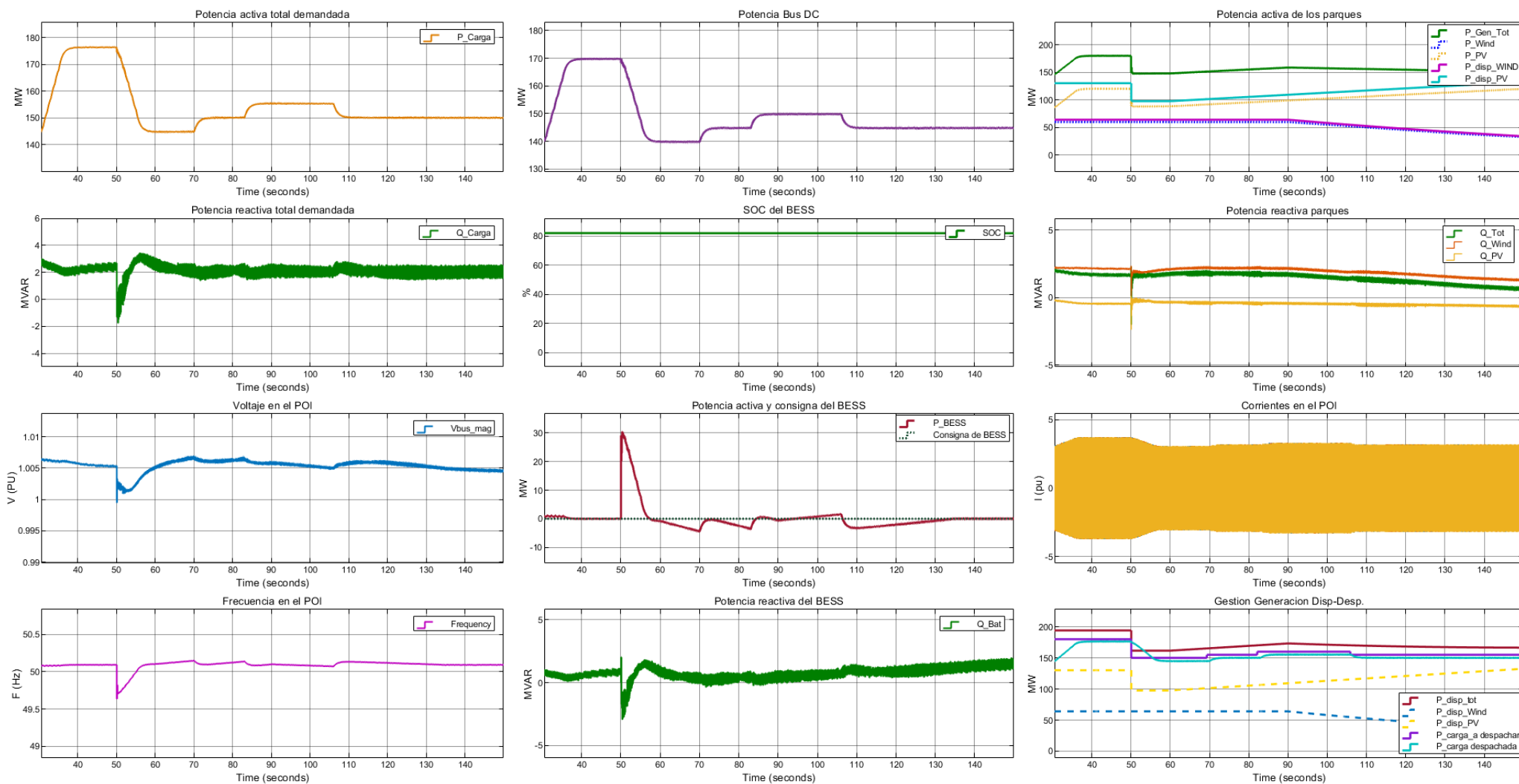


Figura 73. Resultados globales simulación caso 4.

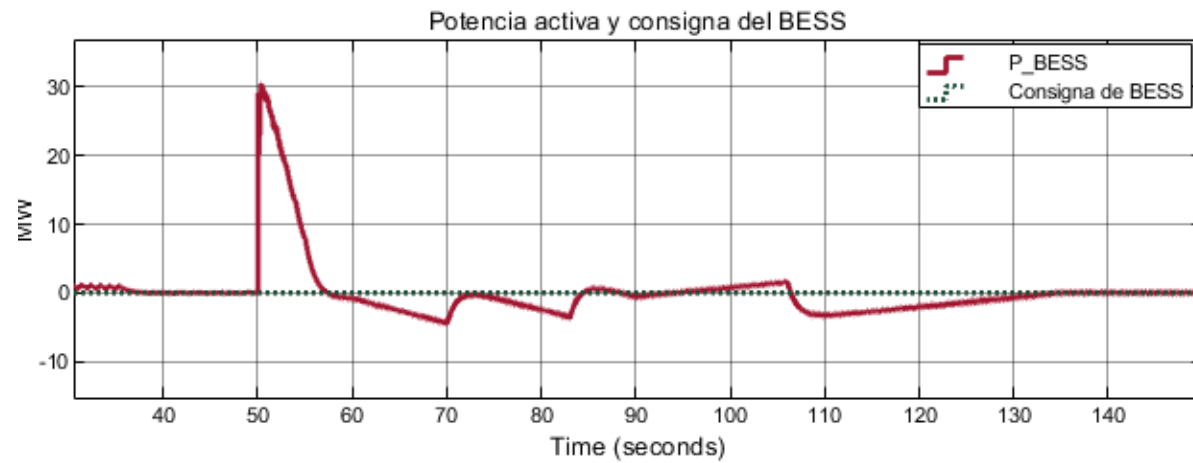


Figura 74. Resultados globales simulación caso 4. Detalle.

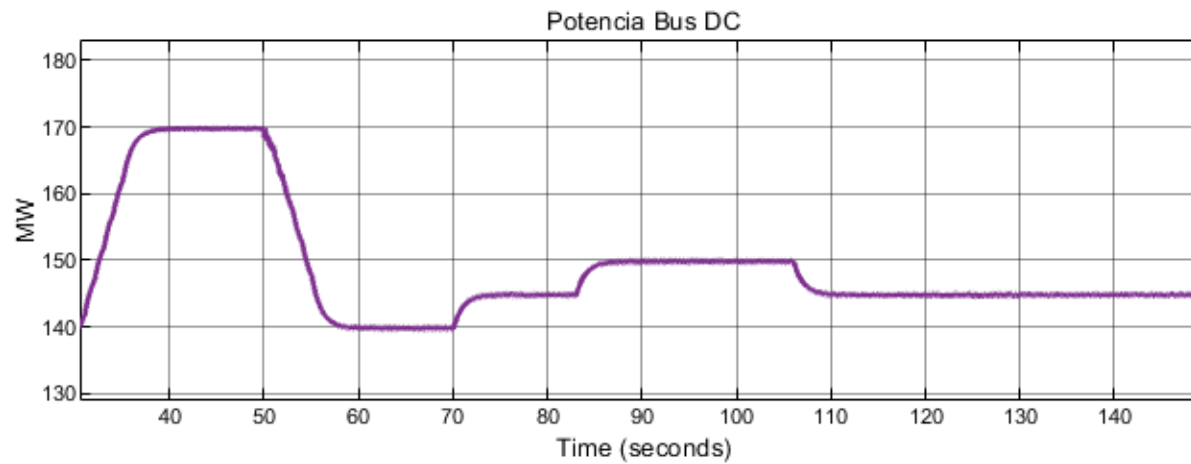


Figura 75. Potencia en el bus DC caso 4. Detalle.

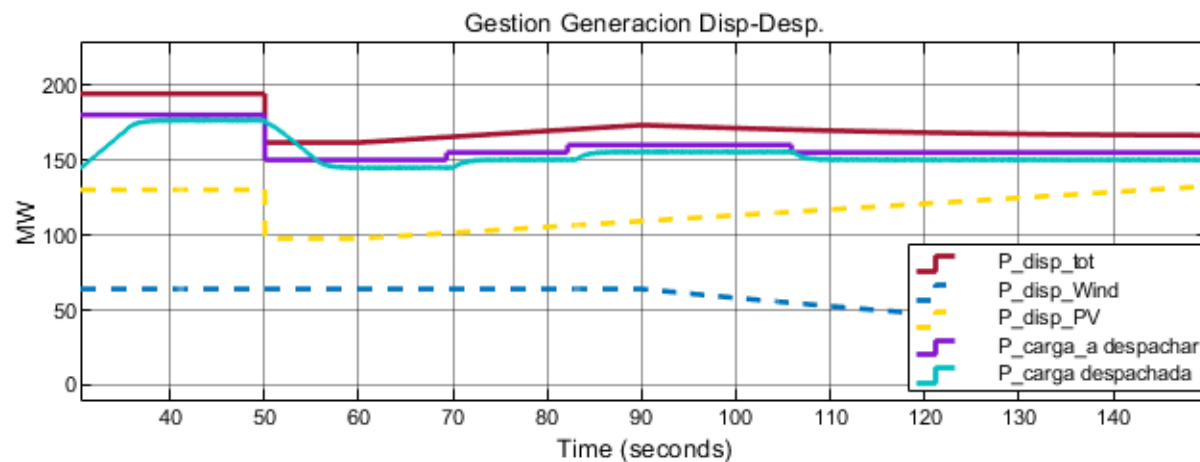


Figura 76. Gestión de recurso vs carga caso 4.

1.23.5. Cortocircuito en la red

1.23.5.1. Descripción: cortocircuitos en parque eólico/fotovoltaico

Situación inicial:

- Centrales de generación operando normalmente.
- Recurso eólico y/o fotovoltaico disponible y constante.
- BESS con SOC óptimo.
- Electrolizador operando a potencia máxima en función de la potencia disponible.

Situación simulada:

- Se simularon los siguientes cortocircuitos:
 - Trifásico.
 - Bifásico.
 - Monofásico a tierra.

- En todos los casos se utilizó un tiempo de permanencia de la falta de 100ms
- En cada uno de los cortocircuitos se asumió que al despejarse el mismo se pierde un conjunto de generadores, imaginemos que la falta es en un ramal del parque solar y el despeje de la falta implica la apertura del ramal con la consecuente pérdida de generación.

Resultados

Los cortocircuitos se realizaron sobre uno de los ramales del parque fotovoltaico. Cabe recordar que el parque solar está constituido por cuatro ramales de 50 MWp cada uno. Tal como se describió en el apartado del ensayo, se ejecutaron tres cortocircuitos distintos y, una vez despejada la falta, se asumió la desconexión del ramal afectado.

En las siguientes figuras se presentan los valores de las principales variables del sistema para los diferentes escenarios analizados, así como su evolución posterior al despeje de la falta en los tres casos considerados.

Los resultados muestran que, en todas las situaciones evaluadas, el sistema de control logra gestionar adecuadamente el evento, preservando la estabilidad global del sistema bajo las nuevas condiciones de operación tras las faltas.

- Cortocircuito trifásico en bornes de un ramal del parque fotovoltaico junto con salida de módulo de 50 MWp:

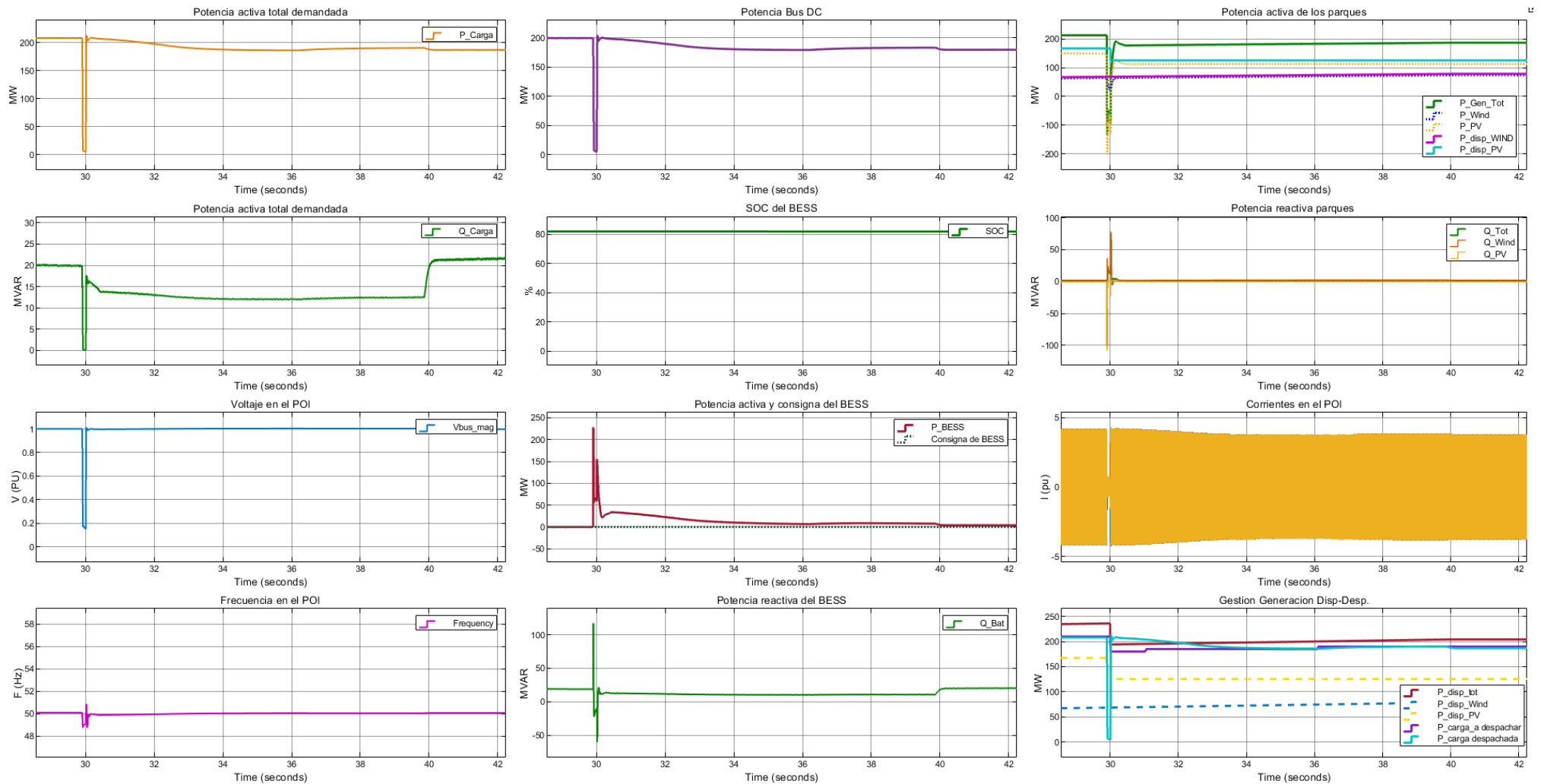


Figura 77. Resultados globales simulación caso 5. CC trifásico.

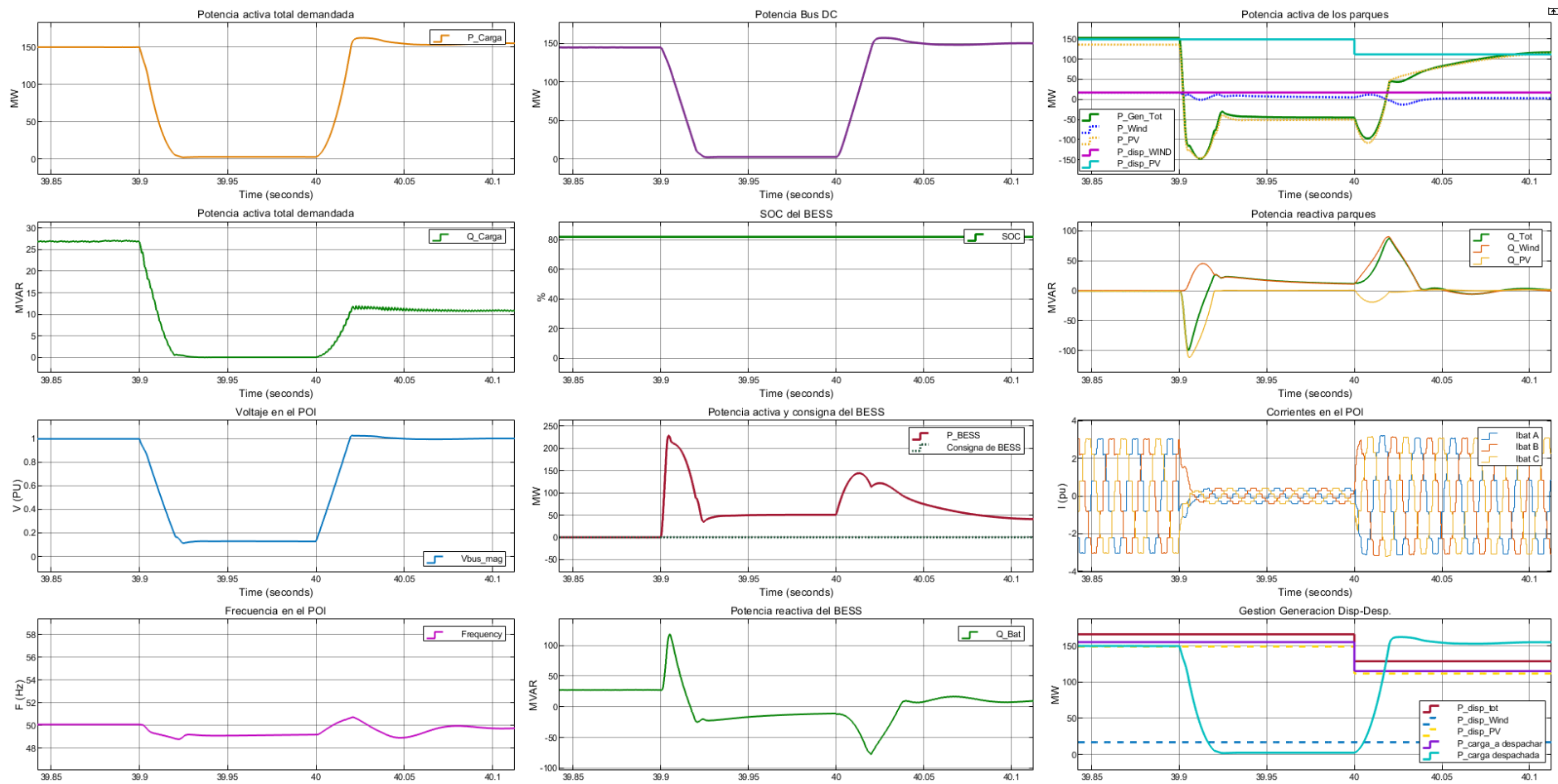


Figura 78. Resultados globales simulación caso 5. CC trifásico. Detalle.

- Cortocircuito bifásico en bornes de un ramal del parque fotovoltaico junto con salida de módulo de 50 MWp:

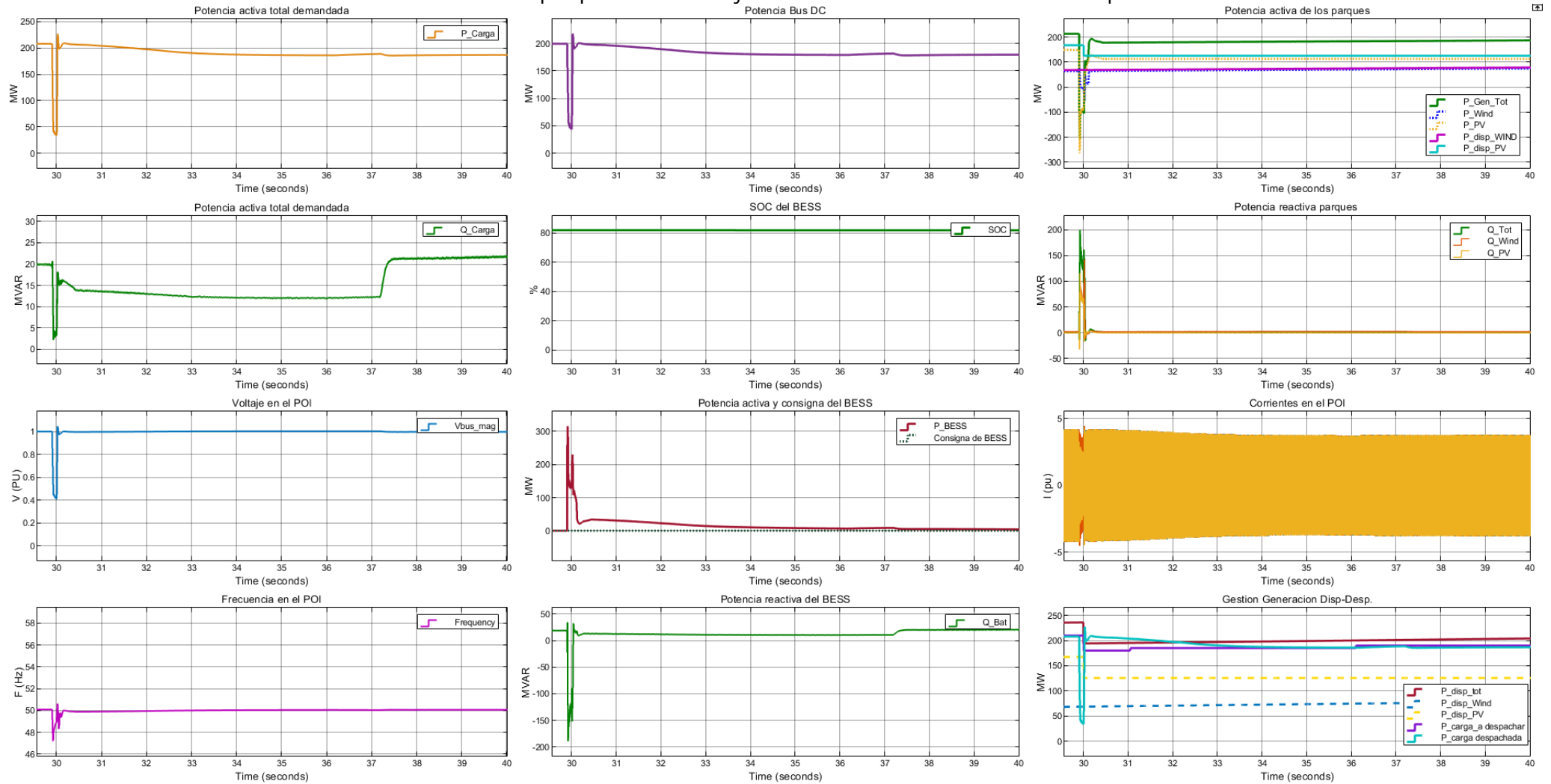


Figura 79. Resultados globales simulación caso 5. CC bifásico.

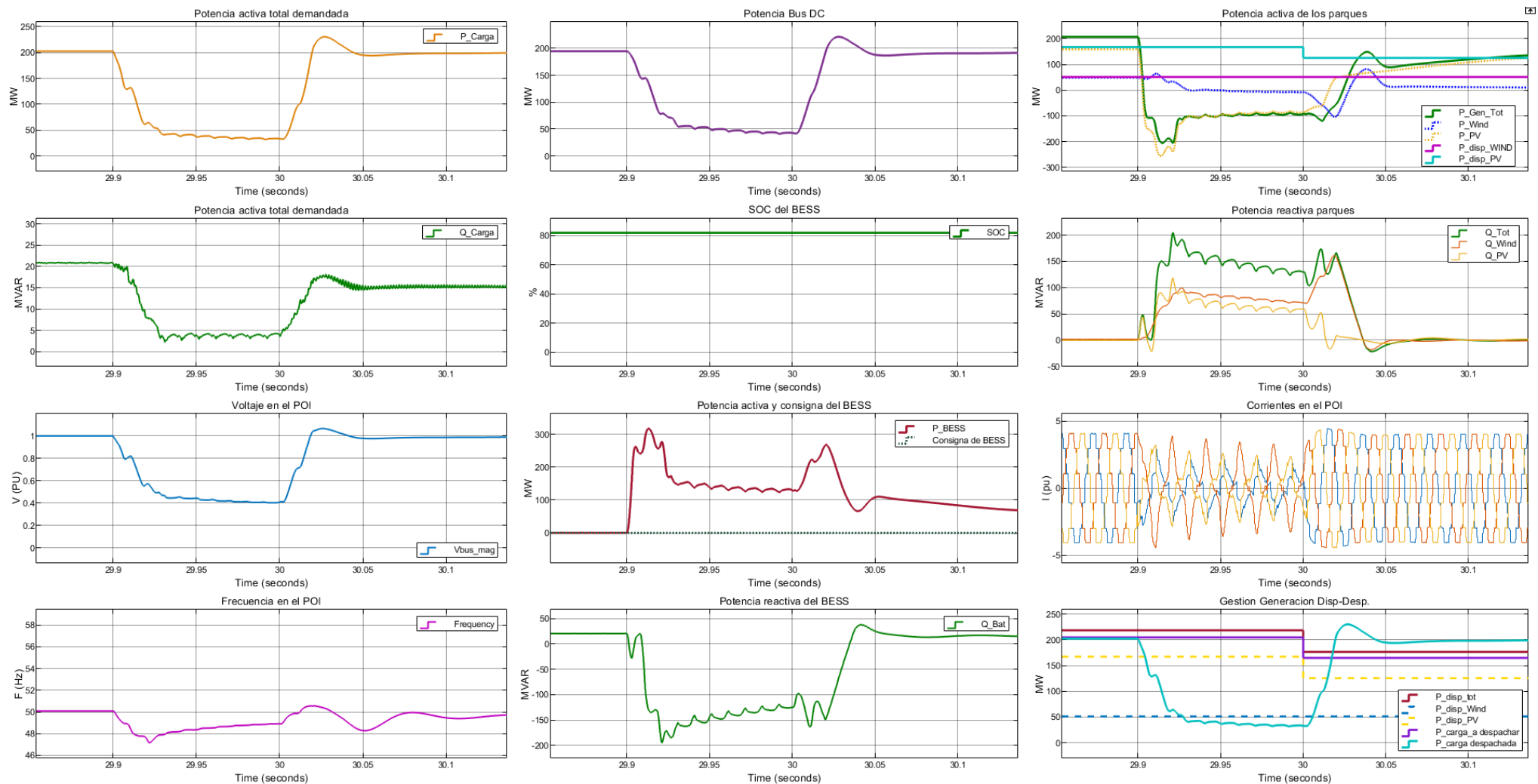


Figura 80. Resultados globales simulación caso 5. CC bifásico. Detalle.

- Cortocircuito monofásico en bornes de un ramal del parque fotovoltaico junto con salida de módulo de 50 MWp:

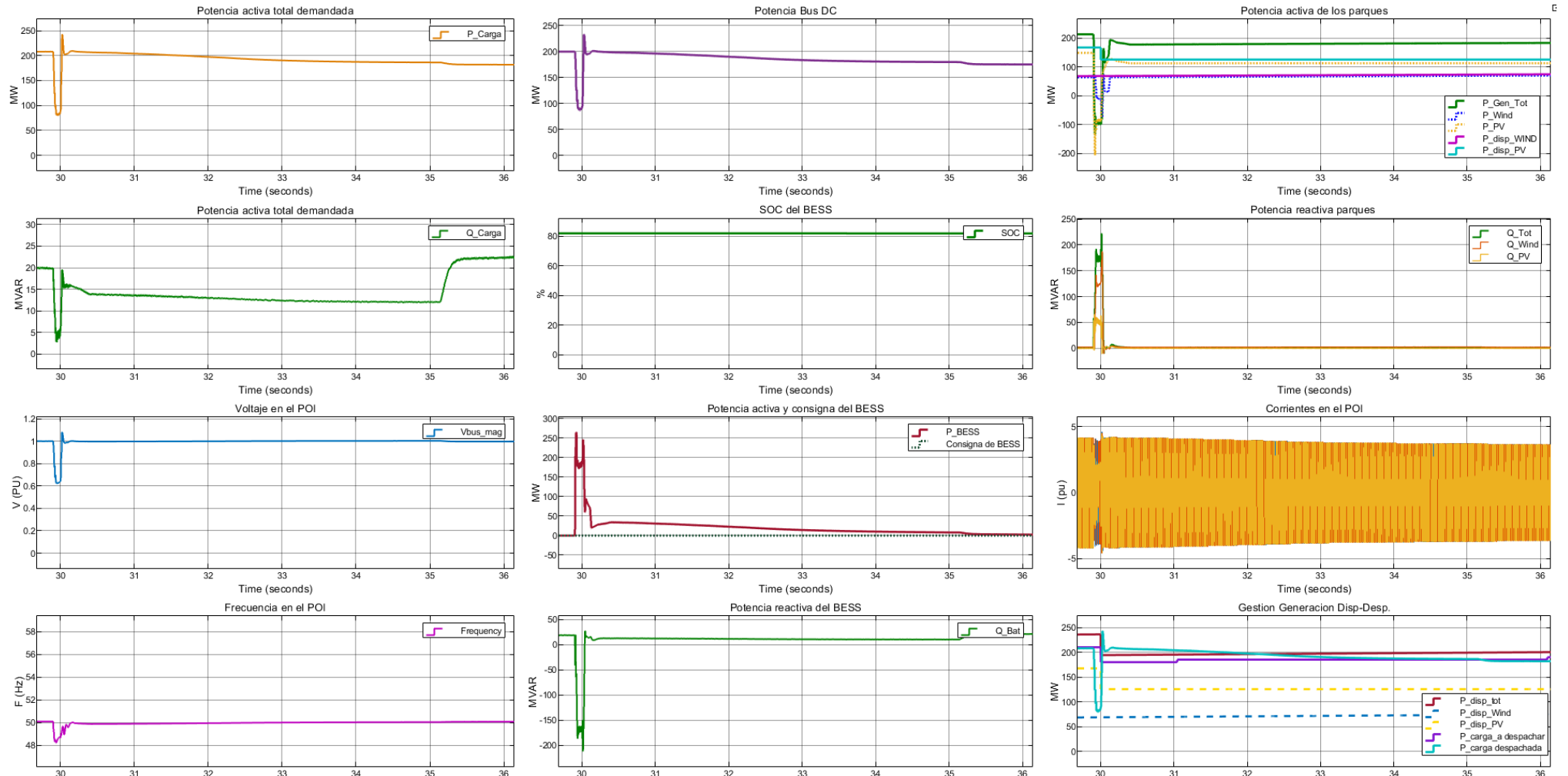


Figura 81. Resultados globales simulación caso 5. CC monofásico.

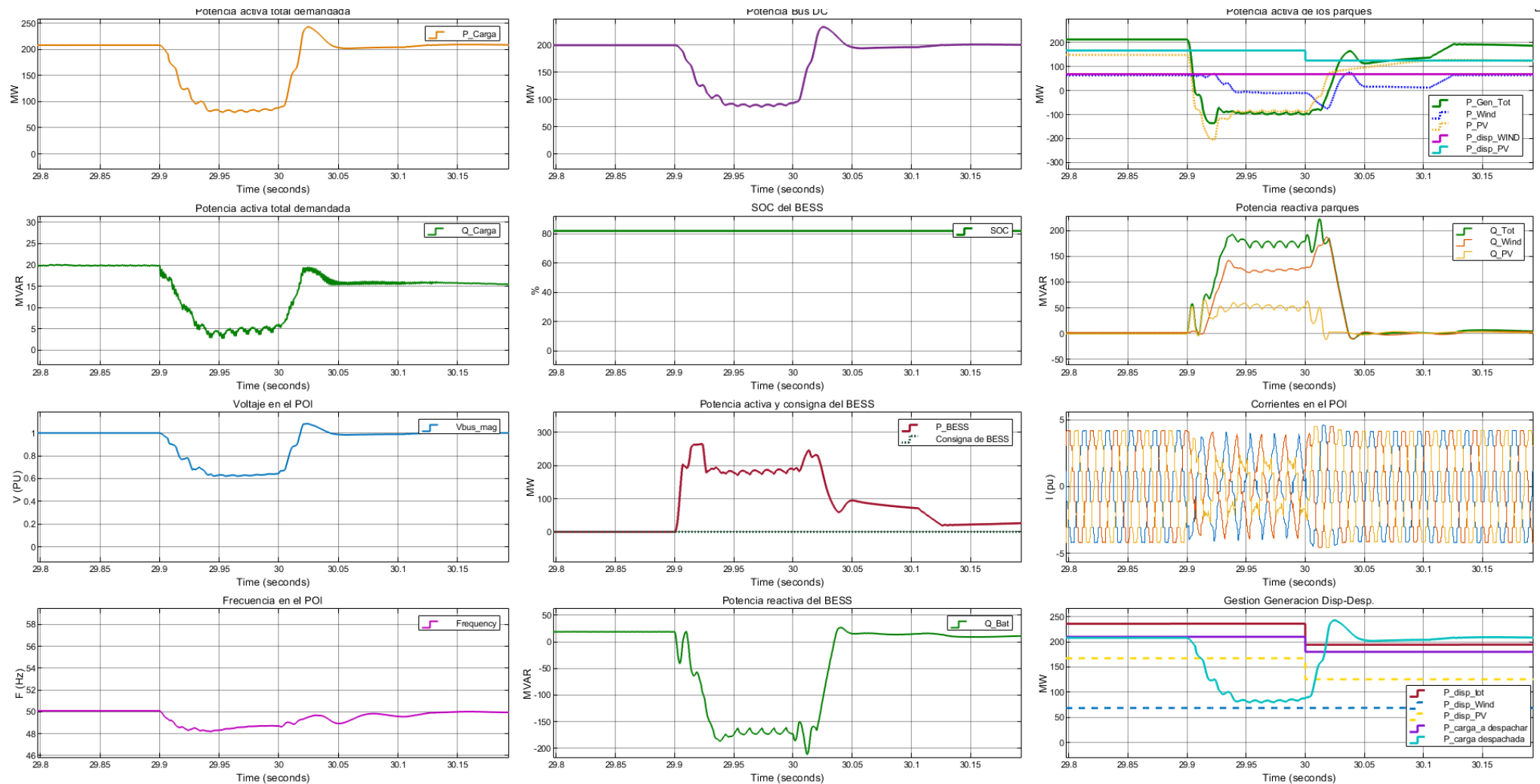


Figura 82. Resultados globales simulación caso 5. CC monofásico. Detalle.

1.24. Conclusiones de la viabilidad técnica

Las simulaciones realizadas permiten evaluar la viabilidad técnica del sistema eléctrico de la planta en un esquema *off-grid*, considerando distintas condiciones operativas y eventos perturbadores. En todos los casos analizados —arranque de la planta con recurso constante y variable, operación bajo variaciones de recurso renovable, rechazo de carga, pérdida de generación y cortocircuitos en la red— el sistema de control implementado demostró un desempeño adecuado.

El BESS se confirma como un componente clave para garantizar la flexibilidad y estabilidad del sistema, aportando o absorbiendo energía en los transitorios y retornando posteriormente a un estado neutro en régimen permanente. De esta manera, se logró mantener las variables de tensión y frecuencia dentro de márgenes aceptables, incluso frente a perturbaciones severas como pérdidas abruptas de carga o de generación renovable.

Asimismo, el electrolizador pudo integrarse de forma coordinada al sistema, operando a plena potencia cuando los recursos lo permitieron y reduciendo su demanda cuando fue necesario. La interacción entre generación renovable, almacenamiento y demanda flexible mostró ser estable y controlable bajo las condiciones evaluadas.

En conjunto, los resultados obtenidos validan la solución conceptual de un sistema compuesto por 200 MWp de generación fotovoltaica, 200 MWp de generación eólica, un BESS de 60/50 MWh/MW dimensionado para brindar soporte operativo y un electrolizador de 200 MW compuesto de 40 módulos de 5 MW conectado a la red de alterna mediante un convertidor de 12 pulsos. Desde la perspectiva de los sistemas eléctricos de potencia y su control, esta configuración se considera técnicamente viable para la operación en isla de la planta.

Optimización de capacidades del sistema *off-grid*

Tras validar la viabilidad técnica del esquema *off-grid* mediante simulaciones dinámicas, el siguiente paso consiste en analizar el dimensionamiento de los componentes principales de la planta (generación eólica y solar, almacenamiento en baterías y almacenamiento en hidrógeno).

El objetivo de este capítulo es determinar configuraciones de potencia y energía que permitan alcanzar niveles de confiabilidad predefinidos al menor costo posible, considerando perfiles horarios reales de recurso renovable y una lógica operativa simplificada.

Para ello se desarrolla una metodología de simulación energética con paso horario, que permite evaluar un amplio rango de combinaciones tecnológicas y cuantificar indicadores clave: porcentaje de cobertura (ProbOK), energía no utilizada (EnU) y costo total de referencia (CAPEX). De esta forma, se busca identificar tanto configuraciones de óptimo económico como de máxima cobertura, y analizar las restricciones operativas asociadas a cada caso.

1.25. Matlab

El objetivo de esta metodología no es modelar todos los detalles operativos (degradación, restricciones de red u OPEX), sino comparar de forma consistente alternativas tecnológicas bajo perfiles reales y

restricciones de operación claras, para orientar decisiones de dimensionamiento con foco en confiabilidad y costo.

El estudio estima la confiabilidad de suministro de distintos mixes eólico-solar con dos sistemas de almacenamiento, denominados BESS1 y BESS2, mediante la simulación energética de la planta en MATLAB con un paso horario.

En este sentido el BESS1 representa la energía almacenada en un sistema de baterías, conectado a la red de media tensión de la planta. En tanto, el BESS2 simula el comportamiento de un tanque de hidrogeno, teniendo el siguiente orden de prioridades para su gestión:

- La premisa es mantener un flujo de hidrogeno constante hacia la planta de combustible.
- Si hay déficit de generación, se utiliza el hidrogeno almacenado para mantener el flujo constante de suministro a la planta de combustible. Si el déficit es lo suficientemente grande y no alcanza con el hidrogeno almacenado se utiliza la energía almacenada en el BESS1 para alimentar el electrolizador y producir el hidrogeno necesario.
- Cuando hay excedentes de generación, se prioriza cargar del BESS1 si lo necesita, antes que el BESS2.
- Adicionalmente hay restricciones para la operación del BESS1, los rangos operativos de carga-descarga de este serán los siguiente:
 - SOC inicial = 90%
 - SOC mínimo = 10%
 - SOC máximo = 95%

Bajo el concepto de modelado comentado anteriormente es de notar que la energía almacenada en el tanque de hidrogeno se supone es almacenada con una cierta "velocidad", esto queda dado indirectamente por la potencia eléctrica adicional con la cual deberá contar el electrolizador. Esto es debido que para almacenar hidrogeno es necesario poder producir más hidrogeno que el que requiere la planta de combustible, de lo contrario se iría en contra de la premisa que la planta de combustible esté operativa el 100% del tiempo al 100% de su capacidad.

A partir de perfiles reales de generación eólica y fotovoltaica (normalizados a potencia de 1 MW) y de una demanda objetivo; se evalúa cómo responde el sistema frente a excedentes y déficits a lo largo del año.

Particularmente se utilizaron dos perfiles de generación, a modo de evaluar como es el comportamiento del sistema, estos perfiles tienen las siguientes características:

- Perfil 1: fp_PV=27%, fp_Wind= 30%.
- Perfil 2: fp_PV=24%, fp_Wind= 44%.

En la siguiente figura se muestra el promedio en las horas del año para ambos perfiles de generación:

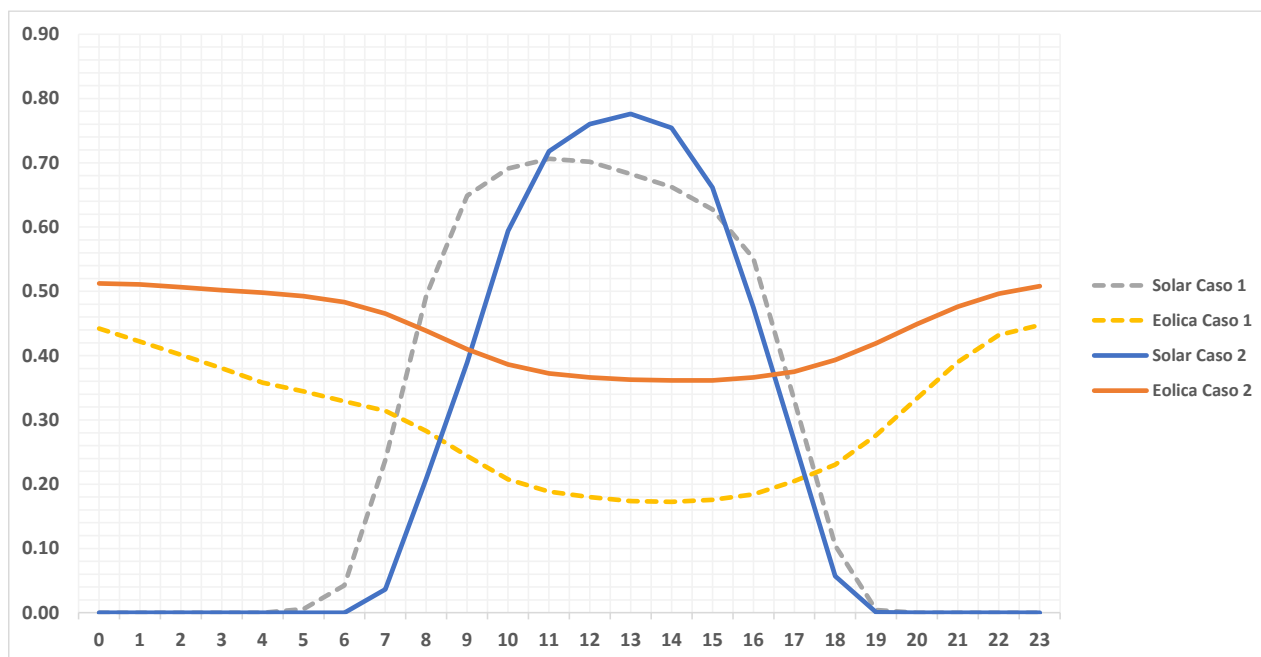


Figura 83. Promedio en las horas del año para los distintos perfiles de generación utilizados.

El modelo opera con una lógica de despacho sencilla y consistente: cuando hay excedente de generación renovable se prioriza cargar las baterías (BESS1) dentro de sus límites de potencia y estado de carga; cuando hay déficit, se prioriza descargar respetando las mismas restricciones. De este balance resultan, hora a hora, el cumplimiento o incumplimiento de la demanda y los excedentes no aprovechados por falta de capacidad de almacenamiento (ya sea en potencia o energía).

La metodología utilizada para estimar los valores nominales de los diferentes componentes del sistema fue una búsqueda en red (*Grid search*), tomando como input las siguientes variables:

- Generación eólica, en el rango 200 MW a 600 MW con paso de 20 MW.
- Generación fotovoltaica en el rango 100 MW a 600 MW con paso de 20 MW.
- BESS 1: Potencia en el rango 50 MW a 200 MW con paso de 50 MW.
- BESS 1: Energía en el rango 100 MWh a 1000 MWh con paso de 200 MWh.
- BESS 2: Potencia en el rango 5 MW a 150 MW con paso de 50 MW.
- BESS 2: Energía en el rango 160 MWh a 1920 MWh con paso de 160 MWh (almacenamiento de H₂ para 12 horas como máximo, asumiendo pérdidas de 10MWh en el proceso energía-H₂ almacenado, adicionalmente se supone que al menos existe una hora de almacenamiento de H₂).

Para las simulaciones se utilizaron costos unitarios de inversión de referencia, expresados en USD/kW para las potencias nominales instaladas y en USD/kWh para las capacidades de almacenamiento. Estos valores no buscan reflejar una cotización de mercado puntual, sino establecer una base homogénea de comparación entre tecnologías en el marco del dimensionamiento relativo de generación y almacenamiento.

Los valores adoptados son los siguientes:

- Eólica: 1000 USD/kW
- Solar FV: 900 USD/kW

- BESS1: 150 USD/kW y 189,3 USD/kWh
- BESS2: 180 USD/kW y 260 USD/kWh

Estos supuestos permiten calcular un costo total de referencia asociado a cada configuración de potencia y energía instalada, utilizado luego en la comparación entre alternativas.

Sobre cada configuración de tamaños (potencia de eólica y solar, potencia y energía de BESS1 y BESS2) se calculan métricas agregadas:

- ProbOK (fracción de horas cubiertas).
- Energía no utilizada (EnU).
- Costo de referencia basado en CAPEX unitarios por kW/kWh instalados.

Con esas métricas se identifican dos referencias útiles para la toma de decisión: el **Óptimo económico** (la opción de menor costo que alcanza una ProbOK objetivo) y la **Máxima cobertura** (la mayor ProbOK alcanzable, dentro de los rangos de búsqueda establecidos, independientemente del costo).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos con una ProbOK objetivo de 0,9, es decir se espera que la planta funcione al menos un 90 % de las horas del año a plena carga.

Perfil de generación 1:

Potencia eólica:	520 MW
Potencia solar:	560 MW
Pbess1:	200 MW
Ebess1:	1.000 MWh
Pbess2:	150 MW
Ebess2:	960 MWh
Costo total:	1519.95 MUSD
Prob. cobertura:	0,9007 (target: 0,9000)
Horas incumplidas:	870 de 8760 (9,93%)
Energía no utilizada:	1.025.388 MWh

Análogamente para el caso de máxima cobertura:

Potencia eólica:	600 MW
Potencia FV:	600 MW
Pbess1:	200 MW
Ebess1:	1000 MWh
Pbess2:	150 MW
Ebess2:	1.920 MWh
Costo total:	1.885,55 MUSD
Prob. cobertura:	0,9470 (target: 0,9000)
Horas incumplidas:	464 de 8760 (5,30%)
Energía no utilizada:	1.274.947 MWh

Evolución de los niveles de carga de BESS 1 y 2 a lo largo del año para ambos casos:

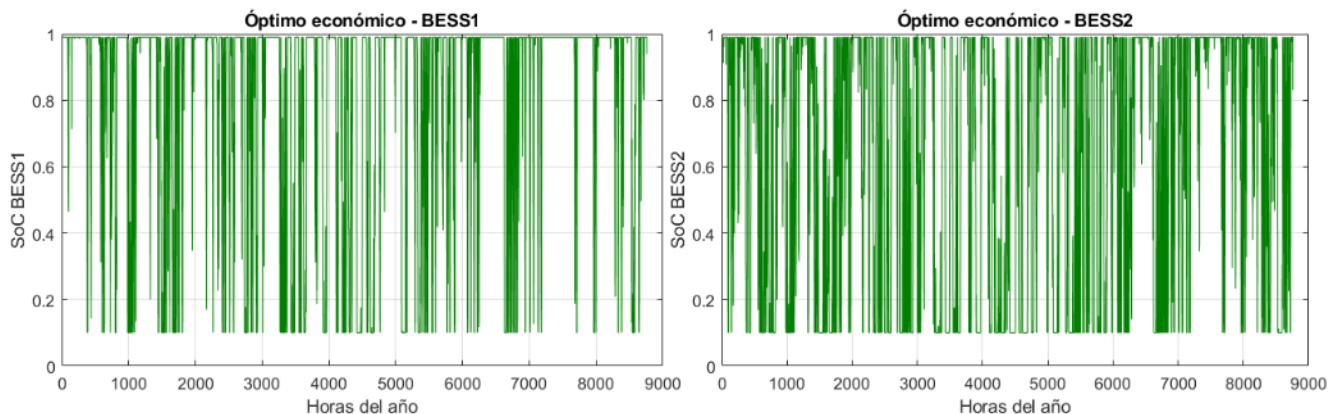


Figura 84. Evolución del SOC del BESS 1 y el BESS 2 para el caso de optimo económico.

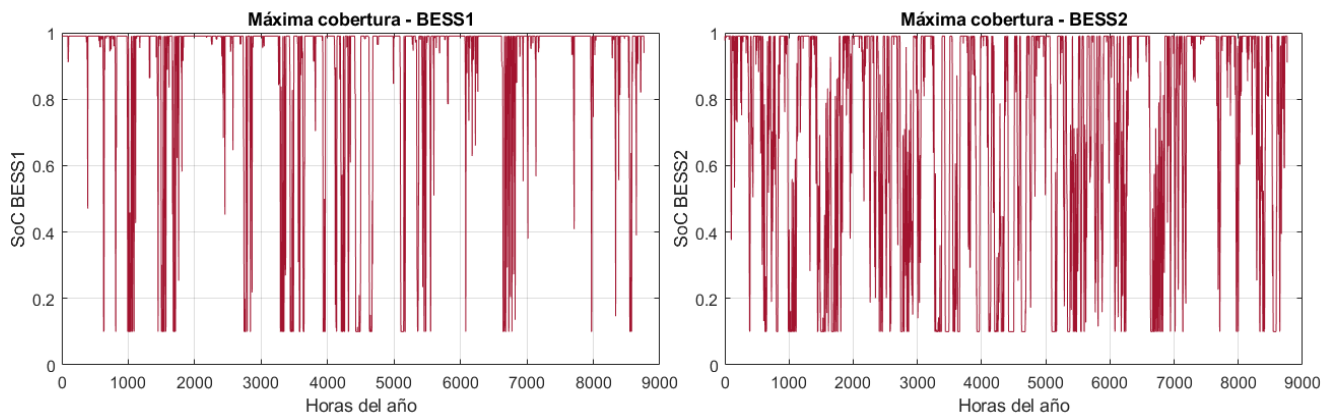


Figura 85. Evolución del SOC del BESS 1 y el BESS 2 para el caso de máxima cobertura.

En la siguiente grafica se muestran para todos los resultados de la iteracion el resultado del porcentaje de cobertura en funcion del costo, adicionalmente se superpone en rojo la curva de minimo costo dado un porcentaje de cobertura de las horas del año.

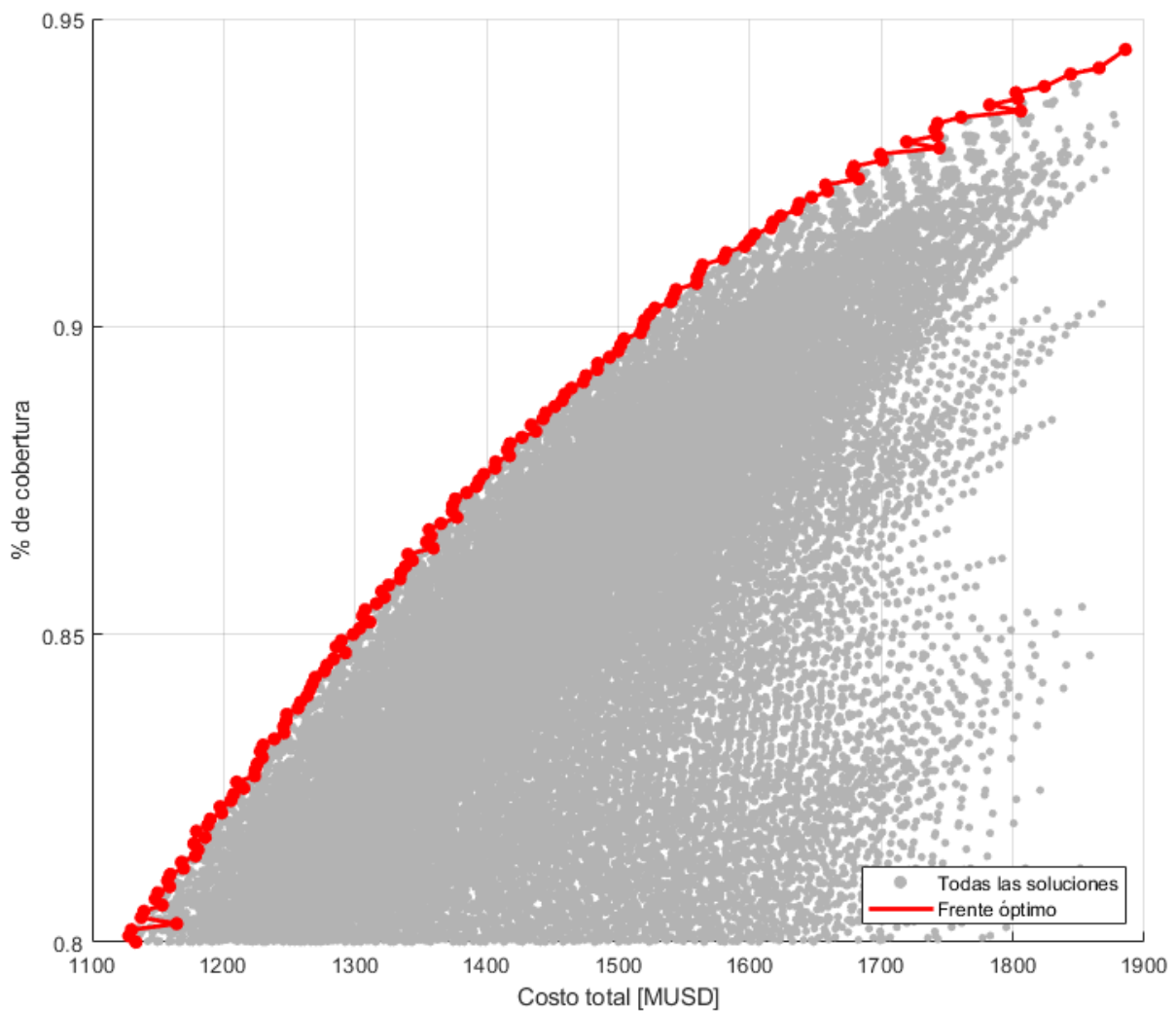


Figura 86. Porcentaje de cobertura vs costo total.

En la siguiente figura se muestra la energía no utilizada vs el porcentaje de cobertura, nuevamente se superpone la curva (en rojo) que representa la mínima energía anual no utilizada dada un porcentaje de cobertura.

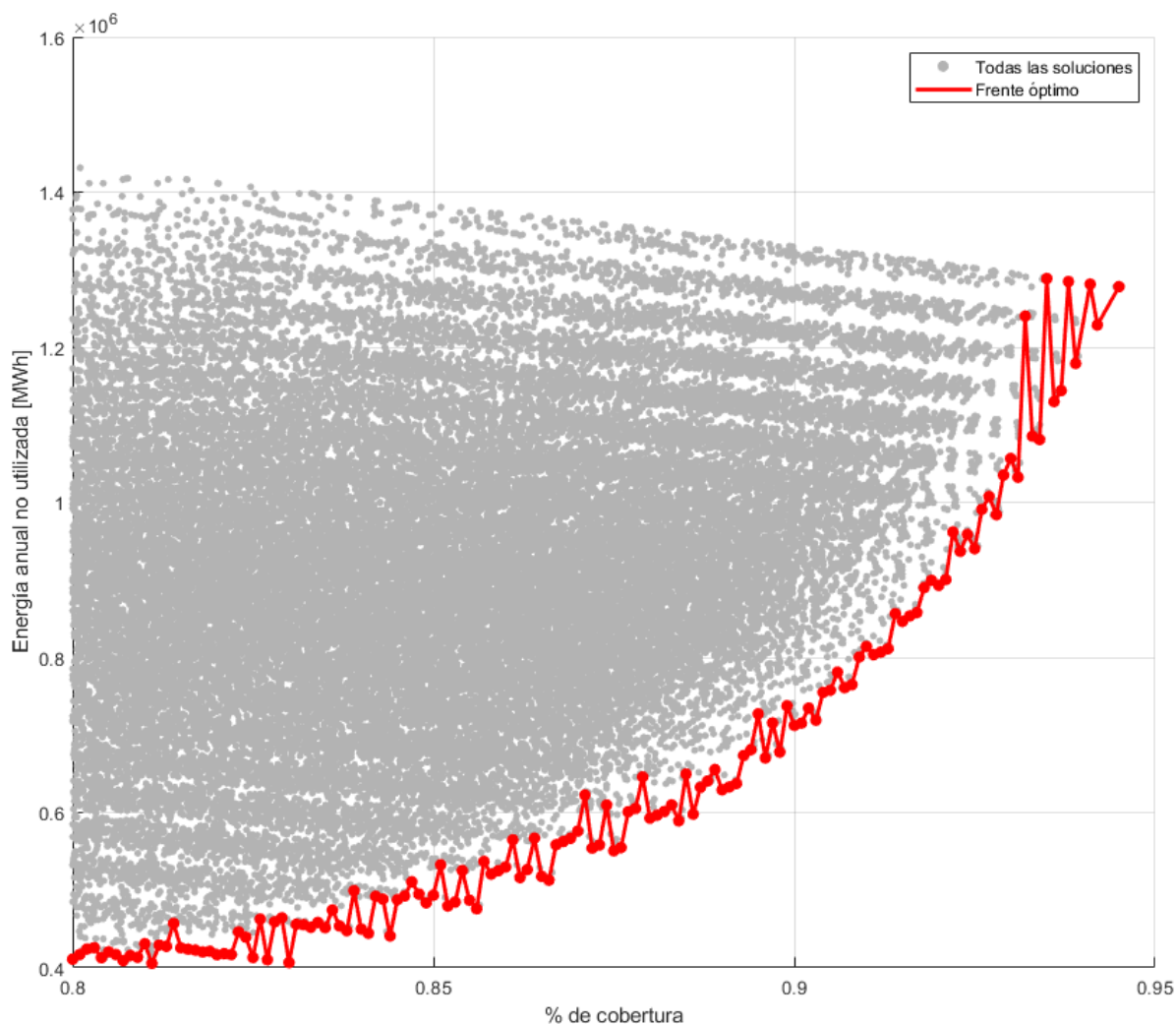


Figura 87. Energía anual no utilizada vs porcentaje de cobertura.

Además del análisis anual, se aplican dos cortes temporales para caracterizar la variabilidad, para analizar esto se fijaron las capacidades a las determinadas con el criterio de óptimo económico:

1. Mensual, fijando capacidades y evaluando mes a mes.
2. Ventana móvil de ~30 días con paso diario, que permite obtener una serie de ProbOK y sus cortes de excedencia (promedio, PE30 y PE70).

Para el primer caso los resultados obtenidos son los siguientes:

Mes	1/2026	procesado.	ProbOK = 0.972
Mes	2/2026	procesado.	ProbOK = 0.909
Mes	3/2026	procesado.	ProbOK = 0.882
Mes	4/2026	procesado.	ProbOK = 0.910
Mes	5/2026	procesado.	ProbOK = 0.845
Mes	6/2026	procesado.	ProbOK = 0.839
Mes	7/2026	procesado.	ProbOK = 0.828
Mes	8/2026	procesado.	ProbOK = 0.841
Mes	9/2026	procesado.	ProbOK = 0.976
Mes	10/2026	procesado.	ProbOK = 0.903
Mes	11/2026	procesado.	ProbOK = 0.979

Mes 12/2026 procesado. ProbOK = 0.945

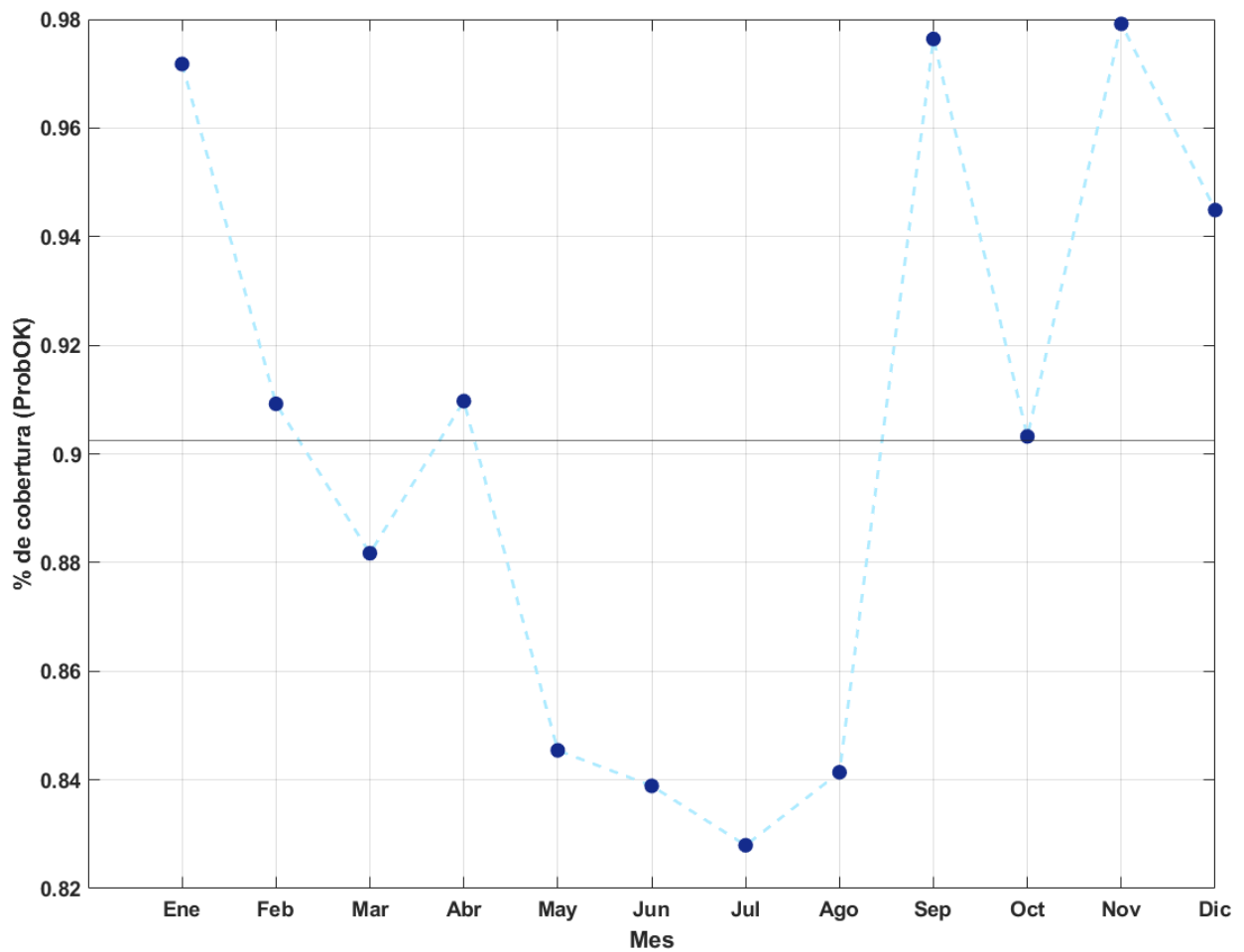


Figura 88. Porcentaje de cobertura calculado con paso mensual.

Se observa que a mes de calendario hay una reducción importante del porcentaje de cobertura en los meses de mayo, junio julio y agosto, estando en el entorno de 84,0 %, mientras que en otros meses el valor está por encima del promedio.

En el segundo caso se determinan los cortes de excedencias promedio, 30 % y 70 % obteniéndose los resultados:

PE70:	0.867
PE30:	0.943
Promedio ProbOK:	0.899

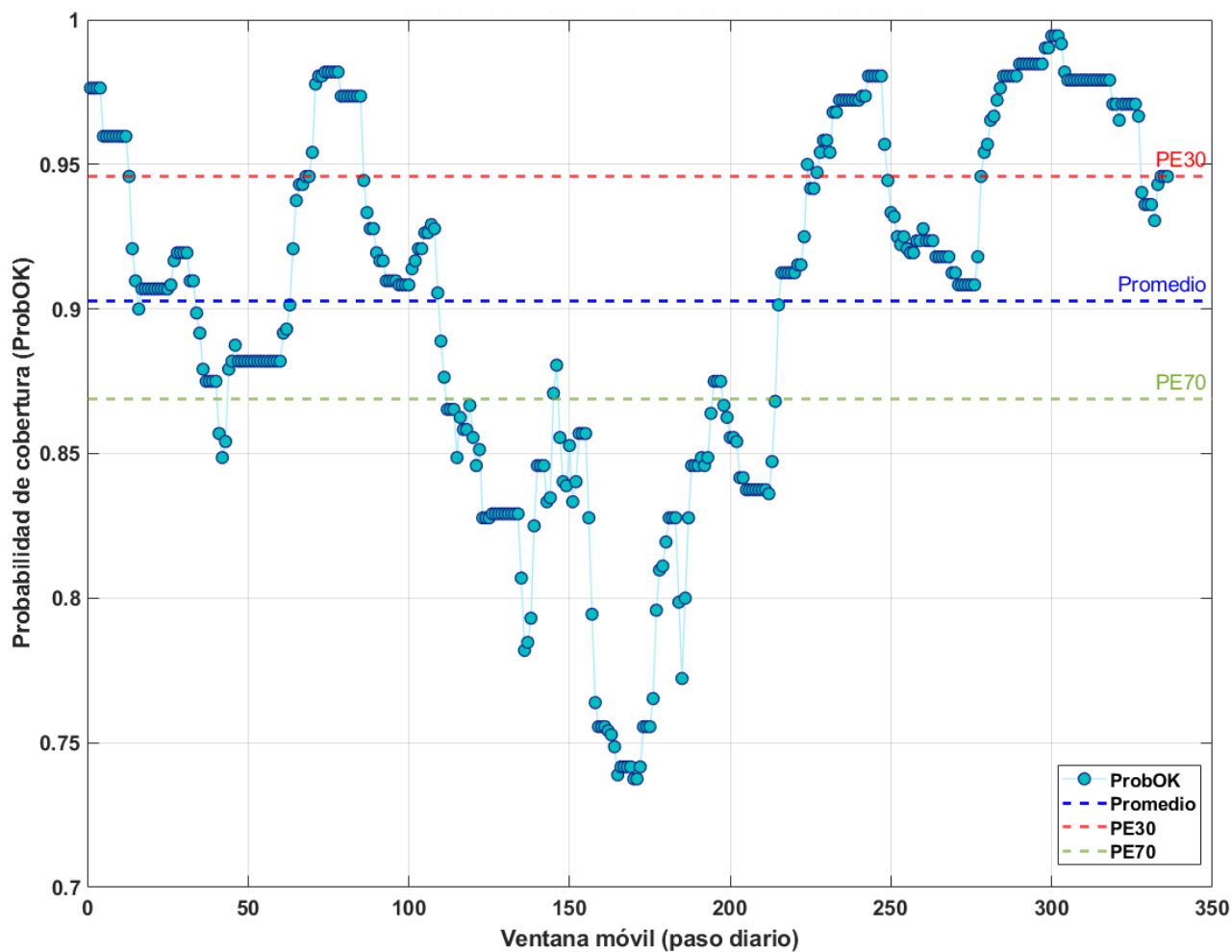


Figura 89. Evolución del porcentaje de cobertura analizado con ventana móvil de 30 días.

Perfil de generación 2:

Potencia eólica: 400 MW
Potencia FV: 160 MW
Pbess1: 50 MW
Ebess1: 300 MWh
Pbess2: 10 MW
Ebess2: 160 MWh
Costo total: 651.70 MUSD
Prob. cobertura: 0.9046 (target: 0.9000)
Horas incumplidas: 836 de 8760 (9.54%)
Energía no utilizada: 129.323 MWh

Análogamente para el caso de máxima cobertura:

Potencia eólica: 300 MW
Potencia FV: 380 MW
Pbess1: 150 MW
Ebess1: 2300 MWh
Pbess2: 20 MW
Ebess2: 160 MWh
Costo total: 1145.20 MUSD
Prob. cobertura: 1.0000 (target: 0.9000)
Horas incumplidas: 0 de 8760 (0.00%)
Energía no utilizada: 178276 MWh

Evolución de los niveles de carga de BESS 1 y 2 a lo largo del año para ambos casos:

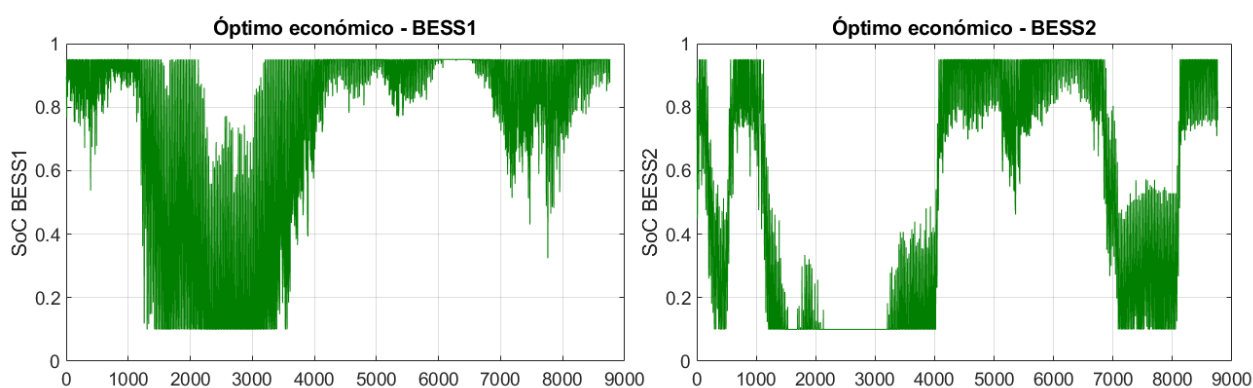


Figura 90. Evolución del SOC del BESS 1 y el BESS 2 para el caso de optimo económico.

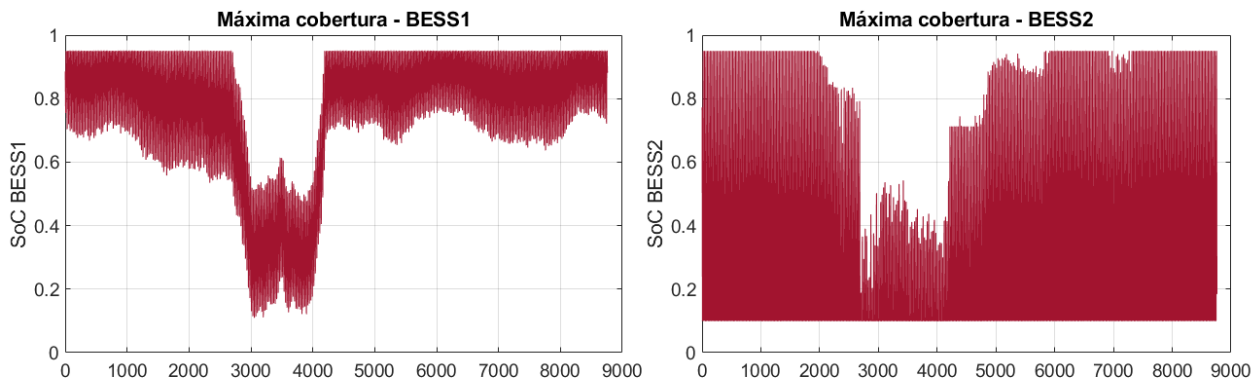


Figura 91. Evolución del SOC del BESS 1 y el BESS 2 para el caso de máxima cobertura.

En la siguiente grafica se muestran para todos los resultados de la iteración el resultado del porcentaje de cobertura en función del costo, adicionalmente se superpone en rojo la curva de mínimo costo dado un porcentaje de cobertura de las horas del año.

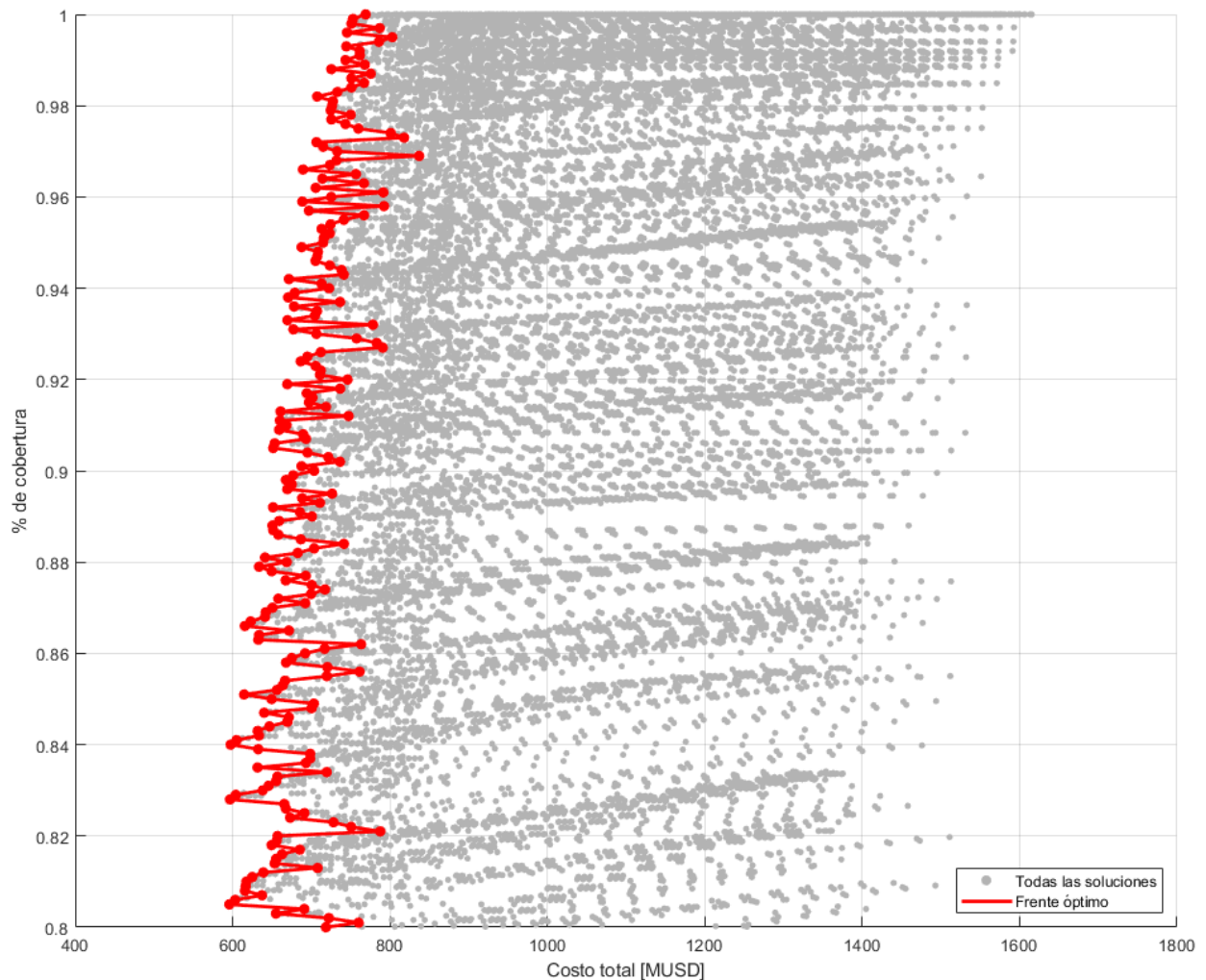


Figura 92. Porcentaje de cobertura vs costo total.

En la siguiente figura se muestra la energía no utilizada vs el porcentaje de cobertura, nuevamente se superpone la curva (en rojo) que representa la mínima energía anual no utilizada dada un porcentaje de cobertura.

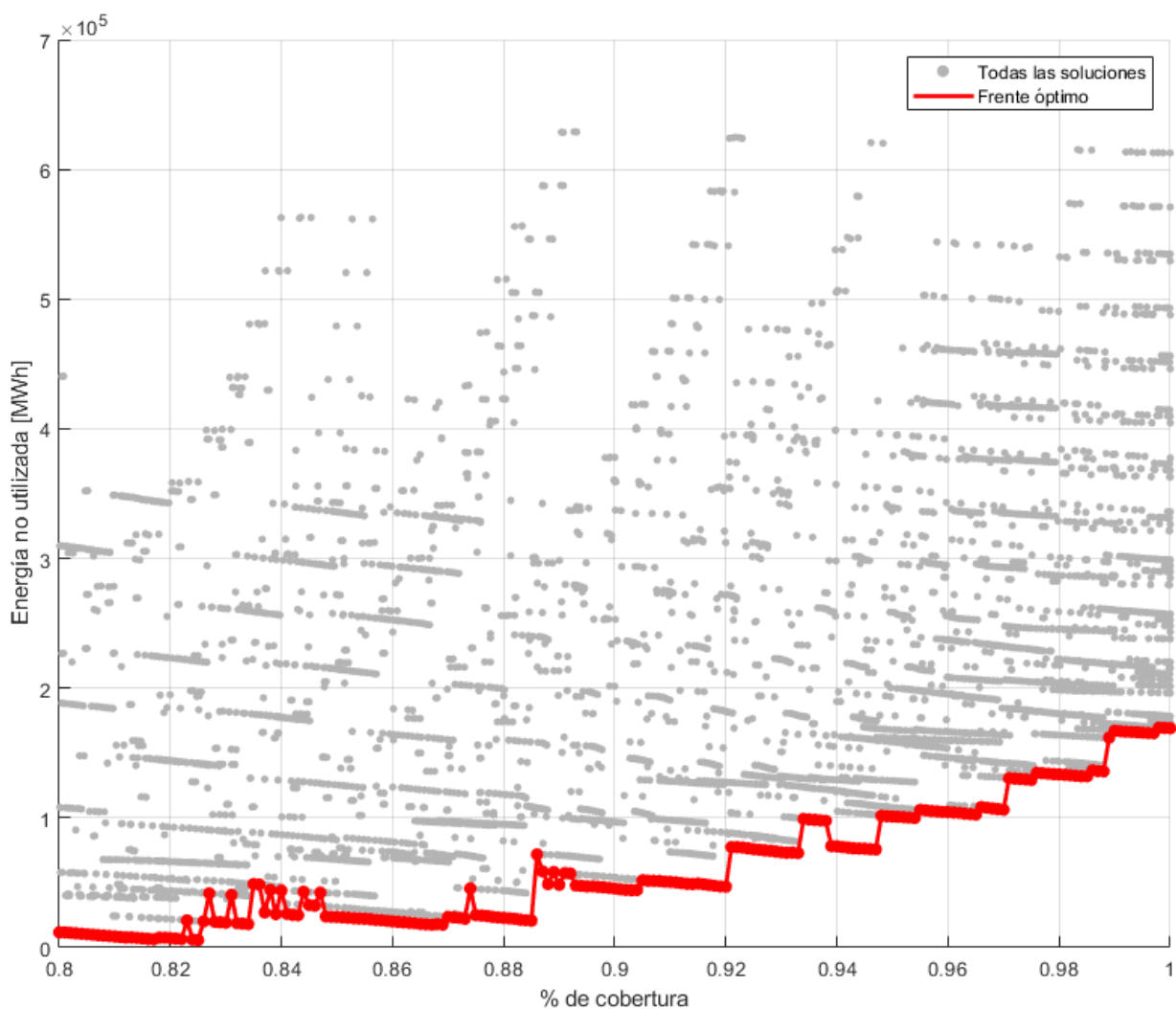


Figura 93. Energía anual no utilizada vs porcentaje de cobertura.

Además del análisis anual, se aplican dos cortes temporales para caracterizar la variabilidad, para analizar esto se fijaron las capacidades a las determinadas con el criterio de optimo económico:

1. Mensual, fijando capacidades y evaluando mes a mes.
2. Ventana móvil de ~30 días con paso diario, que permite obtener una serie de ProbOK y sus cortes de excedencia (promedio, PE30 y PE70).

Para el primer caso los resultados obtenidos son los siguientes:

Mes	1/2026	procesado.	ProbOK = 1.000
Mes	2/2026	procesado.	ProbOK = 0.996
Mes	3/2026	procesado.	ProbOK = 0.789
Mes	4/2026	procesado.	ProbOK = 0.422
Mes	5/2026	procesado.	ProbOK = 0.695
Mes	6/2026	procesado.	ProbOK = 1.000
Mes	7/2026	procesado.	ProbOK = 1.000
Mes	8/2026	procesado.	ProbOK = 1.000
Mes	9/2026	procesado.	ProbOK = 1.000

Mes 10/2026 procesado. ProbOK = 1.000
 Mes 11/2026 procesado. ProbOK = 1.000
 Mes 12/2026 procesado. ProbOK = 1.000

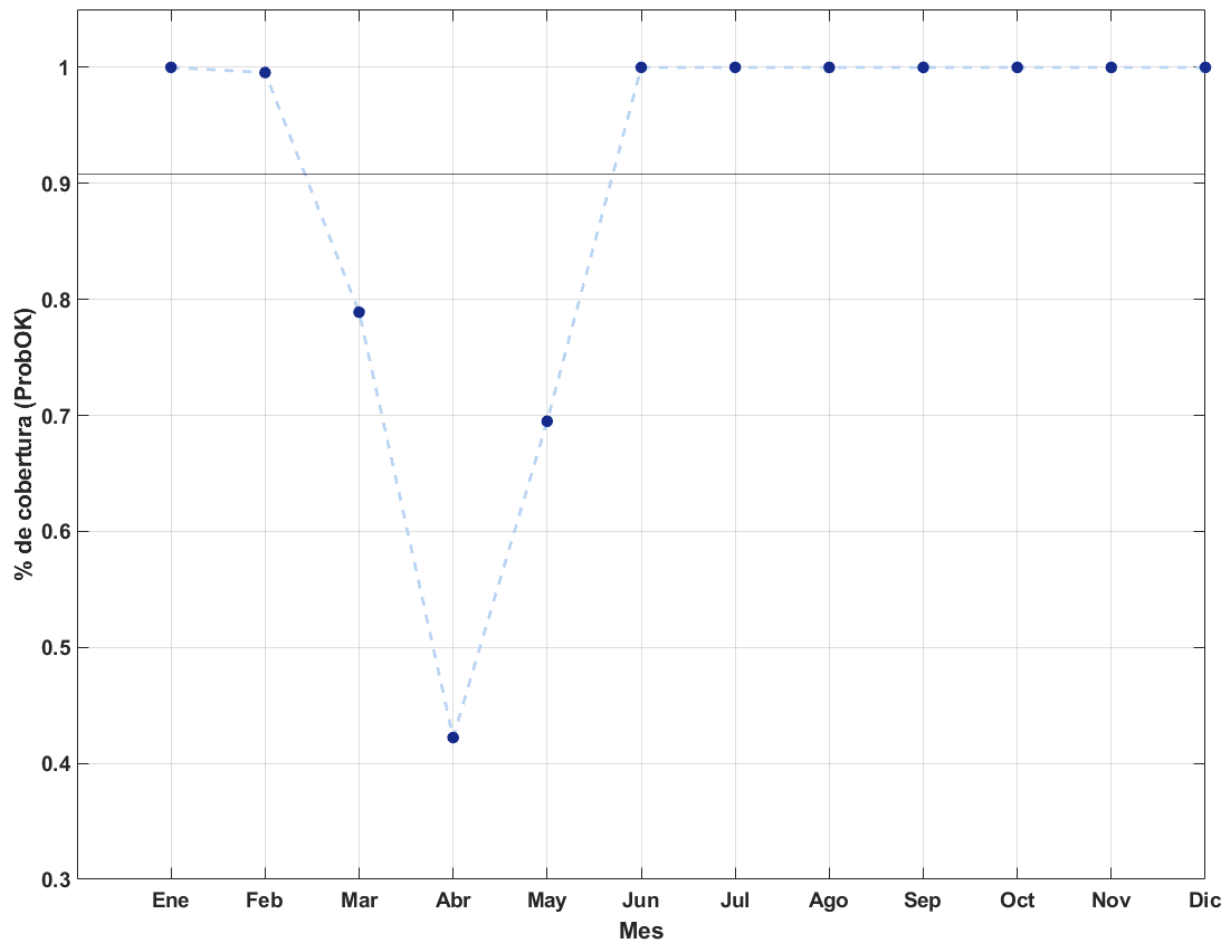


Figura 94. Porcentaje de cobertura calculado con paso mensual.

Se observa que a mes de calendario hay una reducción importante del porcentaje de cobertura en los meses de mayo, junio julio y agosto, estando en el entorno de 84,0 %, mientras que en otros meses el valor está por encima del promedio.

En el segundo caso se determinan los cortes de excedencias promedio, 30 % y 70 % obteniéndose los resultados:

PE70: 0.961
 PE30: 1.000
 Promedio ProbOK: 0.901

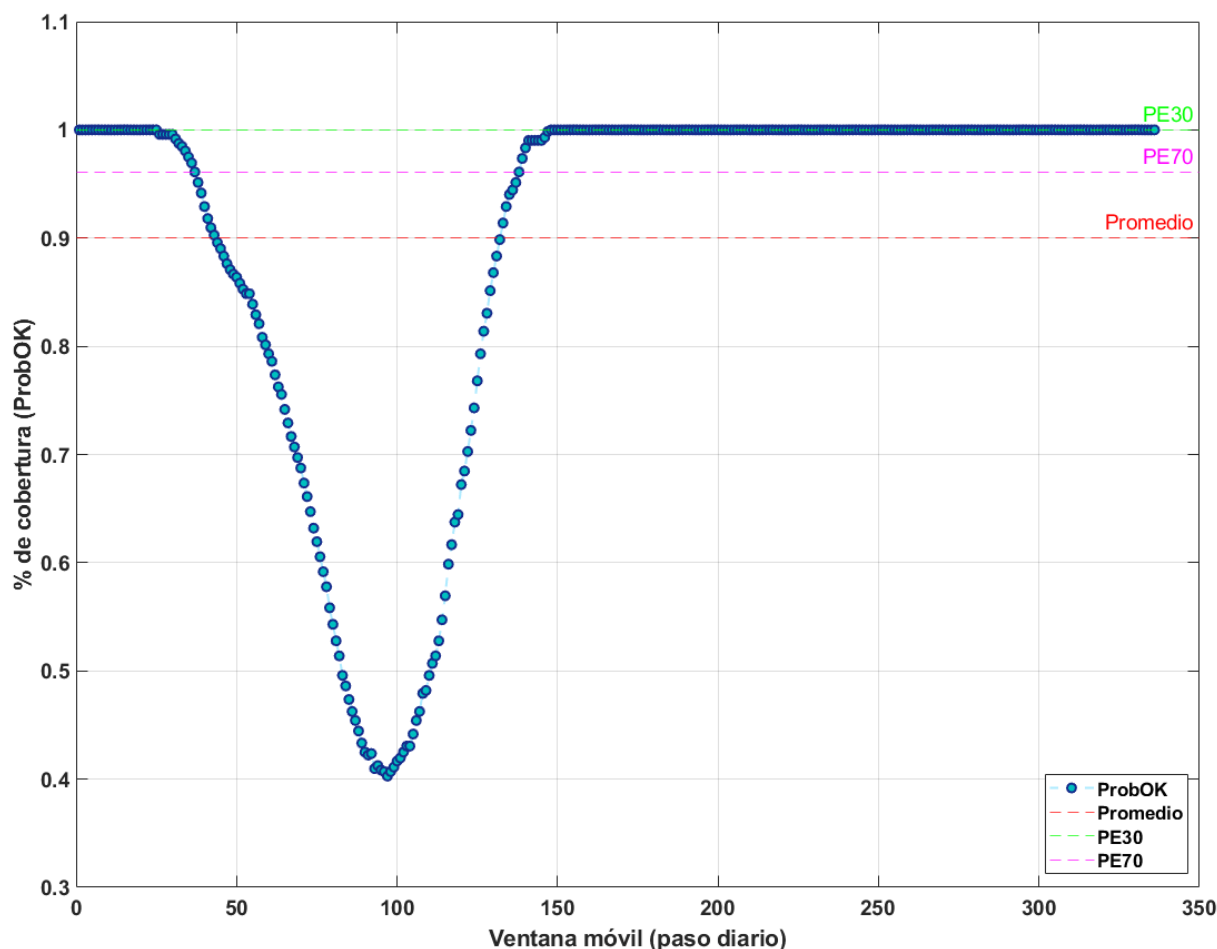


Figura 95. Evolución del porcentaje de cobertura analizado con ventana móvil de 30 días.

Los resultados muestran que, con la lógica operativa y costos de referencia adoptados, lograr niveles altos de confiabilidad exige capacidades muy elevadas de generación y almacenamiento y conduce a restricciones operativas de los parques de generación significativas:

- **Perfil de generación 1**

- Óptimo económico ($\text{ProbOK} \approx 0,901$): 520 MW eólicos + 560 MW FV, BESS1 200 MW/1000 MWh y BESS2 150 MW/960 MWh, con CAPEX de referencia ≈ 1.520 MUSD y EnU $\approx 1,03$ TWh.
- Máxima cobertura ($\text{ProbOK} \approx 0,947$): 600 MW eólicos + 600 MW FV, BESS1 200 MW/1000 MWh y BESS2 150 MW/1920 MWh, con CAPEX ≈ 1.886 MUSD y EnU $\approx 1,27$ TWh.
- La evaluación temporal evidencia debilidad estacional (mayo–agosto) y, en ventana móvil de 30 días, una ProbOK promedio $\approx 0,899$, PE30 $\approx 0,943$ y PE70 $\approx 0,867$.
- El BESS2 (tanque H₂) exige mayor potencia nominal del electrolizador, incrementando inversiones y potencia instalada no siempre aprovechable.

- **Perfil de generación 2**

- Óptimo económico ($\text{ProbOK} \approx 0,905$): 400 MW eólicos + 160 MW FV, BESS1 50 MW/300 MWh y BESS2 10 MW/160 MWh, con CAPEX de referencia ≈ 652 MUSD y EnU $\approx 0,13$ TWh.

- Máxima cobertura (ProbOK=1,000): 300 MW eólicos + 380 MW FV, BESS1 150 MW/2300 MWh y BESS2 20 MW/160 MWh, con CAPEX $\approx$ 1.145 MUSD y EnU $\approx$ 0,18 TWh.
- El análisis mensual muestra caídas abruptas de cobertura en meses de baja disponibilidad renovable (abril–mayo), que son compensadas en el resto del año, alcanzando cobertura plena en la mayoría de los meses.
- El promedio en ventana móvil de 30 días arroja ProbOK $\approx$ 0,901, PE30=1,000 y PE70 $\approx$ 0,961, lo que indica menor dispersión temporal que en el perfil 1.

En conjunto, los dos escenarios muestran un *trade-off* entre confiabilidad y costo: el perfil 1 asegura mayor estabilidad intermensual, pero con costos e inversiones significativamente más altos, mientras que el perfil 2 logra similares promedios de cobertura con menor inversión, a costa de vulnerabilidad en ciertos períodos.

Adicionalmente, debe considerarse que la ubicación geográfica de la planta puede modificar el balance eólico–solar requerido y las necesidades de almacenamiento. Esto implica que el dimensionado debería realizarse con un enfoque conservador, para contemplar variaciones de recurso y minimizar riesgos de subdimensionamiento.

Finalmente, bajo los supuestos y con arquitectura *off-grid*, la alternativa sigue mostrando limitaciones económicas, por lo que se recomienda evaluar medidas de mejora como:

1. Vinculación a red.
2. Ajuste del objetivo de ProbOK con esquemas de respaldo alternativos.
3. Valorización de excedentes (venta de energía/H₂ o flexibilización de la demanda del electrolizador).

1.26. Verificación con Homer Pro

1.26.1. Acerca de Homer Pro

HOMER Pro (acrónimo de *Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources*) es un software ampliamente utilizado para el diseño, simulación y optimización de microrredes y sistemas híbridos de energía. Permite combinar fuentes renovables (solar, eólica), almacenamiento en baterías, hidrógeno y generación convencional, determinando la configuración óptima que satisfaga la demanda de manera técnica y económicamente viable.

Desarrollado originalmente por el NREL en 1992 y posteriormente privatizado en 2009, HOMER Pro se ha consolidado como una herramienta de referencia en la industria. Es empleado por fabricantes de equipos, desarrolladores de proyectos, consultoras de ingeniería y organismos internacionales como el Banco Mundial y el BID para estudios de factibilidad y evaluaciones de proyectos energéticos.

1.26.2. Objetivo del estudio

El objetivo del estudio con Homer Pro es optimizar el dimensionamiento de cada elemento de la red para que sea viable el suministro energético durante un año de producción de hidrógeno.

1.26.3. Metodología de Simulación

Esquemático: El esquema modelado está compuesto por una carga de hidrógeno, un tanque de hidrógeno y un electrolizador, interconectados mediante un circuito de hidrógeno. La demanda eléctrica del electrolizador se abastece desde una red de corriente continua (DC), a la cual también se conectan el sistema de servicios auxiliares (representado como una carga eléctrica), un parque eólico, un parque solar y un sistema BESS. Para este modelo se optó por utilizar una red en DC, a fin de evitar la incorporación de un convertidor DC/AC, dado que HOMER Pro no permite modelar un BESS conectado en alterna. Este esquema se representa en la siguiente figura:

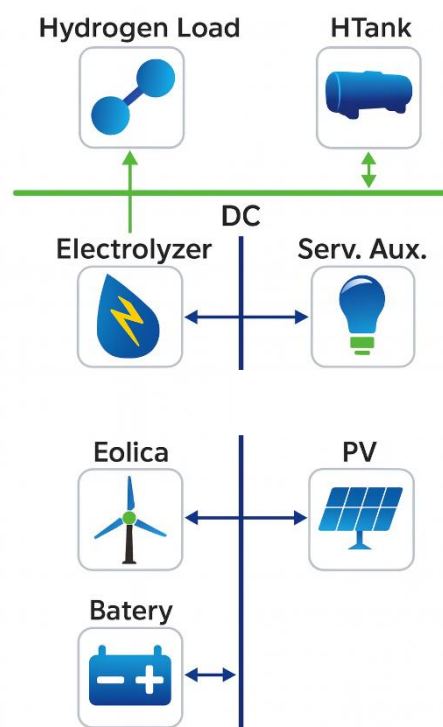


Figura 96. Esquema utilizado para la simulación en Homer.

El modelado tuvo en cuenta los costos asociados a cada elemento del diseño, según el estudio realizado en la sección anterior (ver Matlab).

Descripción de la Carga: Para este modelo la carga es quien determina el dimensionamiento de los demás elementos de la red.

- Demanda de H_2 : acorde al estudio realizado en el Hito 1, la demanda de hidrogeno que se debe abastecer es de 2.590 kg/h, es decir 62.160 kg/día. Una de las características más importantes establecidas es que la producción de H_2 debe ser constante, es decir que no existen variaciones en la producción. Por este motivo se parametrizó la demanda de hidrogeno de forma que sea constante.
- Demanda eléctrica: modela los demás procesos necesarios para el proceso productivo de la planta, con una demanda nominal de 40 MWh fijos.

Recursos Renovables: para determinar los recursos solar y eólico se debe insertar la ubicación del proyecto, en este caso se indica que el proyecto será en Montevideo. Los perfiles de velocidad de viento e irradiancia, los descarga Homer Pro desde su *database*.

- **Parque Eólico:** La pestaña de *Wind Turbine* permite elegir el tipo de aerogenerador a modelar, se indica a HOMER cuántos aerogeneradores debe tener en cuenta al buscar el sistema óptimo. Para este caso se seleccionó un aerogenerador genérico de 1,5 MW de potencia y de DC. Se deja un intervalo de búsqueda por parte del optimizador que abarca desde 0 MW a 800 MW.
- **Parque Fotovoltaico:** La pestaña *PV*, permite elegir los tamaños que se desea que HOMER tenga en cuenta al buscar el sistema óptimo. En este caso fue seleccionado un panel genérico de 1 KW, y la conexión eléctrica en DC. Se deja un intervalo de búsqueda por parte del optimizador que abarca desde 0 MW a 800 MW
- **Sistema BESS:** Fue seleccionado en este modelo un BESS de 1 MWh Li-Ion, de 600 V de tensión nominal, se le solicita a Homer Pro que optimice el dimensionamiento, se deja un intervalo de búsqueda por parte del optimizador que abarca desde 0 MW a 800 MW

Electrolizador: En la pestaña *Electrolyzer* se seleccionó un electrolizador genérico y se solicita al software que optimice el dimensionamiento de este con un límite de potencia máxima de 250 MW.

Tanque de Hidrógeno: En la pestaña de *Hydrogen Tank* se parametriza para que busque cuál es la mejor opción entre distintas dimensiones, que parten de 2.590 kg hasta 100.000 kg.

1.26.4. Resultados y Análisis

Optimización del Diseño: La simulación en Homer Pro, arroja dos soluciones posibles, en una de ellas no se dispone del sistema BESS, lo que hace que el tanque de hidrógeno sea de mayores dimensiones, esto desde la mirada energética es correcto, pero por el análisis de viabilidad técnica realizado con anterioridad, se sabe que no es posible, por lo tanto, se va a considerar solo una de las soluciones.

PROPUESTA: La simulación en Homer Pro, arroja dos soluciones posibles, en una de ellas no se dispone del sistema BESS por lo cual es descartada, la otra solución presenta los siguientes resultados:

Los resultados del dimensionado de los elementos del sistema son las siguientes:

- PV: 341 MW
- WIND: 825 MW
- BESS: 792 MWh
- Electrolizador: 160 MW
- Tanque de Hidrogeno: 100 Ton (83.3 h)

Evaluación de Resultados:

La energía producida al año:

- PV: 622 GWh/año = 15 %
- WIND: 3.527 GWh/año = 85 %

- Total: 4.148 GWh/año = 100 %

La demanda anual está constituida por:

- Electrolizador: 883,54 GWh/año = 71,6%
- Servicios Auxiliares: 350,1 GWh/año = 28,4%

Si se hiciese un cociente entre la energía consumida sobre la total generada en el año sería:

- $\frac{1.233 \text{ GWh/año}}{4.148 \text{ GWh/año}} = 0,297 \cong 29,7\%$

Es decir, que solo se estaría utilizando el 29,7 % de la energía al año de los parques eólico y solar.

Otras cantidades importantes son:

- Exceso de energía: 2.910 GWh/año = 70,2%
- Demanda eléctrica no satisfecha: 292,81 MWh/año = 0,084%
- Falta de Capacidad: 348,83 MWh/año = 0,0996%

Los datos arrojados para el electrolizador son lo que se observan a continuación:

Tabla 26. Datos relevantes del electrolizador.

Cantidad	Valor	Unidades
Capacidad nominal	159,78	MW
Energía media	100,86	MW
Energía total de entrada	883,54	GWh/año
Factor de capacidad	63,1	%
Horas de operación	6607	h/año
Salida media	2.557	kg/h
Salida máxima	4.051	kg/h
Producción total	22.399.590	kg/año
Consumo específico	39,4	kWh/kg

En el caso del tanque de hidrogeno se destacan los siguientes parámetros:

- capacidad de almacenamiento de hidrogeno: 100 Ton.
- capacidad de almacenamiento de energía: 3.333,33 MWh.
- Autonomía del tanque: 83.3 h

Respecto a los paneles fotovoltaicos, además de la energía anual generada, que fue antes mencionada, se destacan los siguientes resultados:

- Potencia promedio: 70,978 MW
- Factor de planta: 20,8 %
- Horas de operación: 4.392 h/año
- Producción promedio: 1.703,47 MWh/día

En cuanto a las turbinas eólicas, además de la energía anual generada, que fue antes mencionada, se destacan los siguientes resultados:

- Potencia promedio: 402,59 MW
- Factor de planta: 48,8 %
- Horas de operación: 7396 h/año

En la siguiente tabla se pueden observar los resultados obtenidos de la simulación del banco de baterías:

Tabla 27. Resultados de interés del BESS.

Cantidad	Valor	Unidades
Baterías	792	ud.
Tensión del Bus	600	V
Autonomía	17,8	h
Capacidad Nominal	792	MWh
Capacidad Nominal Utilizable	712,8	MWh
Rendimiento de Vida Útil	824,24	GWh
Vida Esperada	20	año
Energía de Entrada	46,39	GWh/año
Energía de Salida	39,09	GWh/año

Para determinar el factor de planta global de la planta (punto de vista de la demanda) se considera:

- Electrolizador:
 - Capacidad nominal = 159,78 MW.
 - Energía total consumida = 883,54 GWh.
- Demanda:
 - Capacidad nominal= 40 MW.
 - Energía total de entrada=350,1 GWh.
- Factor de planta global= 70,5 %.

Por último y más destacable es el hecho de que la producción de energía supera ampliamente lo requerido por la demanda (2.910 GWh/año), esto se debe a que al no poder disminuir la producción de hidrógeno, obliga a sobredimensionar la generación.

Los resultados de la optimización realizada por Homer Pro, indican potencias y dimensiones del orden que los obtenidos de las simulaciones en Matlab en presentadas previamente en este informe.

Una vez realizada la optimización y analizados los resultados, se puede resumir que la energía no utilizada supera ampliamente lo requerido para la producción de hidrógeno, bajo estos supuestos y con arquitectura *off-grid*, la alternativa parece inviable desde el punto de comercial.

Al igual que se concluyó previamente, se sugiere un sistema con vinculación a red. De esta manera monetizar los excedentes no consumidos por el electrolizador, (venta de energía/H₂). O también permitir la flexibilización de la demanda del electrolizador, así se podría reducir el tamaño de la generación.

1.27. Conclusiones

El análisis realizado en este capítulo permitió evaluar y optimizar el dimensionamiento de los principales componentes de la planta bajo un esquema *off-grid*, combinando generación renovable (eólica y solar), almacenamiento en baterías y en hidrógeno.

Los resultados muestran que:

- Confiabilidad vs. costo: alcanzar altos niveles de confiabilidad se requiere potencias eólicas y solares del orden de centenas de MW y capacidades de almacenamiento muy significativas. Esto conduce a inversiones elevadas y a una utilización parcial de los activos, reflejada en grandes volúmenes de energía no utilizada (del orden de 0,1 a 1,3 TWh/año según perfil de generación analizado).
- Excedentes estructurales: la energía generada excede ampliamente la requerida por el electrolizador, lo que obliga a sobredimensionar la generación. Esto confirma que, bajo un esquema aislado, gran parte de la producción renovable no encuentra destino productivo.
- Desempeño estacional: se identifican períodos críticos de cobertura reducida en invierno (mayo–agosto), donde la disponibilidad renovable limita el cumplimiento de la demanda. El comportamiento del sistema presenta además diferencias relevantes entre perfiles de recurso utilizados: el perfil 1 ofrece mayor estabilidad intermensual, mientras que el perfil 2 logra reducciones de CAPEX, pero con vulnerabilidad en determinados meses.
- Rol del BESS2 (H₂): el almacenamiento en hidrógeno es esencial para sostener el suministro continuo, pero impone mayores requerimientos de potencia en el electrolizador, incrementando los costos y la sobrecapacidad instalada.
- Comparación de metodologías: los resultados obtenidos con la simulación en MATLAB y con HOMER Pro son consistentes en magnitudes y tendencias, lo que valida la robustez de las conclusiones. En ambos casos se observa que la optimización técnica lleva a configuraciones de alto costo y baja eficiencia de utilización de recursos.

En síntesis, bajo los supuestos planteados y manteniendo una arquitectura *off-grid*, el esquema presenta limitaciones técnicas y económicas significativas.

Aspectos básicos de seguridad

1.28. H2

1.28.1. Características del H₂

A la hora de producir, manipular o aprovechar el hidrógeno gas, es necesario contar con unas medidas de seguridad acordes con sus propiedades y los riesgos que de ellas se derivan.

En condiciones normales encontraremos el hidrógeno en forma de gas, ya sea almacenado en tanques o botellas a presión y, excepcionalmente se emplea hidrógeno en estado líquido, a muy baja temperatura (alrededor de -253°C). Tanto en estado gaseoso, como líquido, el hidrógeno se caracteriza por su baja densidad, al ser la molécula más ligera. Su densidad en estado gaseoso es de 0,08987 gramos por litro y en estado líquido de 70 gramos/litro.

Por otra parte, y relacionado con lo anterior, también es destacable el pequeño tamaño de la molécula de hidrógeno, lo que implica que su coeficiente de difusión es muy alto, del orden de $0,61 \text{ cm}^2/\text{s}$. Esto implica que el hidrógeno fuga con gran facilidad ante cualquier defecto (fisura, poro, etc.) del recipiente que lo contiene.

Estas dos propiedades implican que, en caso de verse liberado en una atmósfera, el hidrógeno gas se mezclará rápidamente con el aire presente en la misma y tomará una trayectoria ascendente, elevándose con gran velocidad y acumulándose en las zonas superiores si se trata de una estancia cerrada.

Además, es necesario hacer referencia a las características del hidrógeno en cuanto a inflamabilidad y explosividad, que suponen el principal riesgo de la manipulación de este gas. El hidrógeno es inflamable en concentraciones que van desde el 4% al 75% de mezcla en aire. Si bien este rango es mucho más amplio que en otros combustibles típicos, es necesario indicar que el límite inferior es muy superior al que presentan, por ejemplo, la gasolina (1%) o el butano (1,6%), lo que implica que es necesario una fuga de mucho mayor entidad para que se alcance la concentración mínima de hidrógeno inflamable. Además, la gran difusividad del hidrógeno dificulta su acumulación hasta dicho límite en entornos abiertos o ventilados, efecto que, por ejemplo, con el gas butano (más pesado que el aire) no ocurre.

En cuanto a la temperatura de autoignición (aquella a la que se inflama el gas, sin necesidad de chispa o punto caliente), para el hidrógeno se alcanza a los 571°C , temperatura muy superior a la de la gasolina y el diésel, 247 y 210°C , respectivamente. Esto hace que, en ausencia de fuente de ignición, sea más complicado que una fuga de lugar a un incendio en el caso del hidrógeno.

Con respecto al riesgo de explosión, el rango de concentraciones en el que el hidrógeno puede detonar se encuentra entre el 18,3 y el 59% en volumen. En esta ocasión, también el límite inferior (el más relevante puesto que, en caso de fuga, es el primero que se alcanzaría) es muy superior al de otras sustancias como, por ejemplo, el gas natural (4,5%) o los vapores de gasolina (1,1%). Además, es necesario señalar que la baja densidad en masa del hidrógeno también supone una menor densidad energética en el caso de explosión, siendo menor la energía liberada (y por extensión los daños causados).

Finalmente, es necesario señalar que el hidrógeno es incoloro, inodoro, insípido y no tóxico, provocando efectos en el ser humano tan solo cuando su concentración es lo suficientemente alta como para producir efectos asfixiantes. De igual forma, su llama es de un color azul pálido, casi invisible para el ojo humano y el único producto de la combustión es agua, por lo que no produce efectos dañinos sobre las personas o el medioambiente.

En resumen, puede concluirse que, si bien el hidrógeno gas, como combustible, presenta riesgos que requerirán unas medidas de seguridad específicas y adaptadas a sus particularidades, no presenta una especial peligrosidad con respecto a otros combustibles utilizados habitualmente en la industria, la automoción o incluso los hogares.

1.28.2. Medidas de seguridad en instalaciones de H_2

En las instalaciones dónde se encuentre presente el hidrógeno es preciso tener unas determinadas consideraciones como:

- Tomar medidas para evitar una fuga de hidrógeno.
- Evitar la acumulación de una atmósfera inflamable.
- Controlar las posibles fuentes de ignición en aquellos puntos donde se puedan acumular atmósferas inflamables.

- Utilizar una protección adecuada contra los peligros de incendio y explosión.

En la medida de lo posible, las instalaciones de hidrógeno deberán ubicarse en espacios abiertos, pero cuando no sea posible, la instalación se debe diseñar, operar y mantener de acuerdo con lo establecido en la normativa para instalaciones ubicadas en zonas interiores. En cualquier caso, las instalaciones o equipos que contengan hidrógeno deben ubicarse en un área bien ventilada, ya sea mediante ventilación natural o ventilación forzada y se debe considerar la necesidad de separar los espacios que rodean la instalación de hidrógeno de otras áreas del edificio mediante barreras contra incendios, tal y como se establece en las diferentes reglamentaciones y considerando que todas las instalaciones deben cumplir con las normas de construcción y contra incendios que le sean de aplicación.

De forma general, las instalaciones de hidrógeno deben estar adecuadamente protegidas contra el acceso no autorizado. A su vez, deben estar ubicadas de manera que sea fácil el acceso de bomberos y de servicios de emergencia. La sala donde se encuentren los equipos debe estar equipada con sistema de detección de incendios y alarma. Debido a las propiedades del hidrógeno, tanto las instalaciones como las conducciones de hidrógeno, deben ubicarse, siempre que esto sea posible, por encima de las instalaciones y conducciones eléctricas, y siempre de forma separada de áreas en las que exista o es probable que exista almacenamiento de materiales combustibles, inflamables o peligrosos.

Un factor muy importante en la seguridad de instalaciones donde hay presencia de hidrógeno es la instalación de detección. El hidrógeno al ser un gas incoloro, inodoro e insípido, por lo que no puede ser apreciado por los sentidos humanos, por lo tanto, se deben proporcionar medios para detectar la presencia de hidrógeno en lugares donde puedan producirse fugas y/o acumulaciones. Además, cuando se utiliza hidrógeno en espacios confinados, el uso de un sistema de detección de hidrógeno para la detección temprana de fugas es esencial para facilitar la activación de alarmas, operaciones de seguridad (como activación de extracción de aire) y, cuando sea necesario, la evacuación segura de las personas. Actualmente, existen numerosos sensores/detectores de hidrógeno disponibles comercialmente, basados en diferentes tecnologías dependiendo de la aplicación final. La selección y uso del mejor sensor de hidrógeno para cada caso particular es el factor más importante para tener una instalación segura. A su vez, se recomienda establecer un plan de emergencia donde se produzcan, manipulen o almacenen fluidos gaseosos (como es el caso del hidrógeno gas). Este plan de emergencia debe incluir:

- El tipo de equipo de emergencia disponible y su ubicación.
- Una breve descripción de cualquier programa de prueba o mantenimiento para el equipo de emergencia disponible.
- Una indicación de que se proporciona un etiquetado de identificación de peligros para cada área de almacenamiento.
- La ubicación de los procedimientos de emergencia publicados.
- Una lista, incluidas las cantidades, de gases comprimidos y líquidos criogénicos y sus hojas de datos de seguridad de materiales o equivalentes.
- Un plano de la instalación que incluya la siguiente información: zonas de uso y almacenamiento, cantidad máxima de hidrógeno almacenado o utilizado en cada área,, rango de tamaños de los almacenamientos, ubicación de las tuberías por donde circula hidrógeno, ubicaciones de válvulas y dispositivos de aislamiento y mitigación de emergencia, posiciones de encendido y apagado de las válvulas para aquellos que no son auto-indicativos y un plan de almacenamiento y distribución que sea legible y se dibuje aproximadamente a escala que muestre la disposición de almacenamiento prevista, incluida la ubicación y las dimensiones de los pasillos.

- Una lista del personal que esté designado y capacitado para actuar como enlace con los servicios de emergencia y que sea responsable de: Ayudar a los servicios de emergencia en el plan previo a la emergencia. o Identificar la ubicación del hidrógeno almacenado o utilizado. Acceder a las hojas de seguridad. Conocer los procedimientos de emergencia.

Es preciso destacar las medidas de seguridad a adoptar en los almacenamientos de hidrógeno. Es recomendable que los sistemas de almacenamiento de hidrógeno se ubiquen en el exterior, intentado evitar temperaturas extremas (por debajo de $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ y por encima de $50\text{ }^{\circ}\text{C}$), además de contar con una soportación adecuada, con protección contra impactos accidentales.

Por otro lado, en lo que a sistemas de almacenamiento de hidrógeno se refiere, las medidas para prevenir cualquier fuga son prioritarias, minimizando todo lo posible la probabilidad de que ocurra. Para ello es recomendable que:

- El depósito de almacenamiento, las tuberías y las conexiones deben cumplir con la normativa que le sea de aplicación.
- Para el suministro de gases, es recomendable usar un almacenamiento estacionario en lugar de reemplazar regularmente un gran número de botellas conectadas por separado.
- Usar la longitud y el tamaño mínimos de tubería, evitando las uniones en la medida de lo posible, puesto que son potenciales puntos de fuga de hidrógeno.
- Realizar pruebas de presión a la instalación antes de su puesta en servicio, según lo establecido en la reglamentación, comprobando de este modo la no existencia de fugas en la instalación.
- Usar válvulas de alivio de alta presión que ventilen hacia un lugar "seguro" donde el hidrógeno no pueda acumularse y pueda dispersarse libremente.
- Usar válvulas de aislamiento adecuadas, con instalaciones de bloqueo, para permitir el aislamiento de secciones de tuberías/sistemas para mantenimiento y/o emergencias.
- Todos los equipos y tuberías que utilicen hidrógeno deben estar identificados y etiquetados adecuadamente.

Las tuberías deben instalarse preferiblemente en superficie. Si es inevitable que el trazado sea subterráneo, éste debe protegerse adecuadamente contra la corrosión, instalarse siempre encima de conducciones eléctricas y debe quedar registrado en la documentación técnica para facilitar el mantenimiento, la inspección o la reparación. Los sistemas deben purgarse adecuadamente utilizando un gas inerte (generalmente nitrógeno) para evitar la existencia de una mezcla de hidrógeno/aire.

1.29. CO₂

Antes de analizar los riesgos de manipular CO₂, es importante comprender sus propiedades básicas (29) (30):

- El CO₂ es un gas incoloro e inodoro que puede estar presente de forma natural en la atmósfera terrestre. Constituye aproximadamente el 0,04 % del aire que se respira y es un subproducto de procesos como la respiración y la combustión.
- A presión atmosférica normal, el CO₂ permanece gaseoso, pero al someterse a alta presión, puede comprimirse y convertirse en líquido o, a temperaturas muy bajas, presentarse en forma sólida (hielo seco).

- El CO₂ es 1,5 veces más pesado que el aire, por lo que, en caso de fuga, se comporta como un gas pesado, extendiéndose cerca del suelo. Esto puede provocar su acumulación en zonas bajas o espacios reducidos.
- El CO₂ es altamente soluble en agua y forma ácido carbónico (H₂CO₃). La exposición prolongada al ácido carbónico en entornos industriales puede causar corrosión en los equipos, lo que puede provocar fugas y daños estructurales. Para mitigar estos riesgos, es fundamental establecer directrices estrictas sobre las impurezas de CO₂, especialmente en cuanto al contenido de agua.
- El CO₂ no es inflamable, lo que lo hace valioso para su uso en extintores. Sin embargo, su clasificación como no tóxico resulta engañosa al tratarse de altas concentraciones. Inhalado en grandes cantidades, el CO₂ puede causar mareos, pérdida de conocimiento y, en casos extremos, la muerte, debido a la disminución de la cantidad de oxígeno disponible para la respiración.

Si bien la CCUS ofrece considerables beneficios ambientales, también conlleva desafíos de seguridad que deben gestionarse para una implementación exitosa. Estos desafíos surgen de los riesgos inherentes a la manipulación de CO₂, así como de los peligros específicos presentes en cada etapa del proceso de CCUS. En el presente proyecto, sólo se va a capturar el CO₂ y utilizarlo, pero no va a ser almacenado en el subsuelo, sino que va a ser la materia prima de nuestro producto final, los combustibles sintéticos sostenibles para aviación (SAF).

1.29.1. Peligros del CO₂ en la tecnología CCUS

Aunque el CO₂ puede estar presente de forma natural en la atmósfera y generalmente se considera inofensivo en pequeñas cantidades, su gestión en los grandes volúmenes necesarios para la captura, almacenamiento y utilización de carbono (CCUS) presenta riesgos importantes.

Peligroso en altas concentraciones

La exposición a niveles de CO₂ superiores al 0,5% (vol) (OSHA PEL (*Permissible Exposure Limit*, Límite de exposición permisible) - TLV (*Threshold Limit Value*, Valor límite umbral) durante períodos prolongados puede causar síntomas como dolores de cabeza, mareos o náuseas. En concentraciones aún más altas, el CO₂ puede provocar asfixia, y la exposición a concentraciones en torno al 4 % (vol) se considera inmediatamente peligrosa para la vida y la salud (IDLH). Este riesgo es especialmente significativo en entornos cerrados. Como el CO₂ es inodoro e incoloro, es posible que los trabajadores no noten su presencia hasta que alcance niveles peligrosos.

Alta presión y peligros criogénicos

Para su transporte y almacenamiento, el CO₂ suele comprimirse a un estado líquido o supercrítico, lo que puede presentar riesgos adicionales. Normalmente transportado a altas presiones superiores a 100 bar, una liberación repentina de CO₂ presurizado puede causar lesiones graves o daños a equipos e infraestructuras. En caso de rotura de una tubería enterrada, el CO₂ que escapa puede desplazar el suelo y crear un cráter que puede exponer otras tuberías y causar un efecto dominó. Al enfriarse debido a la rápida expansión, puede presentarse en su forma sólida, comúnmente conocida como hielo seco, y formar una nube de vapor con gotitas sólidas. La nube fría de CO₂ puede causar quemaduras por frío o congelación si entra en contacto prolongado con la piel, o daño pulmonar si se inhala.

Fugas e impacto ambiental

Además de representar riesgos para la salud, las fugas accidentales de CO₂ a la atmósfera pueden anular los beneficios ambientales de la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS). Si no se contiene

adecuadamente, el CO₂ puede escapar de tuberías, lugares de almacenamiento o durante el transporte, lo que podría provocar daños ambientales localizados. De forma similar a su efecto en los humanos, las altas concentraciones de CO₂ pueden causar riesgo de asfixia para animales e insectos en las inmediaciones. Al disolverse en agua, el CO₂ forma ácido carbónico, que puede contaminarla. Además, la absorción de CO₂ en el suelo puede degradar la vegetación y perturbar los ecosistemas.

1.29.2. Otros riesgos a considerar en diferentes etapas del proceso CCUS

Cada etapa del proceso de CCUS presenta riesgos únicos. Si bien la manipulación del CO₂ en sí misma conlleva riesgos, existen otros desafíos operativos que pueden generar peligros adicionales a lo largo del proceso y que deben considerarse.

- El proceso de **captura de CO₂** de las emisiones industriales implica reacciones químicas, altas temperaturas y equipos de gran tamaño. En estos procesos, el dióxido de carbono suele estar en estado gaseoso, lo que exige el cumplimiento de las normas y regulaciones de seguridad industrial estándar. Además, el CO₂ capturado durante los procesos de CCUS rara vez es puro. Suele contener otros componentes e impurezas como vapor de agua, óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y otros. Cada una de estas sustancias adicionales conlleva sus propios riesgos, que deben considerarse cuidadosamente en el diseño y la operación de las instalaciones de CCS.
- Una vez capturado, el **CO₂ se comprime y se transporta**, generalmente a través de tuberías. Si bien el CO₂ es el objetivo principal, garantizar la integridad de las tuberías es fundamental. Las tuberías deben soportar altas presiones, y cualquier debilidad o corrosión causada por impurezas puede provocar rupturas. Una impureza importante que preocupa es el agua, que, cuando está presente en la corriente de CO₂, puede combinarse con el CO₂ para formar ácido carbónico, una sustancia altamente corrosiva que puede degradar los materiales de las tuberías. Esta corrosión debilita las paredes de las tuberías, lo que reduce la integridad estructural y aumenta la probabilidad de fugas o rupturas. Otro riesgo crítico implica la presencia de H₂S (sulfuro de hidrógeno). Algunas corrientes de CO₂, en particular las que provienen del procesamiento de gas natural, pueden contener H₂S, un gas altamente tóxico e inflamable que plantea graves riesgos para la salud y la seguridad si se libera. Las directrices actuales imponen límites estrictos al contenido de H₂S para garantizar la seguridad. Sin embargo, iniciativas recientes están explorando la posibilidad de permitir niveles más altos de H₂S, ya que las restricciones existentes pueden requerir una purificación extensiva, que algunas empresas encuentran difícil de cumplir. Estos cambios requerirían una consideración cuidadosa para equilibrar la seguridad con la practicidad operativa.
- En la etapa de **utilización**, el CO₂ se utiliza a veces en la fabricación de productos químicos. Estos procesos pueden implicar otros materiales peligrosos, como productos químicos inflamables o corrosivos. Es necesario un manejo cuidadoso y medidas de control para evitar derrames de productos químicos, incendios o exposición a sustancias tóxicas.

1.29.3. Medidas de seguridad para mitigar los riesgos en instalaciones de CO₂

A continuación, se describen medidas de seguridad para mitigar los riesgos asociados con instalaciones de CO₂ (31) (32) (33) (34).

- **Sistemas de ventilación:** Es imperativo garantizar una ventilación adecuada en las áreas de almacenamiento y uso de CO₂ para evitar su acumulación. Dado que el dióxido de carbono es más denso que el aire, puede acumularse en zonas bajas o confinadas, desplazando el oxígeno y presentando un riesgo significativo de asfixia.
- **Monitoreo ambiental:** Deben instalarse sistemas de detección de CO₂ que permitan medir y controlar la concentración del gas en el aire. Estos sistemas deben incluir alarmas automatizadas para alertar sobre niveles peligrosos.
- **Gestión y etiquetado de contenedores:** Los cilindros y tanques deben estar correctamente etiquetados e identificados para evitar errores operativos. La información debe incluir las características del contenido y las precauciones de manejo.
- **Control de temperatura:** Los tanques y cilindros de CO₂ deben mantenerse alejados de fuentes de calor o luz solar directa para evitar incrementos de presión que puedan comprometer la integridad estructural de los recipientes. Se recomienda no superar los 55 °C.
- **Capacitación del personal:** El personal encargado de las instalaciones debe recibir formación específica en el manejo del CO₂, incluyendo los procedimientos de emergencia y el uso de equipos de protección personal (EPP) adecuados.
- **Planes de contingencia:** Las instalaciones deben contar con planes de respuesta ante emergencias, que incluyan simulacros periódicos para preparar al personal en la evacuación y manejo seguro en caso de fugas.
- **Sistemas de extinción:** En caso de utilizar CO₂ en sistemas de extinción de incendios, las áreas de uso deben estar desocupadas antes de su activación para prevenir la exposición a altas concentraciones de gas.

Estas medidas están diseñadas para reducir los riesgos operativos y garantizar un entorno de trabajo seguro en instalaciones que manejan CO₂. La implementación de estas prácticas contribuye a la protección tanto del personal como de las infraestructuras.

1.30. Plantas SAF mediante FT

El proceso Fischer-Tropsch (FT) utiliza gases como hidrógeno y monóxido de carbono, que presentan riesgos significativos si no se manejan adecuadamente. A continuación, se describen los principales peligros asociados y las medidas de seguridad necesarias para garantizar una operación segura y eficiente.

1.30.1. Peligros asociados al manejo y almacenamiento en el proceso Fischer-Tropsch

A continuación, se enumeran los peligros relacionados con las materias primas y procesos relacionados con la producción de SAF mediante Fischer-Tropsch (35) (36).

Incendios y explosiones

- Los gases utilizados en el proceso FT, como el hidrógeno y el monóxido de carbono, son altamente inflamables. En caso de fugas, pueden formar mezclas explosivas en el aire, aumentando el riesgo de incendios y explosiones.
- La acumulación de gases en áreas confinadas puede generar condiciones peligrosas.

Toxicidad

- El monóxido de carbono es extremadamente tóxico y puede causar intoxicación severa incluso en concentraciones bajas. La exposición prolongada puede afectar el sistema nervioso y cardiovascular.
- La inhalación de gases contaminados puede tener efectos adversos para la salud.

Presión y temperatura:

- El proceso FT opera a altas presiones y temperaturas, lo que aumenta el riesgo de accidentes relacionados con la integridad de los equipos y sistemas de contención.

Reacciones químicas peligrosas:

- Los gases reactivos pueden interactuar con otros compuestos, generando reacciones peligrosas y liberación de subproductos tóxicos.

1.30.2. Medidas de seguridad para el proceso Fischer-Tropsch:

En el presente punto, se enumeran las medidas seguridad generales de las plantas de producción de SAF mediante Fischer-Tropsch y del almacenamiento requerido para su operación (35) (36).

Almacenamiento adecuado:

- Los gases deben almacenarse en recipientes presurizados diseñados para soportar altas presiones y temperaturas. Estos recipientes deben estar equipados con válvulas de seguridad y sistemas de monitoreo continuo.
- Las áreas de almacenamiento deben estar bien ventiladas y alejadas de fuentes de calor, chispas o llamas abiertas.

Manipulación segura:

- El personal debe utilizar equipos de protección personal (EPI) como máscaras con filtros para gases tóxicos, guantes resistentes y gafas de seguridad.
- Se deben implementar protocolos estrictos para la manipulación de gases y catalizadores.

Ventilación adecuada:

- Las instalaciones deben contar con sistemas de ventilación industrial para evitar la acumulación de gases inflamables y tóxicos.

Prevención de fugas:

- Realizar inspecciones regulares de los sistemas de almacenamiento y transporte para detectar y reparar posibles fugas.
- Utilizar sensores de monitoreo para detectar concentraciones peligrosas de gases en tiempo real.

Control de presión y temperatura:

- Implementar sistemas de monitoreo y control automático para mantener las condiciones operativas dentro de los límites seguros.
- Diseñar sistemas de enfriamiento redundantes para evitar sobrecalentamientos.

Capacitación del personal:

- Entrenar al personal en el manejo seguro de gases y en la respuesta ante emergencias químicas.
- Realizar simulacros periódicos para garantizar la preparación ante posibles incidentes.

Plan de contingencia:

- Diseñar un plan de contingencia que incluya rutas de evacuación, equipos de emergencia y protocolos de comunicación en caso de accidentes.

1.31. Plantas SAF mediante MtJ

1.31.1. Planta de metanol

No se considera transporte de metanol, solo almacenamiento, ya que el metanol es materia prima que se va a utilizar en el proceso de producción de SAF. Por lo que se va a producir en las inmediaciones de la planta de SAF.

1.31.1.1. Introducción a los peligros asociados al manejo y almacenamiento del metanol, y medidas de seguridad

El metanol es un líquido inflamable y altamente volátil, lo que lo convierte en un combustible que puede presentar riesgos significativos si no se maneja correctamente (37) . Algunos de los posibles riesgos y peligros asociados al manejo y almacenamiento de metanol son:

- Incendios y explosiones: El metanol es altamente inflamable y puede arder con una llama invisible. En caso de fugas, el metanol puede acumularse y formar mezclas explosivas en el aire, lo que aumenta el riesgo de incendios y explosiones.
- Intoxicación: La inhalación o ingestión de metanol puede causar intoxicación, afectando el sistema nervioso central y los órganos internos. La exposición prolongada o repetida al metanol puede tener efectos dañinos para la salud.
- Efectos corrosivos: El metanol es corrosivo y puede dañar la piel, los ojos y otras superficies del cuerpo humano. El contacto directo con el metanol puede causar irritación, quemaduras y lesiones graves.
- Reacciones químicas peligrosas: El metanol puede reaccionar con otros productos químicos y sustancias, lo que puede generar reacciones peligrosas y liberación de gases tóxicos.

Para garantizar la seguridad en el uso del metanol es necesario tomar las siguientes medidas de seguridad:

- Almacenamiento adecuado: El metanol debe ser almacenado en recipientes seguros, en áreas bien ventiladas y alejadas de fuentes de calor, chispas o llamas abiertas. Los recipientes deben estar etiquetados correctamente y almacenados lejos de sustancias incompatibles.

- Manipulación segura: Se deben utilizar equipos de protección personal, como guantes y gafas de seguridad, al manipular el metanol. También es importante evitar el contacto directo con la piel y los ojos, y lavarse las manos después de manipularlo.
- Ventilación adecuada: Es esencial trabajar en áreas bien ventiladas para evitar la acumulación de vapores de metanol, que pueden ser inflamables.
- Prevención de fugas: Se deben revisar regularmente los sistemas de almacenamiento y transporte de metanol para detectar y reparar posibles fugas. Además, se deben utilizar recipientes aprobados y seguros para el transporte del metanol.

1.31.1.2. Producción y almacenamiento en planta

Las pautas para diseñar, fabricar, construir y proteger las instalaciones de producción y almacenamiento de metanol son esencialmente las mismas que la de los combustibles líquidos para el transporte, como la gasolina, queroseno, naftas o las materias primas líquidas inflamables (benceno, tolueno, etc.). Sin embargo, las propiedades físicas y químicas del metanol son particulares y en algunos casos no son las mismas que los de otros líquidos inflamables almacenados a granel. Una consideración importante es el rango superior de inflamabilidad del metanol es 36 % vol en comparación con el de la gasolina que es 6-7% en volumen, por lo que deben establecerse medidas para evitar que el vapor puede encenderse y quemarse dentro del espacio libre del tanque.

Una vez producido el metanol verde, se suele almacenar en recipientes que pueden ser:

Tanques de Almacenamiento Atmosféricos

Se usan comúnmente para almacenar grandes volúmenes de metanol. Deben estar contruidos de materiales compatibles con el metanol, como acero inoxidable o acero al carbono revestido. Los tanques atmosféricos no están diseñados para operar a presiones por encima de la atmosférica.

Tanques de Almacenamiento a Presión

Adecuados para almacenar metanol a presiones superiores a la atmosférica. Pueden ser necesarios en casos particulares si el metanol se almacena a una temperatura superior a su punto de ebullición normal (64,7 °C a nivel del mar).

La corrosión es otra consideración. El metanol es un disolvente polar conductor; la gasolina no es conductora y disolvente no polar. La corrosión galvánica y de metales diferentes en el servicio de metanol puede ser alto si se colocan materiales incompatibles en contacto eléctrico entre sí.

Los estándares de aplicación serán los ya presentes en la industria química y del petróleo como pueden ser:

- API 650: (*American Petroleum Institute*): Para el diseño y construcción de tanques de almacenamiento atmosféricos de acero soldado.
- API 653: Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques.
- API 620: Para tanques de almacenamiento de baja presión.
- ASME BPVC Section VIII (*American Society of Mechanical Engineers Boiler and Pressure Vessel Code*): Para tanques de almacenamiento a presión.
- NACE estándar para la protección contra la corrosión.

Adicionalmente será necesaria la presencia de

Sistemas de Detección y Extinción de Incendios. Debido a la alta inflamabilidad del metanol, los tanques de almacenamiento deben estar equipados con sistemas de detección de fugas y sistemas de extinción de incendios como rociadores de agua o espuma. En este caso serán de aplicación los estándares en la industria química y oil & gas como el NFPA 30, que cubre los requisitos generales para el almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles, incluyendo los sistemas de protección contra incendios o la ISO 7240-7: Sistemas de detección y alarma de incendios. OSHA tiene regulaciones como la norma 29 CFR 1910.106, que dicta los requisitos de seguridad para el almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles, lo que incluye al metanol.

Tanques con Medidas de Contención Secundaria

Por la toxicidad para las personas y el medioambiente es habitual el uso de cubetas, diques o bermas de contención de contención secundaria, alrededor de los tanques para contener derrames o fugas. Puede ser interesante tomar como referencia las normas EPA 40 CFR 68, 110 y 112, o UL 58 y UL 1746 para tanques de acero y revestimientos protectores subterráneos.

Sistemas de ventilación y desgasificación

Para prevenir la acumulación de presión o la formación de mezclas explosivas, los tanques deben tener sistemas adecuados de ventilación. En este caso puede acudir a normas de diseño como la API 2000 para tanques de almacenamiento que contienen líquidos inflamables o su equivalente, la ISO 28300, para sistemas de ventilación de tanques de almacenamiento de petróleo.

Operación

En cuanto a la operación de la planta, como unidad productiva de productos químicos, deberá estar sujeta a la reglamentación correspondiente a la operación de una planta de esta naturaleza, por tanto debe indicarse que estará sujeta a la normativa de aplicación para esta actividad, como la Ley nº 16.170, Código de Aguas (Decreto-Ley Nº 14.859 de 1978) y la Ley de Conservación de Suelos y Aguas (Decreto-Ley Nº 15.239 de 1981), o el Decreto 306 de 2005 Disposiciones mínimas obligatorias para la gestión de la prevención y protección contra los riesgos derivados o que puedan derivarse de la actividad productiva en la industria química.

En este aspecto debe indicarse que se considera que existe un esquema normativo suficiente en Uruguay como para poder dar cobertura completa a la producción y almacenamiento de metanol a escala industrial, no suponiendo que su origen corresponda a hidrógeno renovable un elemento que pueda suponer un desajuste.

No obstante, dada la existencia de una normativa ya desarrollada y en funcionamiento operativo (principalmente por ANCAP) para la calidad del Etanol combustible según norma UNIT 1122 y derivadas sería recomendable que por parte del Normalizador Uruguayo se desarrollase un esquema normativo equivalente, que asegurase unos requisitos equivalentes para el caso del metanol.

Si bien aquí se detecta que, a diferencia del caso del etanol, existe un menor desarrollo de normativa internacional, se podría acudir a las normas ASTM D1152-97 (*Standard Specification for Methanol (Methyl Alcohol)*) y al conjunto de normativa de referencia de IMPCA (INTERNATIONAL METHANOL PRODUCERS & CONSUMERS ASSOCIATION) para el metanol lo cual se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 28. Normas AST D1152-97 y normativa de referencia IMPCA para metanol (10).

	TEST	UNIT	METHOD	LIMITS
1	Appearance		IMPCA 003-98	Clear and free of suspended matter
2	Purity on dry basis	% W/W	IMPCA 001-14	Min 99.85
3	Acetone	mg/kg	IMPCA 001-14	Max 30
4	Ethanol	mg/kg	IMPCA 001-14	Max 50
5	Colour	Pt-Co	ASTM D1209-11	Max 5
6	Water	% W/W	ASTM E1064-12	Max 0.100
7	Distillation Range at 760 mm Hg	°C	ASTM D1078-11	Max 1.0 to include 64.6° +/- 0.1°
8	Specific Gravity 20°/20°		ASTM D4052-11	0.7910-0.7930
9	Potassium Permanganate Time test at 15 °C	minutes	ASTM D1363-11	Min 60
10	Chloride as Cl ⁻	mg/kg	IMPCA 002-98	Max 0.5
11	Sulphur	mg/kg	ASTM D 3961-98	Max 0.5
	Note 1, page 3	mg/kg	ASTM D 5453-12	Max 0.5
12	Hydrocarbons		ASTM D 1722-09	Pass test
13	Carbonisable Substances (Sulfuric Acid Wash Test)	Pt-Co	ASTM E 346-08	Max 30
14	Acidity as Acetic acid	mg/kg	ASTM D 1613-12	Max 30
15	Iron in solution	mg/kg	ASTM E 394-09	Max 0.10
16	Non Volatile Matter	mg/1000ml	ASTM D 1353-13	Max 8
17	TMA	Note 2, page 3	optional (see notes for recommended methods)	
18	AROMATICS	Note 2, page 3	optional (see notes for recommended methods)	

Otra normativa para consultar podría ser la ISO 1387:1982 (Methanol for industrial use), actualmente derogada¹ y también los desarrollos del grupo ISO/CD 6583 que se encuentra elaborando normativa relativa a especificaciones para uso de metanol como fuel en aplicaciones marítimas²

1. No parece haber una norma específica que la reemplace directamente, pero las prácticas actuales pueden estar cubiertas por otras normativas internacionales relacionadas con el manejo y análisis de productos químicos, como las normas más recientes de la ISO en el ámbito de los alcoholes y éteres.
2. El estándar ISO 6583:2024 establece los requisitos generales y especificaciones para el metanol como combustible marítimo. Sin embargo, también menciona que estas especificaciones pueden aplicarse a usos terrestres similares. Esto sugiere que el metanol, más allá de su aplicación en motores diésel marinos y celdas de combustible, podría aprovecharse en otras etapas de su cadena de valor.

Aspectos logísticos del SAF

En este apartado, se abordará la logística asociada al Combustible Sostenible de Aviación (SAF), centrándose en los procesos de producción, almacenamiento, distribución y aplicación en la industria aeronáutica. Se analizarán los desafíos operativos y estratégicos que implica la gestión de SAF, considerando factores como la infraestructura existente, la optimización de la cadena de suministro y el cumplimiento de normativas internacionales. Este análisis proporcionará una visión integral de las mejores prácticas y soluciones tecnológicas que facilitan su implementación eficiente y sostenible en el sector.

Los factores utilizados para evaluar los aspectos logísticos del SAF son las operaciones de las aeronaves, la infraestructura aeroportuaria y la cadena de suministro de combustible:

Operaciones de aeronaves

Si los combustibles sintéticos se certifican y clasifican con precauciones de seguridad similares a las que se aplican a las aeronaves de queroseno, la operación de aeronaves de combustible sintético para el reabastecimiento de combustible y la asistencia en tierra sería comparable a las operaciones actuales de aeronaves de queroseno.

Infraestructura aeroportuaria

Los combustibles sintéticos, por su parte, son compatibles con la infraestructura existente de reabastecimiento y almacenamiento en camiones en los aeropuertos.

Cadena de suministro de combustible

Los combustibles sintéticos que utilizan CO₂ proveniente de la captura directa de aire tienen una baja eficiencia de pozo a tanque, de aproximadamente el 20. Esta es una deficiencia crítica de los combustibles sintéticos en un contexto global, especialmente porque es posible que la capacidad de energía renovable no se instale por igual en todas las regiones para 2050.

El “*Manual on Civil Aviation Jet Fuel Supply*” (Doc 9977, AN/489) (38) puede ser aplicable al uso de SAF (Sustainable Aviation Fuels) si se consideran “drop-in” fuels. Los combustibles “drop-in” son compatibles con las infraestructuras existentes de almacenamiento y distribución de combustible, así como con los motores de las aeronaves, lo que significa que no requieren modificaciones significativas en los sistemas actuales.

Dicho manual establece estándares y procedimientos para la gestión de combustibles de aviación, incluyendo aspectos como la calidad del combustible, la seguridad contra incendios y la prevención de contaminación. Aunque no menciona específicamente los SAF, los principios generales de manejo de combustible y cumplimiento normativo que se describen en el manual son relevantes para garantizar la calidad y seguridad de cualquier tipo de combustible, incluidos los SAF.

Con SAF mezclado, certificado según la norma ASTM 1655, no se requiere segregación de combustible y los aeropuertos pueden tratar el SAF como cualquier otro combustible.

1.32. El concepto de “Drop-In”

La industria de la aviación comercial se ha caracterizado por implementar normas y procedimientos de seguridad meticulosos, así como procesos operativos y de mantenimiento rigurosos para sus equipos. Esto ha dado como resultado la imposición de estándares de calidad estrictos para el combustible utilizado en las aeronaves. Dado que las aeronaves repostan con frecuencia en diversos países, incluyendo aquellos con sus propias normativas nacionales para el combustible de aviación, es común que la mezcla de combustibles de aviación en el depósito de una aeronave provenga de fuentes

distintas. Por lo tanto, es imperativo que estas especificaciones de combustible se ajusten a los estándares internacionales establecidos.

La especificación ASTM D1655 para combustibles de turbinas de aviación, es la norma más utilizada para definir el combustible tipo queroseno para aeronaves comerciales. Establece los requisitos de composición, volatilidad, fluidez, combustión, corrosión, estabilidad térmica, compatibilidad de materiales, contaminación por agua y aditivos como antioxidantes, desactivadores de metales, inhibidores de la formación de hielo en el sistema de combustible, mejoradores de la conductividad eléctrica, aditivos detectores de fugas y lubricantes, mejoradores de la lubricidad y biocidas». Los valores determinados de Jet A-1 se presentan en la Tabla 29.

Tabla 29. Propiedades de Jet A-1 (39).

Property	Comment	Value or range
Density @ 15°C		775.0 – 840.0 kg/m ³
Flash point	Lowest temperature at which vapours of the material will ignite, when given an ignition source	min. 38°C
Freezing point	Temperature at which wax crystals formed in the fuel as it cools completely disappear when the fuel is rewarmd	max. -47°C
Aromatics content	Related with smoke and soot formation	max. 25%, volume
Sulphur content	Produces harmful emissions	max. 0.30%, mass
Net heat of combustion	Energy liberated when completely burned, at constant pressure	42.8 MJ/kg

En virtud de las rigurosas normativas que rigen el control de calidad de los combustibles para aviación, la introducción de combustibles de diversas fuentes requiere la implementación del concepto de combustible «*drop-in*». En consecuencia, una «mezcla *drop-in* de combustible de aviación» constituye un sustituto del combustible de aviación convencional que es totalmente intercambiable y compatible con el combustible de aviación convencional. Una mezcla de combustible *drop-in* no requiere adaptación del sistema de combustible del avión/motor o de la red de distribución de combustible, y puede utilizarse «tal cual» en aeronaves propulsadas por turbina que vuelan actualmente.

Es crucial destacar que la industria aeronáutica de la aviación exige que el combustible sea «*drop-in*», ya que un SAF «*drop-in*» no requiere manipulación independiente de otros combustibles de aviación. Cualquier combustible que no sea «*drop-in*» conllevaría riesgos de seguridad asociados a la manipulación incorrecta y requeriría la implementación de una infraestructura adicional en todos los aeropuertos, lo que resultaría en costes más elevados.

Una vez que el SAF puro se ha mezclado para cumplir con la especificación Jet A-1, no hay diferencia entre su transporte y el del combustible de aviación convencional. No se requieren cambios técnicos en la infraestructura de distribución de combustible aguas abajo del punto de mezcla.

Sin embargo, el suministro de SAF mezclado puede implicar mayores costes logísticos y mayor complejidad que el de combustible de aviación convencional, dependiendo de la ubicación y la conectividad de las plantas de producción y los puntos de mezcla. Es probable que las plantas de producción de SAF estén más concentradas geográficamente que la producción de combustible de aviación convencional (al menos a corto plazo). Asimismo, la construcción de más instalaciones de mezcla de SAF en la UE podría llevar tiempo.

Por otro lado, algunos aeropuertos utilizan infraestructura de distribución (por ejemplo, oleoductos) que también utilizan las bases aéreas militares. Cuando se comparte la infraestructura de esta manera, es importante que las aeronaves militares estén autorizadas a utilizar mezclas de SAF (39).

1.33. Introducción a la cadena de suministro de combustibles de aviación convencionales

El combustible utilizado en la aviación comercial proviene principalmente de fuentes fósiles derivadas del petróleo crudo. En 2019, este sector consumió el 8 % de los combustibles líquidos a nivel global, equivalente a un gasto de 188.000 millones de dólares, lo que representó el 23,7 % de los costes operativos directos promedio de las aerolíneas. Con el crecimiento proyectado de la industria, será imprescindible no solo aumentar la producción, sino también fortalecer la infraestructura logística. Esto incluye mejorar y expandir oleoductos, tanques de almacenamiento y sistemas de distribución aeroportuaria, sin importar el tipo de combustible utilizado (40).

El petróleo crudo se transporta desde su origen hacia las refinerías mediante buques cisterna u oleoductos, donde se transforma en combustible de aviación junto con otros hidrocarburos. Posteriormente, el combustible se traslada a terminales intermedias a través de trenes, barcos u oleoductos multiproducto (ver Figura 97), aplicándose controles de calidad estrictos en cada etapa para garantizar su pureza y evitar la contaminación.

La distribución secundaria conecta las terminales de almacenamiento o instalaciones externas con los depósitos en aeropuertos, utilizándose oleoductos dedicados, ferrocarriles o camiones cisterna según las necesidades. Este último medio se emplea con mayor frecuencia en casos de alta demanda o interrupciones en la cadena de suministro. En los aeropuertos, los combustibles de diferentes proveedores se almacenan en tanques comunes, dificultando la trazabilidad hasta su origen exacto.

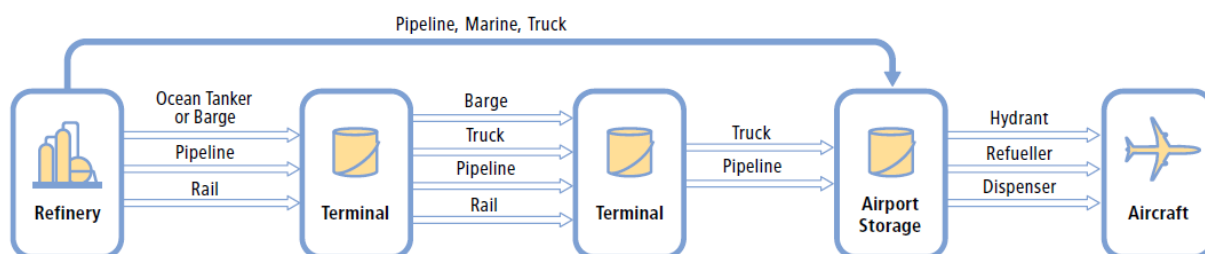


Figura 97. Sistema de distribución de Jet Fuel (42).

Finalmente, cada lote de combustible de aviación, antes de su distribución final, es sometido a rigurosas pruebas para confirmar que cumple con las especificaciones técnicas. Como se ha mencionado, aunque en algunos casos puede transportarse directamente al aeropuerto, es común que pase por terminales intermedias a lo largo de la logística. Los medios de transporte empleados incluyen oleoductos, barcos, barcazas, trenes cisterna y camiones, aunque no todos están disponibles en cada aeropuerto.

Oleoductos

Los oleoductos son los más adecuados para transportar grandes volúmenes de combustible. Los envíos por lotes (licitaciones) de un producto suelen superar los 400.000 galones (10.000 barriles). Por esta razón, el combustible para turbinas de aviación (combustible para aviones) se transporta habitualmente por oleoducto. La gasolina de aviación¹ (avgas) suele transportarse por camión, vagón de ferrocarril o barcaza debido a sus menores volúmenes. Algunas refinerías cuentan con oleoductos dedicados² que

conectan directamente con aeropuertos cercanos. Sin embargo, el combustible para aviones suele transportarse mediante oleoductos multiproducto de transporte común. Es decir, los oleoductos están disponibles para todos los transportistas que cumplen con los requisitos de calidad de sus productos y gestionan las licitaciones de diferentes productos petrolíferos, generalmente en una secuencia repetitiva predeterminada.

¹Otra razón para excluir el avgas de los ductos multiproducto es la posibilidad de que contamine con plomo las tuberías adyacentes de otros productos.

²Un sistema dedicado es aquel reservado exclusivamente para un solo producto. No tiene interconexiones con otras tuberías ni tanques de almacenamiento después del punto donde se aíslan los lotes de combustible y se comprueba su conformidad con las especificaciones.

Una licitación (o lote) puede ser producida por una sola refinería, o puede ser el producto agregado de varias refinerías (la suma del producto de varias refinerías). Los lotes adyacentes de diferentes productos normalmente no están separados físicamente entre sí; la interfaz final de un lote es la interfaz inicial del siguiente. La mezcla que ocurre a medida que los lotes se mueven a través del oleoducto se confina a una zona bien definida. Porciones específicas del lote pueden ser desviadas a terminales a lo largo de la ruta del oleoducto. En el término del oleoducto, la mezcla (transmix)⁴ puede ser segregada y devuelta a una refinería para ser reprocesada.

Más comúnmente, se divide entre los lotes adyacentes o se incorpora al lote de un producto menos sensible (no relacionado con aviación). Los productos se mantienen bajo especificación porque el volumen de la transmix es una pequeña fracción del volumen del lote y porque la secuencia de productos se elige para minimizar las diferencias entre los productos adyacentes (ver Tabla 30).

Tabla 30. Typical Multiproduct Pipeline Product Sequence (42).

Unleaded regular gasoline
Unleaded midgrade gasolina
Unleaded premium gasolina
Unleaded midgrade gasolina
Unleaded regular gasolina
Jet A
High-sulfur diesel fuel (dyed red)
Low-sulfur diesel fuel (undyed)
(Cycle repeats)

Cuando el combustible para aviones pasa a través de un oleoducto, normalmente se contamina en cierta medida con partículas sólidas y agua. Por lo tanto, los lotes de combustible para aviones deben ser sometidos a un proceso de limpieza en su destino.

Otros modos

Los barcos, barcas, vagones cisterna y camiones cisterna están compartimentados, por lo que, en el transporte multiproducto, se evita que los diferentes productos se mezclen físicamente entre sí. En algunos casos, los compartimentos están dedicados a un único producto. En otros, se debe tener

⁴ "transmix" se refiere a la mezcla de productos refinados que ocurre en los oleoductos cuando diferentes lotes de productos (como gasolina, diésel o combustible para aviones) están adyacentes entre sí durante el transporte. Esta mezcla se forma en la interfaz entre los lotes debido a la falta de separación física completa entre ellos.

cuidado de reducir los residuos del producto transportado previamente en un compartimento a un nivel aceptable antes de cargar un envío de combustible de aviación.

Terminales intermedias

Como se ha indicado, en algunos casos los combustibles de aviación se transportan directamente desde una refinería hasta un aeropuerto. Sin embargo, lo más común es que se distribuyan a través de un gran oleoducto multiproducto o barco o barcaza hasta una terminal intermedia, desde donde se transbordan a aeropuertos cercanos. El transbordo puede realizarse mediante un oleoducto dedicado más pequeño o camiones cisterna.

Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento de combustible de aviación están diseñados para minimizar los efectos de la contaminación por partículas y agua que ocurre durante la transferencia de combustible, como se ilustra en la Figura 98. Los tanques tienen un punto bajo en el fondo, un sumidero (*sump*), donde se recogen y eliminan el agua y las partículas. Además, los tanques utilizan una succión flotante para extraer combustible de la parte superior del tanque en lugar del fondo, donde se concentran el agua y las partículas. Esto, junto con un tiempo de sedimentación adecuado, ayuda a evitar que algunas partículas y agua se transfieran al sistema de distribución

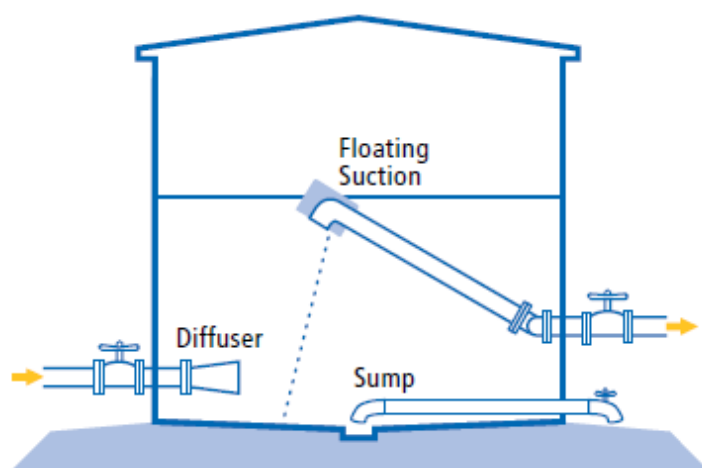


Figura 98. Tanque de almacenamiento de combustible (42).

Todos los aeropuertos comerciales cuentan con un área de almacenamiento de combustible in situ, denominada parque de tanques o parque de almacenamiento. Un parque de tanques consta de varios equipos interconectados, diseñados para recibir, almacenar y dispensar combustible de forma segura a las aeronaves. Aunque no es una lista exhaustiva, un parque de tanques consta de tanques; interconexión de tuberías; equipos para controlar el flujo de combustible y vapores; medidores para medir el volumen de combustible que entra en el parque de tanques y que sale hacia las aeronaves; filtros para eliminar contaminantes; bombas para transportar el combustible por todo el sistema; equipos de seguridad para prevenir, detectar y contener fugas en todo el sistema; un estante de descarga para llenar los camiones de combustible; y sistemas de hidrantes (tuberías subterráneas e hidrantes). Generalmente, los aeropuertos son propietarios del parque de tanques y lo arriendan a un consorcio de combustible de aerolíneas para su operación. Los aeropuertos más pequeños pueden operar bajo un esquema diferente, donde el aeropuerto opera el sistema de combustible o contrata a un tercero para que lo haga. El combustible se suministra a las aeronaves a través de un sistema de

hidrantes (tuberías subterráneas que llegan a cada puerta) o mediante un camión de combustible. El propósito de los consorcios de combustible para aerolíneas es aunar recursos y garantizar la calidad y el suministro puntual de combustible para aviones a todas las aerolíneas mediante una infraestructura compartida. El modelo de consorcio permite a las aerolíneas obtener combustible de múltiples productores. Los consorcios no compran ni venden combustible, sino que actúan como operadores de la infraestructura. Las aerolíneas son responsables de comprar combustible y garantizar la calidad. El consorcio puede operar directamente el sistema de infraestructura o subcontratar las operaciones a un tercero.

1.34. Mejores prácticas para la cadena de suministro

El IATA SAF Handbook (41) recoge el siguiente conjunto de acciones, métodos, procedimientos y/o enfoques recomendados para la cadena de suministro del combustible sostenible para aviación:

1.34.1. El Energy Institute (EI)

El Energy Institute (EI) es una organización profesional con sede en el Reino Unido que proporciona conocimiento e información al sector energético mediante conferencias y publicaciones técnicas. El EI ha publicado varios documentos técnicos importantes para la industria aeronáutica, entre ellos:

JIG/EI 1530 Quality assurance requirements for manufacturing, storing, and distributing aviation fuels to airports. Este documento presenta las mejores prácticas para la manipulación segura del combustible para aeronaves desde la refinería hasta su almacenamiento en el aeropuerto e incluye una breve sección sobre combustibles sintéticos. El EI 1530 es una publicación conjunta con el *Joint Inspection Group* (JIG).

EI 1533 Quality assurance requirements for semi-synthetic jet fuel and synthetic blending components (SBC). Este documento proporciona los requisitos y recomendaciones de garantía de calidad para la fabricación de componentes sintéticos de mezcla (combustible para aviación) (de acuerdo con la norma ASTM D7566), su exportación e importación, la mezcla con combustible para aviación convencional para producir combustible semisintético (también conocido como combustible de aviación sostenible), y la exportación e importación de combustible semisintético desde su origen hasta su entrega en aeropuertos. La norma EI 1533 complementa la norma EI/JIG 1530 y debe leerse conjuntamente con ella.

EI 1550 Handbook on equipment to maintain and deliver clean aviation fuel. Este documento complementa la norma JIG/EI 1530 con información más detallada sobre equipos y mejores prácticas para mantener limpio el combustible de aviación durante su transporte a lo largo de la cadena de suministro.

1.34.2. Joint Inspection Group (JIG)

El JIG fue creado inicialmente por importantes compañías petroleras que prestan servicios a grandes aeropuertos de todo el mundo para desarrollar normas para la operación y el manejo del combustible de aviación en las instalaciones compartidas de dichos aeropuertos. JIG actualiza continuamente estas normas para reflejar los últimos avances en prácticas de control de calidad del combustible de aviación. Las normas que JIG mantiene son:

JIG 1 – Aviation Fuel Quality Control and Operating Standards for Into-Plane Fuelling Services

JIG 2 – Aviation Fuel Quality Control and Operating Standards for Airport Depots

JIG 4 – Aviation Fuel Quality Control and Operating Standards for Smaller Airports

JIG también mantiene el *Aviation Fuel Quality Requirements for Jointly Operated Systems (AFQRJOS)*, una lista de verificación con los requisitos más estrictos de la norma ASTM D1655 y la norma Def Stan 91-091. Al igual que con la norma Def Stan 91-091, se permiten los componentes sintéticos, pero "deberán informarse como porcentaje en volumen del combustible total en el lote". Esta lista de verificación se utiliza ampliamente, especialmente en aeropuertos fuera de Estados Unidos. El *IATA Fuel Quality Pool (IFQP)* audita las empresas de combustible y la infraestructura para garantizar el cumplimiento de esta norma y lista de verificación.

1.34.3. International Civil Aviation Organization (ICAO)

En 2012, la ICAO publicó el *Manual on Civil Aviation Jet Fuel Supply (Doc 9977, AN/489)*, que resume las principales prácticas recomendadas para la manipulación segura del combustible para aviación a lo largo de toda la cadena de suministro, desde la refinería hasta el ala de la aeronave. El manual hace referencia a las directrices publicadas por otras entidades, como EI y JIG. Este documento se elaboró en colaboración con la IATA, el Consejo Internacional de Aeropuertos (ACI) y A4A.

1.35. Cadena de suministros y certificados de SAF

La cadena de suministro puede variar en función de la infraestructura de transporte, así como de la proximidad del aeropuerto a la refinería. Una refinería puede distribuir combustible de aviación a múltiples aeropuertos, con diferentes modos de transporte. Al mismo tiempo, un aeropuerto puede recibir combustible de aviación de múltiples refinerías a través de diversos modos de transporte. En realidad, los acuerdos precisos dependen de muchos factores, como el proveedor de combustible, la ubicación del aeropuerto y la refinería, la presencia y capacidad de la infraestructura de transporte, el mantenimiento de la infraestructura o incluso las condiciones ambientales (por ejemplo, el bajo nivel del agua de los ríos puede afectar las entregas en barcazas).

Desde la refinería, el combustible de aviación puede continuar su transporte por dos rutas diferentes:

1. El combustible de aviación puede entregarse a una terminal, que actúa como almacenamiento intermedio, pero también como centro logístico para productos petrolíferos. En una terminal, el combustible de aviación puede cambiar de modo de transporte; por ejemplo, llegar en un buque cisterna y continuar por oleoducto.
2. El combustible de aviación puede transportarse directamente a un almacén de combustible del aeropuerto si la infraestructura lo permite. Esto suele ocurrir cuando la refinería y el aeropuerto se encuentran muy próximos geográficamente.

El combustible de aviación puede pasar por varias terminales en su trayecto hasta el aeropuerto. Esto depende de la proximidad del aeropuerto y de la refinería. El combustible de aviación transportado a aeropuertos ubicados en zonas remotas del interior puede pasar por más terminales, ya que podría necesitar cambiar de modo de transporte más de una vez. Según la encuesta sobre aeropuertos de la EU/EFTA (Asociación Europea de Libre Comercio), 17 de 46 aeropuertos reciben combustible directamente de una refinería, sin pasar por una terminal. Los camiones y los oleoductos son los más utilizados para el transporte de combustible de última milla a los aeropuertos (42).

Los certificados de calidad de refinería y otros certificados de análisis se realizan en diversas etapas de la cadena de suministro para garantizar que, una vez que el combustible ingresa al aeropuerto, cumpla con los estándares adecuados de calidad y seguridad.

La cadena de suministro de combustible a los aeropuertos está conformada por muchas partes. Las compañías navieras o de oleoductos suelen ser diferentes de las que refinan y producen el combustible para aviones. Las terminales de combustible suelen ser propiedad de diferentes compañías, que también las operan, y el parque de combustible del aeropuerto puede ser propiedad de otras partes interesadas. En algunas regiones, es común que las aerolíneas y los proveedores de combustible formen consorcios que operan, arriendan o poseen la infraestructura de reabastecimiento en los aeropuertos. Estos consorcios se coordinan con las autoridades aeroportuarias, las aerolíneas, los proveedores de combustible, los operadores de oleoductos y las compañías de reabastecimiento. En otras jurisdicciones, el parque de combustible es propiedad de los proveedores de combustible y, en algunos otros casos, el propio aeropuerto lo posee.

Al incorporar un nuevo combustible a la cadena de suministro (Figura 99), es necesario implementar los requisitos y controles de calidad adecuados en toda la cadena. Una vez mezclados, el SAF y el CAF pueden transportarse a través de la infraestructura existente y someterse a los mismos controles de calidad que el CAF solo. Sería necesario implementar un sistema paralelo con métodos de transporte y controles de calidad para el SAF hasta su mezcla y posterior incorporación a la infraestructura existente de CAF.

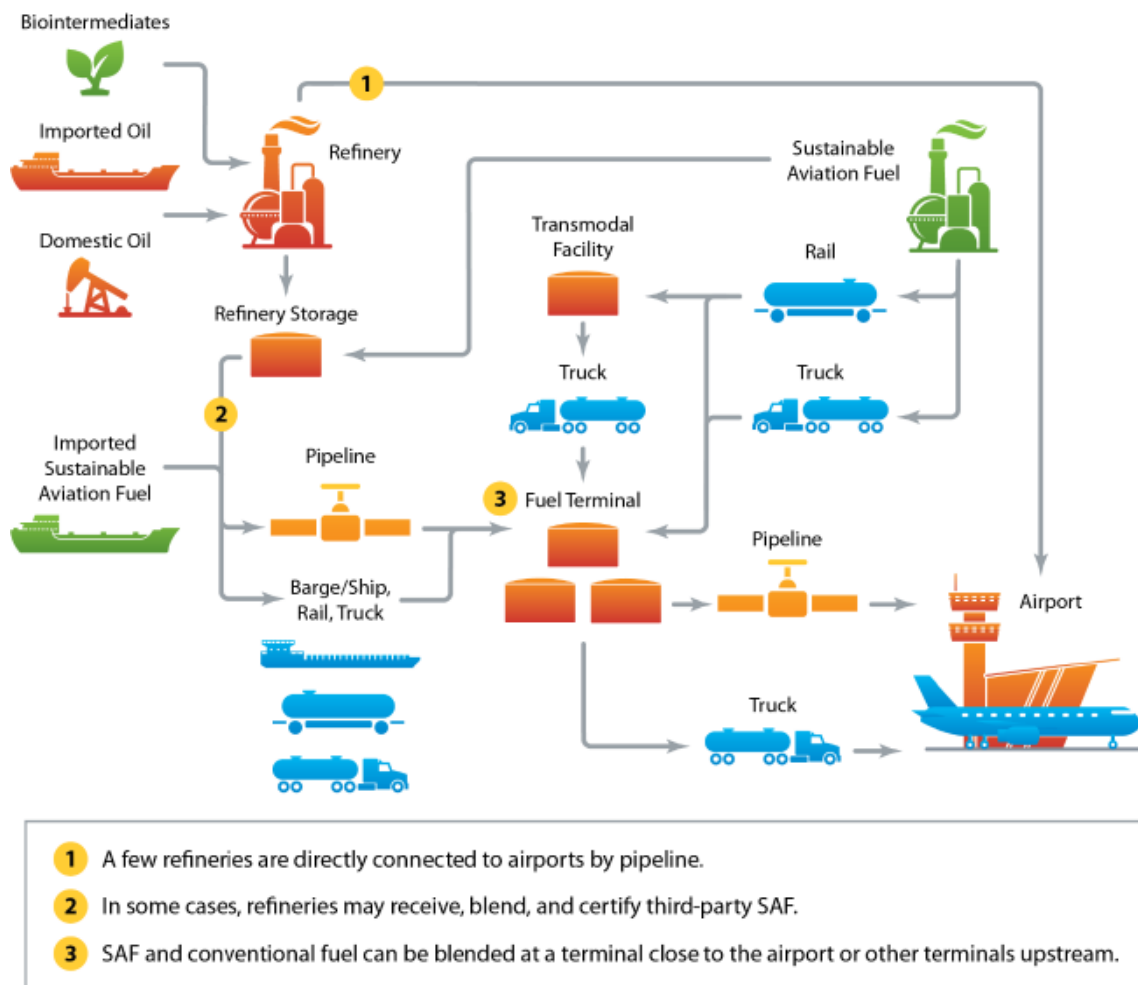


Figura 99. SAF and Fuel Supply Chain (45).

1.35.1. Blending

ASTM International establece las normas técnicas internacionales para combustibles de aviación comercial. La norma ASTM D1655 describe todas las propiedades requeridas para los combustibles convencionales, incluyendo el contenido de aromáticos y azufre, la densidad, el punto de congelación, el bajo poder calorífico y otras. Algunas regiones utilizan normas equivalentes, como la Defence Standard (DefStan) 91-091 del Reino Unido.

El SAF debe cumplir con las especificaciones de la norma ASTM D7566, que regula los combustibles de hidrocarburos no derivados del petróleo. La norma ASTM D7566 incluye los procesos de conversión aprobados y los límites de mezcla para diferentes combustibles sintéticos de aviación, según la vía de transporte. La norma especifica los límites para algunos compuestos (como aromáticos, cicloparafinas o compuestos traza) que un combustible debe tener para ser certificado como combustible de aviación. Uno de los criterios críticos es el contenido de aromáticos, que debe estar entre el 8 % y el 25 % para que el combustible cumpla con sus funciones secundarias de lubricación y estanqueidad. El SAF disponible comercialmente en la actualidad no contiene aromáticos y, en su forma pura, no es compatible con las aeronaves ni con la infraestructura actual de combustibles de aviación. Por esta razón, debe mezclarse con CAF a un nivel que permita que la mezcla cumpla con la composición o el rendimiento mínimos establecidos en las normas.

Si se mezclara un combustible para aviones con un 16 % de aromáticos con un SAF sin aromáticos en una mezcla del 50 %, el combustible mezclado final tendría un 8 % de aromáticos y cumpliría con la norma. Sin embargo, si el combustible base tuviera, por ejemplo, un 10 % de aromáticos, la mezcla final 50/50 (SAF-CAF) tendría un contenido de aromáticos inferior a la especificación mínima y no estaría certificada como combustible para aviones. En este caso, la mezcla máxima permitida sería inferior al 50 % de SAF. Por esta razón, los proveedores de SAF suelen preferir mezclar con combustible para aviones con un alto contenido de aromáticos, ya que esto les garantiza alcanzar la mezcla máxima permitida.



Figura 100. Ejemplo de blending de SAF y CAF con distinto contenido en contenido en aromáticos (41).

Siempre que la mezcla de SAF-CAF cumpla con las propiedades químicas de la especificación ASTM, puede recertificarse según la sección general de la norma ASTM D7566 (después del paso 3, Figura 101). Un combustible recertificado según la sección general de la norma D7566 (a diferencia de un anexo específico) se certifica automáticamente como combustible de aviación convencional (D1655). Este combustible mezclado (CAF + SAF) se considera un combustible de reemplazo directo que puede manipularse, almacenarse, reabastecerse y utilizarse de la misma manera que el combustible de aviación convencional y no requiere infraestructura, procedimientos ni modificaciones adicionales en los sistemas de combustible de las aeronaves [30]. Los límites de mezcla dependen del contenido aromático y la composición química tanto del CAF que se utilizará como base como del SAF.

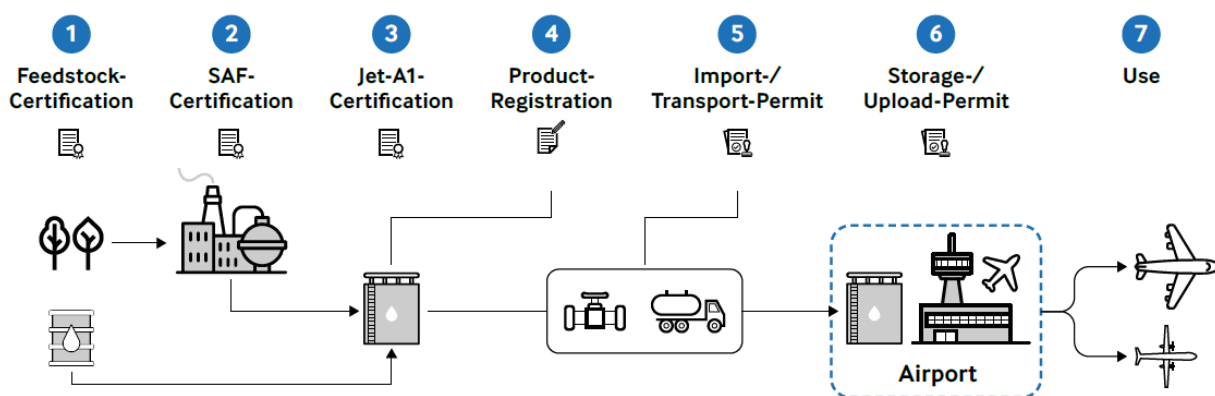


Figura 101. Producción y etapas de certificación de SAF, cortesía del aeropuerto de Zurich (41).

Como se mencionó anteriormente, el 100 % de SAF no contiene hidrocarburos aromáticos (en comparación con el 8-25 % del CAF), lo que genera impactos tanto en los sistemas de combustible de las aeronaves como en la infraestructura de combustible en tierra, ya que el SAF tiene diferente densidad, lubricidad y composición química.

En los sistemas de combustible de aeronaves, la menor densidad de SAF afecta la medición del combustible, pero no debería ser un problema importante una vez que se realicen los cambios necesarios en el sistema. El cambio de densidad también puede afectar la autonomía de los vuelos que vuelan cerca de su límite de autonomía. Los problemas de lubricidad y estanqueidad de los sistemas de combustible son efectos a largo plazo que pueden solucionarse modificando los componentes del sistema de combustible. Ya se han realizado demostraciones limitadas de la operación de aeronaves con 100% de SAF: Boeing, en colaboración con FedEx, voló un carguero 777 con 100% de SAF en 2018 y se comprometió a entregar una aeronave 100% compatible con SAF para 2030 (43). Airbus ha completado recientemente una campaña de pruebas exhaustivas en un avión A350 que vuela con 100% de HEFA-SAF y planea completar un vuelo transatlántico propulsado por SAF en un A380 próximamente (44). Los fabricantes de motores también están investigando maneras de permitir que los turbofán funcionen con 100% de SAF. Rolls-Royce ha realizado extensas pruebas en tierra para investigar el comportamiento en estado estacionario y transitorio. Las futuras pruebas experimentales de motores incluirán un banco de pruebas de vuelo con un motor aeronáutico de última generación.

Algunos países han comenzado a legislar sobre el contenido mínimo de SAF en el combustible de aviación, obligando a los proveedores de combustible a suministrar mezclas de SAF que cumplan con la norma ASTM D7566 (que posteriormente puede recertificarse como ASTM 1655, DEF STAN 91-091 o equivalente). Para ser incluidos en la norma ASTM D7566, las nuevas vías de producción de SAF deben pasar por un exhaustivo proceso de calificación especificado en la norma ASTM D4054 "*Standard Practice for Evaluation of New Aviation Turbine Fuels and Fuel Additives*". Actualmente, la infraestructura de la cadena de suministro global para SAF es extremadamente limitada, ya que solo se ha utilizado en mezclas de bajo volumen en aeronaves comerciales y en mezclas de mayor volumen en vuelos de demostración/investigación limitados.

Tabla 31: Normativa Calidad de Combustibles de aviación sostenible (45).

Normativa	Producto	Usos
ASTM D7566. Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons	Keroseno paraafínico sintético (SPK)	Incorporación de combustibles renovables en el combustible de aviación
ASTM D1655. Standard Specification for Aviation Turbine Fuels	Jet A, Jet A1	Aviación comercial en EEUU
DEF STAN 91-091. Turbine Fuel, Kerosene Type, Jet A1; NATO Code: F-35; Joint Service	Jet A1	Aviación Comercial Internacional

- Las Normas Def Stan 91-091 y ASTM D1655 reconocen el uso de combustibles procedentes de materias primas no convencionales.
- La Norma ASTM D7566 es la primera especificación que define un keroseno que no proceda del crudo (la industria ha decidido desarrollar la normativa de combustibles sintéticos bajo el marco de ASTM y Def-Stan adopta los mismos requisitos)
- Una vez que el componente sintético ha sido mezclado y la mezcla cumple con los requisitos estipulados en la ASTM D7566, se considera que el combustible cumple con la Norma ASTM D1655 y pasa a ser considerado como tal. Asimismo, es imperativo cumplir con la especificación ASTM D4054

Según la norma ASTM D7566, el SAF puro debe mezclarse con CAF para cumplir los requisitos de la norma D1655. La proporción máxima de mezcla permitida actualmente es de hasta el 50% (dependiendo de la vía) para garantizar la compatibilidad con los motores de aviones de todas las épocas. Sin embargo, en su forma pura, el SAF ya cumple la mayoría de los requisitos de las especificaciones de los combustibles de aviación, salvo su contenido aromático y, en algunos casos, parámetros como la viscosidad y la densidad, lo que hace necesaria la mezcla.

Antes de que el SAF puro pueda entrar en la infraestructura común de suministro, debe producirse la mezcla y la recertificación según la norma ASTM D1655. En teoría, la mezcla puede tener lugar en cualquier punto de la cadena de suministro; sin embargo, hay que tener en cuenta varios factores a la hora de elegir la mejor ubicación, entre ellos:

1. Fuente de combustible convencional: dónde y cómo se obtiene el CAF para la mezcla es esencial. Si la refinería en la que se produce el SAF tiene fácil acceso al CAF, ya sea porque también produce CAF o porque está situada a poca distancia de una fuente de CAF, la mezcla en la refinería puede ser la mejor solución.
2. Si la refinería de SAF no tiene fácil acceso al CAF, la mezcla podría realizarse en un punto adecuado de la cadena de suministro, como una instalación de almacenamiento intermedio. En este caso, el SAF puro debe mantenerse separado hasta el punto de mezcla. Esto puede aumentar los costes de transporte y manipulación, pero puede ser la solución más práctica en algunos casos.
3. Disponibilidad de infraestructuras de blending y almacenamiento: el acceso a las infraestructuras existentes para la mezcla reduce los costes, ya que no se necesitarían nuevas instalaciones. Es fundamental tener en cuenta que pueden ser necesarios de tres a cuatro depósitos para la mezcla: uno para el CAF, otro para el SAF puro, otro para la mezcla y otro para el combustible mezclado, según el proceso ilustrado en la Figura 102. Dependiendo de los volúmenes de los respectivos combustibles, pueden ser necesarios tanques receptores adicionales o más grandes.
4. Calidad del combustible convencional: es importante tener en cuenta que no todos los CAF son iguales. Las especificaciones permiten una gama de valores para las distintas propiedades, como

la densidad y el contenido aromático, que son vitales para la mezcla. Por lo tanto, antes de mezclar, es esencial conocer la calidad del CAF para garantizar que la mezcla cumple la especificación ASTM D7566.

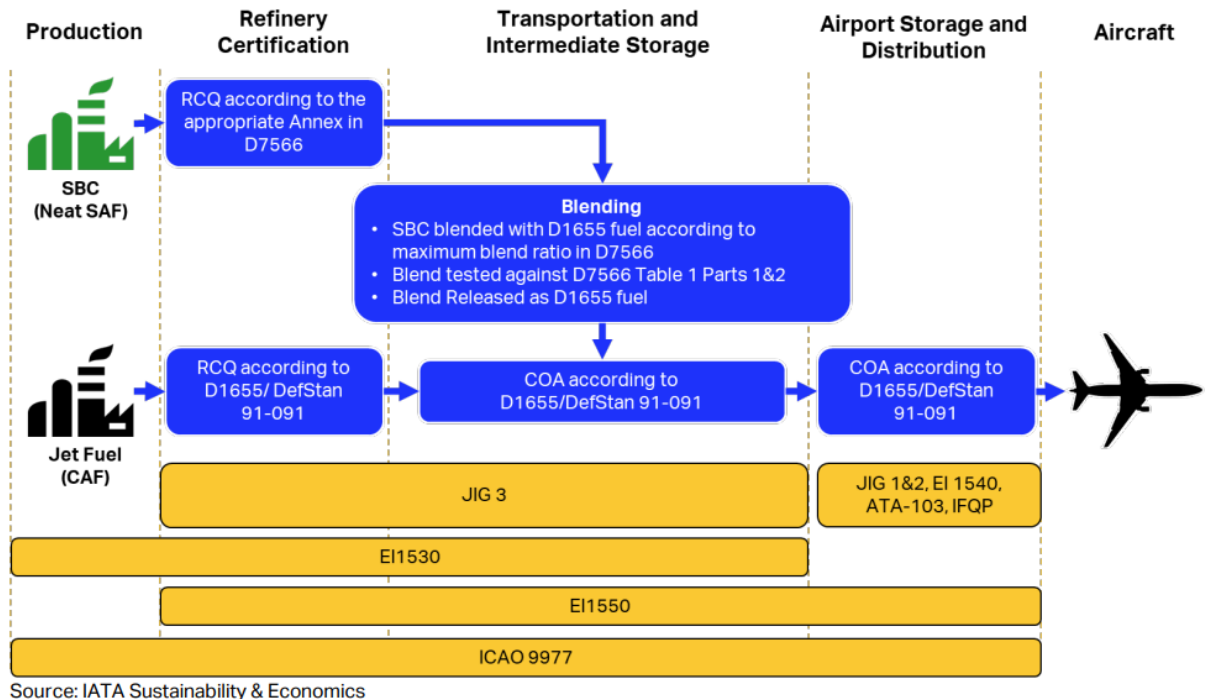


Figura 102. Documentos de control de calidad de la cadena de suministro relevantes según las partes interesadas (43).

Si bien se acepta ampliamente que el SAF puro no debe ingresar a los depósitos de combustible del aeropuerto (*airport fuel farm*) porque aún no ha sido certificado para cumplir con la especificación ASTM D1655 o Def Stan 91-091, puede haber una situación en la que el punto de *blending* está separado, pero cerca del parque de combustible del aeropuerto, para aprovechar la disponibilidad de CAF en las inmediaciones. Una vez mezclado el SAF puro con el CAF aguas arriba del depósito de combustible del aeropuerto y certificado según la especificación pertinente, puede liberarse en el depósito de combustible del aeropuerto.

Dependiendo de las condiciones locales de cada aeropuerto, este punto de mezcla podría estar ubicado dentro del recinto aeroportuario, pero separado del parque de combustible (almacenamiento intermedio). En este caso, el *blending* se realizaría en el recinto aeroportuario, pero aguas arriba del depósito de combustible.

Posibles ubicaciones para realizar el blending

Como ya se ha mencionado, el SAF de una instalación autónoma debe mezclarse con Jet A antes de ser utilizado en una aeronave. Existen varias ubicaciones posibles para realizar la mezcla, tales como terminales existentes, aeropuertos, refinerías de petróleo y sitios nuevos/dedicados para la mezcla. Aunque todas las ubicaciones evaluadas son técnicamente capaces de mezclar combustible, hay consideraciones prácticas que hacen que algunas de ellas sean menos óptimas. Es preferible certificar la mezcla de SAF/Jet A según la norma ASTM D1655 y mitigar cualquier posible problema de calidad del combustible antes de que llegue a un aeropuerto. Todas las ubicaciones requerirán inversión de capital para añadir infraestructura.

Terminales: Las terminales son la ubicación óptima para la mezcla debido a que cuentan con tanques existentes, equipos asociados, software de mezcla, personal capacitado, seguros y permisos para estas actividades. Casi todas las terminales alquilan tanques y equipos asociados a terceros para el almacenamiento y las actividades de mezcla. Las terminales han proporcionado servicios de mezcla para sus clientes de combustibles de transporte vial durante mucho tiempo. El almacenamiento y mezcla del SAF podría realizarse en tanques existentes si están disponibles, pero en áreas con restricciones de infraestructura podría ser necesario instalar nuevos tanques.

NOTA:

En este contexto, "terminal" no se refiere a "terminal aeroportuaria", refiriéndose a los edificios dentro de los aeropuertos donde se llevan a cabo actividades como el registro de pasajeros, el control de seguridad, el embarque y desembarque, la recogida de equipaje y el acceso a servicios. Tal como puede observarse en la Figura 97, en la logística de combustibles de aviación, las terminales son instalaciones clave ubicadas entre las refinerías y los aeropuertos. Su función principal es recibir, almacenar y distribuir combustibles como el Jet A-1, asegurando que cumplan con los estándares de calidad antes de ser entregados a los aeropuertos.

Aeropuertos: No se recomienda la mezcla en aeropuertos. Sería la primera instancia de certificar la mezcla de SAF como ASTM D1655. Los depósitos de tanques de un aeropuerto requerirían una significativa inversión de capital para añadir tanques para almacenamiento de SAF, mezcla, tanques adicionales para combustible fuera de especificación, equipos asociados, software y personal adicional. Habría un aumento en el tráfico de camiones entregando SAF, lo que impactaría en los aeropuertos grandes acostumbrados a recibir combustible por tubería. Serían necesarios pruebas de laboratorio adicionales y trámites administrativos para el combustible mezclado. Se necesitaría un seguro diferente para cubrir las actividades de mezcla. La norma EI 1533 establece que la mezcla solo debe realizarse antes de llegar a los aeropuertos. Def Stan 91-091 (norma de calidad de combustible utilizada fuera de los Estados Unidos) prohíbe la mezcla en depósitos de aeropuertos.

Dependiendo de las condiciones locales de cada aeropuerto, el punto de mezcla podría estar ubicado dentro del recinto aeroportuario, pero en instalaciones de almacenamiento intermedio, separadas del almacenamiento principal. En este caso, el *blending* se realizaría en el recinto aeroportuario, pero aguas arriba del depósito de combustible. Esta alternativa aún requiere mayor análisis y experiencia antes de ser considerada viable."

Si bien la opción de ubicar el punto de mezcla en el entorno del aeropuerto es técnicamente viable, en la actualidad, por lo expuesto anteriormente, no se recomienda por las considerables complicaciones económicas y logísticas, así como por las restricciones normativas vigentes.

Aunque la ubicación del punto de *blending* dentro del recinto aeroportuario podría considerarse en escenarios muy específicos y tras adquirir experiencia operativa sobre el manejo de SAF, la práctica recomendada es efectuar la mezcla en una instalación externa. De este modo se garantiza que, una vez certificada, la mezcla pueda ser transportada de manera segura y operativa hacia los depósitos de combustible del aeropuerto.

Refinerías: Cada refinería tiene un diseño único. El almacenamiento de combustible en refinerías generalmente está dimensionado para su capacidad, con espacio limitado o sin espacio adicional. Un número limitado de refinerías podría recibir combustible de terceros en su área de almacenamiento de combustible, y sería necesario equipo de descarga. La refinería podría recibir el SAF de terceros, mezclarlo con su Jet A, recertificar y transportar el combustible bajo un escenario de negocio habitual por tubería y camión a los aeropuertos.

Sitios Greenfield¹/Brownfield²: Es factible establecer un sitio nuevo o reutilizar un sitio industrial para almacenar y mezclar SAF. Esto representaría un esfuerzo intensivo en términos de capital. La obtención de permisos para la instalación y cualquier tubería asociada tomaría años. Esta opción probablemente solo sería considerada en áreas geográficas con severas restricciones de capacidad para la infraestructura existente (terminales, tuberías y ferrocarril).

1. Greenfield: Se refiere a proyectos que se desarrollan en sitios completamente nuevos, sin ninguna construcción o infraestructura previa. En el caso mencionado, se trata de establecer una instalación desde cero en un terreno no utilizado previamente. Este enfoque ofrece flexibilidad en el diseño, pero suele requerir permisos más extensos y una inversión inicial significativa en infraestructura.
2. Brownfield: Hace referencia a la reutilización o reconversión de sitios industriales existentes que ya cuentan con cierta infraestructura, pero que probablemente necesiten modificaciones significativas para adaptarse al nuevo uso. En el texto, implica transformar un sitio industrial ya existente para almacenar y mezclar SAF

La mezcla en terminales situadas aguas arriba de los aeropuertos garantiza que las operaciones en los aeropuertos continúen de forma habitual, utilizando los mismos oleoductos, camiones, depósitos y sistemas hidráulicos para entregar la mezcla SAF/Jet A a las aeronaves. La mezcla puede realizarse en una terminal conectada directamente a un aeropuerto mediante un oleoducto o a miles de kilómetros de distancia, siendo entregada a terminales que abastecen a los aeropuertos de interés a través de oleoductos. La fuente de SAF, el comprador, el usuario final, la logística, la disponibilidad de infraestructura y los costes son factores que pueden influir en las ubicaciones preferidas de las terminales para el *blending*.

Otra consideración importante es el método de mezcla del combustible, que tiene implicaciones en los costos y la disponibilidad de infraestructura. Arrendar más tanques incrementa los costes; sin embargo, la Opción 1 (descrita a continuación) es el método actual y preferido para mezclar SAF y Jet A en terminales. La mezcla en línea (o por proporción), en la que ambos combustibles se entregan al tanque simultáneamente, es preferible a la mezcla secuencial (o por salpicadura), donde los combustibles se entregan al tanque uno a la vez. Una práctica recomendada es añadir equipos de agitación a los tanques para garantizar una mezcla homogénea

OPCIÓN 1: Descargar SAF en una terminal y almacenarlo en un tanque exclusivo para SAF. El Jet A se almacena en tanques separados. Cada lote de SAF y Jet A se somete a pruebas para garantizar el cumplimiento de las normas ASTM D7566 y ASTM D1655, respectivamente. El SAF y el Jet A se mezclan en la proporción deseada en un tercer tanque. El muestreo de este tercer tanque se realiza según los pasos descritos en el apartado de certificación de calidad, con el objetivo de generar un Certificado de Análisis (COA) que demuestre que el combustible mezclado cumple con la norma ASTM D7655. Si la mezcla cumple con dicha norma, se designa como ASTM D1655 y está lista para ser enviada a los aeropuertos mediante oleoductos o camiones cisterna.

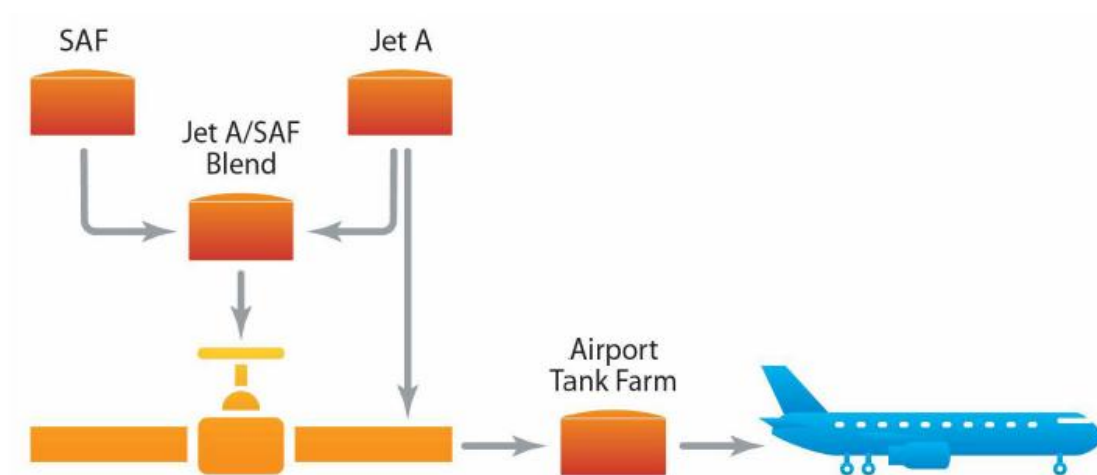


Figura 103. Option 1 Jet A and SAF blending at a terminal (49).

OPCIÓN 2: Esta opción no está en uso y consiste en descargar SAF directamente en un tanque de almacenamiento de Jet A en una terminal (ver Figura 106). El muestreo del tanque seguiría los pasos descritos en el apartado de certificación de calidad. Certificación de Calidad, con el objetivo de generar un COA que demuestre que el combustible mezclado cumple con la norma ASTM D7655. Si la mezcla cumple con dicha norma, se designa como ASTM D1655 y está lista para ser enviada a los aeropuertos mediante oleoductos o camiones cisterna. Para esta opción, se recomienda como mejor práctica transportar el SAF mediante infraestructura dedicada.

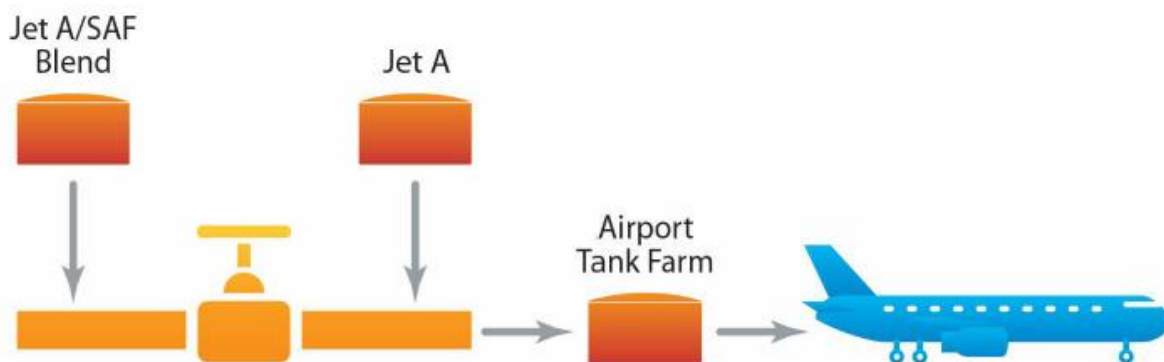


Figura 104. Option 2 Jet A and SAF blending at a terminal (49).

1.36. Comparativa de opciones de transporte de SAF

Para permitir el uso de las SAF, es necesario establecer las cadenas de suministro de cada región y aeropuerto. El transporte de SAF debe considerar las infraestructuras existentes y futuras, así como las emisiones de carbono y los riesgos asociados a los distintos modos de transporte.

TUBERIAS

El transporte por oleoducto es un modo de transporte eficiente y económico para trasladar combustibles refinados acabados como el combustible de aviación. Por lo general, los costes iniciales de inversión en oleoductos son elevados en comparación con los de otros modos de transporte, normalmente alrededor de 1 M\$/km. Sin embargo, los costes operativos posteriores son bajos. Esta combinación hace que las redes de oleoductos resulten atractivas para los grandes aeropuertos que

consumen grandes volúmenes de combustible de aviación. Las tuberías generalmente varían en dos aspectos, que se comentan a continuación:

CONEXIÓN:

Tubería punto a punto (Point-to-Point): Conexión directa entre una terminal de tanques y el parque de combustible del aeropuerto.

- + Fácil acceso gracias al número limitado de usuarios que utilizan la tubería.
- Menor redundancia en las opciones de suministro, lo que puede dificultar el servicio en caso de interrupciones del suministro en la terminal de tanques, al no contar con otros suministros.

Red de tuberías (Network): Múltiples terminales (y posiblemente aeropuertos) están conectadas mediante un sistema de tuberías.

- + Mayor redundancia y proveedores, lo que puede aumentar la competencia y las opciones de suministro.
- Los aeropuertos militares conectados dentro de la red pueden exigir requisitos adicionales en cuanto a la seguridad y la manipulación del combustible e impedir o restringir a integración del SAF.

COMBUSTIBLE TRANSPORTADO:

Tubería dedicada a combustible de aviación (Dedicated Jet Pipeline): Una tubería en la que solo se transporta combustible de aviación. Una tubería conectada al aeropuerto generalmente siempre es una tubería dedicada.

- + Se reduce el riesgo de contaminación al transportar un único producto.
- La flexibilidad es limitada en caso de que se necesiten suministrar otros tipos de combustible.

Tubería multiproducto/fungible (Multiproduct/Fungible Pipeline): Una tubería multiproducto puede transportar una variedad de productos (jet fuel, diésel, gasolina) a través de una sola tubería mediante el transporte por lotes.

- + Mayor versatilidad para que el operador entregue múltiples productos desde las refinerías hasta las terminales de tanques.
- Existe el riesgo de contaminación por lotes de otros tipos de combustibles que pueden contener FAME (éster metílico de ácidos grasos), azufre o compuestos aromáticos. Esto es especialmente preocupante al transportar biocombustibles de alta mezcla.

El transporte de combustibles para aviones, como el diésel y la gasolina, así como otros productos de hidrocarburos, se realiza en lotes a través del mismo oleoducto. Es imperativo que estos productos sean secuenciados meticulosamente con el fin de minimizar la contaminación cruzada. Actualmente, se está debatiendo si fuera factible autorizar la secuenciación del 100 % de SAF en estos oleoductos multipropósito (una medida que actualmente no se ha implementado), pero se requiere un volumen considerable para que esto sea viable. La construcción de oleoductos específicos para el SAF resulta inviable debido a los elevados costes

de capital. Además, carece de sentido si se pretende que el SAF sea compatible con la infraestructura actual.

FERROCARRIL

El transporte ferroviario es un modo de transporte terrestre eficiente cuando no hay conexión a gasoductos. Su flexibilidad es limitada, ya que los aeropuertos dependen de la disponibilidad de las redes ferroviarias. Los combustibles transportados por ferrocarril utilizan vagones cisterna especializados, generalmente propiedad de empresas de servicios independientes o productores de combustible.

- + El ferrocarril es el modo de transporte más eficiente cuando no hay gasoductos disponibles.
- + El ferrocarril tiene una gran capacidad, transportando aproximadamente 90 toneladas métricas por vagón, con trenes de hasta 100 vagones.
- Las opciones de transporte ferroviario se limitan a la red ferroviaria y a las instalaciones de (des)carga en puertos, aeropuertos y refinerías. Estas redes ferroviarias tardan en ampliar su cobertura.

CAMIONES

Método de transporte ampliamente utilizado en aeropuertos pequeños.

El transporte por camión es el modo de transporte menos eficiente y más costoso; sin embargo, es muy flexible. Esto lo convierte en un modo de transporte adecuado para regiones menos pobladas, además de servir como respaldo para sistemas de oleoductos y ferrocarriles.

- + Muy flexible, beneficioso para regiones periféricas y aeropuertos pequeños.
- + Útil como ruta de suministro de respaldo para aeropuertos más grandes si se interrumpen los modos de transporte principales.
- + Menores costos de inversión y fácilmente escalable.
- Capacidad limitada de aproximadamente 25 toneladas métricas por camión.
- Coste de operación elevado: 0,001 USD/galón/milla para el transporte por camión de larga distancia y hasta 0,005 USD/galón/milla para el transporte por camión de corta distancia pueden utilizarse como estimaciones aproximadas.

BARCAZA

El transporte de combustible para aviones a un aeropuerto por barcaza es un modo de transporte que depende de la ubicación del aeropuerto y del acceso a los puertos cercanos.

- + Alta capacidad, que va desde 1000 TM para barcasas fluviales pequeñas hasta 100.000 TM para buques cisterna oceánicos de mayor tamaño.
- Limitada en flexibilidad y altamente dependiente de la ubicación.
- Es poco probable, o al menos muy costoso, crear vías fluviales hacia un aeropuerto si no están ya disponibles.

A modo resumen, la Tabla 32 recoge las principales ventajas e inconvenientes de cada medio de transporte:

Tabla 32: Consideraciones de distintos medios de transporte de SAF (40).

	Ventajas	Inconvenientes
Camión 	Flexible y resiliente. No requiere grandes infraestructuras de transporte, carga y descarga.	Solo apto para pequeñas cantidades. La cantidad de combustible descargado está limitada por la capacidad de la plataforma de descarga del aeropuerto y los requisitos de compatibilidad. A medida que aumentan los volúmenes de SAF, podría necesitarse una infraestructura de transporte (es decir, zonas de parada, carreteras de acceso, etc.).
Ferrocarril 	Adecuado para grandes volúmenes de combustible.	Requiere infraestructura ferroviaria desde las refinerías de SAF hasta los puntos de mezcla. Falta de flexibilidad; las refinerías de SAF necesitarán conexiones ferroviarias hasta el punto de mezcla.
Transporte marítimo o fluvial 	Se pueden transportar grandes cantidades de combustible.	Muchos aeropuertos no cuentan con puertos para la descarga de combustible. Se requiere un importante desarrollo de infraestructura, si aún no existe. Solo las refinerías/terminales con puertos marítimos son adecuadas para esto.
Tuberías 	Bajo coste de explotación. Infraestructura existente en muchos aeropuertos.	El 100% de SAF no está permitido actualmente en oleoductos multiproducto (sólo es adecuado en algunos países para SAF ya mezclado y certificado). Elevado coste de capital de las nuevas infraestructuras. El SAF debe entrar en la secuenciación en tuberías de otros hidrocarburos* (como combustibles fósiles, biocombustibles o SAF) dentro del sistema de transporte por tubería, lo cual solo es justificable para grandes volúmenes de SAF.

*Secuenciación en tuberías de otros hidrocarburos". Este término se refiere al proceso de organizar o establecer el orden de transporte de diferentes tipos de hidrocarburos (como combustibles de aviación, biocombustibles o combustibles fósiles) a través de sistemas de tuberías. Este concepto es crucial porque los combustibles que se transportan por tuberías deben ser compatibles y estar organizados de manera que se minimicen las mezclas no deseadas o la contaminación entre productos.

Para que los combustibles sostenibles de aviación (SAF) puedan ser transportados a través de las mismas tuberías que otros hidrocarburos, deben integrarse en el orden o secuencia de transporte ya establecido. Sin embargo, este proceso solo es económicamente viable o

justificable cuando se manejan volúmenes muy grandes de SAF, debido a los costos asociados con la limpieza de las tuberías y la gestión de posibles contaminaciones entre productos.

1.37. Dispensado de SAF

En el ámbito aeroportuario, se distinguen dos categorías principales de infraestructuras de repostaje a aeronaves (ver la siguiente figura):

- sistema de camiones de repostaje
- sistema de hidrantes de combustible.

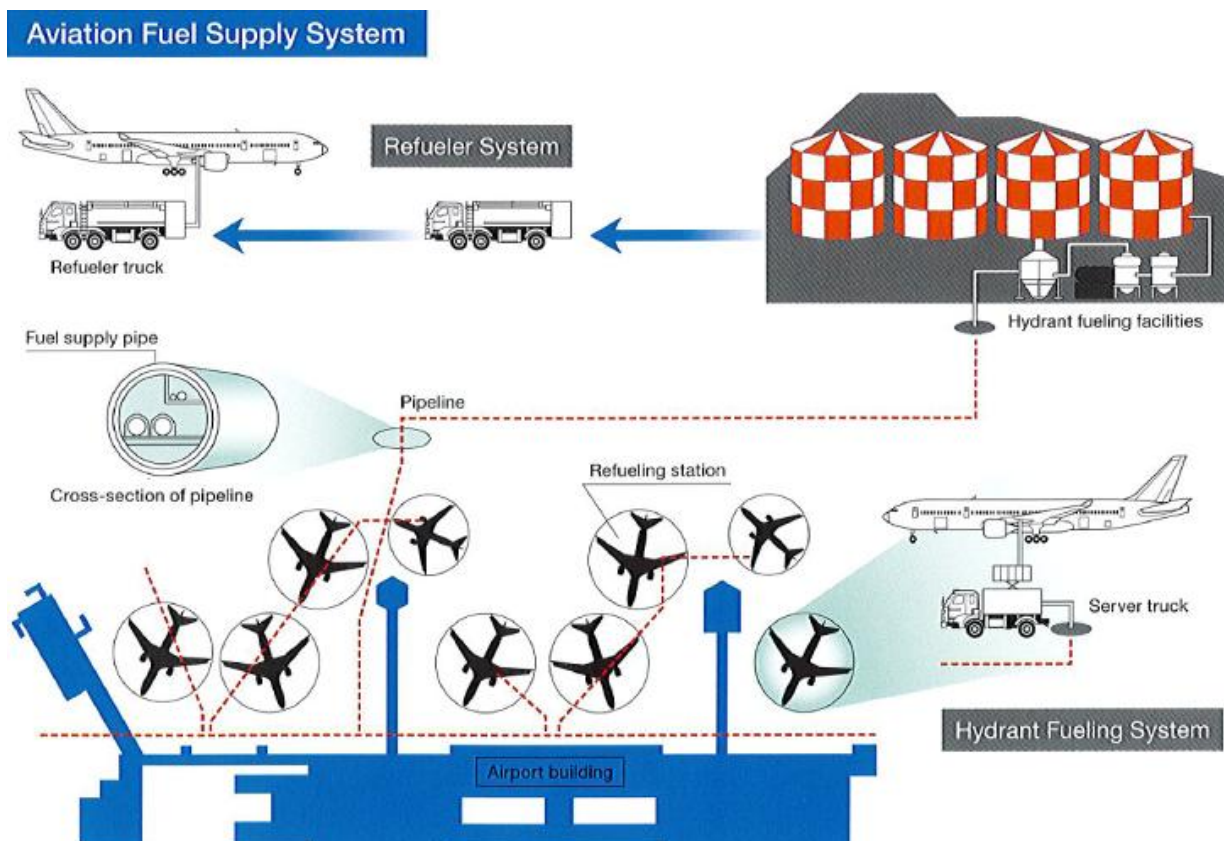


Figura 105. Sistemas de suministro de combustible para aviación en un aeropuerto (50).

Un **camión de repostaje** constituye un vehículo cisterna de combustible con una capacidad de varios miles de litros, provisto de los sistemas de bombeo indispensables para acoplarse a una aeronave y suministrarle combustible (ver Figura 106). En los aeropuertos donde se emplea este sistema, existe una flota de camiones de reabastecimiento que opera de manera continua durante todo el día, suministrando combustible a las aeronaves y reabasteciéndose de la terminal de combustible del aeropuerto una vez que se agota su depósito.

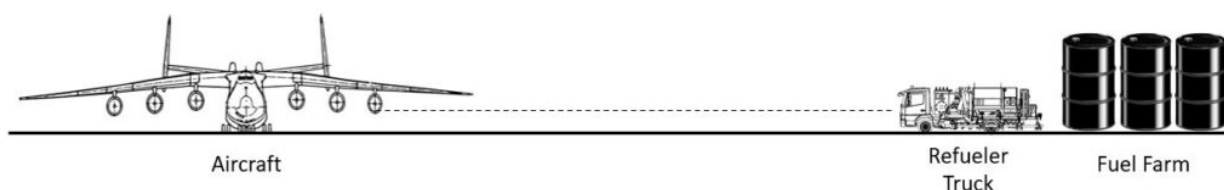


Figura 106. Sistema de suministro de combustible mediante camión cisterna (51).

Un camión de repostaje no difiere mucho de los camiones cisterna convencionales. Está equipado con un sistema de bombeo, mangueras de combustible para acoplarse al receptáculo de combustible de la aeronave, dispositivos de seguridad y protección contra los riesgos del combustible y un dispositivo de medición para medir el volumen de combustible transferido del camión a la aeronave, de modo que se pueda facturar a la aerolínea en consecuencia.



Figura 107. Un camión cisterna de reabastecimiento de aeronaves (51).

El otro sistema es el de **hidrantes de combustible**. En este sistema, el aeropuerto cuenta con una red subterránea de tuberías de suministro de combustible que se extiende desde la planta de combustible del aeropuerto hasta los puestos de estacionamiento de aeronaves en la zona de operaciones. Un hidrante de combustible es una máquina/vehículo especializado que se conecta a la línea de suministro subterránea por un extremo y al avión por el otro.

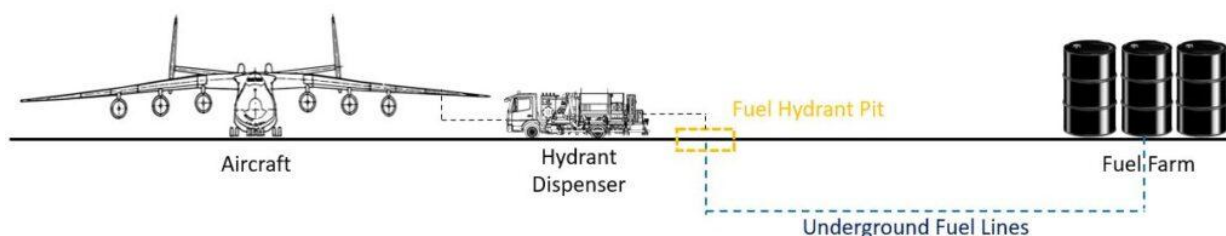


Figura 108. Suministro de combustible mediante sistema de hidrantes (51).

Este sistema se denomina «hidrante de combustible» porque se instala en el soporte del avión de forma similar a los hidrantes de incendio instalados en carreteras y calles. Al igual que las bocas de incendios, que son presurizadas con agua, los hidrantes de combustible son puntos de suministro de combustible a presión.

El nombre del dispensador de hidrante de combustible se deriva de su función de suministro de combustible a presión, aunque carece de sistemas de bombeo para extraer combustible del hidrante. Su función se limita a dispensar el combustible, ya que el hidrante de combustible está suficientemente presurizado como para permitir que el combustible llegue al receptáculo de combustible de la aeronave, situado a varios metros del suelo.



Figura 109. Ejemplo de dispensador de hidrante para combustible (51).

En los grandes aeropuertos internacionales, las aeronaves se pueden repostar, ya sea por camiones de combustible o el uso de hidrantes de combustible. Este último se considera que es un método óptimo de abastecimiento de combustible, ya que aumenta la seguridad, acorta el tiempo de respuesta de aeronaves y reduce los costes globales. Sin embargo, en los aeropuertos más pequeños, la implementación de este sistema puede acarrear costes de inversión significativamente elevados.

1.38. Compatibilidad de las aeronaves y la infraestructura con un 100% de SAF

El análisis de modelado de flotas realizado por ATI (*Aerospace Technology Institute*) (40) muestra que, si el uso de SAF pudiera ampliarse para satisfacer plenamente la demanda de la aviación para 2050, entre el 20 % y el 30 % de la flota activa para entonces seguiría sin ser compatible con el 100 % de SAF (suponiendo que los fabricantes comiencen a entregar todas las aeronaves compatibles con el 100 % de SAF después de 2030). Por estas razones, es probable que el desarrollo de la cadena de suministro gire principalmente en torno a mezclas de SAF que puedan utilizar la misma infraestructura que el CAF, seguido de la transición a vuelos 100% con SAF una vez que los combustibles estén certificados y todas las aeronaves sean totalmente compatibles con el combustible.

Si bien las aeronaves nuevas pueden ser compatibles con el 100 % de SAF mediante diferentes materiales para las juntas o la calibración de los medidores, las aeronaves más antiguas que no estén certificadas para el 100 % de SAF deberán ser modernizadas y compatibles con SAF, o bien los aeropuertos deberán garantizar la disponibilidad tanto de SAF como de CAF. Esto requerirá el almacenamiento y la manipulación por separado de ambos tipos de combustible, así como una gestión cuidadosa del reabastecimiento de las aeronaves para evitar cargar combustible incorrecto. Podría ser más conveniente para los aeropuertos almacenar únicamente combustible mezclado compatible con todas las aeronaves.

Todas las aeronaves podrían utilizar el 100 % de SAF sin modificaciones mediante el desarrollo de un SAF completamente formulado que contenga parafinas y aromáticos con una composición similar a la del CAF. Esto se lograría mediante biomaterias primas para aromáticos sostenibles o la fabricación sintética sostenible de aromáticos. Aunque algunas rutas de SAF (p. ej., el queroseno sintetizado Fischer Tropsch con aromáticos (FT-SKA)) producen algunos aromáticos sintéticos durante la fabricación del combustible, actualmente están limitados a una mezcla del 50 % según la norma ASTM. Las desventajas del SAF totalmente formulado son que, con un mayor contenido de aromáticos, se emitiría un mayor nivel de partículas de carbono en comparación con el SAF no formulado (también conocido como SAF parafínico), lo que afectaría la calidad del aire local y la propensión a la formación de estelas de

condensación, reduciendo así los beneficios del SAF no relacionados con el CO₂. El primer vuelo de demostración con más de 100 pasajeros fue realizado en 2021 por United Airlines, operando un motor con SAF 100 % totalmente formulado y otro con queroseno.

1.39. Infraestructura aeroportuaria y adquisición de combustible por parte de los operadores de aeronaves

La instalación de almacenamiento de combustible del aeropuerto (parque de combustible) se considera generalmente un punto de no retorno para el combustible de aviación, ya que todo el combustible almacenado se depositará eventualmente en una aeronave (46).

Una vez que el combustible de aviación llega a la instalación de almacenamiento del aeropuerto, puede entregarse a las aeronaves mediante un camión cisterna, un sistema de hidrantes o una combinación de ambos. Esto lo realizan los manipuladores de combustible (proveedores de servicios de puesta a bordo).

Según una encuesta a 46 aeropuertos de la UE/AELC, el 54 % de los aeropuertos encuestados utiliza camiones cisterna, el 24 % utiliza un sistema de hidrantes y el 22 % utiliza ambos.

Existen numerosas configuraciones posibles para la propiedad y operación de la infraestructura aeroportuaria. Algunos de los modelos principales se describen a continuación.

Internalización total: La internalización total significa que la entidad gestora del aeropuerto posee y opera la infraestructura de combustible.

Modelo híbrido: En un modelo híbrido, la entidad gestora del aeropuerto posee las instalaciones, pero contrata a un tercero para operarlas. Una sola parte puede operar toda la infraestructura del aeropuerto, desde el parque de combustible hasta el sistema de hidrantes, o puede estar subdividida, con una parte operando el almacenamiento de combustible y otra gestionando las operaciones de reabastecimiento. Este modelo suele incluir un proceso de licitación para seleccionar al/los operador(es).

Externalización completa:

- **Infraestructura propiedad de proveedores de combustible aeronáutico:** En este modelo, la infraestructura de combustible pertenece a un único proveedor de combustible aeronáutico o a un consorcio de proveedores. Normalmente, la misma entidad también opera la infraestructura.
- **Infraestructura propiedad de operadores de aeronaves:** En este modelo, un operador de aeronaves o un consorcio de operadores es el propietario de la infraestructura y contrata a un tercero (o forma una filial) para operar dicha infraestructura. Este modelo es poco común en la Unión Europea, aunque se utiliza en algunos aeropuertos de América del Norte, por ejemplo.
- **Infraestructura propiedad de un consorcio de proveedores de combustible aeronáutico y operadores de aeronaves:** En este modelo, un consorcio de proveedores de combustible aeronáutico y operadores de aeronaves poseen y operan conjuntamente la infraestructura de combustible.
- **Modelo de concesión:** En este modelo, el organismo gestor del aeropuerto adjudica mediante licitación la construcción, gestión y operación de la infraestructura a un tercero (o varios terceros) durante un período definido. Por lo general, se trata de un acuerdo a largo plazo.

Por otro lado, existen diversas estructuras de contratación para que los operadores de aeronaves adquieran SAF. A continuación, se describen cuatro opciones:

- Ampliar los Acuerdos Estándar de Suministro de Combustible para incluir SAF: Los Acuerdos de Suministro de Combustible de Aviación convencionales pueden ajustarse para incluir volúmenes de SAF (Combustible Sostenible para la Aviación). Por ejemplo, la IATA ha ampliado su modelo de acuerdo de suministro de combustible para incorporar también el suministro de SAF mezclado. La ventaja radica en que los participantes del mercado ya están familiarizados con esta estructura contractual, ya utilizada para el combustible convencional de aviación. Actualmente, solo una pequeña parte de los volúmenes de SAF se comercializa bajo este esquema, pero es probable que la industria evolucione hacia esta estructura con el tiempo.
- Acuerdos de compra a largo plazo de SAF: Los operadores de aeronaves pueden firmar acuerdos de compra a largo plazo con los proveedores de SAF, con una duración de entre dos y diez años o más. Estos compromisos a largo plazo son especialmente importantes para los pequeños productores, que necesitan garantías de compra para tomar decisiones de inversión en la construcción de instalaciones de producción. A cambio, el comprador de SAF puede beneficiarse de precios preferenciales.
- Inversión en empresas productoras de SAF: Los operadores de aeronaves con recursos financieros suficientes pueden invertir en empresas que producen SAF, garantizando así el suministro y obteniendo precios preferenciales. Este enfoque se espera que impulse volúmenes significativos a corto plazo.
- Compras puntuales de SAF: Los operadores de aeronaves pueden adquirir SAF de forma puntual, en base a necesidades específicas. Sin embargo, los volúmenes transaccionados de esta manera siguen siendo pequeños debido al estado incipiente del mercado de SAF.

De forma similar al precio del combustible convencional de aviación, los precios del SAF varían de un contrato a otro y son comercialmente sensibles y confidenciales. Conceptualmente, el precio del SAF también incluye un elemento de referencia de mercado, un componente de coste logístico y un margen para el proveedor de combustible. Algunos proveedores de datos están empezando a crear y rastrear referencias de precios de SAF (por ejemplo, Argus SAF fob ARA y SAF cif NWE), aunque su liquidez sigue siendo muy baja, lo que limita su utilidad actual.

Es difícil precisar los costes de producción del SAF debido al estado inicial y en evolución de la industria. Sin embargo, actualmente, los costes de producción son significativamente más altos en comparación con el combustible convencional de aviación. Según la evaluación de impacto del programa *ReFuelEU Aviation*, el SAF producido mediante HEFA es 1,6-1,9 veces más caro que el queroseno fósil; el proceso *Fischer-Tropsch* es 2,8-4,2 veces más costoso; *Alcohol-to-Jet* cuesta 3,2-6,5 veces más; y *Power-to-Liquid* implica un coste 3,0-5,8 veces superior (46).

El coste logístico de la entrega de SAF mezclado podría no ser más alto que el del combustible de aviación convencional, siempre que el SAF pueda integrarse adecuadamente en las cadenas de suministro existentes. Sin embargo, esto podría variar significativamente de una cadena de suministro a otra, especialmente a corto plazo, ya que pueden surgir mayores costes y complejidad logística en función de la ubicación y la conectividad de las plantas de producción de SAF y los puntos de mezcla. A medida que las plantas de producción y las instalaciones de mezcla de SAF se vuelvan más numerosas y estén más distribuidas, esta preocupación debería disminuir con el tiempo.

Todavía es incierto cómo los proveedores de combustible distribuirán los costes adicionales del SAF en su estrategia general de precios de combustible. ¿Aumentarán los costes del combustible únicamente en los aeropuertos que reciben físicamente SAF, o se distribuirán los costes adicionales entre todos los

aeropuertos que sirven? ¿Cómo asignarán los proveedores los costes más altos del combustible sintético de aviación en comparación con el biocombustible de aviación? La estrategia de precios del combustible (tanto para el combustible convencional de aviación como para el SAF) probablemente estará influenciada por el grado de competencia entre proveedores y el poder de fijación de precios en cada aeropuerto, entre otros factores. Estas tendencias y comportamientos de precios deben ser cuidadosamente monitoreados a medida que se desarrolla el mercado de SAF.

Aspectos medioambientales del uso de SAF

La estimación del impacto climático de las nuevas tecnologías de propulsión con hidrógeno y de los nuevos combustibles, como los combustibles sintéticos, en la aviación es un campo complejo y poco investigado. Incluso en esta etapa inicial, se puede derivar un orden aproximado del impacto climático (ver Tabla 33): Las aeronaves que utilizan sistemas de pilas de combustible son las que más pueden reducir el impacto climático, con una estimación del 75 al 90 por ciento. Las aeronaves de combustión de H₂ son la siguiente mejor alternativa, con una reducción del 50 al 75 por ciento. Los combustibles sintéticos que utilizan CO₂ de la captura directa de CO₂ en el aire alcanzan una reducción del 30 al 60 por ciento, mientras que el potencial de reducción de los combustibles sintéticos que utilizan CO₂ de procesos industriales depende de la contabilización de las emisiones de CO₂. Estas estimaciones incluyen emisiones de CO₂, emisiones no relacionadas con CO₂ y efectos relacionados con las emisiones, como se explica a continuación.

Tabla 33. Comparación de impacto climático de la propulsión aérea de H₂ y e-fuels (53).

Compared to kerosene-powered aircraft, timeframe until 2100

Change of in-flight emissions and emission related effects ¹					Climate impact reduction potential ⁴
	Direct CO ₂	NO _x	Water vapor ²	Contrails, cirrus	
Ongoing scientific debate about full climate impact, in particular: • Contrail/cirrus formation • Aggregate measure Total climate impact could be 2 to 4 times compared to CO ₂ emissions alone	-0% -100% (Net) ³	-0%	-0%	-10-40%	-30-60% ³
	-100%	-50-80%	+150%	-30-50%	-50-75%
	-100%	-100%	+150%	-60-80%	-75-90%

1. Assuming decarbonized production and transportation of fuels in 2050
2. 10 times lower climate impact than from CO₂ emissions
3. Net CO₂ neutral if produced with CO₂ captured from the air
4. Measured in CO₂ equivalent compared to full climate impact of kerosene-powered aviation

Emisiones de CO₂. El hidrógeno como combustible no contiene carbono; por lo tanto, su combustión no genera emisiones de CO₂ durante el vuelo. Los combustibles sintéticos y los biocombustibles, por otro lado, generan emisiones de CO₂ durante el vuelo similares a las de las aeronaves propulsadas con queroseno. Si, para la producción de combustible sintético, el carbono se extrae directamente del aire, el resultado general puede ser cero emisiones netas de carbono.

Emisiones distintas de CO₂. Reducir los NO_x conlleva una contrapartida, ya que aumenta el consumo de combustible, lo que incrementa las emisiones de CO₂. Cuando las aeronaves de queroseno se cambien a combustibles sintéticos, se espera que las emisiones de NO_x se mantengan prácticamente sin cambios. Sin embargo, estudios iniciales de aeronaves propulsadas por H₂ muestran que las emisiones de NO_x pueden reducirse entre un 50 % y un 80 % con tecnología de mezcla pobre sin grandes reducciones en la eficiencia. Se requiere mayor investigación y desarrollo para lograr estas

ventajas. Cuando se utiliza un sistema de propulsión de pila de combustible, no se generan emisiones de NOx en la reacción del hidrógeno.

Con combustibles sintéticos, se espera que las emisiones de vapor de agua sean similares a las emitidas por la combustión de queroseno. Los sistemas de pila de combustible o la combustión directa de hidrógeno emiten dos veces y media más vapor de agua.

Efectos relacionados con las emisiones. Al cambiar el combustible de las flotas existentes y mantener las rutas y altitudes de vuelo, los estudios iniciales muestran que los combustibles sintéticos (conversión de energía a líquido) podrían reducir el impacto climático de las estelas de condensación entre un 10 % y un 40 %. Dado que los combustibles sintéticos contienen menos aromáticos y su combustión genera menos hollín, las propiedades de las estelas de condensación se modifican y el impacto climático es ligeramente menor. La combustión de hidrógeno, por su parte, genera más vapor de agua, pero no hollín. Además, las simulaciones iniciales de la combustión directa de H₂ muestran que los cristales de hielo formados en las estelas de condensación son más pesados (es decir, se precipitan más rápido) y las estelas son ópticamente más delgadas (es decir, son más transparentes). Por lo tanto, estas moléculas de agua provocan un efecto de calentamiento global menor y más breve, lo que resulta en una reducción del 30 % al 50 % en el impacto de la formación de estelas y cirros en comparación con los aviones de queroseno. No se han encontrado estudios sobre la formación de estelas de condensación en sistemas de pilas de combustible. Sin embargo, en comparación con la combustión directa de H₂, el vapor de agua emitido por una pila de combustible es más frío y totalmente controlable dentro de la aeronave. Podría acondicionarse, dependiendo del estado de la atmósfera en la que vuela la aeronave. Los requisitos para dicho sistema y el acondicionamiento en sí aún no se han desarrollado, pero existe la posibilidad de explorar esta idea con mayor profundidad para reducir el impacto climático.

También debe considerarse el efecto sobre la calidad del aire local. Esta puede mejorarse si, en comparación con la combustión de queroseno, se emiten menos o nada de NOx, partículas en suspensión (PM) y compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM). Con la combustión de combustibles sintéticos, solo se pueden reducir las emisiones de PM, mientras que la propulsión con H₂ reduciría significativamente todas estas emisiones.

El hidrógeno y los combustibles sintéticos son las opciones de descarbonización más escalables para la aviación a medio y largo plazo. En general, el panorama general de las nuevas tecnologías potenciales muestra que los biocombustibles y las aeronaves turboeléctricas ya pueden contribuir a la descarbonización de la aviación a corto plazo. A largo plazo, la descarbonización de la aviación podría combinar la energía eléctrica de baterías para aeronaves (solo para alcances muy cortos) con soluciones escalables como la propulsión de H₂ (pilas de combustible o combustión), los combustibles sintéticos y los biocombustibles, que también son adecuados para los segmentos de aeronaves más grandes y con mayores emisiones. Este informe profundizará en la propulsión de hidrógeno y la comparará con los combustibles sintéticos con captura directa de carbono en el aire, ya que tiene un mayor potencial de reducción del impacto climático en comparación con otros combustibles sintéticos para aeronaves (SAF), y nuestro objetivo es reducir el impacto climático.

Implantación en Uruguay

Anteriormente se ha realizado un estudio del estado del arte inicial sobre la cadena de valor del SAF basada en e-fuels. En el siguiente apartado, y a partir del conocimiento obtenido previamente, se pretende especificar cuáles de las opciones de transporte son más aplicables en la República Oriental del Uruguay.

Uruguay presenta un muy buen potencial para un mercado exportador donde el país se destaca por la competitividad para producir combustibles y materias primas verdes que permitirán bajar el aporte al cambio climático de la industria en general y de la marítima y de aviación en particular. Los planes de Uruguay, dado el tamaño de su mercado, están orientados a la exportación de productos derivados del H₂ como el SAF, mientras que la utilización local del SAF estará asociada a la infraestructura requerida, los costos resultantes y finalmente a las decisiones de las compañías aéreas que operan en el país.

1.40. Posibles proyectos de e-metanol

A día de hoy, se han anunciado los siguientes dos proyectos de plantas producción de e-metanol en Uruguay: Paysandú, saliendo al exterior por el puerto de Montevideo, y Tambor sobre el Rio Negro y con transporte posiblemente al puerto de Montevideo.

- El proyecto de Paysandú, liderado por HIF Global, se posiciona como uno de los más ambiciosos de América Latina, con una capacidad proyectada de 700.000 toneladas anuales de e-metanol. Este proyecto se apoya en un ecosistema industrial existente (ALUR Planta de Bioetanol) y empleará tecnología de Johnson Matthey para la síntesis del metanol, integrando un electrolizador de 1 GW alimentado por energías renovables.
- El Proyecto Tambor, promovido por la empresa alemana Enertrag a través de su filial Belasay S.A., contempla la instalación de una planta de producción de e-metanol en Tambores, departamento de Tacuarembó. El proyecto apunta a producir anualmente 84.000 toneladas de metanol sintético a partir de hidrógeno verde y CO₂ biogénico. Recientemente, ha sido objeto de revisión debido a un aumento significativo en la demanda estimada de agua, lo cual generó preocupaciones sobre el potencial impacto en el acuífero Guaraní.

De futuro es posible que la localización de los proyectos esté asociado a las fuentes de CO₂ (plantas de celulosa) y los puertos. La clave seguramente estará en la diferencia de costos de transportar electricidad o los derivados del H₂ vía ductos. Si está fuera la opción los procesos industriales estarían cercanos a las fuentes renovables con mayor factor de planta.

Estos proyectos se centran en la producción de e-metanol y gasolinas sintéticas. No obstante, se considera que pueden ser fuente de materia prima para la producción de SAF si se emplea el proceso de *Methanol-to-Jet*.

1.41. Proceso de evaluación medioambiental

El proceso de evaluación ambiental para proyectos industriales en Uruguay está regulado por el Ministerio de Ambiente y aplica de manera general a todos los proyectos que puedan generar impactos significativos sobre el entorno. Este procedimiento contempla:

- Comunicación del proyecto
- Clasificación según potencial impacto (A, B o C)
- Solicitud de Autorización Ambiental Previa (AAP)
- Elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EslA) para proyectos clase B o C
- Audiencia pública cuando corresponde
- Resolución ministerial final

Este proceso es aplicable tanto para proyectos de Sustainable Aviation Fuel (SAF) como de hidrógeno verde (H_2), aunque las particularidades técnicas de cada uno requieren estudios específicos dentro del EIA, como el uso de recursos hídricos, emisiones atmosféricas y manejo de subproductos. No hay diferencias de procedimiento en términos legales, pero sí pueden variar los criterios técnicos de evaluación ambiental según el vector energético involucrado.

1.42. Logística actual de combustibles en Uruguay

En la logística actual de combustibles fósiles y derivados, la única refinería con la que cuenta Uruguay es propiedad de la empresa estatal ANCAP y está ubicada en el departamento de Montevideo. Su capacidad de refinación es de 50.000 barriles por día ($8.000\text{ m}^3/\text{día}$) y produce principalmente gasoil, gasolinas, fueloil, GLP, Propano, Jet A1).

El petróleo crudo ingresa al país por la Terminal Petrolera del Este, en José Ignacio, departamento de Maldonado. A través de una boya ubicada a 3.600 metros de la costa se recibe el petróleo y es transportado a través de un oleoducto de 180 kilómetros hasta llegar a la refinería en Montevideo. Por su parte, los combustibles y demás productos derivados son transportados a todo el país por vía terrestre y marítima por el puerto de la Refinería de La Teja. La distribución interna de combustibles se realiza, utilizando las plantas de distribución ubicadas en los departamentos de Montevideo, Colonia, Durazno, Paysandú y Treinta y Tres (ver Figura 110). La más relevantes son la de Montevideo y Paysandú, teniendo las restantes una utilización marginal.



Figura 110. Distribución geográfica de infraestructura asociada a petróleo y derivados (54).

ANCAP abastece a sus plantas de distribución mediante los siguientes sistemas:

- dos barcazas y un remolcador de empuje, para las plantas del litoral del país (Juan Lacaze y Paysandú),
- 22 vagones cisterna propios para abastecer la planta de Durazno, y vagones cisterna contratados para abastecer la planta de Treinta y Tres
- 33 camiones cisterna

ANCAP dejó de tener el monopolio de venta de combustible de aviación en Uruguay a mediados de 2023. No obstante, hasta el momento, la refinería mencionada es la única fuente de suministro para las aeronaves, tanto en Carrasco como en otras terminales. Hay limitaciones en la infraestructura de importación, almacenamiento y descarga que limitan el desarrollo de otras alternativas de suministro. ANCAP produce entre otros productos, Jet A1 y los importa cuando no alcanza la producción (en las paradas técnicas de la refinería, por ejemplo). Los combustibles y demás productos derivados llegan vía marítima a la terminal de la refinería y luego se distribuye vía terrestre.

1.43. Infraestructura de transportes en Uruguay

En los apartados 1.35 (página 147) y 1.36 (página 155) se explican brevemente los principales sistemas de transporte de combustibles. A continuación, se expone la red de infraestructuras de esos sistemas de transporte en Uruguay, con el fin de ilustrar su disponibilidad.

1.43.1. Red de carreteras

Uruguay presenta el mayor grado de conectividad vial y la red más densa en relación a su superficie y población entre los países de América Latina, con una extensión total de 9.700 km. (ver Figura 113). Asimismo, es el tercer país en América del Sur en cuanto a la calidad de sus carreteras.



Figura 111. Mapa de carreteras de Uruguay con numeración de las rutas nacionales.

La Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde de Uruguay (47) destaca su potencial como mercado de exportación de hidrógeno verde y sus derivados (ver Figura 112).

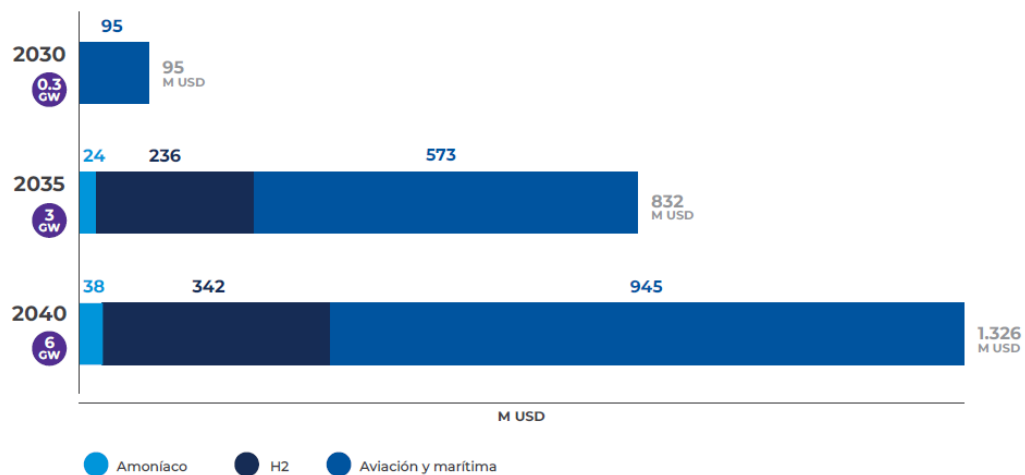


Figura 112. Oportunidad de exportaciones (MUSD) a USA y Europa por aplicación (55).

Por ello, es importante señalar los corredores internacionales y la infraestructura vial relacionada con el transporte internacional de carga por carretera (Figura 113 y Figura 114).

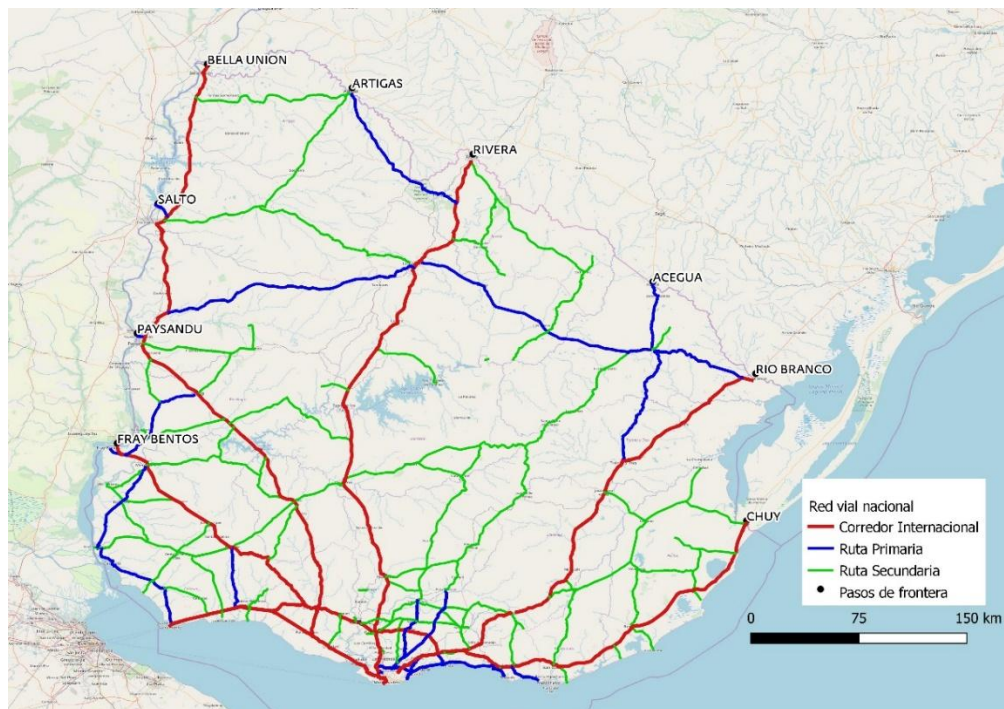


Figura 113. Red vial nacional con clasificación del tipo de ruta.

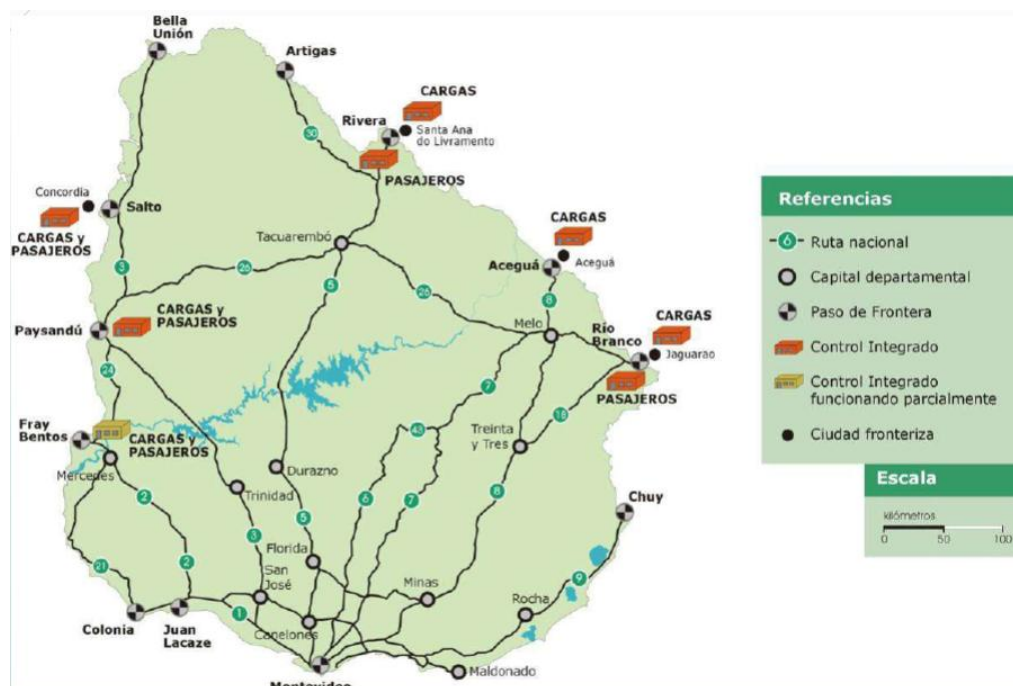


Figura 114. Movimiento internacional de carga (Fuente: Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP)).

1.43.2. Infraestructura ferroviaria

La red ferroviaria uruguaya tiene una extensión de 2961 kilómetros y es, como muchas de Latinoamérica, del tipo radial, lo que quiere decir que fue diseñada para conectar las distintas ciudades del interior convergiendo en Montevideo. Está estructurada en tres líneas troncales que confluyen en la Estación Central, contigua al Puerto de Montevideo

El sistema no está electrificado y la mitad de la red esta clausurada, con 1.673 km disponibles para trenes de carga. circulan trenes de carga en los ramales norte (Montevideo-Rivera - Livramento), litoral (Chamberlain - Paysandú - Salto-Concordia), Piedra Sola - Tres Árboles, Sayago-Minas, Verdun - Planta Portland y Carnelli - La Teja.

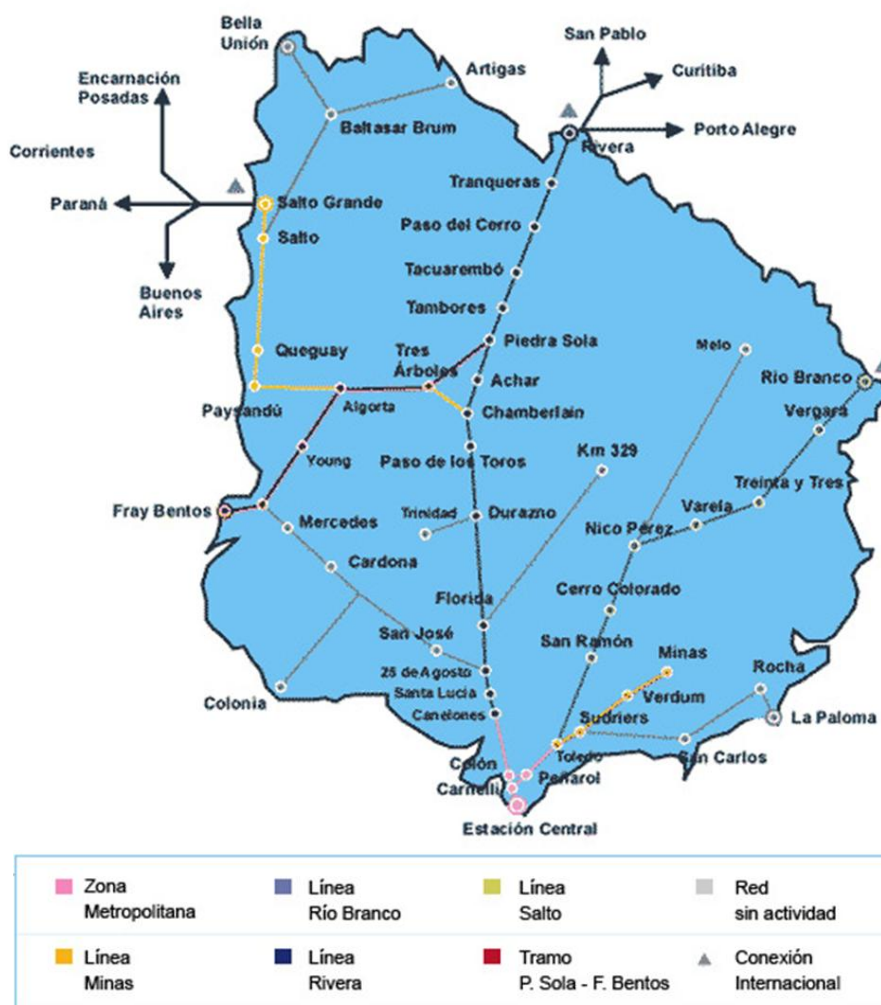


Figura 115. Red de ferrocarriles de Uruguay.

Es importante señalar que la vía del Ferrocarril Central* puede conectar la zona de mayor potencial de energías renovables con el puerto de Montevideo, brindando muy buenas oportunidades para el transporte de los derivados de hidrógeno y facilitando sus posibilidades de exportación (47).

* Ferrocarril Central es una línea ferroviaria de 273 km entre el puerto de Montevideo y la ciudad de Paso de los Toros en Uruguay.

El proyecto se dio en el marco de la construcción de una nueva planta de la empresa forestal finlandesa UPM-Kymmene, la UPM 2, en pueblo Centenario.

Fue inaugurado en acto oficial el 16 de abril de 2024

1.43.3. Transporte marítimo y fluvial

Dado que el principal destino del SAF producido en Uruguay es la exportación, las infraestructuras portuarias van a ser de gran relevancia. El sistema portuario es la pieza clave del sistema logístico uruguayo, concentrando más del 70% del transporte de carga, y está siendo uno de los principales sectores de inversión pública y privada

En Uruguay existen 8 puertos con movimiento de carga: Montevideo, Juan Lacaze, Zona Franca Punta Pereira, Nueva Palmira, UPM, Fray Bentos, M'Bopicuá y Paysandú (ver Figura 116).

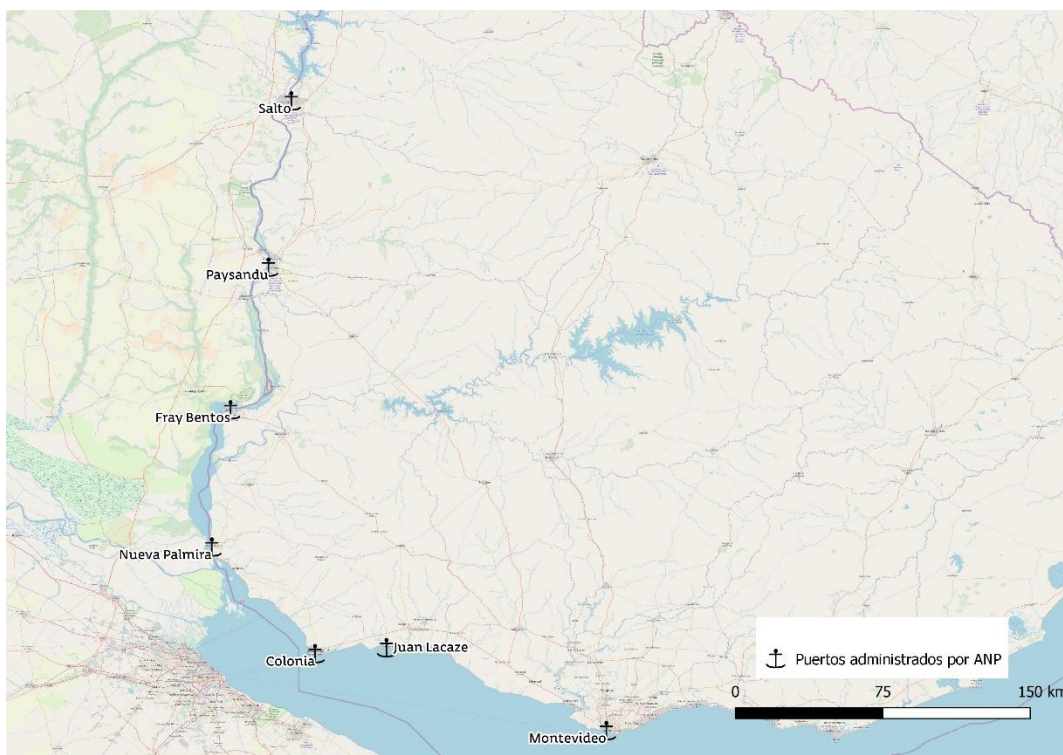


Figura 116. Puertos marítimos y fluviales de la República Oriental del Uruguay (56).

El Puerto de Montevideo, ubicado sobre el Río de la Plata, se perfila geográficamente como una de las rutas principales de movilización de cargas del MERCOSUR. Es el principal puerto comercial del país, acaparando más del 85% de la carga marítima. El régimen de Puerto Libre lo ha convertido en la primera y única terminal de la costa atlántica de América del Sur con un régimen logístico atractivo y competitivo para el tránsito de mercancías. En el Puerto de Montevideo confluyen las principales rutas de acceso al resto del país y por lo tanto a la región.

El puerto cuenta con dos terminales privadas: Terminal Granelera Montevideo (TGM), especializada en el movimiento de graneles, y Terminal Cuenca del Plata (TCP), especializada en contenedores. Por otra parte, cuenta con la terminal pública administrada por ANP (Administración Nacional de Puertos) (ver Figura 117).

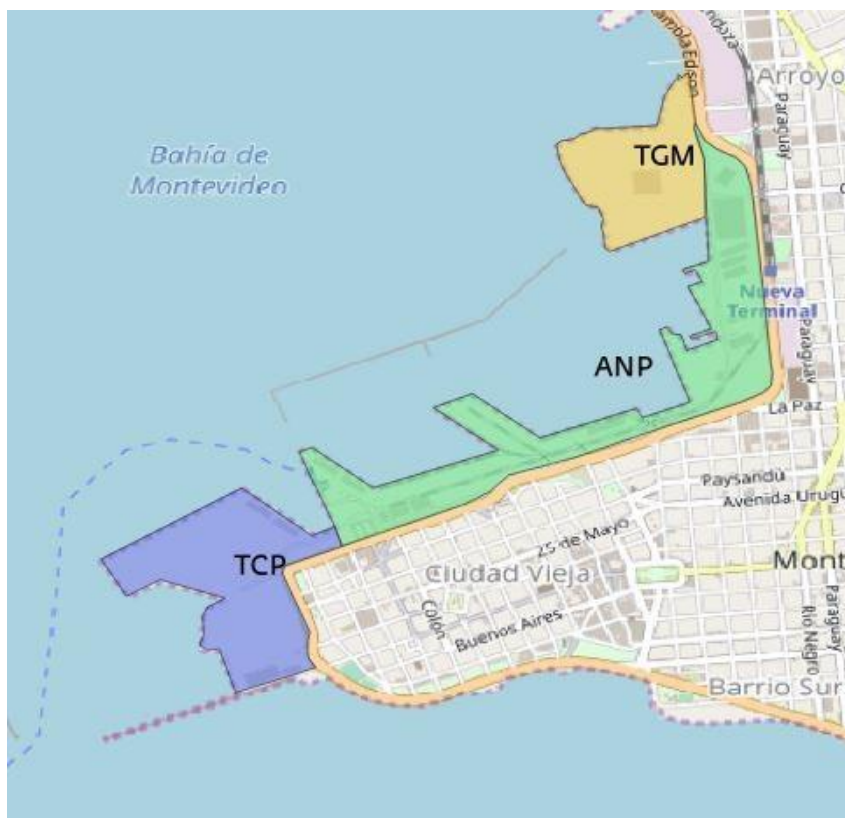


Figura 117. Distribución de las terminales en el Puerto de Montevideo (56).

Del resto de puertos, destaca el de Nueva Palmira (ver Figura 118), que encabeza el punto clave de la hidrovía Paraná-Uruguay, de 3.343 kilómetros de largo, una de las zonas más importantes de conexión de la región con el resto del mundo. La hidrovía es una importante vía de transporte para Argentina, Brasil, Bolivia, Paraguay y Uruguay (ver Figura 119). Los máximos órganos administrativos del sector son el Comité Intergubernamental de la Hidrovía (CIH), a nivel estatal, y la Comisión Permanente de Transporte de la Cuenca del Plata (CPTCP) a nivel privado.

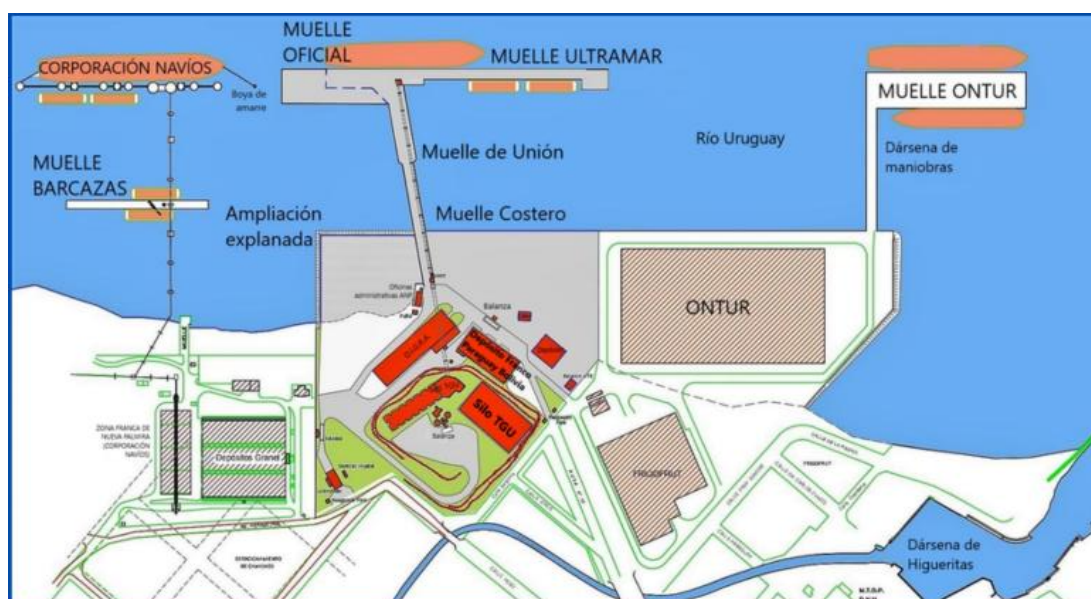


Figura 118. Esquema general del puerto de Nueva Palmira (Fuente: ANAP).



**Mapa de las principales hidroviás de Uruguay
(fuente: ARCA)**



**Mapa del tramo hidrovia Paraguay-paraná
y sus principales puertos (Fuente:
Renovarg)**

La Hidrovia Paraguay-Paraná, uno de los mayores sistemas navegables del mundo, recorre Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay. Tiene una extensión de 3.442 km que van desde Puerto Cáceres en Mato Grosso do Sul, Brasil, hasta el puerto de Nueva Palmira, en Uruguay.

Figura 119. Hidrovia Paraguay-Paraná.

Recientemente, se está desarrollando la Terminal Portuaria Soriano, vinculada a la producción de celulosa en Paraguay, pero también con objetivos iniciales asociados al almacenamiento y exportación de combustibles.

1.44. Consumo de SAF en Uruguay. Infraestructura aeroportuaria asociada

Si bien Uruguay aún no cuenta con un plan nacional específico para la implementación de SAF alineado con programas internacionales, los proyectos en desarrollo y las políticas energéticas existentes indican un interés creciente en este tipo de combustibles sostenibles. Es probable que, a medida que estos proyectos avancen, el país desarrolle un marco regulatorio más definido para el SAF.

Como se ha mencionado anteriormente, los planes de Uruguay dado el tamaño de su mercado están orientados a la exportación de productos derivados del H₂ como el SAF. La utilización local del SAF estará asociada a las decisiones de las compañías aéreas que operan en Uruguay.

Para el análisis de logística del SAF destinado a uso local, se deben tener en cuenta los aeropuertos donde se van a consumir, y por tanto a los que se deberá transportar.

La infraestructura aeroportuaria y logística relacionada con el suministro de combustibles está centrada principalmente en el Aeropuerto Internacional de Carrasco, aunque existen otras terminales relevantes en el país. A continuación, se detallan los principales aeropuertos y aspectos relacionados con la logística de repostaje:

Principales Aeropuertos de Uruguay

1. **Aeropuerto Internacional de Carrasco – General Cesáreo L. Berisso (IATA: MVD, OACI: SUMU)**
Ubicado en el departamento de Canelones, a aproximadamente 20 km de Montevideo, es el principal aeropuerto internacional del país. Atiende vuelos nacionales e internacionales hacia América del Sur, Centroamérica, América del Norte y Europa.
2. **Aeropuerto Internacional de Laguna del Sauce (IATA: PDP, OACI: SULS)**
Situado en Punta del Este, departamento de Maldonado, es el segundo aeropuerto en importancia, especialmente durante la temporada turística.
3. **Aeropuerto Internacional de Salto – Nueva Hespérides (IATA: STY, OACI: SUSO)**
Ubicado en el departamento de Salto, sirve principalmente vuelos regionales y nacionales.

Dada su importancia, se puede suponer que el aeropuerto de Carrasco será el más relevante para SAF. También podría haber un uso más minoritario en laguna del Sauce. Operan charters y aviones privados fundamentalmente, sobre todo en verano.



Figura 120. Sistema nacional de aeropuertos en Uruguay (Fuente: Aeropuertos Uruguay. Grupo Corporación América Airports).

1.44.1. Infraestructura de logística aeroportuaria y repostaje de combustibles

El suministro de combustibles en aeropuertos internacionales está regulado conforme a los artículos 320 y 321 de la Ley N.º 19.924 (48), estableciendo directrices y procedimientos específicos para su manejo.

Las distribuidoras transportan combustible para el abastecimiento de aviones en el Aeropuerto Internacional de Carrasco por medio de camiones cisterna desde la Refinería de La Teja.

Las distribuidoras cuentan con capacidad de almacenamiento propio en Carrasco, además de tanques propiedad de ANCAP.

El total de almacenamiento actual en el Aeropuerto de Carrasco es de 1.450 m³. (Nexzur 300 m³, DISA 350 m³ y ANCAP 800 m³), para un consumo actual aproximado de 400 m³/día.

El Aeropuerto Internacional de Carrasco está trabajando en desarrollar un sistema subterráneo de distribución de combustible para aeronaves. Actualmente se opera con camiones cisterna desde el almacenamiento en Carrasco de las distribuidoras de combustible y el ala de las aeronaves (ver más información de estos sistemas en el apartado 1.37 *Dispensado de SAF* en la página 159).

Flujo de fondos

A los efectos de evaluar, desde el punto de vista económico financiero, las diferentes alternativas técnicas analizadas se utilizará la metodología del flujo de fondos descontados a partir de los ingresos y salidas de caja estimadas del proyecto.

Se analizaron las tres soluciones de suministro eléctrico, suministro desde una planta de celulosa, renovables *off-grid* y renovables más soporte desde la red. Sobre estas alternativas se evaluaron las dos soluciones técnicas: Fischer Tropsch y Methanol to Jet.

Cabe destacar que, para los tres escenarios analizados, no se consideró el costo asociado al uso del terreno requerido por las instalaciones y procesos.

A los efectos de medir el desempeño de las soluciones, se comparan los valores finales del precio del SAF obtenido, requiriendo la misma tasa de retorno a todas las soluciones (14%). Esto permite asegurar proyectos con VAN positivos y una cobertura de riesgos apropiada.

Si bien los Proyectos tienen distinto nivel de riesgo, y por tanto podrían tener una diferencia de retornos esperados, a los efectos de poder comparar más claramente los resultados se utiliza una única tasa de descuento. Resulta claro que el desarrollo de los negocios estará asociado a alcanzar un precio competitivo de los productos en función de las reglas establecidas. Presentar los resultados con este formato permite comparar mejor, tanto con precios-meta como con los resultados en otros mercados.

Para el descuento de los flujos de fondos se utilizó una tasa de Costo Promedio del Capital calculada de acuerdo al Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital en base a los siguientes parámetros, y con un nivel de apalancamiento del 70%. El resultado del costo Promedio del Capital (WACC por sus siglas en inglés) da un valor de 10,28%.

Tabla 34. Cálculo del WACC.

Calculo del WACC			
Costo Deuda	Cd	7,5%	
Tasa Impuestos	t	25%	
% Deuda	D	70%	
% Equity	E	30%	
Tasa libre de riesgo	rf	4,43%	Bonos Tesoro USA a 10 años -julio 2025
Beta desapalancada	β_u	0,50	Stern NYU
Beta apalancada	β_L	2,25	
Rentabilidad del Mercado	Rm	11,51%	Stándars & Poors 500
Prima Riesgo País	PRP	0,77%	Republica AFAP
Costo Capital Propio (CCP)	$CCP = rf + \beta_L * (Rm - rf) + PRP$	21,13%	
Costo de la Deuda (CD)	$CD = Cd * (1 - t)$	5,63%	
Costo Promedio Ponderado del Capital	$CD * D + CCP * E$	10,28%	

Para cada uno de los casos, se explicitan las inversiones requeridas, así como los costos operativos, en especial la electricidad que tiene un impacto relevante.

Además de las ventas del SAF, se estableció un precio de venta para el diésel y la gasolina. El mismo se fijó al precio regulado en Uruguay (ex -planta de Distribución). No se estableció un precio para la venta de O_2 , es una simplificación asociada a no poder determinar los requerimientos logísticos y no contar con un precio de venta conocido y transparente.

Es importante destacar que, aunque exigimos una misma rentabilidad a todos los proyectos, los riesgos son muy diferentes.

Los riesgos asociados al costo de la energía eléctrica son importantes. El Caso 1 es el de menor riesgo, el precio es *in house* y está definido como fijo. Para el caso 3, el formato es el precio de las renovables más la compra-venta de faltantes y excedentes en el mercado spot. Si bien la potencia instalada de renovables es alta y por tanto el delta de compras y ventas en el mercado spot es bajo, pero este precio tiene alta variabilidad asociada a la disponibilidad de agua en las represas hidroeléctricas y al precio de los combustibles fósiles para las centrales térmicas de respaldo. Los resultados presentados se obtuvieron con hidrualicidad promedio y un precio de petróleo de 75 USD/bbl.

El caso 3 (*off grid*) tiene costos de la electricidad elevados, pero también fijos. Tiene un alto costo de inversión en el Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS por sus siglas en ingles) y porque parte de la generación eléctrica renovable no puede ser aprovechada en el proceso y al no estar la instalación conectada a la red no puede ser comercializada.

Un punto importante es el comportamiento de los impuestos en Uruguay. En Uruguay existen beneficios impositivos para algunas inversiones seleccionadas, simplificadamente bajo dos regímenes:

Zonas Francas y beneficios fiscales a través de la COMAP (Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones). Básicamente las instalaciones en zona franca no pagan impuestos en el Uruguay, y dependiendo de logro de determinados indicadores (empleo, descentralización, etc.) se pueden descontar del pago de Impuesto a la Renta hasta aproximadamente el 50% de la inversión realizada. Este descuento tiene un límite temporal hasta el año 13 del Proyecto. Obviamente para que el beneficio sea efectivo, el proyecto debe ser rentable.

El análisis se realizará inicialmente sin los beneficios impositivos, para ver el resultado de partida y luego se realizará una aproximación a lo que serían los resultados con beneficios impositivos. El objetivo es ver el impacto inicial de los beneficios sobre los precios. En la medida que se trata de proyectos teóricos, donde no se cuenta con información de detalle, el resultado es una mera aproximación inicial.

Es importante tener en cuenta, además, que Uruguay está revisando los instrumentos asociados a la tracción de inversión extranjera directa. La posibilidad de que se aplique el Impuesto Mínimo Global puede tener impacto sobre futuros desarrollos bajo el régimen de Zonas Francas vigente.

Además de obtener los precios del SAF comparando las distintas soluciones técnicas, cruzadas con las alternativas de suministro eléctrico, se presentará para cada caso el precio del H₂ intermedio, el cálculo de costo del CO₂ capturado y entregado al proceso, y el precio final unitario de la electricidad efectivamente empleada en el proceso.

El costo del CO₂ es la suma de dos valores, el precio que permite repagar las inversiones y costos asociados a la captura del carbono con una tasa de descuento del 14% y el valor que se deberá pagar al propietario del CO₂. Este valor se fijó en 50 USD/ton.

Para calcular el costo intermedio del H₂, se buscó el precio que permitiera repagar todas las inversiones realizadas para el proceso y los costos asociados a la producción (en especial la electricidad) y obtener la misma rentabilidad que todos los procesos (14%).

Estos valores permiten evaluar precios clave del proceso que pueden compararse tanto con valores de otros mercados, como ir evaluando su comportamiento a través del tiempo a partir de la mejora del precio y el rendimiento de la tecnología.

1.45. Caso práctico (viabilidad técnica)

Estimación de costes a partir de la producción que se obtuvo en el HITO 1.

	H ₂ (t/h)	CO ₂ (t/h)	SAF (t/h)	Potencia requerida CO ₂ (MW)	Potencia SAF (MW)	Potencia total (MW)
Metanol Techno, MTJ-LGRC	2,59	18,76	1,72	18,94	40,78	209,72
FT-antiguo	2,59	27,77	3,06	28,04	1,01	179,04

1.46. Resumen de costos relevantes

Las siguientes tablas presentan un resumen de los costos anuales de las variables relevantes asociadas al flujo de fondos, así como una comparación del CAPEX para cada método y caso analizado:

Costo de la electricidad para el proceso de FT:

Tabla 35. Costos de la electricidad para el proceso FT.

Año	Costo de la electricidad (USD)			Costo unitario de la electricidad (USD/MWh)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3
1	93.100.800	162.044.336	78.057.484	65	113	54
2	93.100.800	162.044.336	78.605.151	65	113	55
3	93.100.800	162.044.336	79.627.568	65	113	55
4	93.100.800	162.044.336	80.836.403	65	113	56
5	93.100.800	162.044.336	83.171.216	65	113	58
6	93.100.800	162.044.336	84.200.509	65	113	58
7	93.100.800	162.044.336	84.458.515	65	113	59
8	93.100.800	162.044.336	84.820.644	65	113	59
9	93.100.800	162.044.336	85.926.860	65	113	60
10	93.100.800	162.044.336	86.052.031	65	113	60
11	93.100.800	162.044.336	86.346.593	65	113	60
12	93.100.800	162.044.336	87.125.614	65	113	61
13	93.100.800	162.044.336	87.259.308	65	113	61
14	93.100.800	162.044.336	87.682.945	65	113	61
15	93.100.800	162.044.336	87.967.842	65	113	61
16	93.100.800	162.044.336	88.190.335	65	113	61
17	93.100.800	162.044.336	88.343.230	65	113	61
18	93.100.800	162.044.336	88.263.640	65	113	61
19	93.100.800	162.044.336	88.673.278	65	113	62
20	93.100.800	162.044.336	88.861.477	65	113	62
Costo medio	93.100.800	162.044.336	85.223.532	65	113	59

Costo de la electricidad para el proceso de MtJ:

Tabla 36. Costos de la electricidad para el proceso MtJ.

Año	Costo de la electricidad (USD)			Costo unitario de la electricidad (USD/MWh)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3
1	109.200.000	162.037.521	90.473.744	65	96	54
2	109.200.000	162.037.521	91.148.858	65	96	54
3	109.200.000	162.037.521	92.352.130	65	96	55
4	109.200.000	162.037.521	93.822.264	65	96	56
5	109.200.000	162.037.521	96.674.724	65	96	58
6	109.200.000	162.037.521	98.006.234	65	96	58
7	109.200.000	162.037.521	98.296.818	65	96	59
8	109.200.000	162.037.521	98.657.988	65	96	59
9	109.200.000	162.037.521	100.042.855	65	96	60
10	109.200.000	162.037.521	100.232.242	65	96	60
11	109.200.000	162.037.521	100.581.694	65	96	60
12	109.200.000	162.037.521	101.479.967	65	96	60
13	109.200.000	162.037.521	101.668.476	65	96	61
14	109.200.000	162.037.521	102.112.683	65	96	61
15	109.200.000	162.037.521	102.488.754	65	96	61
16	109.200.000	162.037.521	102.743.877	65	96	61
17	109.200.000	162.037.521	102.952.077	65	96	61
18	109.200.000	162.037.521	102.817.496	65	96	61
19	109.200.000	162.037.521	103.275.616	65	96	61
20	109.200.000	162.037.521	103.518.990	65	96	62
Costo medio	109.200.000	162.037.521	99.167.374	65	96	59

Comparación de inversiones para cada caso analizado en el proceso de FT:

Tabla 37. Comparación de CAPEX, para el proceso FT.

Fischer-tropsch - CAPEX (USD)			
Equipo	Costo Caso 1 (USD)	Costo Caso 2 (USD)	Costo Caso 3 (USD)
Electrolizador alcalino	165,000,000	165,000,000	165,000,000
Almacenamiento de H ₂	1,245,120	7,470,946	1,245,120
Planta de FT (incluyendo todos los procesos)	156,998,527	156,998,527	156,998,527
Baterías	0	200,000,000 ⁵	0
Costo de conexión	0	0	45,000,000
Costes de integración entre procesos (5%)	16,162,182	26,473,474	18,412,182
CAPEX Total (USD) (Sin IVA)	339,405,829	555,942,947	386,655,829

Comparación de inversiones para cada caso analizado en el proceso de MtJ:

Tabla 38. Comparación de CAPEX, para el proceso MtF.

Methanol to Jet - CAPEX (USD)			
Equipo	Costo Caso 1 (USD)	Costo Caso 2 (USD)	Costo Caso 3 (USD)
Electrolizador alcalino	165.000.000	165.000.000	165.000.000
Almacenamiento de H ₂	1.245.120	7.470.946	1.245.120
Planta de MtJ (incluyendo todos los procesos)	223.902.197	223.902.197	223.902.197
Baterías	0	200.000.000 ⁵	0
Costo de conexión	0	0	45.000.000
Costes de integración entre procesos (5%)	19.507.366	29.818.657	21.757.366
CAPEX Total (USD) (Sin IVA)	409.654.683	626.191.801	456.904.683

Costos de O&M y otros:

Tabla 39. Otros costos asociados al proceso de FT.

Año	O&M			Otros		
	Electrolizador (USD/año)	Almacenamiento de H ₂ (USD/año)	Proceso FT (USD/año)	Costo de Personal (USD/año)	Costo de transporte del producto final (USD/año)	OPEX-FT (USD/año)
1	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	515.772	4.380.259
2	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	509.302	4.380.259
3	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	502.831	4.380.259
4	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	496.361	4.380.259
5	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	489.891	4.380.259
6	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	483.421	4.380.259
7	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	476.951	4.380.259
8	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	470.481	4.380.259
9	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	464.010	4.380.259
10	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	457.540	4.380.259
11	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	515.772	4.380.259
12	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	509.302	4.380.259
13	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	502.831	4.380.259
14	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	496.361	4.380.259
15	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	489.891	4.380.259
16	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	483.421	4.380.259
17	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	476.951	4.380.259
18	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	470.481	4.380.259
19	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	464.010	4.380.259
20	4.125.000	12.451	9.419.912	8.156.434	457.540	4.380.259

⁵ Adicionalmente se considera un recambio de todas las baterías en el año 10 de operación del proyecto.

Tabla 40. Otros costos asociados al proceso de MtJ.

Año	O&M					Otros	
	Electrolizador (USD/año)	Almacenamiento de H2 (USD/año)	Proceso MtJ (USD/año)			Costo de Personal (USD/año)	Costo de transporte del producto final (USD/año)
			Caso 1	Caso 2	Caso 3		
1	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	290.518
2	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	286.873
3	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	283.229
4	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	279.584
5	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	275.940
6	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	272.295
7	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	268.651
8	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	265.007
9	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	261.362
10	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	257.718
11	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	290.518
12	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	286.873
13	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	283.229
14	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	279.584
15	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	275.940
16	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	272.295
17	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	268.651
18	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	265.007
19	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	261.362
20	4.125.000	12.451	17.810.092	19.047.999	17.371.362	3.834.518	257.718

1.47. Resultados Caso 1: Suministro de la red

A continuación, se presentan los resultados para el Caso 1. El caso 1 tiene suministro eléctrico directo desde una planta de celulosa a un precio fijo. Dado que se encuentra dentro de las instalaciones industriales y demanda energía desde la red, no tiene que pagar peajes por el uso de la misma. El precio fijo de 65 USD/MWh es por la suma de energía y potencia. Es importante destacar que este precio tiene riesgo muy bajo ya que no está sujeto a la variabilidad de precio y cantidades de su fuente primaria.

Se buscaron los precios de los productos a partir de un retorno esperado de 14%. Dado que la WACC se fijó en 10,28% todos los casos presentan Valor Actual Neto (VAN) positivo.

Se presentan los resultados de los productos principales, no obstante, el flujo de fondos también valoriza el diésel y la gasolina verde resultante. Estos productos fueron valorados al precio ex planta de los productos convencionales en Uruguay. El O₂ resultante no está valorizado en el flujo de fondos.

Tabla 41. Comparación de costos para el caso 1.

Producto		FT	Mt_F
SAF	USD/kg	8,97	15,47
H2	USD/kg	5,14	5,16
CO2	USD/ton	178	221
Electricidad	USD/MWh	65	65

El precio del SAF tiene un resultado de 8,97 USD/kg utilizando el proceso Fischer Tropsch y 15,47 USD/kg Methanol to Jet. El precio bajo el proceso MtJ es 72% superior a la solución FT. La planta de MtJ tiene inversiones mucho más elevadas que la del proceso FT. Si bien el precio intermedio del hidrógeno verde es similar en ambas soluciones; el costo alcanzado del CO₂ es notoriamente más alto, y el propio proceso de obtención del SAF resulta elevado.

1.48. Caso 2: Suministro sistema *off-grid*

El caso de generar una solución de suministro eléctrico *off-grid* para el proceso tenía los mayores desafíos técnicos. El análisis realizado asegura la estabilidad de la solución y el factor de planta requerido por el proceso.

Obviamente la solución tiene inversiones más elevadas, ya que el suministro eléctrico implica la incorporación de baterías (BESS) por USD 200 millones que luego tienen que ser sustituidas. El sistema *off-grid* tiene, como única diferencia, el costo del suministro eléctrico. El costo se compone del suministro de la generación renovable optimizada (valorizada a 40 USD/MWh) y el repago de la inversión en baterías también con una tasa del 14%. Es necesario tener en cuenta también que, dado que el sistema no está conectado a la red, la electricidad proveniente de las renovables que no puede ser almacenada se desperdicia, aumentando el costo unitario. El proceso FT tiene un costo de la electricidad de 113 USD/MWh y el proceso MtJ tiene un costo de 96 USD/MWh. Esta diferencia se debe a que, en ambas soluciones, se utilizaron las mismas capacidades instaladas de generación eólica, solar y de almacenamiento en baterías y en hidrógeno. La optimización se realizó considerando una demanda de 200 MW.

De esta forma, en el proceso FT se alcanzan factores de planta más altos para el producto final, aunque con un mayor desperdicio de energía. En cambio, en el caso de MtJ ocurre lo contrario: el factor de planta obtenido se ajusta mejor al requerido, lo que implica un menor desperdicio energético.

Como resultado, se observa una reducción del costo unitario de energía en ambos casos.

Igual que en el caso anterior, se buscaron los precios de los productos a partir de un retorno esperado de 14%. Dado que la WACC se fijó en 10,28% también este caso tiene un Valor Actual Neto (VAN) positivo.

Aunque por simplicidad se descontaron todos los flujos a la misma tasa, es importante destacar que esta solución tiene un riesgo tecnológico adicional a las otras dos soluciones.

Tabla 42. Comparación de costos para el caso 2.

Producto		FT	Mt_F
SAF	USD/kg	13,06	21,31
H2	USD/kg	8,05	7,07
CO2	USD/ton	228	270
Electricidad	USD/MWh	113	96

Como resultado del mayor costo de la electricidad, en ambos procesos se obtiene valores más elevados del hidrógeno verde, del CO₂ y del SAF. Los valores del SAF son de 13,06 USD/kg como salida de la planta FT y de 21,31 USD/kg como salida de la planta MtJ.

Es importante destacar que, debido a un menor costo de la electricidad, el costo del H₂ es menor en el proceso MtJ que en el proceso FT, no obstante, la diferencia de precio de ambas alternativas técnicas es muy relevante.

1.49. Caso 3: Mix eólico-solar con soporte del Sistema Interconectado nacional (SIN)

En este caso el suministro eléctrico proviene de un *mix* renovable de eólico y solar fotovoltaico con un precio de contrato de 40 USD/MWh, comprando los faltantes horarios en el mercado spot y los excedentes que se producen se venden también en el mercado spot. El tamaño de la generación renovable se optimizó para minimizar el delta de compras y ventas al spot. La estimación del precio horario del mercado spot fue tomado de simulaciones realizadas por Clerk. Los resultados utilizados en este trabajo corresponden al escenario de hidraulicidad media y precio del petróleo de 75 USD/bbl. Es importante destacar que la solución de este caso es la más riesgosa en cuanto a precios de la electricidad. Si bien el delta de compras y ventas al spot es relativamente pequeño, está sujeto a potenciales variaciones importantes.

El caso tiene inversiones asociadas a la conexión a la red de la demanda de potencia (45 millones de USD). Asimismo, además del costo de la energía en la estructura mencionada, el proyecto debe pagar peajes por uso de la red y potencia firme (seguridad de suministro). Para el valor del peaje se utilizó el valor vigente para 500 kV⁶ (3,597 USD/kW.mes), y para potencia firme se utilizó el valor máximo

⁶ <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/politicas-y-gestion/informe-ajuste-remuneraciones-peajes-redes-electricas-para-ano-2025>

regulatorio vigente⁷ (11,2 USD/kW-mes), descontando el aporte a la seguridad de suministro de las renovables instaladas.

El total del costo de la energía tomando en cuenta potencia, energía y conexión a la red es de 59 USD/MWh para el proceso FT y 60 USD/MWh para el proceso MtJ.

Igual que en el caso anterior, se buscaron los precios de los productos a partir de un retorno esperado de 14%. Dado que la WACC se fijó en 10,28% también este caso tiene un Valor Actual Neto (VAN) positivo.

Si bien por simplificación se descontaron todos los flujos a la misma tasa, este caso presenta la solución más riesgosa en términos de la variabilidad del precio de la electricidad.

Tabla 43. Comparación de costos para el caso 3.

Producto	FT	Mt_F
SAF USD/kg	8,82	14,95
H2 USD/kg	4,72	4,71
CO2 USD/ton	170	209
Electricidad USD/MWh	59	60

Este caso, con las consideraciones de riesgo realizadas, presenta los menores precios para todos los productos, CO₂, H₂ y por consiguiente el SAF. La salida de la planta FT genera un precio del SAF de 8,82 USD/kg y la planta de MtJ un precio de 14,95 USD/kg.

1.50. Impacto de los beneficios fiscales

Como fue mencionado, Uruguay cuenta con diversos regímenes de beneficios fiscales para inversiones. A los solos efectos de mostrar indicativamente el impacto que tendrían estos beneficios sobre el proyecto se ajustaron los flujos de fondos suponiendo una única solución donde se puede descontar del Impuesto a la Renta el 50% del monto de las inversiones realizadas durante 13 años.

Obviamente esto dependerá de la solución de cada proyecto y del régimen impositivo que se pueda definir eventualmente para la industria del hidrógeno verde. Asimismo, Uruguay está **redefiniendo** su régimen de zonas francas y de exoneraciones a través de la COMAP.

Para medir el impacto, se decidió modificar solamente la línea de impuestos, manteniendo el precio de venta del SAF en todos los casos. Por este motivo, el efecto de las exoneraciones tributarias impacta directamente sobre la TIR de los distintos casos y Proyectos.

⁷ <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/comunicacion/noticias/actualizacion-del-precio-referencia-potencia>

Resultados con beneficios fiscales FT

Tabla 44. Comparativa de TIR alcanzadas por los proyectos según procedencia de la electricidad sin considerar beneficios fiscales.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
<i>TIR sin Beneficios fiscales</i>	14,00%	14,00%	14,00%
<i>TIR con Beneficios fiscales</i>	18,14%	18,91%	18,25%

Resultados con beneficios fiscales MtJ

Tabla 45. Comparativa de TIR alcanzadas por los proyectos según procedencia de la electricidad considerando beneficios fiscales.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
<i>TIR sin Beneficios fiscales</i>	14,00%	14,00%	14,00%
<i>TIR con Beneficios fiscales</i>	18,06%	18,80%	18,20%

Los resultados muestran que, producto de los beneficios fiscales la tasa de retorno de los proyectos sube entre 4 y 5 puntos. Desde 14% a un máximo de 18,96%. Los beneficios tienen un impacto importante que, obviamente podrían trasladarse al precio de venta del producto.

Claramente, la tasa de retorno aumenta más en aquellos proyectos con un volumen mayor de inversiones (especialmente el caso 2 *off-grid*). Luego el caso 3 (mix desde la red) y el menos favorecido es el caso 1 (suministro desde una planta de celulosa), que tiene mayor OPEX y menor CAPEX.

1.51. Algunas conclusiones sobre los precios obtenidos

Los resultados muestran precios del SAF que oscilan entre un mínimo de 8,82 USD/kg y un máximo de 19,83 USD/kg. La variación entre soluciones es muy relevante, y claramente la solución Fischer-Tropsch resulta más eficiente actualmente que la solución Methanol to Jet.

Si tomamos en cuenta el valor actual del combustible de aviación convencional en Montevideo (Jet A1) 0,95⁸ USD/kg, y el mejor precio de este análisis 8,82 USD/kg; el SAF resulta aproximadamente entre 9 y 10 veces mayor al precio convencional actual. Esto se mantiene en el marco de otros estudios similares.

Tabla 46. Comparación de costos finales del SAF por fuente de electricidad.

Casos		SAF	
		FT	Mt_F
<i>Caso 1 (planta de celulosa)</i>	<i>USD/kg</i>	<i>8,97</i>	<i>15,47</i>
<i>Caso 2 (off grid)</i>	<i>USD/kg</i>	<i>13,06</i>	<i>21,31</i>
<i>Caso 3 (mix renovables + spot)</i>	<i>USD/kg</i>	<i>8,82</i>	<i>14,95</i>

A partir de este análisis, entendemos que existen cuatro elementos principales que permitirán disminuir los precios de las soluciones en Uruguay, algunos locales y otros asociados el desarrollo del mercado internacional.

Entre los locales:

- a. Precio de la electricidad. En este estudio, y para los tres casos, se utilizó un suministro de la electricidad independiente de la *utility* local (UTE). En efecto el caso 1 la solución de precio es directamente con la planta de celulosa; en el caso 2 es la negociación de precios con el *mix* renovables y el precio y rendimientos de las baterías, y en el caso 3 también está negociación de los contratos de renovables, pero luego, cumpliendo los requisitos de potencia firme el proyecto puede comprar y vender libremente en el mercado spot. Por fuera de esta solución, UTE tiene un portafolio muy amplio con energía hidráulica, térmica, y la casi totalidad de la energía renovable instalada contratada. En los hechos, las erogaciones de UTE asociadas al abastecimiento de electricidad a la demanda son significativamente más bajas que las implícitas en los precios utilizados en este trabajo; y por tanto UTE podría alcanzar precios mucho más bajos de la energía eléctrica. Respecto a la potencia de respaldo se puede hacer una consideración similar. Se ha utilizado para este trabajo, en ausencia de un mercado funcionando, el precio máximo regulatorio. No obstante, si se utilizan precios de mercado del respaldo térmico necesario para hacer frente a los requerimientos de seguridad de suministro de un contrato, se pueden obtener valores de la potencia mucho más bajos. Además de que ya hoy los costos reales de la energía son más bajos, las perspectivas de mediano plazo también impulsan los precios a la baja. En efecto, UTE tiene que renovar contratos de energías renovables que están a precios del año 2014, y que tendrán, dadas las condiciones de mercado precios mucho más bajos, y la incorporación de nueva generación será a precios notoriamente más bajos que los actuales. Asimismo, existen condiciones en el mercado argentino para poder obtener respaldo térmico con gas natural, esto permitiría bajar el costo y también la volatilidad

⁸ Estimación realizada por Clerk en base a información de ANCAP.

asociada a los precios spot del petróleo. En resumen, Uruguay estaría en condiciones de ofertar un precio de la electricidad más competitivo para los proyectos asociados al hidrógeno verde.

- b. Beneficios impositivos. Como fue mencionado, utilizando los beneficios impositivos básicos se obtienen mejoras importantes de la tasa de retorno que pueden ser trasladados al precio del producto. Si dados los niveles de inversiones que incorporan este tipo de Proyectos, el desarrollo de infraestructura general del país (puertos, vías férreas, ductos) y otras externalidades valiosas (empleo de calidad, descentralización y mejoras del medio ambiente); el Gobierno Nacional incorpora beneficios adicionales el precio final puede mejorar y aumentar fuertemente la competitividad.

Respecto de los aspectos del mercado internacional que pueden llevar a la baja:

- a. Mejora tecnológica. Resulta esperable que a lo largo del tiempo continúen mejorando en el tiempo los precios y el rendimiento de los principales componentes asociados a la inversión: equipamiento de las energías renovables, electrolizadores, baterías, etc. Esto permitirá disminuir fuertemente el CAPEX y también el OPEX asociado a las renovables (precio de la electricidad)
- b. El desarrollo de los proyectos permitirá ir disminuyendo los riesgos tecnológicos y de integración de los distintos componentes bajando fuertemente el riesgo general de los Proyectos. Esto permitirá bajar de manera importante la tasa de descuento de los proyectos, tanto por un menor retorno del capital propio, como el aumento del apalancamiento reforzando la baja de tasas.

Es importante destacar, como resultado clave de este trabajo, que la solución *off-grid*, aunque todavía cara, empieza a ser una solución técnicamente viable. La esperable mejora de precio y rendimiento de las BESS empezará a poner estas soluciones en el radar, especialmente en zona con altos costos de conexión a la red y con altos factores de planta de las energías renovables. Si bien esta solución no funcionaría para Uruguay, nos permite ver como funcionarían y que precios alcanzarían en lugares como el sur argentino y chileno, y en otros mercados potencialmente competitivos.

Para analizar este aspecto⁹, se evaluó específicamente el proceso *Fischer-Tropsch* (FT), dado que es el que presenta el menor costo de producción de SAF. Se estudió cómo varían los costos del SAF, del hidrógeno (H₂) y del dióxido de carbono (CO₂) al ubicar la planta en regiones con mayores factores de planta de generación renovable que los observados en Uruguay. En particular, se consideraron perfiles con factores de planta del 50 % para la energía eólica y del 26 % para la energía solar.

⁹ **Nota:** Los resultados presentados son de carácter representativo. La variabilidad del recurso tiene un impacto significativo en la definición de las capacidades óptimas. Por tanto, los valores mostrados a continuación deben considerarse únicamente como ilustrativos para el análisis y no como referencias definitivas. Para cada caso particular, la determinación de las capacidades de generación y almacenamiento a instalar requiere un conocimiento específico del recurso disponible en la zona del proyecto.

La optimización de capacidades resultó en la siguiente configuración óptima del sistema:

- Eólica: 340 MW.
- Solar: 100 MW.
- Batería: 50 MW / 50 MWh.
- Almacenamiento de H₂: autonomía de 1 hora, con un electrolizador auxiliar de 10 MW.

Estas capacidades se incorporaron al modelo de flujo de fondos, y los resultados obtenidos se compararon con los del caso *off-grid* previamente analizado. La comparación se presenta en el siguiente cuadro:

Tabla 47. Comparativa casos *off-grid*.

	Costo H2 (USD/kg)	Costo SAF (USD/kg)	Costo final de CO2 USD/ton	Costo medio Electricidad (USD/MWh)
Caso 2	\$ 8,05	\$ 13,06	228,35	112,53
Caso 2-opt.	\$ 4,51	\$ 8,35	166,99	54,22
Caso 2-opt/Caso 2	56,0%	64,0%	73,1%	48,2%

Se observa una reducción superior al 50 % en los costos de producción del SAF, H₂ y CO₂. En cuanto al costo de la electricidad, la disminución alcanza aproximadamente un 48 %.

La reducción en el costo del SAF es particularmente significativa, ya que el valor obtenido en el caso 2 (optimizado) resulta inferior a los presentados en los casos 1 y 3 analizados previamente, con costos de 5,14 USD/kg y 4,73 USD/kg, respectivamente.

Esto conduce a la conclusión de que la producción de SAF en sistemas *off-grid* puede resultar económicamente viable bajo dos escenarios posibles:

- En Uruguay, con la mejora de las tecnologías: se espera que las tecnologías eólicas, solar y de almacenamiento (BESS) continúen incrementando su eficiencia y reduciendo sus costos. Esto permitirá aprovechar de forma más efectiva los recursos renovables disponibles en el país, alcanzando factores de planta más elevados.
- En ubicaciones estratégicas: donde, con las tecnologías actuales, ya sea posible alcanzar factores de planta de al menos 50 % para la generación eólica y 26 % para la solar.

En síntesis, el análisis demuestra que la competitividad económica del SAF depende fuertemente del costo de la energía eléctrica y de la disponibilidad de recursos renovables de alta calidad. La mejora tecnológica o la selección adecuada del emplazamiento pueden reducir sustancialmente los costos de producción, acercando este tipo de proyectos a su viabilidad comercial en el mediano plazo.

Por último, y a los efectos de medir como se podrían comportar los precios en el tiempo a partir de una baja de los principales conceptos de costos, se realizó una prueba, para el proceso FT y el Caso 1, con tres variaciones.

- Se bajo el precio de la electricidad de 65 a 50 USD/MWh

- Se aplicó una baja del valor de las inversiones un 20%
- El proyecto no tiene que pagar Impuesto a la Renta en todo el período

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 48. Costos asociados al caos 1 con beneficios.

Producto		FT
SAF	USD/kg	6,77
H2	USD/kg	3,98
CO2	USD/ton	112
Electricidad	USD/MWh	50

Potenciales sectores de demanda

Los principales sectores de demanda para el *Sustainable Aviation Fuel* (SAF) se concentran en aquellos actores que tienen una participación directa o indirecta en el transporte aéreo y los requerimientos o estrategia de para la descarbonización de sus operaciones (49) (50):

- Aerolíneas comerciales

Son los principales consumidores de SAF. Buscan reducir su huella de carbono y cumplir con regulaciones como *ReFuelEU Aviation*. Están firmando acuerdos de compra a largo plazo con productores de SAF.

- Empresas multinacionales con alto volumen de viajes corporativos

Tienen objetivos climáticos que incluyen la reducción de emisiones. Participan en acuerdos tripartitos junto con aerolíneas y productores para financiar y reclamar los beneficios ambientales del SAF.

- Gobiernos y fuerzas armadas

Utilizan SAF en operaciones aéreas como parte de sus estrategias de sostenibilidad. Algunos países están desarrollando mandatos obligatorios para el uso de SAF en vuelos militares y gubernamentales.

- Sector logístico y de carga aérea

Empresas de transporte de mercancías por vía aérea están incorporando SAF para cumplir con estándares ESG y reducir emisiones.

Ejemplo: FedEx, DHL y otras compañías están explorando el uso de SAF en sus flotas.

- Fabricantes de aeronaves y motores

Colaboran en el desarrollo de tecnologías compatibles con SAF. Realizan pruebas de certificación para garantizar la seguridad y eficiencia del combustible en sus sistemas.

- Aeropuertos y operadores de infraestructura

Invierten en infraestructura para el almacenamiento, mezcla y distribución de SAF. Son clave para facilitar el acceso al combustible en puntos estratégicos.

- Sector energético y petroquímico

Empresas tradicionales de energía están diversificando hacia la producción y logística de SAF. Participan en la cadena de valor desde la recolección de materias primas hasta la refinación y distribución.

1.52. Situación actual de demanda y consumo de SAF

Regulación

Un entorno normativo y político favorable es esencial para promover el uso del tipo adecuado de SAF, en particular el e-queroseno, con el fin de satisfacer la demanda del sector aeronáutico y garantizar su camino hacia la descarbonización. Asimismo, resulta fundamental establecer criterios claros de sostenibilidad para el SAF, que aseguren que estos combustibles sean tanto sostenibles como escalables.

Hasta la fecha, se han adoptado ocho mandatos de uso de SAF a nivel mundial, incluyendo regiones como la Unión Europea, Reino Unido, India y Brasil. Adicionalmente, se están discutiendo propuestas similares en siete países, entre ellos China, Corea del Sur, Emiratos Árabes Unidos y Turquía.

A continuación, se presenta un mapa (ver la Figura 121) que muestra los países en los que se han implementado o están en proceso de implementación distintos marcos legislativos para fomentar la adopción de combustibles sostenibles para la aviación (SAF, por sus siglas en inglés).

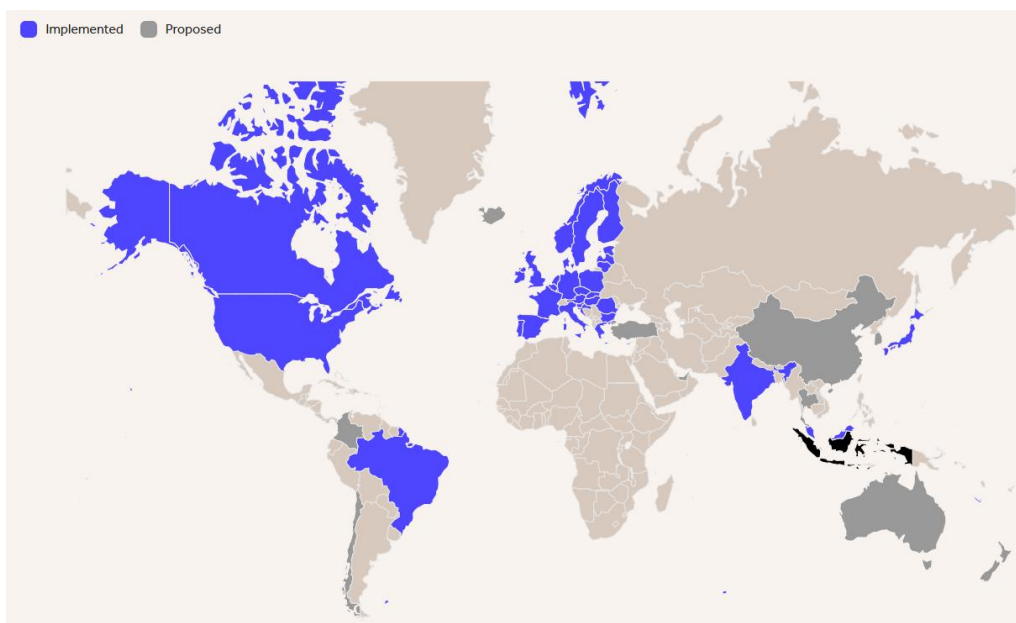


Figura 121. Regulación de SAF a nivel mundial (60).

En los últimos años, el enfoque predominante para incentivar el uso de SAF ha sido el establecimiento de objetivos mínimos obligatorios (por ejemplo, porcentajes mínimos de mezcla). No obstante, países como Canadá y Estados Unidos han adoptado un enfoque basado en incentivos económicos.

Los distintos marcos regulatorios no solo difieren en los objetivos establecidos, sino —y más significativamente— en el tipo de SAF que promueven, lo cual tiene implicaciones directas en la sostenibilidad, disponibilidad y viabilidad económica del combustible.

Aeropuertos

Según los acuerdos de adquisición (*offtake agreements*) firmados por aerolíneas y los datos disponibles públicamente de Eurocontrol, ICAO, aeropuertos y aerolíneas, se estima que el combustible sostenible para la aviación (SAF) está disponible principalmente en aeropuertos europeos (60% del total de aeropuertos con SAF), seguido por América del Norte (25%), Asia (10%) y Oceanía (menos del 5%).

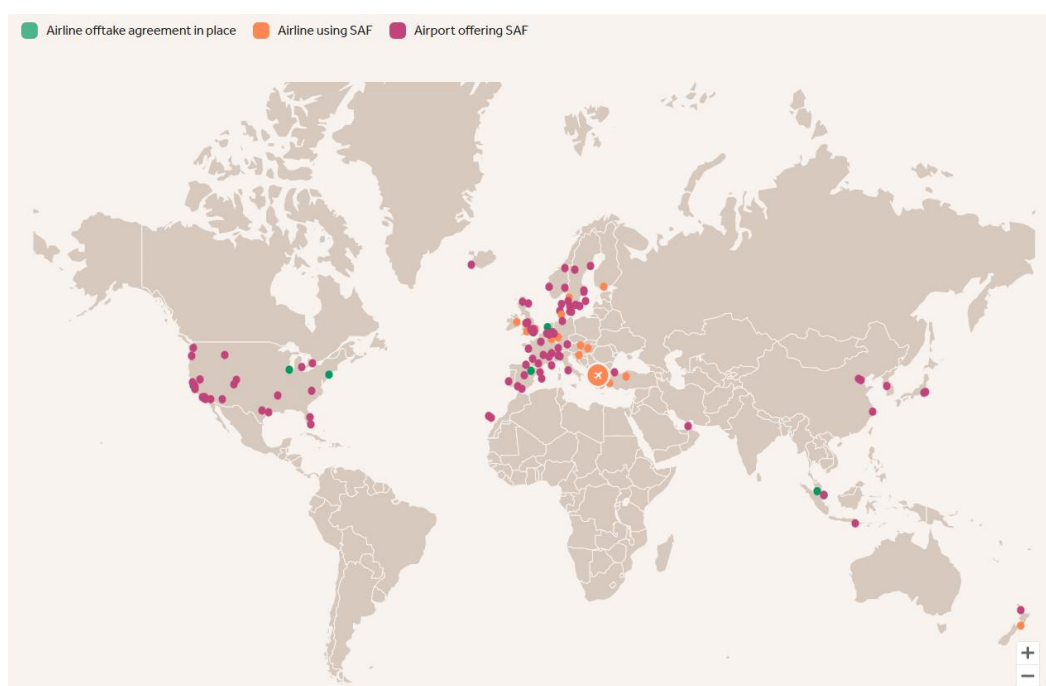


Figura 122. Aeropuertos que usan SAF.

Tipos de SAF consumido

Las aerolíneas europeas y norteamericanas lideran el compromiso con el uso de e-queroseno, representando aproximadamente el 15% de los compromisos de las aerolíneas europeas y el 5% de los de las norteamericanas. En contraste, no se han identificado acuerdos firmes de adquisición de e-queroseno por parte de aerolíneas en África, Asia, Oceanía ni América del Sur.

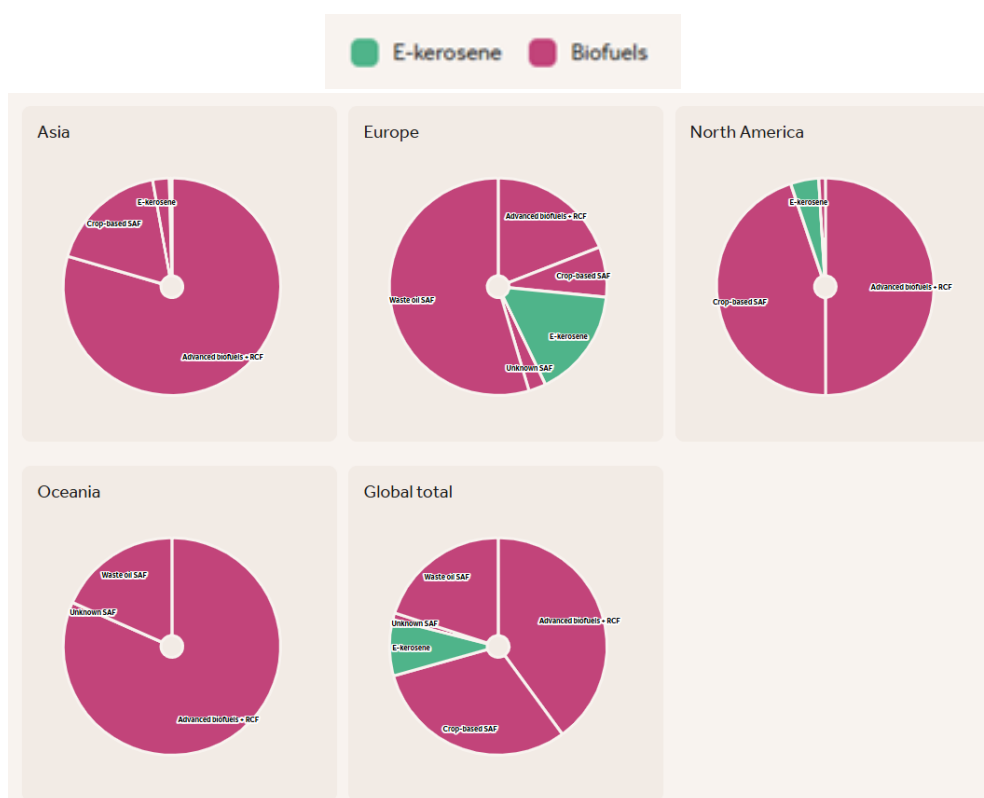


Figura 123. Tipo de SAF consumido a nivel global (datos de agosto de 2024) (60).

1.53. Evolución de la demanda mundial de SAF

Se prevé que el uso de combustibles sostenibles en las industrias de aviación comercial y militar impulse el crecimiento del mercado de combustibles de aviación sostenibles (SAF) en los próximos años. Dicho mercado está proyectado a expandirse como resultado de una mayor conciencia sobre los desafíos medioambientales, avances tecnológicos, medidas regulatorias y una evolución en las preferencias de los consumidores hacia productos sostenibles.

La creciente demanda de soluciones aeronáuticas sostenibles, junto con mejoras en la formulación de SAF y economías de escala cada vez más eficientes, probablemente contribuirán a la expansión del mercado en los próximos años (ver Figura 1241). Además, diversas empresas y organismos

gubernamentales están liderando el desarrollo de procedimientos innovadores de fabricación en el ámbito global del combustible de aviación sostenible.

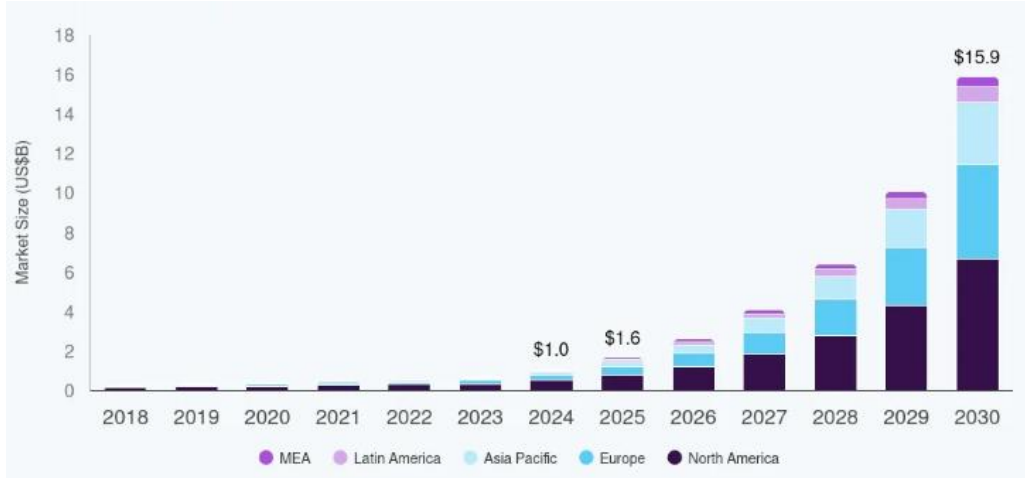


Figura 124. Tamaño del mercado de SAF por región 2018-2030 (61).

Suponiendo que las políticas actuales sobre combustibles sostenibles para la aviación (SAF) se mantengan sin cambios, se proyecta que la demanda global obligatoria alcance aproximadamente 2 mil millones de galones anuales para 2030, siendo el mandato ReFuelEU el principal impulsor de esta demanda, junto con iniciativas similares en el Reino Unido, Noruega, Singapur y otros países que entrarán en vigor a partir de 2025. Además, naciones como India y Brasil han manifestado interés en implementar mandatos SAF. Paralelamente, se espera que compradores voluntarios —ya sean clientes corporativos¹⁰ o aerolíneas— generen una demanda adicional cercana a los 5 mil millones de galones para 2030, siempre que las empresas responsables de emisiones por viajes aéreos corporativos continúen alineando sus acciones con los objetivos climáticos que han declarado (ver NOTA 1).

¹⁰ “Clientes corporativos” se refiere a empresas que, aunque no pertenecen al sector aéreo, realizan viajes corporativos frecuentes y están comprometidas con la reducción de sus emisiones de carbono. Estas compañías —como consultoras, tecnológicas, farmacéuticas o financieras— suelen tener metas climáticas ambiciosas y participan activamente en el mercado SAF mediante la compra de certificados SAF (SAFc), lo que les permite atribuirse reducciones de emisiones asociadas a vuelos operados con SAF.

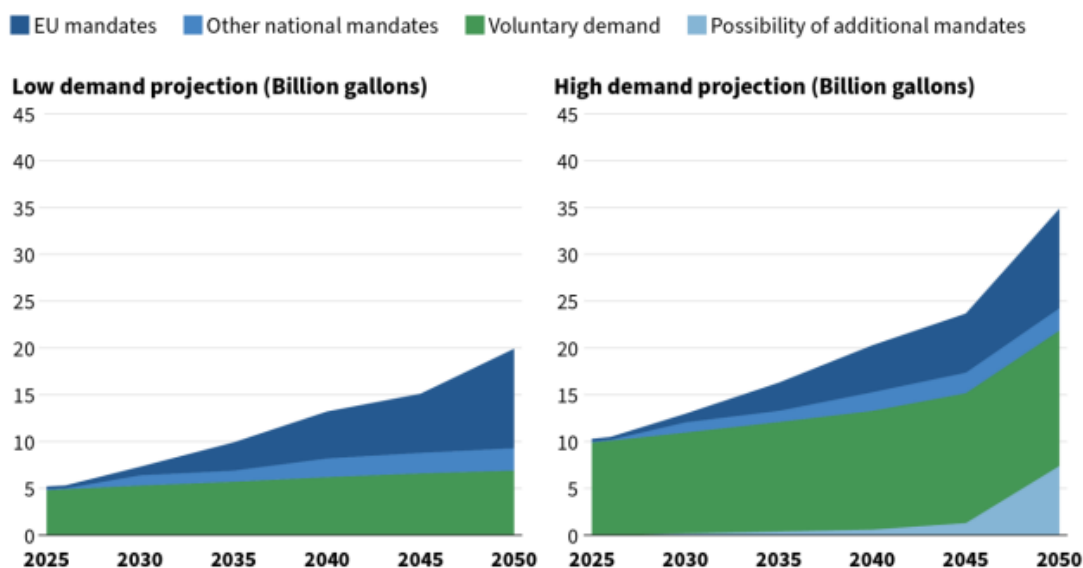
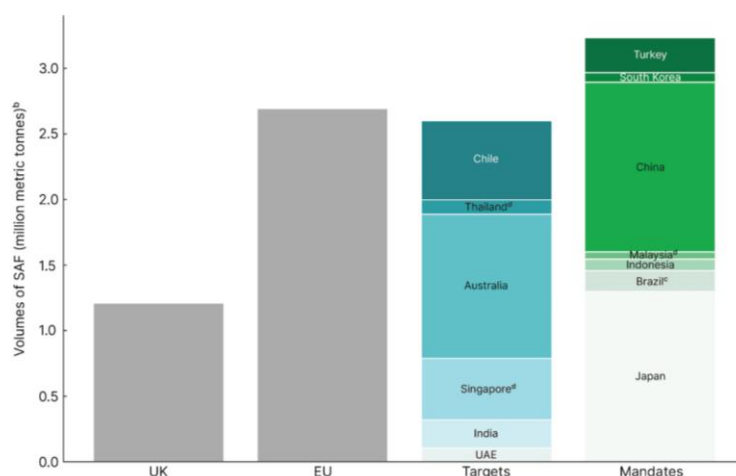


Figura 125. Demanda mundial estimada de SAF (62).

Varios mercados emergentes están generando una demanda de combustibles sostenibles para la aviación (SAF) que podría rivalizar con la de la Unión Europea y el Reino Unido. Para 2030, se estima que los países con mandatos y objetivos establecidos o propuestos en materia de SAF —incluyendo la UE y el Reino Unido— generarán cerca de 10 millones de toneladas métricas (Mt) de demanda. De este total, aproximadamente 3,24 Mt provienen de mandatos vinculantes fuera de la UE y el Reino Unido, mientras que 2,6 Mt corresponden a objetivos no vinculantes a nivel global.

La mayoría de estos mandatos se encuentran en etapas iniciales de desarrollo (ver Figura 1263) y se espera que se intensifiquen conforme aumente la capacidad de producción de SAF. La demanda generada por mandatos y metas fuera de Europa representa una oportunidad estratégica para los productores que se posicionen tempranamente en estos mercados en expansión.



* South Korea has confirmed a mandate of 1% by 2027, but a 2030 mandate has not yet been announced. The UAE mandate does not begin until 2031. Chile has only announced a 2050 target, no short term targets have been confirmed.
 * These volumes were determined using kerosene-type jet fuel consumption data from the United Nations (UN) to create projections of each region's conventional jet fuel (CJF) demand volume to 2030, using IATA compound annual growth rates (2.3% for Europe, 5.3% for Asia-Pacific, 2.9% for Latin America, 3.9% for Middle East) and fuel efficiency gains of 0.96% per year. These volumes were then multiplied by the mandate/target blending requirements.
 * Brazil does not have a SAF blending mandate, this is their GHG reduction mandate. To calculate the volume of SAF required to meet Brazil's GHG reduction mandate, kerosene-type jet fuel consumption from domestic aviation was projected to 2030 and an emission factor of 3.22 tons of CO₂ per ton of jet fuel was assumed (using a conversion rate of 330.25 gallons per ton). The value listed would offset 3% of the total emissions in 2030, assuming SAF has emissions savings of 70%.
 * Malaysia, Singapore, and Thailand do not yet have legally-binding 2030 blend percentages, but these provide a mid-case demand estimate consistent with current policy signals.

Figura 126. Volumen estimado de demanda de SAF para 2030, según los objetivos y mandatos establecidos (63).

NOTA 1

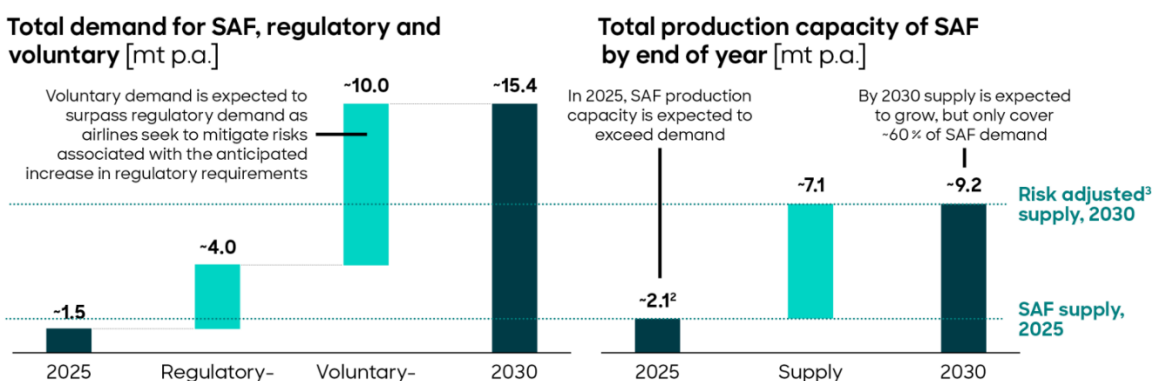
Si bien la Unión Europea y el Reino Unido lideran en cuanto a mandatos regulatorios, la demanda de Combustible de Aviación Sostenible (SAF, por sus siglas en inglés) está emergiendo a nivel global. Gobiernos como los de Japón, Canadá, India y Emiratos Árabes Unidos han establecido objetivos significativos para el SAF, consolidando así la transición mundial hacia una aviación más sostenible. En América del Norte, Estados Unidos se ha propuesto producir 11.400 millones de litros de SAF para el año 2030, en el marco del programa SAF Grand Challenge*.

*Iniciativa conjunta del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), el Departamento de Transporte (DOT), el Departamento de Agricultura (USDA) y otras agencias federales. Su objetivo es desarrollar una estrategia integral orientada a la ampliación y despliegue de tecnologías emergentes para la producción de combustible de aviación sostenible (SAF) a escala comercial.

Sin embargo, esta evolución trasciende el impulso gubernamental. Las principales aerolíneas a nivel mundial están adoptando el SAF de manera voluntaria y a un ritmo sin precedentes, superando generalmente los porcentajes obligatorios establecidos para 2030. Aunque algunas compañías han revertido parcialmente compromisos previamente anunciados, la mayoría de los objetivos voluntarios relacionados con el SAF permanecen vigentes. Estas iniciativas, frecuentemente vinculadas a metas de neutralidad climática, contribuirán a restringir aún más la oferta disponible y a incrementar los precios del SAF.

Despite supply growth, an "undersupplied" market is expected in 2030 – translating to expected price increases

Evolution of global SAF demand and supply, 2025-30



Upward pressure on pricing is expected throughout the late-2020s

1 Voluntary demand in 2025-30 considers SAF targets by airline for the top-50 airlines globally and subtracting 2030 forecast regulatory demand
 2 With a forecast 2025 year-end capacity of 4.1 mt p.a. represents an approximate doubling from 2024 – actual 2025 supply through 2025 is approximated at ~1,000 m gal
 3 Accounting for unannounced facilities, and likelihood of announced facilities not reaching completion

Source Secondary research, Roland Berger

Roland
Berger

Figura 127. Evolución de demanda y producción de SAF (64).

Impulsada por las regulaciones, se estima que la demanda de combustible sintético para aviación podría alcanzar aproximadamente 2 millones de toneladas métricas (Mton) en 2030 y hasta 25 millones de toneladas métricas en 2040, en Europa y Estados Unidos (ver Figura 128).

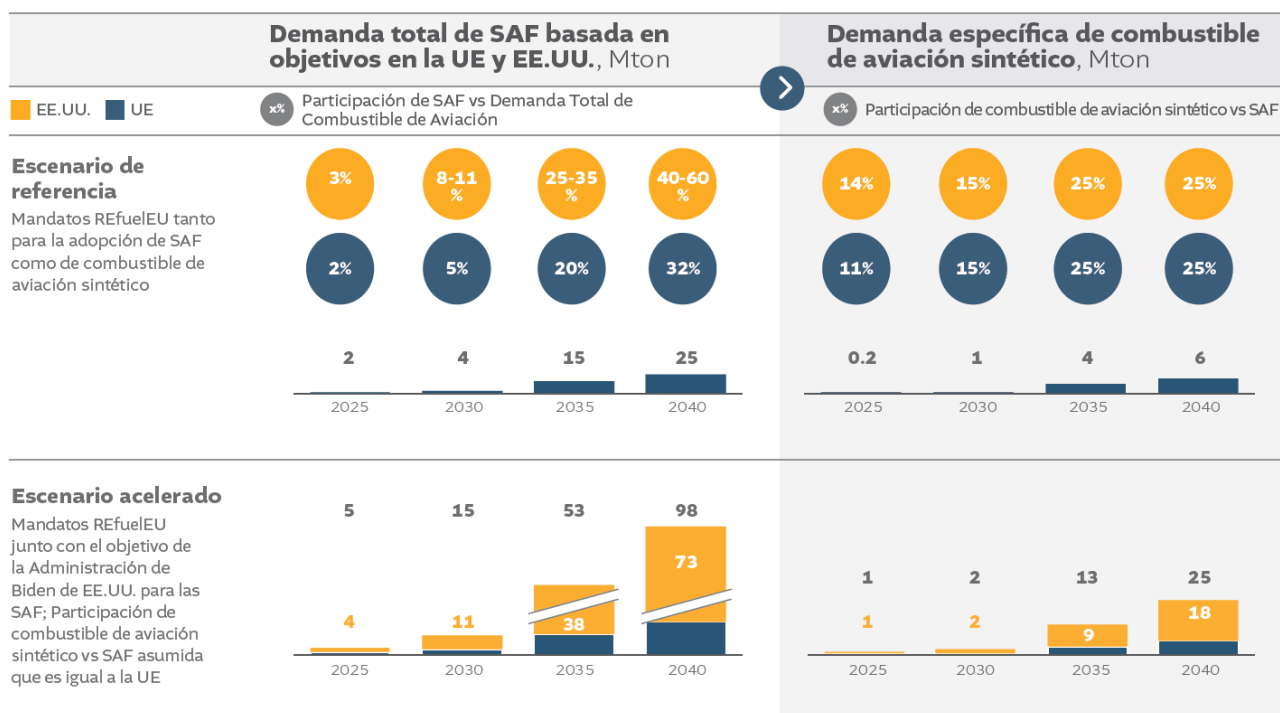


Figura 128. Evolución del ratio de implantación y demanda de e-SAF en Europa y EEUU (65).

A partir de 2024, más de 40 aerolíneas a nivel mundial han establecido objetivos vinculados al uso de combustibles sostenibles para la aviación (SAF), ya sea mediante compromisos individuales o a través de alianzas estratégicas, con metas que en su mayoría aspiran a cubrir entre el 5% y el 10% de sus necesidades totales de combustible para aeronaves con SAF hacia 2030. Según un análisis de RMI, aunque aerolíneas y proveedores logísticos muestran una disposición promedio a pagar casi tres veces el precio actual del combustible fósil para aviación, las estrechas márgenes operativas del sector implican que este "sobrepeso verde" se transfiere habitualmente a los clientes corporativos para preservar la viabilidad financiera. Los compradores corporativos no pertenecientes al sector aéreo, con alta disposición a pagar y objetivos de reducción de emisiones dentro de sus cadenas de valor, pueden contribuir al mercado mediante certificados SAF (SAFc), lo cual será especialmente relevante en el corto plazo, dado que los proveedores se benefician de vender a compradores corporativos altamente motivados y con solvencia acreditada.

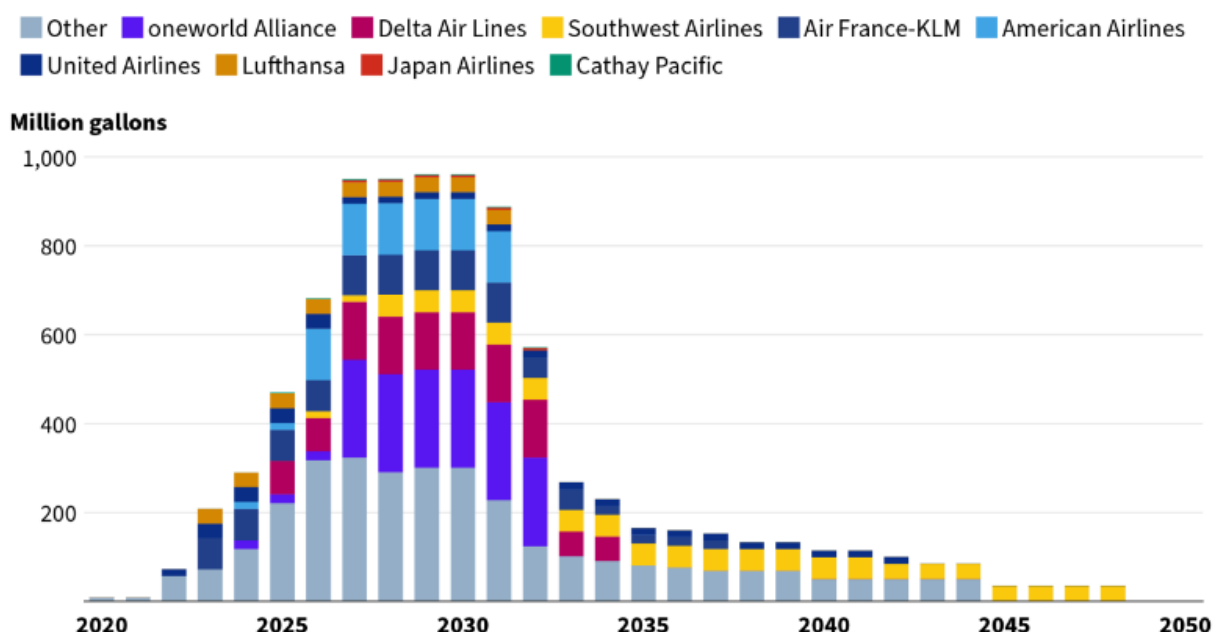


Figura 129. Compromisos anunciados de adquisición de SAF por parte de las principales aerolíneas (62).

1.53.1. Flujos comerciales de SAF

El comercio global de Combustible de Aviación Sostenible (SAF) y sus materias primas constituye una red compleja. Al igual que los combustibles fósiles convencionales, los SAF requieren la agregación y valorización de insumos para su refinamiento

El uso del Combustible de Aviación Sostenible (SAF) suele concentrarse en aquellos mercados donde genera el mayor valor agregado. Este valor depende generalmente del precio de mercado, los incentivos disponibles y los costos asociados al transporte y la mezcla con combustibles convencionales. No obstante, el valor también puede evaluarse en función de los costos evitados. Sistemas como el régimen de penalizaciones por incumplimiento en la Unión Europea o los precios de compensación propuestos en el Reino Unido son mecanismos diseñados para garantizar el cumplimiento de los objetivos de mezcla de SAF, lo que provoca que el SAF elegible a nivel global se dirija hacia estos mercados regulados en caso de riesgo de desabastecimiento.

Al comparar la demanda proyectada de SAF —derivada de políticas implementadas y anunciadas— con la capacidad de producción declarada, comienzan a evidenciarse excedentes y déficits. Con base en criterios de sostenibilidad y costos de suministro, es posible estimar cómo se equilibrarán estos desajustes en el mercado (ver Figura 130).

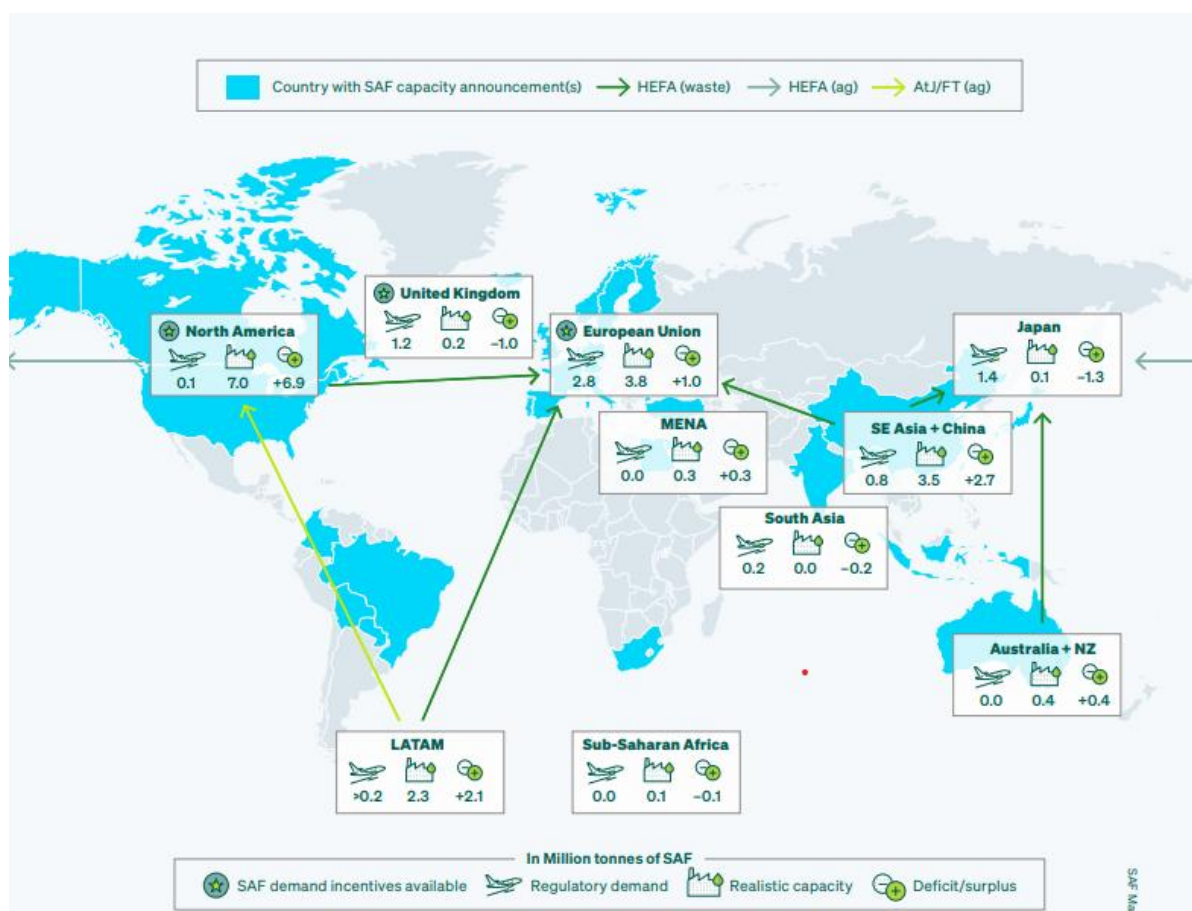


Figura 130. Panorama de las dinámicas globales esperadas del SAF para el año 2030, basado en la demanda proyectada, los anuncios de capacidad y las políticas implementadas y propuestas (67).

1.54. Consumo interno de SAF en Uruguay

A continuación, se va a exponer el consumo actual de combustible de aviación convencional (principalmente queroseno) y que sería susceptible de ser reemplazado por SAF.

En los últimos ocho años el consumo de combustibles de aviación en el sector del transporte se ha mantenido relativamente constante en 4,5 ktep (en promedio), considerándolos en conjunto (ver Figura 131). Es de destacar que prácticamente un tercio de este consumo corresponde a actividades aeroagrícolas de fumigación, dato que surge a partir de encuestas que DNE-MIEM realiza anualmente en dicha rama de actividad

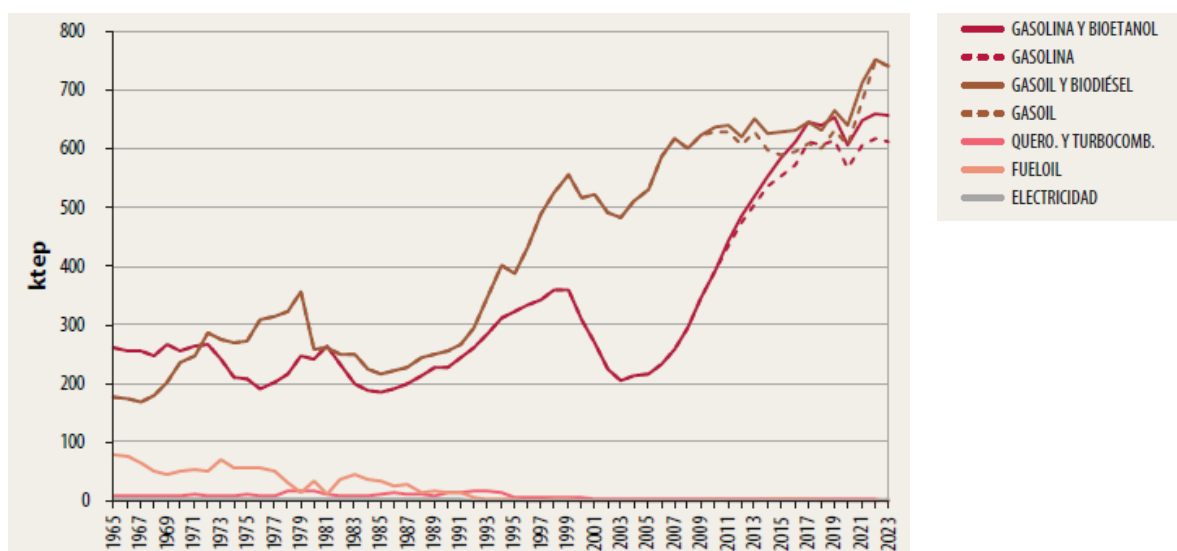


Figura 131. Consumo final energético del sector de transporte por fuente (68).

En el resto de los sectores, el consumo de queroseno es despreciable o de poca relevancia respecto al consumo en el transporte aéreo (ver Tabla 49).

Tabla 49. Consumo de queroseno en el resto de los sectores (ktep) (datos de 2023) (51)

Industrial	No se registra consumo de queroseno desde 2005
Residencial	0,9
Comercial/servicios/sectores públicos	0,1
Actividades primarias	No se registra consumo de queroseno desde 1993

La oportunidad proyectada en el mercado doméstico de Uruguay para los combustibles sintéticos (no destinados al transporte marítimo) podría alcanzar valor aproximado de USD 27 millones al año en 2040 (ver Figura 132).

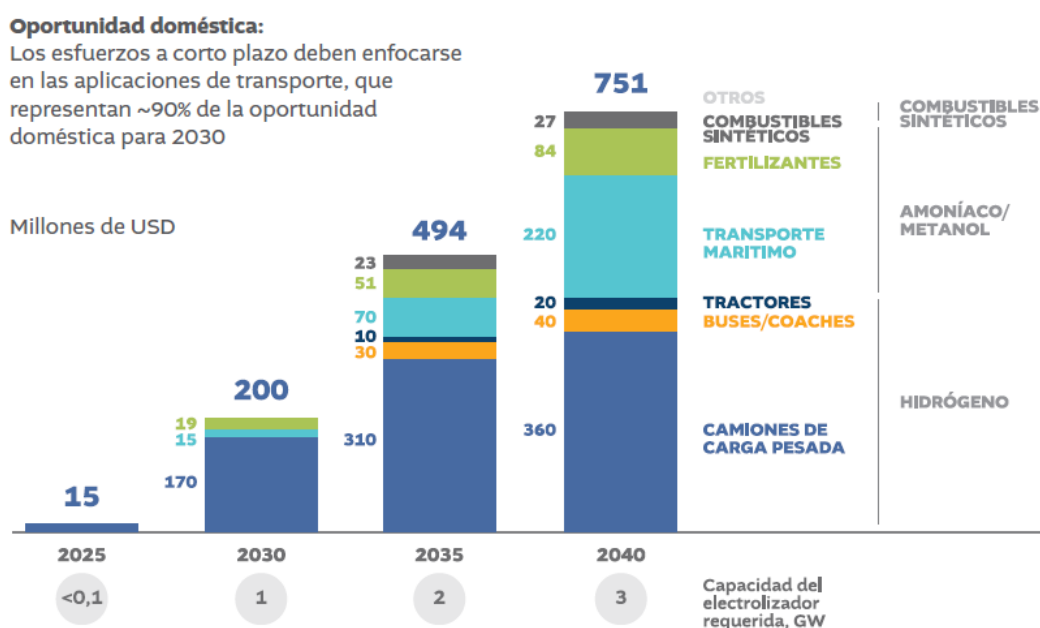


Figura 132. Demanda interna estimada de hidrogeno y derivados para el sector del transporte (66).

Dado el tamaño del mercado interno de Uruguay, las cantidades esperadas de SAF son muy limitadas, y por tanto no serán impulsoras de ningún desarrollo de la industria. El uso de SAF en el mercado uruguayo estará impulsado por las decisiones de las compañías aéreas que operen de entrada y salida a y desde Uruguay.

1.55. Potencial de exportación de SAF

Para Uruguay, resultan especialmente interesantes los mercados del SAF (combustible de aviación sostenible) y del metanol. La producción tanto de SAF como de metanol (y otros e-combustibles como el e-diesel) requiere hidrógeno verde, así como carbono. Uruguay tiene abundante suministro de CO₂ biogénico, que se produce como subproducto de las fábricas de celulosa. En 2050, se comercializarán en todo el mundo 38 millones de toneladas de metanol y 59 millones de toneladas de SAF, lo que sugiere que Uruguay tiene un mercado potencial importante al que abastecer. Además del SAF, otros e-combustibles (que pueden derivarse del e-metanol) representarán un mercado importante.

Dadas las condiciones de competitividad de los combustibles sintéticos, se considera que Uruguay podría abastecer el 15% de la demanda total de SAF en el mundo para el año 2030 y aumentar su participación al 25% para el año 2035.

En el caso de Uruguay, el mercado total abordable (TAM) ascendería a los 1.500 millones de dólares al 2040 en el escenario base y 6.000 millones de dólares en el escenario acelerado (ver Figura 133). En función de los supuestos considerados de captura del mercado por parte de Uruguay, las exportaciones de jet-fuel al 2040 podrían representar una oportunidad cercana a los 800 millones de dólares; siendo además la principal oportunidad en el corto plazo (ver Figura 134).

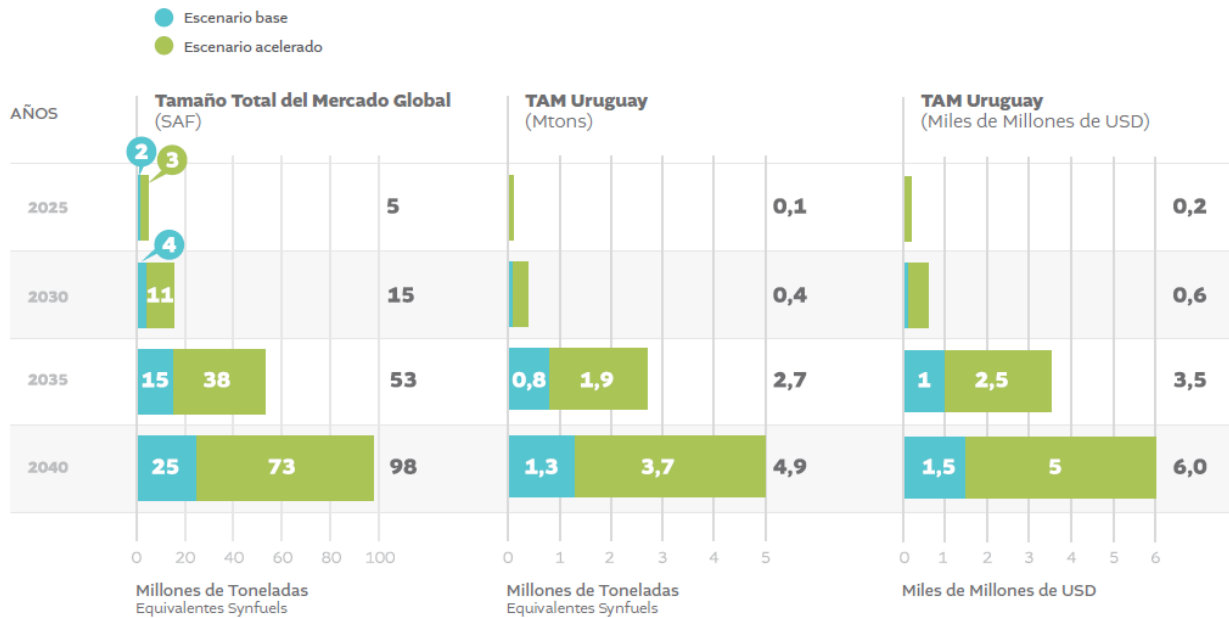


Figura 133. Potencial de exportaciones de jet-fuel verde de Uruguay (66).

NOTA 2

El mercado de hidrogeno y derivados se encuentra en etapas muy incipientes, por lo que existen incertidumbres tecnológicas, políticas y de mercado para la estimación de futura demanda. Si bien es razonable suponer que

en los próximos años la misma se acelerará tanto por el efecto del avance tecnológico como por la regulación, resulta complejo poder predecir en qué momento ciertos nichos podrían escalar.

Por este motivo, para el análisis se construyen dos escenarios alineados con el Acuerdo de París. El escenario base propone la alineación con un aumento de la temperatura promedio de 2°C respecto a los niveles preindustriales, mientras que el escenario acelerado está en línea con un aumento de 1,5°C, además de considerar un avance más acelerado y exigente de la regulación

Tabla 50: Escenarios de demanda considerados en el análisis (52)

ESCENARIO BASE	ESCENARIO ACCELERADO
 Reducción de emisiones de CO ₂ en línea con un objetivo de 2°C	Reducción de emisiones de CO ₂ en consonancia con un objetivo de 1.5°C
 Acción comprometida hacia la descarbonización por parte de los reguladores, alineada con los objetivos actuales del gobierno	Paso significativo en la regulación y política climática para incentivar una rápida transición hacia renovables
 En línea con los compromisos públicos de descarbonización del sector privado	Compromisos acelerados de descarbonización del sector privado debido a presiones más fuertes del cliente y mayor disposición al pago
 Desarrollo tecnológico continuo impulsando la reducción de costos de tecnología de bajo carbono	Desarrollo tecnológico acelerado aumenta la competitividad tecnológica de bajo carbono
 Trayectoria actual de impuesto de CO ₂ para cada geografía	Expansión más agresiva de impuestos de CO ₂ a lo largo de mercados priorizados

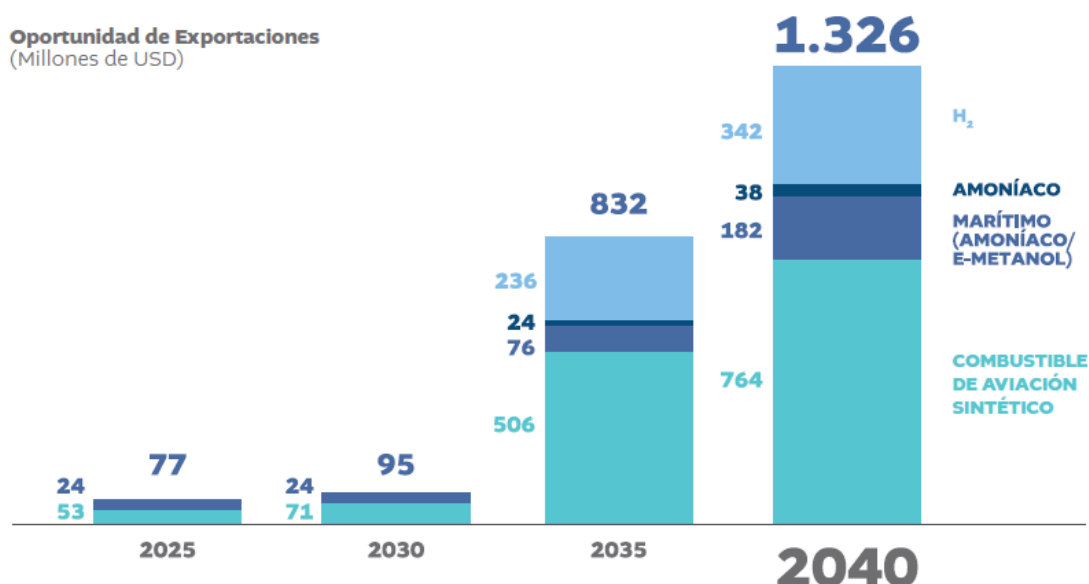


Figura 134. Oportunidad de exportaciones de H2 verde y derivados (66).

Acorde a (53) los costes de producción de jet-fuel en Uruguay estarían en el rango de 1.205-1.410 USD/Ton para el año 2030, valores que están en línea con los de los principales competidores (ver Figura 135).

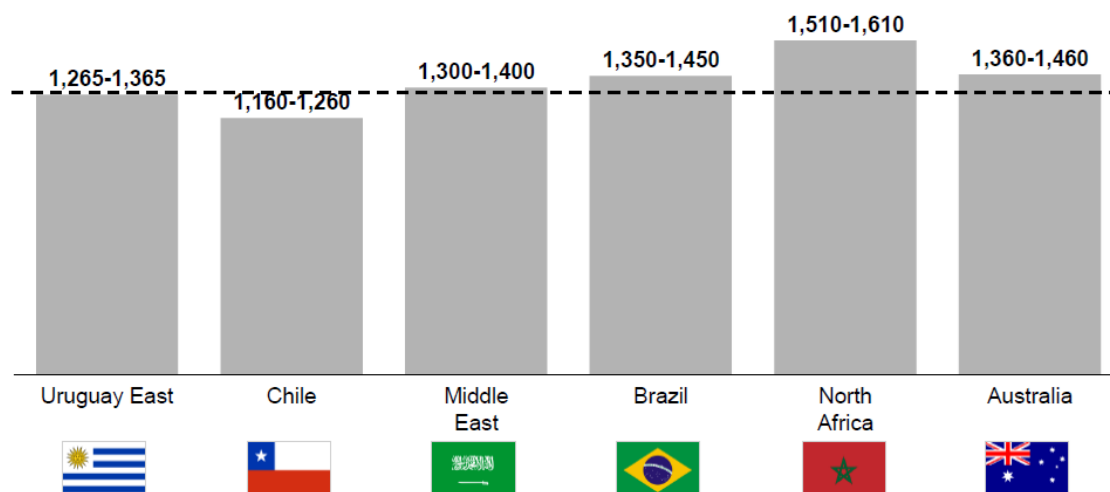


Figura 135. Costes estimados de producción de e-SAF frente a principales competidores para los mercados de EEUU y Europa (USD/ton de combustible, año 2030) (65).

CONSIDERACIONES:

Los costes de producción en Uruguay son superiores a los de Chile, pero se mantienen en línea con los principales competidores en los mercados de la Unión Europea y Estados Unidos.

Se estima que Uruguay podría atender hasta un 20 % de la demanda total considerada como direccionable*.

*Demanda direccionable = segmento del mercado que está dentro del alcance realista de un país o empresa.

No incluye toda la demanda global, sino solo aquella que es viable de conquistar por factores como ubicación geográfica, acuerdos comerciales, costos competitivos, infraestructura, etc.

Por ejemplo, si el mercado global de combustible sostenible para aviación (SAF) es de 100 millones de litros, y Uruguay tiene condiciones para competir por 20 millones, entonces ese 20 % es su demanda direccionable.

La producción de combustible para aviación implica la generación de coproductos como diésel sintético (syndiesel) y nafta, los cuales podrían comercializarse a costo marginal de producción o integrarse en el precio final del combustible para aviación.

Estas proyecciones se mantienen estables hasta el año 2040 (ver Figura 136).

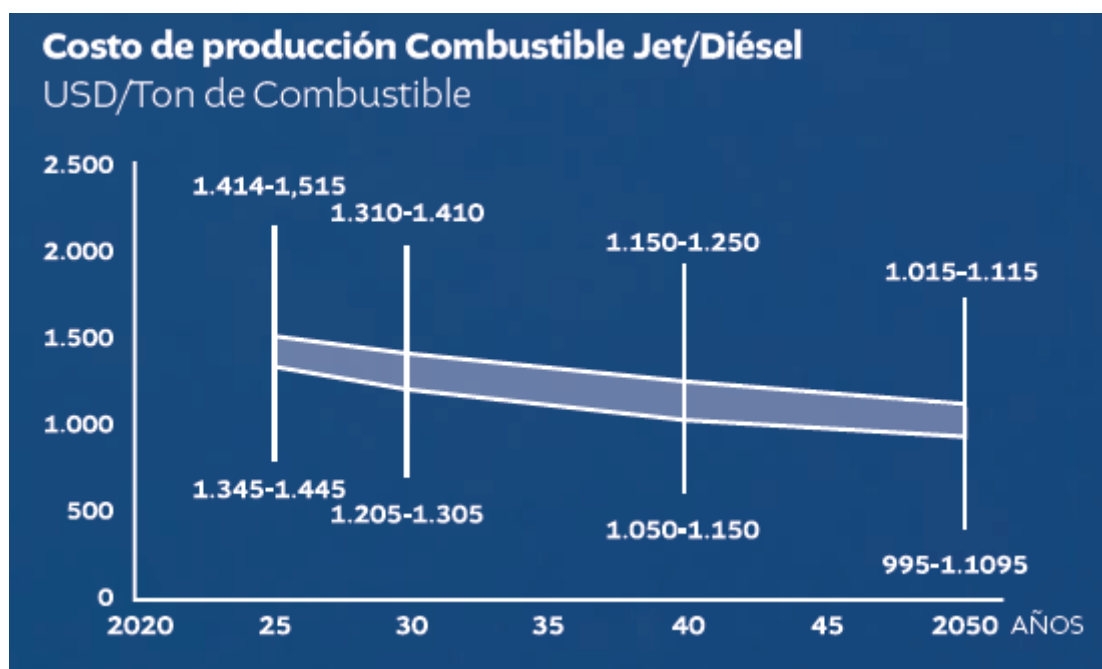


Figura 136. evolución de costes de producción de e-SAF (66).

Cadenas productivas en Uruguay

1.56. Generadores de CO₂

Las emisiones de CO₂ son estimadas según las Directrices del IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

Uruguay es el tercer país de América del Sur con emisiones per cápita más bajas.

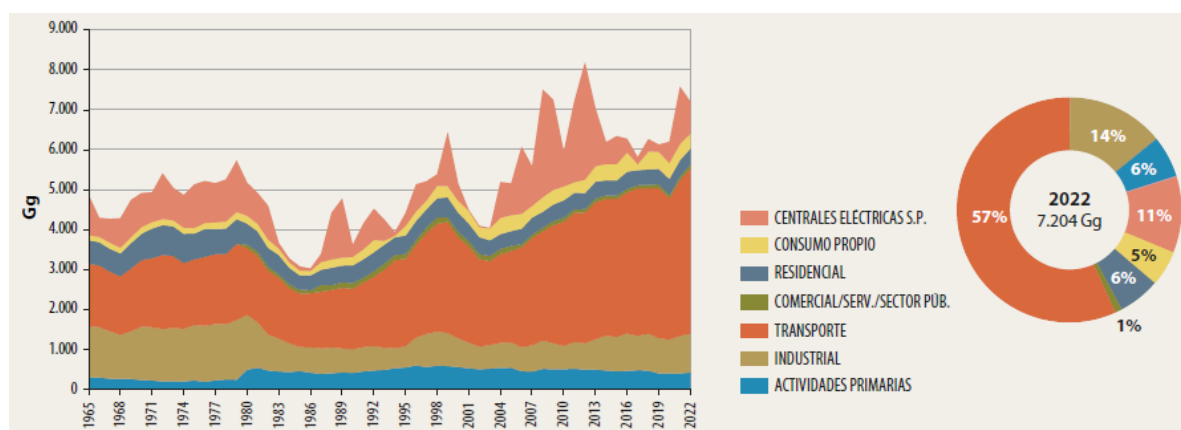


Figura 137. Emisiones de CO₂ por sector.

Las principales características de la evolución de la cantidad de emisiones de CO₂ como consecuencia de la quema de combustibles fósiles para el periodo 1990 – 2022 son:

- Crecimiento sostenido, para las emisiones del Sector Transporte.

- Significativa variabilidad para las emisiones asociadas a las centrales eléctricas SP debido a que en su gran mayoría corresponden a centrales térmicas convencionales, cuyo despacho y, por consiguiente, consumo de combustible depende significativamente de las condiciones hidrológicas en cada año.
- Estabilidad, para la mayoría de los sectores de la economía: Industria, Actividades Primarias, Residencial, Comercial (valores marginales) y consumo propio.

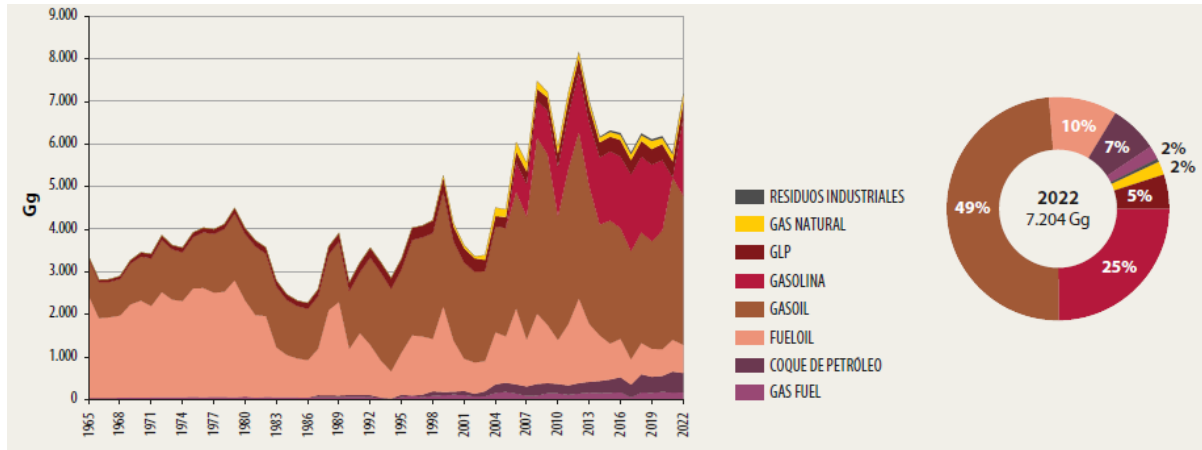


Figura 138. Emisiones de CO2 por fuente.

1.56.1. Emisiones en el sector industrial

Claramente los sub-sectores "Cemento" y "Papel y Celulosa" han sido los sub-sectores mayormente responsables de las emisiones de CO₂ en la industria.

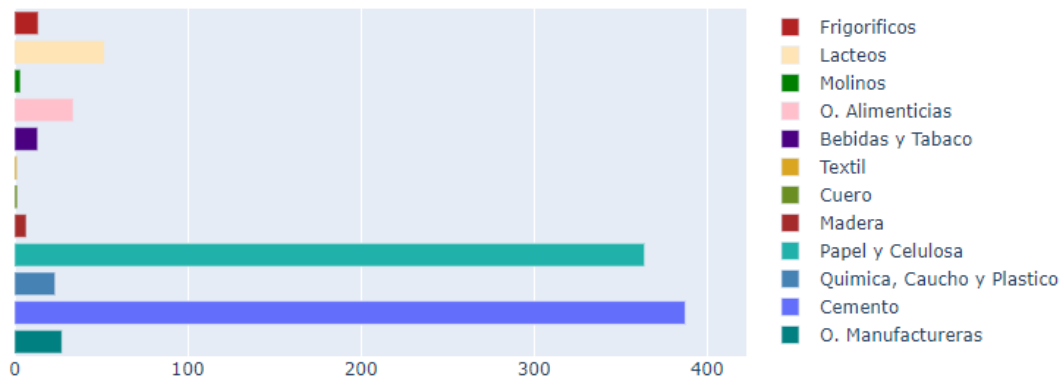


Figura 139. Emisiones de CO2 (Gg) por subsector industrial (2022).

Si se analizan las emisiones en función del consumo energético, se observa que, "Cemento" produce muchas emisiones de CO₂ para la cantidad de energéticos que consume; en cambio "Papel y Celulosa" tiene importantes emisiones de CO₂ pero en proporción a la energía consumida, no es muy significativo. Lo cual se explica por la diferencia en los tipos de fuentes energéticas que utiliza el sector "Cemento" vs el que utiliza el sector "Papel y Celulosa" (ver Tabla 4). En este último la mayoría de los consumos provienen de residuos de biomasa que emiten CO₂ biogénico, el cual no se tienen en cuenta.

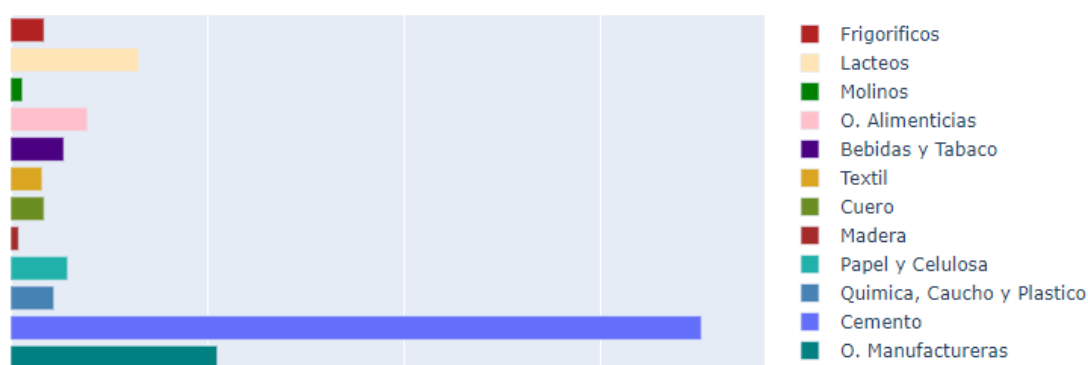


Figura 140. Emisiones de CO2 (Gg) por subsector industrial, en función del consumo energético (Gg/ktep) (2022).

Tabla 51: Comparativa de consumos energéticos entre subsectores industriales de cemento y papel y celulosa en 2022

Cemento		Papel y celulosa	
	Consumo (ktep)		Consumo (ktep)
Coque de Petróleo	83	Res. Biomasa	1.016
Electricidad	10	Fueloil	113
Res. Industriales	7,2	Electricidad	92
Res. Biomasa	4	Leña	14
Gasoil	2,8	Gas Natural	1,4
Fueloil	1,8		

Desde que hay estadísticas sobre emisiones de GEI (1990), Uruguay presenta un balance negativo en las emisiones de CO₂ (absorbe más que lo que emite) como consecuencia de la política de expansión forestal que comenzó hace unos 50 años. La producción forestal dio paso a una importante industria de Papel y Celulosa, que comenzó con la entrada en funcionamiento de UPM1 en el año 2007, Montes del Plata en el año 2014 y UPM2 en junio de 2023. La entrada en operaciones de UPM2 llevará el balance neto a valores cercanos a cero.

El total de emisiones de CO₂ estimadas para el año 2024 (UPM2 produciendo en régimen normal) es de 21,3 Mta, de las cuales 11,3 Mta corresponden a emisiones de CO₂ biogénico y no biogénico inevitable, mientras que los 10 Mta restantes corresponden a emisiones de CO₂ no biogénico evitable. Para la estimación del mercado relevante, a los efectos del presente estudio, se descartan todas las emisiones no biogénicas, a excepción de las inevitables asociadas al proceso productivo de la piedra caliza (0,5 Mta). Las 10Mta de CO₂ no consideradas en el análisis corresponden a: Emisiones de fuentes móviles (Sector Transporte).

Emisiones de fuentes dispersas en el territorio (Sector Residencial y Agropecuario).

Emisiones evitables, asociadas a procesos productivos industriales que queman combustibles fósiles se consideran (e.g. Refinería y Sector Eléctrico).

En consecuencia, el total de mercado relevante es de 11,3 Mta.

1.56.2. Localización de emisiones

El *international PtX Hub*, en un estudio publicado en 2024, identifica y georreferencia las fuentes de emisión de CO₂, diferenciados por tipo de industria.

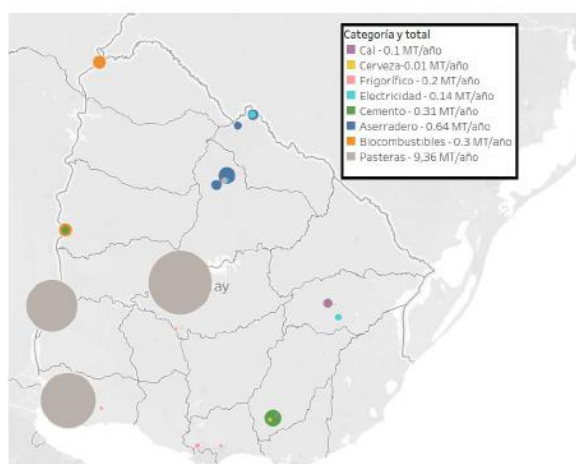


Figura 141. Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas inevitables¹.

¹Datos a 2022, salvo industria cementera y FNC dónde no se cuenta con información posterior a 2021.

Para una mejor visualización de las fuentes relevantes alternativas a las industrias papeleras y de celulosa, se optó por presentar la georreferenciación sin las mismas.

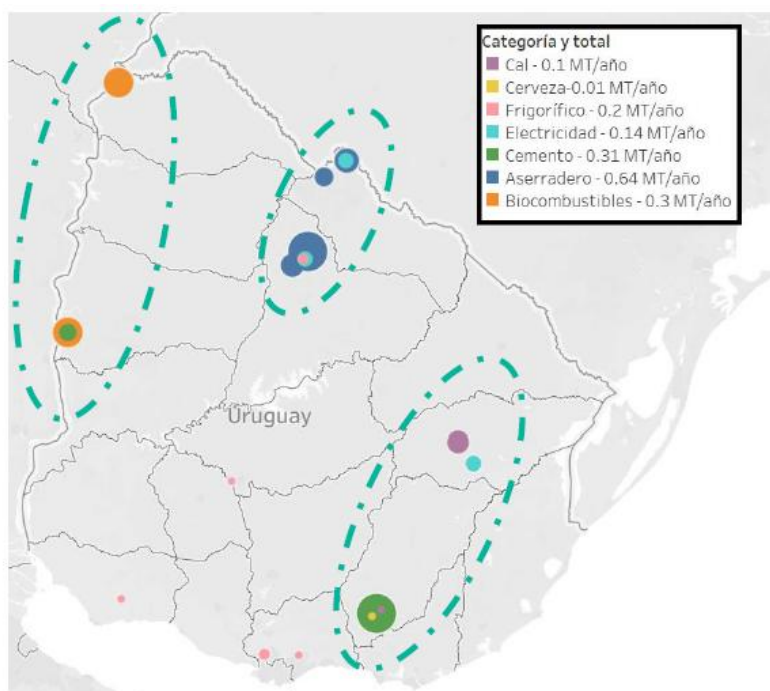


Figura 142. Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas evitables, sin considerar papeleras².

²Datos a 2022, salvo industria cementera y FNC donde no se cuenta con información posterior a 2021.

La gran mayoría de emisiones biogénicas provienen de la quema de biomasa, salvo en los procesos de fermentación, corrientes de biogás y procesos de descomposición de caliza (industrias de cemento y cal). El CO₂ presente en los humos de combustión suele tener baja concentración, de entre 10% y 12%.

Se observan 3 conglomerados de potencial interés:

- **Conglomerado Norte (CN, Tacuarembó y Rivera)** – 0,6 Mta, donde se encuentran varios aserraderos, además de frigoríficos y plantas de generación de energía eléctrica a partir de biomasa. Además, se cuenta con la vía ferroviaria Tacuarembó – Rivera y una conexión férrea desde Tacuarembó a Paysandú.
- **Conglomerado Este (CE, Lavalleja y Treinta y Tres)** – 0,4 Mta, donde se encuentran cementeras, caleras, plantas de generación a partir de biomasa y fuentes por fermentación. Minas y Treinta y Tres están conectadas mediante la ruta 8, a una distancia de 170 km aproximadamente. Minas cuenta con conexión ferroviaria hacia Montevideo.
- **Conglomerado Litoral Norte (CLN, Paysandú y Artigas)** 0,4 Mta, donde se encuentran un polo relacionado a cementeras y biocombustibles, a su vez en una posición privilegiada respecto al puerto de Paysandú y con conexión férrea con Tacuarembó y Rivera.

En Uruguay 8 empresas representan el 91% del total de emisiones de CO₂ biogénicas y no biogénicas inevitables y a su vez superan el límite establecido por el programa de gases de efecto invernadero de IEA (IEAGHG) de 0,1 Mton CO₂ sobre el cuál sería económicamente favorable realizar la captura en términos de costes.

Cabe destacar que las corrientes provenientes de procesos fermentativos presentan concentraciones mucho más elevadas de CO₂, pudiendo alcanzar el 98%. Por otra parte, el sector cemento se encuentra en una etapa de grandes cambios. A fines de 2021 se inauguró la cementera Cielo Azul, con una capacidad instalada de 600.000 toneladas de cemento. En el 2023, cementos Artigas ha realizado importantes inversiones en su planta de Minas y ANCAP ha comenzado un proceso licitatorio en busca de un socio para la producción de cemento. Estos factores agregan incertidumbre en cuánto al posicionamiento de las empresas en el futuro. Para la estimación de las emisiones no biogénicas inevitables, basados en los datos del INGEI se encuentra un índice de 0,46 tCO₂/t Clinker.

La generación de vapor asociada a las industrias frigorífica y de aserraderos presentan mayor variabilidad diaria para satisfacer los requerimientos del proceso productivo. Tanto las plantas de celulosa como las centrales de generación eléctrica a biomasa presentan un comportamiento estable.

Por último, las estimaciones demuestran que las corrientes de biogás no resultan fuentes significativas de CO₂, siendo menores o iguales a 0,011 Mta para todos los establecimientos considerando la tecnología de separación de CO₂ por purificación de biogás a biometano, y menores a 0,022 Mta por captura de CO₂ postcombustión (muy por debajo del límite de 0,1 Mta sugerido por IEAGHG).

El CO₂ generado por ambos tipos de industria tendría la misma validez desde el punto de vista del proceso; sin embargo, desde el punto de vista de la sostenibilidad, el CO₂ emitido por las plantas de producción de pasta de celulosas procede casi en su totalidad de la quema de la biomasa, por lo que en su gran mayoría es neutro, mientras que el de las plantas cementeras no. Además, el sector de la industria papelera es un sector creciente que puede asegurar un suministro de CO₂ más allá del corto o medio plazo. Asimismo, las plantas papeleras tienen excedentes de la energía que obtienen en el proceso de la quema de la biomasa. Por todo ello, se decide que la planta de producción de SAF esté vinculada a la industria papelera.

1.57. Productores de hidrogeno verde

La ejecución de proyectos de hidrogeno verde y derivados contribuye a la generación de experiencia y capacidades en el uso y aplicación de la tecnología, y por ende al desarrollo de la economía del hidrógeno verde.

A continuación, se presentan las principales características de los proyectos de hidrógeno y derivados anunciados a desarrollarse en Uruguay, según el Ministerio de Industria, Energía y Minería. Estos proyectos pueden identificarse como productores y posibles suministradores de hidrógeno verde.

Tabla 52: Proyectos de hidrogeno verde y derivados en Uruguay (54)

	HIF Global	Tambor – Enertrag	H24U	Kahiros
Ubicación	Paysandú	Localidad tambores – Tacuarembó	Pueblo Centenario – Durazno	Fray Bentos – Rio Negro
Potencia generación eléctrica	2 GW (1,34 GW eólico – 0,66 GW solar)	470 MW	10 MW	3,9 MW
Potencia electrolizadora	1 GW (PEM)	150 MW	5 MW	2 MW
Producción de H2	100.000 ton/año	13.000 ton/año	263 ton/año	76,7 ton/año
Producto final	180.000 ton/año gasolina para exportación	70.000 ton/año de metanol para exportación	Hidrógeno para abastecimiento de camiones de carga	Hidrógeno para abastecimiento de camiones de carga
Estado	Estudio de prefactibilidad	Viabilidad Ambiental de Localización presentada en MA en diciembre 2021. Estudios de factibilidad	Estudios de factibilidad.	Estudios de factibilidad. AAP presentada en Ministerio de Ambiente

Análisis de riesgo

Una de las mejores opciones para realizar un Análisis de riesgo de un proyecto es el desarrollo de una matriz DAFO. En la matriz se van a identificar las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades que tiene la exportación de SAF para Uruguay.

En las dos primeras décadas del siglo XXI, el país transformó su sector eléctrico, alcanzando una media de generación de electricidad renovable del 97 % del total entre 2017 y 2020. Esta transformación de la matriz eléctrica permitió a Uruguay atraer inversiones, desarrollar nuevas cadenas de valor, reducir significativamente el coste de abastecimiento de la demanda de electricidad y generar capacidades, tanto a nivel de ingeniería y conocimiento técnico como a nivel institucional. De este modo, se sentaron las bases para una transformación más profunda del sector.

El hidrógeno verde representa, por tanto, una oportunidad para que Uruguay siga desarrollando sus recursos energéticos renovables, contribuya a la descarbonización tanto a nivel local como internacional

y cumpla con los acuerdos internacionales en materia de descarbonización. El desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde podría, al igual que ocurrió en la transición del sector eléctrico, requerir importantes volúmenes de inversión y generar empleos de calidad, creando riqueza para el país. El mundo requerirá hidrógeno verde y sus derivados, y Uruguay estaría en condiciones de abastecer una parte de esta demanda de manera competitiva.

El Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable (en adelante OEDS) realizó un estudio sobre los factores habilitantes para el desarrollo del hidrogeno verde en Uruguay (55), con los siguientes objetivos:

- Analizar la infraestructura que requerirán los proyectos de hidrogeno verde
- Entender requerimientos y sostenibilidad del uso del recurso hídrico
- Apoyar en el desarrollo de un marco regulatorio que permita el desarrollo del sector y los proyectos

Los principales factores que se consideran en la selección de emplazamientos para las plantas de e-SAF son:

- Acceso a CO₂
- Acceso a puertos o a transporte ferroviario
- Acceso a recurso hídrico
- Buen recurso de energías renovables y acceso a la red eléctrica
- Infraestructura

En dicho informe destaca el análisis de dos aspectos relevantes: l infraestructura y el marco regulatorio.

Infraestructura

Se analizó también la infraestructura necesaria para producir los volúmenes de H₂ y derivados establecidos en la hoja de ruta (o alternativas similares en volumen), transportarlos (terrestre, ferroviario, puertos, rutas marítimas/buques, ductos de H₂ o CO₂) y almacenarlos, junto con los requerimientos de infraestructura eléctrica asociada (redes de alta tensión, respaldo y posibilidad de intercambio con la red si fuese conveniente). Para llevar a cabo este análisis, el observatorio se reunió con autoridades de distintos organismos para relevar capacidades actuales y necesidades futuras, estudió publicaciones existentes y también realizó sus propias estimaciones.

Se obtuvieron las siguientes conclusiones en materia de infraestructura, visualizando dos periodos con necesidades diferentes:

Para 2025-2030, existe infraestructura y planes de expansión que podría facilitar el desarrollo de algunos proyectos de mediana escala (MW) con inversiones menores.

Para 2031-2040 es conveniente analizar el desarrollo de infraestructuras comunes, con una mirada integral, que promuevan y/o faciliten el desarrollo de ecosistemas y sinergias para alcanzar costos de LCOH competitivos en el mercado internacional (puertos, ferrocarril, red eléctrica, tuberías).

Marco regulatorio

El objetivo era analizar los principales aspectos del marco normativo aplicable a los proyectos de H2V en Uruguay a modo de evaluar si son adecuados para el desarrollo del sector, y sugerir ajustes en caso de encontrarse aspectos que se puedan mejorar o necesiten ser actualizados

Analizando el marco regulatorio, se obtuvieron las siguientes conclusiones clave:

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

Como conclusión, el OEDS manda los siguientes mensajes clave:

El desarrollo de la industria de hidrógeno verde en Uruguay se encuentra fuertemente condicionado por el desarrollo de factores exógenos (acceso a financiamiento internacional, regulaciones de terceros países u organismos, contexto geopolítico y precios internacionales).

Sin perjuicio de ello, se debe trabajar en los factores internos habilitantes en los ejes analizados (infraestructura, y marco normativo) de formar de lograr: (a) ser competitivos, (b) tener reglas de juego claras

Infraestructura

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

Marco Normativo

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

A partir de lo expuesto anteriormente, se exponen las principales conclusiones en el análisis DAFO de la Tabla 53:

Tabla 53: Análisis DAFO para la producción de e-SAF en Uruguay con principal destino a la exportación (55) (56) (52) (57) (58)

DEBILIDADES	AMENAZAS
Elevados costes de inversión: la electrólisis de agua y la captura de CO₂) requieren CAPEX y OPEX significativos, sin economías de escala consolidadas en Uruguay. Infraestructura insuficiente para H₂: falta de electrolizadores a gran escala y terminales de hidrógeno obliga a inversiones adicionales en almacenamiento criogénico y adaptación de puertos. Dependencia tecnológica externa: electrolizadores, reactores Fischer-Tropsch y sistemas de captura de CO₂ se importan de proveedores internacionales, encareciendo plazos y aumentando la exposición a cuellos de botella de suministro. Variabilidad de generación renovable: la estacionalidad eólica y solar puede provocar fluctuaciones en la producción de H₂ verde, afectando la continuidad y fiabilidad de la síntesis de SAF. Necesidad de marco regulatorio en torno al hidrógeno y derivados. Necesidad de fondos para sufragar los costes de inversión elevados actualmente. Requerimientos y trámites medio ambientales extensos o no adecuados para poder implantar las tecnologías del hidrógeno. No existe todavía una cantera de profesionales técnicos especializados en hidrógeno. Necesidad de innovación para crecer. Demoras y trabas burocráticas. Falta de infraestructura de hidrógeno actual o mejora de la existente junto al alto precio de acceso a la infraestructura. Necesidad de expansión de red para las escalas mencionadas en la Hoja de Ruta.	Coste de inversión variable y alto de las plantas renovables. El coste de las tecnologías del hidrógeno es elevado tanto en OPEX como CAPEX. Desconocimiento sobre las tecnologías del hidrógeno a nivel público en general. Desconfianza general debido a la integración de una nueva tecnología en la actividad industrial. Bajo desarrollo en el proceso de producción de SAF con hidrógeno verde., así como de casos previos de éxito para plantas de e-SAF. Competencia internacional: grandes iniciativas en Europa, Medio Oriente y Australia apuntan a producir SAF a escala masiva, presionando precios y márgenes del producto uruguayo. Incertidumbre regulatoria: posibles cambios en estándares ASTM D7566 y en políticas de incentivos o aranceles de importación pueden desincentivar contratos de exportación de SAF. Riesgos logísticos y geopolíticos: posibles interrupciones en las cadenas marítimas, incremento de fletes y tensiones comerciales pueden elevar costos de entrega y complicar acuerdos de suministro a largo plazo.

FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
Marco institucional sólido: el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) elaboró una Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde y Derivados en colaboración con BID, estableciendo políticas públicas claras y metas de exportación para hidrogeno verde y SAF. Mix energético descarbonizado y alto potencial renovable: Uruguay dispone de cerca de 30 GW de viento onshore y 60 GW de solar onshore, con otros 275 GW eólicos offshore que garantizan electricidad competitiva para electrólisis y síntesis de e-combustibles. Abundante suministro de CO₂ biogénico, que se produce como subproducto de las fábricas de celulosa. Abundancia de agua dulce disponible. Capacidad disponible en la red eléctrica para la conexión de proyectos dependiendo de su escala y conocimiento local para desarrollo de nuevas posibles conexiones. Infraestructura industrial existente: EL SAF es un “drop-in-fuel”, compatible con la infraestructura actual. ANCAP cuenta con plantas en La Teja y activos logísticos (refinería, terminal portuaria, red de distribución) que facilitan la integración de proyectos PtL y captura de CO₂ biogénico. Alto número de profesionales de la energía con experiencia en la primera transición energética en Uruguay Experiencia en proyectos piloto: iniciativas recientes de ANCAP en e-metanol y SAF (incluyendo pruebas de blends de SAF en aviación) aportan aprendizaje técnico y reducen riesgos de escala (59) Conocimiento local para tratamiento de hidrógeno como de otros productos químicos. Experiencia acumulada durante la primera transición energética asociada a la construcción de infraestructura de generación, plantas industriales de gran porte y obras de transmisión, entre otros Gran potencial para exportación a otros países de SAF.	Demanda global creciente: aerolíneas y regulaciones como el ReFuelEU Aviation impulsan la compra de SAF certificados de bajo ciclo de carbono, ampliando mercados dispuestos a pagar primas por tonelada de CO₂ evitado. En 2050, se comercializarán en todo el mundo 38 millones de toneladas de metanol y 59 millones de toneladas de SAF, lo que sugiere que Uruguay tiene un mercado potencial importante al que abastecer. En julio de 2023, Uruguay y la UE firmaron un Memorando de Entendimiento con el objetivo de cooperar más estrechamente en el campo del hidrógeno renovable y sus derivados. . La UE y posiblemente la India son los mercados más interesantes para Uruguay. Aunque la UE no tiene la mayor demanda como región, sí carece de las condiciones necesarias para auto sustentarse. La UE es también una de las primeras jurisdicciones en desarrollar una legislación que sí ofrece perspectivas sobre el crecimiento temprano de la demanda a partir de 2030. Uruguay también ha firmado MdEs específicos de gobierno a gobierno con países especializados que podrían desempeñar un papel importante en esta cadena de suministro, como los Países Bajos. El puerto de Rotterdam puede servir de centro de importación de estos derivados hacia el noroeste de Europa Se prevé bajada de los costes de los equipos, debido a la alta demanda del sector en los próximos años, haciendo proyectos más rentables. Posibles accesos a financiación verde: mecanismos de bonos verdes, fondos climáticos multilaterales (FEM, BID) y acuerdos de compra anticipada (offtake agreements) pueden reducir el costo del capital y asegurar compradores a largo plazo Estabilidad política con buen diálogo entre partidos, solvencia financiera y fiscal, cohesión social y espíritu democrático. Apoyo gubernamental a proyectos de hidrógeno. El gobierno, a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y la Agencia Nacional de

Se están creando grupos académicos con formación en hidrógeno, que puede servir de apoyo al desarrollo del hidrógeno y derivados en Uruguay (60) (61) (62) infraestructura logística terrestre y portuaria adecuada para iniciar la exportación de e-combustibles derivados del hidrógeno verde, con opciones de transporte que incluyen carretera, ferrocarril, vías fluviales y tuberías. La conexión entre las zonas de mayor potencial energético y el puerto de Montevideo se ve fortalecida por la nueva línea del Ferrocarril Central, lo que facilita el traslado eficiente de productos hacia mercados internacionales. La elección de la solución logística más adecuada dependerá de factores como ubicación, disponibilidad de equipos, costos y fiabilidad, siendo probable una combinación de ferrocarril, barcazas y distintos tipos de tankers. El acceso al océano Atlántico y la capacidad del puerto de Montevideo posicionan al país estratégicamente para el desarrollo temprano de exportaciones de combustibles sintéticos.	Investigación e Innovación (ANII), ha lanzado iniciativas como el Fondo Sectorial de Hidrógeno Uruguay se presenta el primer país latinoamericano con menor riesgo para invertir. El país es un hub regional con una ubicación estratégica para acceder al resto de la región. Exportación de know-how: consolidar a Uruguay como hub latinoamericano de green H₂ y SAF impulsando servicios de ingeniería, mantenimiento y certificación para la región, diversificando fuentes de ingreso Creación de clusters PtX: la complementariedad eólico-solar de Uruguay permite desarrollar parques integrados de generación, electrólisis, captura de CO₂ y síntesis Fischer-Tropsch, maximizando economías de escala y sinergias logísticas Disponibilidad de salida por puerto de buques de mayor capacidad, específicamente para SAF. En el puerto de Montevideo, el calado de los buques está restringido actualmente a 13 m (siendo no obstante la principal dársena portuaria de Montevideo la más profunda del país y la que permite el uso de buques cisterna de mayor tamaño, y está previsto profundizarlo hasta 14 m en 2025, lo que permitirá el uso de buques cisterna de mayor tamaño.
--	--

Referencias

1. Consejo Europeo, Consejo de la Unión Europea. [En línea] <https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2023/10/09/refueu-aviation-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-aviation-sector/>.
2. IATA. Comunicado. *IATA lanza su metodología para contabilizar e informar sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a SAF*. Ginebra : s.n., 31 de enero 2025.
3. —. La producción de SFA se triplica en 2024, pero se necesitan más oportunidades de diversificación SAF. *Comunicado n23*. 2 junio 2024.
4. (EASA), European Union Aviation Safety Agency. *State of the EU SAF market in 2023*.
5. ICAO. Procesos de conversión de SAF. [En línea] <https://www.icao.int/environmental-protection/SAF/Pages/Conversion-processes.aspx>.
6. International Civil Aviation Organization, ICAO. *CORSIA Sustainability Criteria for CORSIA Eligible Fuels*. 2021.
7. *Performance and cost analysis of liquid fuel production from H₂ and CO₂ based on the Fischer-Tropsch process*. Guiyan Zang, Pingping Sun, Amgad A.Elgowainy, Adarsh Bafana, Michael Wang. 101459, s.l.: Journal of CO₂ Utilization, 2021, Vol. 46. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2021.101459>.
8. *Is the RWGS a viable route for CO₂ conversion to added value products? A techno-economic study to understand the optimal RWGS conditions*,. E. Portillo, J. Gandara-Loe, T.R. Reina, L. Pastor-Pérez. Science of The Total Environment, 2023, Vols. Volume 857, Part 3,. ISSN 0048-9697.
9. National Energy Technology Laboratory (NETL). [En línea] 2023. <https://netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/sasol>.
10. *Fischer-Tropsch Synthesis for Kerosene-Range Products Using a Multi-Component Catalyst Supported on Coal-Based Activated*. Guijar, Soumya J. s.l.: West Virginia University, The Research Repository. , 2011.
11. *Fischer-Tropsch Synthesis: Catalysts and Chemistry*. van de Loosdrecht J., Botes F.G., Ciobica I.M., Ferreira A., Gibson P., Moodley D.J., Saib A.M. 25-557, Oxford : Comprehensive Inorganic Chemistry II, 2013, Vol. Vol 7.
12. INSTITUTE, IRENA AND METHANOL. *Innovation Outlook : Renewable Methanol*. 2021. 978-92-9260-320-5.
13. *Techno-economic assessment and comparison of Fischer-Tropsch and Methanol-to-Jet processes to produce sustainable aviation fuel via Power-to-Liquid*. Vincent Eyberg, Vincent Dieterich, Sebastian Bastek, Marcel Dossow, Hartmut Spliethoff, Sebastian Fendt. 118728, Garching b. München : Energy Conversion and Management, 2024, Vol. 315. ISSN 0196-8904,.
14. United States Environmental Protection Agency (EPA). *ACCOUNTING FRAMEWORK FOR BIOGENIC CO₂ EMISSIONS FROM STATIONARY SOURCES*. 2011.
15. *HEN optimization for efficient retrofitting of coal-fired power plants with post-combustion carbon capture*. Rajab Khalilpour, Ali Abbas. ISSN 1750-5836, s.l.: International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011, International Journal of Greenhouse Gas Control, Vols. 5, Issue 2,.

16. Gonzalez Diaz A., Franco Nava J. M., Vita Peralta Martinez M., Gonzalez Santalo J. M., Franco Lopez R., Carreon Silva R. *Estudio tecnico del proceso de captura de CO2 con monoetanolamina para una planta termoeléctrica*. s.l. : Boletín IIE, Artículos técnicos.
17. *Techno-Economic Analysis of CO2 Capture from Pulp and Paper Mill Limekiln*. Amod Parkhi, Selen Cremaschi, Zhihua Jiang. ISSN 2405-8963, s.l. : IFAC-PapersOnLine, 2022, Vols. 55, Issue 7, Pages 284-291. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.07.458..>
18. —.Amod Parkhi, Selen Cremaschi, Zhihua Jiang,. ISSN 2405-8963, s.l. : IFAC-PapersOnLine, 2022, Vols. 55, Issue 7. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.07.458..>
19. Peters M.S., Timmerhaus K.D., West R.E. *Plant design and economics for chemical engineers (5th ed.* New York : McGraw-hill chemical engineering series, 2003. 0071198725.
20. *CO2 from direct air capture as carbon feedstock for Fischer-Tropsch chemicals and fuels: Energy and economic analysis*. Marco Marchese, Giulio Buffo, Massimo Santarelli, Andrea Lanzini. Torino : Journal of CO2 Utilization, 2021, Vol. 46. 101487.
21. Marcel Dossow, Vincent Eyberg, Vincent Dieterich , Sebastian Fendt,Hartmut Spliethoff. *CESTE: The TUM Chair of Energy Systems Techno-Economic Analysis Method; Advancing Techno-Economic Analysis for Evaluating Power-to-X and Biomass-to-X Processes*. Munich : Chair of Energy Systems, School of Engineering and Design, Technical University of Munich, May, 2024.
22. *MathWorks Simscape Team (2025). Renewable Energy Integration Design with Simscape* (<https://github.com/simscape/Renewable-Energy-Integration-Simscape>), GitHub. Recuperado 5 febrero, 2025.
23. *Battery Energy Storage Systems in Microgrids: A Review of SoC Balancing and Perspectives*. Fagundes, T. A. s.l. : in *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 5, pp. 961-992, 2024, doi: 10.1109/OJIES.2024.3455239., 2024.
24. *A comprehensive survey of alkaline electrolyzer modeling: Electrical domain and specific electrolyte conductivity*. Gambou, F., Guilbert, D., Zasadzinski, M., Rafaralahy, H. s.l. : Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/9/345>, 2022.
25. Yodwong, B., Guilbert, D., Phattanasak, M., Kaewmanee, W., Hinaje, M., Vitale, G.: 'Ac-dc converters for electrolyzer applications: State of the art and future challenges', *Electronics*, 2020, 9, (6). Available from: <https://www.mdpi.com/2079-9292/9/6/912>.
26. Varela, C., Mostafa, M., Zondervan, E.: "Modeling alkaline water electrolysis for power-to-x applications: Ascheduling approach", *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, 46, (14), pp. 9303–9313. Available from: <https://www.sciencedirect.com/scienc>.
27. Jain, A., Abeyasekera, T., Gupta, M., Lund, T., Sønderby, O., & Tuxen, A. (2024). Off-grid concept for large scale production of green hydrogen from wind energy. 149–157. <https://doi.org/10.1049/icp.2024.1831>.
28. Ferrando, J. V. (n.d.). *Modelling and Simulation of Hydrogen Electrolyzers for Power System Applications*.
29. Bohacikova, viktoría. *CO2 hazards in Carbon Capture, Utilisation, and Storage (CCUS)*. GEXCON. [En línea] 24 de April de 2025. <https://www.gexcon.com/blog/co2-hazards-in-carbon-capture-utilisation-and-storage-ccus/>.
30. *Carbon Dioxide Major Accidents Hazards Awareness*. Spitzenberg, Cynthia y Flechas, Tatiana. June de 2023, American Institute of Chemical Engineers (AIChE).
31. AN AIR. *Extinción de Incendios con CO2: Guía Completa de Sistemas Automáticos*. [En línea] <https://anair.es/articulos/extincion-automatica-por-co2.html>.
32. —. *Niveles de CO2 permitidos en espacios confinados: Normativa y seguridad*. [En línea] <https://anair.es/articulos/co2-permitido-en-espacios-confinados.html>.

33. crédito.com.mx. *Tanque de CO2: Usos y Precauciones*. [En línea] 12 de septiembre de 2024. <https://www.credito.com.mx/articulo/tanque-de-co2-usos-y-precauciones>.
34. Ficha de datos de seguridad del CO2.
35. Industrial, Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa. Subdirección General de Calidad y Seguridad. *Guía técnica de aplicación del reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias*. Madrid : s.n., 2021.
36. Ministerio de Economía, Industria y Competitividad. Real Decreto 565/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10. s.l. : BOE-A-2017-8755, 25/10/2017.
37. Metanol combustible: características, usos, producción y seguridad. [En línea] 13 de mayo de 2024. <https://www.idvip.edu.pe/2024/05/13/metanol-combustible/>.
38. International Civil Aviation Organization (ICAO). *Manual on Civil Aviation Jet Fuel Supply*. 2012.
39. ICAO, UNDO, Global Environment facility. *Sustainable Aviation Fuels Guide*. 2018.
40. Airports Council International (ACI) & Aerospace Technology Institute (ATI). *Integration of Sustainable Aviation Fuels into the air transport system*.
41. IATA. *SAF Handbook*. 2024.
42. Geoffrey Ho, Sjoerd Pernot, Gemma Toop, Jakob Hoffmann. *Assessment of the production and supply of SAF in Union airports and study on the feasibility of the creation of a system of tradability of SAF in the EU*. s.l. : European Commission, February 2025.
43. Boeing. *Boeing Commits to Deliver Commercial Airplanes Ready to Fly on 100% Sustainable Fuels*. [En línea] 22 de January de 2021. <https://boeing.mediaroom.com/2021-01-22-Boeing-Commits-to-Deliver-Commercial-Airplanes-Ready-to-Fly-on-100-Sustainable-Fuels>.
44. Airbus. *An A350 fuelled by 100% SAF just took off*. [En línea] 18 de March de 2021. <https://www.airbus.com/en/newsroom/stories/2021-03-an-a350-fuelled-by-100-saf-just-took-off>.
45. REPSOL. *Combustibles Sostenibles de Aviación*. 2024.
46. Ho, Geoffrey, y otros. *Assessment of the production and supply of SAF in Union airports and study on the feasibility of the creation of a system of tradability of SAF in the EU – Final report*. European Commission: Directorate-General for Mobility and Transport. s.l. : Publications Office of the European Union, 2025.
47. Ministerio de Industria, Energía y Minería. *H2U Hoja de ruta del hidrogeno verde y derivados en Uruguay*. 2023.
48. IMPO CEntro de información Oficial. *Ley N° 19924*. [En línea] 12 de 2020. <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/19924-2020>.
49. Vallejo, David. *El futuro del SAF en España: 2025, año clave para aprovechar o perder la oportunidad*. *El periódico de la energía*. [En línea] 24 de 10 de 2024. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-futuro-del-saf-en-espana-2025-ano-clave-para-aprovechar-o-perder-la-oportunidad/>.
50. Jadhav, Ashwin. *Anatomy of a SAF Deal: Bringing Together Fuel Producers, Airlines and Corporate Customers* . [En línea] Twelve. <https://www.twelve.co/post/fueling-the-future-how-airlines-saf-producers-and-corporate-customers-can-collaborate-through-tri>.
51. Ministerio de Industria, Energía y Minería. *Balance Energético 2023*. Dirección Nacional de Energía. 2023.

52. Banco Interamericano de Desarrollo. *Hidrógeno verde y el potencial para Uruguay: Insumos para la elaboración de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde de Uruguay*. 2022.
53. Ministerio de Industria, Energía y Minería. *Uruguay green hydrogen Roadmap*. 2022. Bluebook.
54. Ministerio de Industria, Energía y Minería. *Proyectos de hidrógeno verde y derivados en Uruguay*. [En línea] 16 de 09 de 2024. <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/proyectos-hidrogeno-verde-derivados-uruguay>.
55. Universidad Católica del Uruguay . *Factores habilitantes para el desarrollo del Hidrógeno Verde en Uruguay: Infraestructura, recurso hídrico y marco normativo*. Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable. 2024.
56. Royal Haskoning DHV. *Exportación de derivados de hidrógeno verde - Análisis Logístico*. 2024. Informe final.
57. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y derivados en Uruguay*. 2023.
58. Cadavid Isaza, Andrea, y otros. *Green Hydrogen Production in Uruguay: Integrating Life Cycle Assessment and Energy System Optimisation using Impuls-urbs Framework*. School of Engineering and Design, Technical University of Munich. 2024.
59. Ferro, Santiago. *ANCAP's Energy Transition Projects in Uruguay*. ANCAP. 2024.
60. Universidad de la República de Uruguay. *Equipo multidisciplinario informó sobre iniciativas de Hidrógeno Verde en Uruguay* . [En línea] 4 de 10 de 2024. <https://udelar.edu.uy/portal/2024/10/equipo-multidisciplinario-informo-sobre-iniciativas-de-hidrogeno-verde-en-uruguay/>.
61. Red Académica de Hidrógeno del Uruguay.
62. Inés Torres, Ana. *Hidrógeno en el Uruguay –Aportes desde la academia*. 2022.
63. Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay. *Balance Energético Nacional*. [En línea] https://visualizadorben.miem.gub.uy/visualizador/api/repos/:public:organismos:miem:miem_ben.wcdf/generatedContent.
64. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. *Sustainable Aviation Fuel, Review of Technical Pathways*. September 2020. DOE/EE-2041.
65. Roundtable on Sustainable Biomaterials, RSB. *Decarbonising Aviation: The sustainable way forward*.
66. *CO2 utilization through integration of post-combustion carbon capture process with Fischer-Tropsch gas-to-liquid (GTL) processes*. Ahmad Rafiee, Mehdi Panahi, Kaveh Rajab Khalilpour. Pages 98-106, ISSN 2212-9820, s.l. : Journal of CO2 Utilization, 2017, Vol. 18. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2017.01.016>.
67. Plataforma Tecnológica Española de CO2.
68. *Process design and economic analysis of membrane-integrated absorption processes for CO2 capture*. Mun-GiJang, SeokwonYun, Jin-KukKima. 113180, s.l. : Journal of Cleaner Production, 2022, Vol. 368. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133180>.
69. Fraga, A. Queijo. "Sistemas de Captura de CO2". s.l. : TFM/MEM/09-17, 2017.
70. *A sorbent-focused techno-economic analysis of direct air capture*. Habib Azaradi, Klaus S.Lackner. ISSN 0306-2619, s.l. : Applied Energy, 2019, Vols. 250, Pages 959-975. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.012>.
71. *Uruguay green Hydrogen Roadmap: Bluebook*. 2022.

72. *Techno-economic comparison of reverse water gasshift reaction to steam and dry methane reforming reactions for syngas production*. Ebrahim Rezaei, Stephen Dzuryk. 144 , s.l. : Chemical Engineering Research and Design, 2019. 0263-8762/.
73. *Europea, Consejo Europeo. Consejo de la Unión*. [En línea] <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-refueu-and-fueu/>.
74. *The MathWorks, Inc.* [En línea] <https://la.mathworks.com/help/sps/ref/threewindingtransformerthreephase.html>.
75. *Chevron Corporation. Aviation Fuels Technical Review*. 2006.
76. *Moriarty , Kristi y McCormick, Robert. Sustainable Aviation Fuel Blending and Logistics*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2024. NREL/TP-5400-90979.
77. *Moriarty, Kristi y McCormick, Robert. Sustainable Aviation Fuel Blending and Logistics*. National Renewable Energy Laboratory. 2024. NREL/TP-5400-90979.
78. *How do large airport refuelling systems work?* AVIATION. [En línea] <https://aviation.stackexchange.com/questions/38106/how-do-large-airport-refuelling-systems-work>.
79. *Aviation Learnings Team. How Aircraft Refueling Works | Role of Fuel Hydrant Dispensers & Aircraft Refueling Trucks*. [En línea] 31 de May de 2020. <https://aviationlearnings.com/how-airplane-refueling-works/>.
80. *Clean Sky 2 JU & FCH 2 JU. Hydrogen-powered aviation: A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050* . 2020.
81. *Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Balance energético 2023. Área de Planificación, Estadística y Balance (PEB) de la Dirección nacional de Energía (DNE)*. 2023.
82. *Instituto Nacional de Logística (INALOG). INFRAESTRUCTURA PORTUARIA*. [En línea] <https://www.inalog.org.uy/es/infraestructura-puertos-libres/#>.
83. *Transport & Environment (T&E). SAF around the world*. [En línea] <https://www.transportenvironment.org/topics/planes/saf-observatory/saf-around-the-world>.
84. *GRAND VIEW RESEARCH. Sustainable Aviation Fuel Market Summary*. [En línea] <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/sustainable-aviation-fuel-market-report>.
85. *Shams, Aamir, y otros. Market Outlook October 2024 – Sustainable Aviation Fuel*. RMI. 2024.
86. *Williams, Hannah y Keane, Shannon. Beyond the transatlantic core: Emerging SAF mandates in global markets*. [En línea] Carbon Direct, 16 de June de 2025. <https://www.carbon-direct.com/insights/beyond-the-transatlantic-core-emerging-saf-mandates-in-global-markets>.
87. *Sachdeva, Nikhil, y otros. SAF - The time is now*. [En línea] Roland Berger, 18 de February de 2025. <https://www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/SAF-The-time-is-now.html>.
88. *SkyNRG. Sustainable Aviation Fuel Market Outlook*. 2024. June 2024 Update.
89. *METHANOL INSTITUTE. SAFE HANDING*. [En línea] <https://www.methanol.org/safe-handling/>.
90. *The MathWorks, Inc. Two-Winding Transformer*. [En línea] <https://la.mathworks.com/help/sps/ref/twowindingtransformerthreephase.html>.

91. Cheng, H., Xia, Y., Hu, Z., Xiong, J., Wei, W. *Modeling and Control for Alkaline Water Electrolyzers Operating in Wide Range*. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 71, n.º 9, pp. 10888-10897, 2024. doi: 10.1109/TIE.2023.3340211.
92. Xia, Y., Cheng, H., He, H., Wei, W. *Efficiency and consistency enhancement for alkaline electrolyzers driven by renewable energy sources*. *Communications Engineering*, vol. 2, art. 22, 2023. doi: 10.1038/s44172-023-00070-7.