



Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA.

30 de abril de 2021



Programa de Energías
Renovables y Eficiencia
Energética en Chile

giz

Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-17-8. Primera edición digital: abril 2021

Título: Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante
electrólisis para la entidad GNA
Autor(es): GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.I. y TCI Gecomp SpA
Revisión y modificación: José Fuster Justiniano, Rodrigo Vásquez Torres, Pablo Tello Guerra
Edición: Pablo Tello Guerra.
Santiago de Chile, 2021.
144 páginas
Energía - Hidrógeno verde – Tecnologías hidrógeno – LCOH- Evaluación técnico-económica



Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 21 de abril de 2021

Contenido

1	Resumen ejecutivo	10
2	Estudio de prefactibilidad solar.....	11
2.1	Localización del proyecto	11
2.2	Antecedentes del proyecto	11
2.2.1	Topografía	12
2.2.2	Datos de Radiación y Meteorológicos.....	12
2.2.3	Estudio hidrológico.....	12
2.2.4	Ánálisis Geotécnico	12
2.2.5	Ánálisis de sombras y perfil de obstáculos.....	12
2.2.6	Ánálisis del recurso solar.....	14
2.2.7	Capacidad máxima instalable	17
2.3	Parámetros PVsyst	17
2.3.1	Albedo	18
2.3.2	Limitación de Potencia Activa	19
2.3.3	Factor de Potencia.....	19
2.3.4	Disponibilidad.....	19
2.3.5	Factor de Bifacialidad	19
2.3.6	Radiación global incidente en el suelo	19
2.3.7	Factor de forma trasero	19
2.3.8	Difusa trasera	19
2.3.9	Sombras traseras.....	19
2.3.10	Radiación global trasera.....	19
2.4	Resultados de generación anual de energía	19
2.5	Descripción técnica del proyecto	22
2.5.1	Sistema generador – módulos fotovoltaicos.....	22
2.5.2	Estructura soporte con seguimiento solar	25
2.6	Elección de inversor y distribución eléctrica de los módulos.	28
2.6.1	Sistema de conversión de potencia	28
2.6.2	Cuadros de campo y eléctricos en corriente continua.....	31
2.6.3	Protecciones en CC y CA.....	31
2.6.4	Cableado.....	32
2.6.5	Puesta a tierra	32
2.6.6	Interconexión a la red eléctrica.....	33
2.7	Estudio de pérdidas energéticas	33

2.7.1	Pérdidas por sombras.....	33
2.7.2	Pérdida por polvo	33
2.7.3	Pérdida o ganancia por calidad del módulo.....	33
2.7.4	Pérdida LID (módulos cristalinos).....	33
2.7.5	Pérdidas por Mismatch	33
2.7.6	Pérdida CC	34
2.7.7	Pérdidas del Inversor.....	34
2.7.8	Pérdidas AC y MT	34
2.7.9	Pérdida por servicios auxiliares.....	34
2.7.10	Pérdida en transformadores	34
2.7.11	Pérdida por reflexión del suelo (albedo).....	34
2.8	Plan de mantenimiento y operación.....	34
2.8.1	Monitorización y equipos de medida.....	34
2.8.2	Edificaciones, canalizaciones y obra civil	35
3	Estudio de prefactibilidad electrólisis	36
3.1	Reseña comparativa de aspectos relevantes de las diferentes tecnologías de hidrógeno	36
3.1.1	Tipos de electrolizadores	39
3.1.2	Comparativa de la tecnología de electrólisis alcalina y PEM	45
3.1.3	Listado de los principales proveedores a nivel mundial de electrólisis	54
3.2	Estudio de recurso hídrico disponible y evaluación y selección de tecnología de desalinizado adecuada.....	56
3.2.1	Ánálisis del recurso hídrico.....	56
3.2.2	Tecnología de desalinizado	56
3.3	Reseña comparativa de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. .	57
3.3.1	Almacenamiento gaseoso	57
3.3.2	Almacenamiento líquido	58
3.3.3	Amoniaco	59
3.3.4	Líquidos orgánicos.....	60
3.3.5	Almacenamiento de hidrógeno con hidruros metálicos (almacenamiento químico)	61
3.4	Selección de la tecnología óptima, potencia requerida y características clave.....	61
3.5	Identificación de componentes de Balance of Plant (BOP). Diseño conceptual de unidades de proceso y auxiliares de una instalación de electrólisis.....	64
3.5.1	Electrolizador.....	65
3.5.2	Refrigeración del electrolizador	68

3.5.3	Sistema de compresión	69
3.5.4	Almacenamiento	70
3.6	Obra civil, eléctrica y de control necesaria para la instalación del electrolizador	71
3.6.1	Clasificación del emplazamiento.....	71
3.7	Dimensionamiento de rechazos generados en el proceso de electrólisis	72
3.7.1	Oxígeno como subproducto	72
3.7.2	Calor	73
3.7.3	Agua de rechazo	73
4	Integración energética: electrólisis-solar fv	74
4.1	Ánálisis de acoplamiento entre la tecnología fotovoltaica y electrólisis	74
4.2	Optimización de la producción de hidrógeno	78
4.3	Dimensionamiento del almacenamiento	80
4.4	Layout aproximado de electrólisis	85
5	Análisis del sector y viabilidad.....	86
5.1	Identificación de proyectos de referencia	86
5.2	Desglose de precios de CAPEX	89
5.2.1	Cotizaciones recibidas	89
5.2.2	Selección de la cotización para el estudio económico	90
5.2.3	Presuntos del análisis económico.	91
5.2.4	Aproximación técnica a partir de datos de fabricante.....	93
5.2.5	CAPEX del proyecto	94
5.3	Estudio de costes operativos y LCOH	96
5.3.1	Costes operativos	96
5.3.2	LCOH.....	98
5.3.3	Coste de sustitución de diésel por hidrógeno verde.....	100
6	Conclusiones y recomendaciones finales.....	101
6.1	Tabla resumen de casos planteados	101
6.2	Recomendaciones finales.....	102
7	Anexos	105
	Anexo 1: Reporte PVsyst, estudio variante con inversor central y panel bifacial.	105
	Anexo 2: Reporte PVsyst, estudio variante con inversor central y panel monocristalino....	113
	Anexo 3: Reporte PVsyst, estudio variante con inversores strings y panel bifacial.	121
	Anexo 4: Reporte PVsyst, estudio variante con inversores strings y panel monocristalino. 129	
	Anexo 5: Diagrama unifilar de la instalación.....	137
	Anexo 6: Diagrama SCADA.....	139

8 Referencias.....	141
--------------------	-----

Índice de figuras

Figura 1: Ruta para llegar a la zona de proyecto desde la ciudad de Antofagasta.	11
Figura 2: Datos de sombra mensual y representación gráfica respecto al plano.	13
Figura 3: Relieve de la zona donde se va a realizar el estudio solar.	13
Figura 4: Efecto de la topografía.	14
Figura 5: Datos solares.	15
Figura 6: Promedio mensual de la insolación incidente en el plano horizontal e inclinado.....	16
Figura 7: Datos de temperatura promedio diaria y anual en la ubicación elegida.	17
Figura 8: Parámetros climáticos junio de 2015.	18
Figura 9: Parámetros climáticos diciembre de 2015.....	18
Figura 10: Generación mensual planta FV en base a configuración inversores strings con paneles bifaciales (MWh)	20
Figura 11: Diagrama pérdidas planta FV en base a configuración inversores strings con paneles bifaciales.....	21
Figura 12: Pirámide de ranking de bancabilidad de módulos por marca.	23
Figura 13: Tipo y modelo del panel analizado.....	24
Figura 14: Características mecánicas y dimensiones del panel LR4-72HBD-445M.....	25
Figura 15: Distribución global de fabricantes de trackers.....	26
Figura 16: Sección transversal con distancia entre seguidores solares.	27
Figura 17: Sección transversal de detalle de postes de seguidor solar.....	27
Figura 18: Especificaciones técnicas de modelo de seguidor solar seleccionado.....	28
Figura 19: Características CA/CC del inversor SG250HX.	31
Figura 20: Tabla resumen de métodos de producción y usos finales del hidrógeno.....	37
Figura 21: Vías de producción de hidrógeno renovable y niveles actuales de madurez.	38
Figura 22: Esquema de la electrólisis del agua.....	39
Figura 23. Diagrama de flujo simplificado del proceso de electrólisis del agua.	39
Figura 24: Electrólisis AEL.....	40
Figura 25: Electrólisis PEM	41
Figura 26: Funcionamiento celda de electrólisis SOEC.	43
Figura 27: Esquema de funcionamiento de un electrolizador AEM.....	44
Figura 28: Esquema de la instalación de pruebas de NREL.....	45
Figura 29: Respuesta de la frecuencia a un incremento de carga en la red.	46
Figura 30: Respuesta de la frecuencia a una caída de carga en la red.....	46
Figura 31: Comparativa de vida útil de los stacks presente y futuro.	48
Figura 32: Principales riesgos y medidas para una instalación de electrólisis.....	49
Figura 33: Coste por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y a futuro.	50
Figura 34: Comparación coste tecnologías PEM y Alcalina.....	51
Figura 35: Desglose aproximado de costes para stacks alcalinos.	52
Figura 36: Desglose aproximado de costes para stacks PEM.....	53
Figura 37: Coste de hidrógeno producido en función a tasa de uso de la instalación.	53
Figura 38: Comparación de los diferentes tipos de depósitos para hidrógeno gas presurizado	58
Figura 39: Tanque de hidrógeno líquido	59

Figura 40: Esquema de proceso de transformación en amoníaco y su posterior reconversión en hidrógeno	59
Figura 41: Proceso de conversión de amoníaco en hidrógeno para uso en pilas de combustible.	60
Figura 42: Proceso de transformación de hidrógeno en LOHC.....	61
Figura 43: Calendario Programas de Innovación Corfo 2021.....	63
Figura 44: Mapa conceptual de componentes de la instalación.....	65
Figura 45: Diagrama de flujo de un stack de electrólisis PEM	65
Figura 46: Producción promedio diaria de hidrógeno durante BOL del electrolizador PEM de 1,2 MW.....	66
Figura 47: Esquemas de las versiones más básicas de purificación de hidrógeno electrolítico .	67
Figura 48: Tipos de compresores empleados en hidrógeno, con rango de operación.....	69
Figura 49: Compresor de diafragma.....	69
Figura 50: Producción promedio diaria de oxígeno durante BOL del electrolizador PEM.	73
Figura 51: Estimación irradiancia horaria a lo largo de un año.....	76
Figura 52: Irradiancia solar durante los días promedio de un año.	77
Figura 53: Análisis de sensibilidad de almacenamiento y excedente solar frente a la potencia de electrólisis instalada.....	79
Figura 54: Evolución de hidrógeno en tanques de almacenamiento. Se debe proveer una carga inicial de 300 kg para asegurar gas colchón presente durante un año de producción.	82
Figura 55: Modelo de almacenamiento de hidrógeno en container.	83
Figura 56: Factor de compresibilidad frente a presión de hidrógeno.	84
Figura 57: Volumen ocupado aproximado por el almacenamiento en el layout de la instalación. Caso a 450 bar.....	85
Figura 58: Layout aproximado de una instalación de electrólisis de 1 MW.	85
Figura 59: Equipos mínimos incluidos en el layout de una instalación de electrólisis.....	86
Figura 60: Esquema de instalación del proyecto Hoasis.	86
Figura 61: Esquema de instalación del proyecto Haru Oni.	87
Figura 62: Esquema de equipos e instalación Proyecto Cerro Pabellón.	88
Figura 63: Proyecto HyEx, esquema conceptual de producción y usos finales.	89
Figura 64: Esquema de la instalación con los datos de la cotización.....	93
Figura 65: Distribución de CAPEX de la instalación fotovoltaica.....	95
Figura 66: Distribución del CAPEX porcentual de la planta de electrólisis.	96
Figura 67: Desglose de costes incurridos en amortización del proyecto	97
Figura 68: Desglose de costes operativos	98
Figura 69: Costes del proyecto desglosados cuando existe un subsidio del 30% del CAPEX....	100

Índice de tablas

Tabla 1: Datos de la ubicación del proyecto. Coordenadas obtenidas de Google Earth Pro.....	11
Tabla 2: Datos de radiación en la ubicación.....	16
Tabla 3: Listado de fabricantes de paneles incluidos como Tier 1.....	23
Tabla 4: Resumen resultados más representativos diferentes variantes estudiadas.....	29
Tabla 5: Características técnicas del inversor SG250HX. Fabricante: Sungrow.	30
Tabla 6: Parámetros típicos de operación de un electrolizador alcalino.	40
Tabla 7: Ventajas y desventajas de electrolizadores alcalinos.....	40
Tabla 8: Parámetros de funcionamiento típicos de electrolizadores PEM	42
Tabla 9: Ventajas y desventajas electrolizadores PEM	42
Tabla 10: Parámetros operativos de una celda de producción de syngas vía SOEC.....	43
Tabla 11: Ventajas y desventajas electrolizadores SOEC.	43
Tabla 12: Listado de fabricantes de electrolizadores.....	55
Tabla 13: Características y especificaciones técnicas preliminares de los electrolizadores.	66
Tabla 14: Características y especificaciones técnicas del intercambiador de calor para la refrigeración.....	68
Tabla 15: Características y especificaciones técnicas del compresor.	70
Tabla 16: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento.	70
Tabla 17: Excedente solar y consumo electrólisis.....	74
Tabla 18: Consumo mensual de un electrolizador de 1,2 MW (eficiencia:5 kWh/Nm ³) en función de la generación solar.	78
Tabla 19: Horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador en función a la potencia nominal.	80
Tabla 20: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento.	83
Tabla 21: Resumen de posibilidades de almacenamiento frente a área ocupada por cada escenario.	84
Tabla 22: Cotización Proveedor 1 electrolizador AEL.....	89
Tabla 23: Cotización Proveedor 2 electrolizador PEM 1 MW	90
Tabla 24: Cotización Proveedor 2 electrolizador PEM 2,1 MW	90
Tabla 25: Cotización Proveedor 3 electrolizador AEL o PEM	90
Tabla 26: Cotización Proveedor 4 electrolizador PEM	90
Tabla 27: Proveedores del estudio de NREL.	92
Tabla 28: CAPEX desglosado instalación de electrólisis.	94
Tabla 29: CAPEX desglosado instalación fotovoltaica.....	94
Tabla 30: Supuestos de financiación propuestos.....	96
Tabla 31: Coste del hidrógeno que permite sustituir el diésel.	100
Tabla 32: Coste nivelado del hidrógeno a lo largo del proyecto desglosado por CAPEX, OPEX y otros costes.	101

Glosario

- AEL: Electrolizador alcalino
AEM: Membrana de intercambio aniónico
ASME: American Society of Mechanical Engineers
AT: Alta tensión
BIE: Boca de incendios equipada
BOL: Inicio de vida útil (Begin of life)
BOP: Balance of plant
CA: Corriente alterna
CAPEX: Capital Expenditures (gastos de capital)
CC: Corriente continua
CE: Conformité Européenne
EPC: Ingeniería, puesta en marcha y construcción
ERNC: Energías renovables no convencionales
FCH JU: Fuel cell and hydrogen joint undertaking
FV: Fotovoltaica
IEA: Agencia Internacional de la Energía
IRENA: International renewable energy agency
LCOH: Coste nivelado del hidrógeno
LHV: Calor específico inferior
LOCH: Líquidos orgánicos portadores de hidrógeno
MM: Millones
MPPT: Punto de máxima potencia
MT: Media tensión
NREL: National renewable energy laboratory
O&M: Operación y mantenimiento
OPEX: Operational Expenditures (Gastos de operación)
PED: Directiva de equipos a presión
PEM: Membrana de intercambio protónico
PMGD: Pequeños medios de generación distribuida
PR: Performance ratio
PSA: Adsorción por presión diferencial
PPA: Power Purchase Agreement
SAM: System Advisor Model
SOEC: Celda de electrólisis de óxido sólido
STC: Standard test conditions (condiciones estándares de prueba)
TMY: Datos de temperatura y meteorológicos anuales
TRL: Nivel de madurez tecnológica
TSA: Adsorción por temperatura diferencial
UPS: Sistema de alimentación ininterrumpida
WACC: Coste medio ponderado de capital
WRF: Weather Research and Forecasting

1 RESUMEN EJECUTIVO

El hidrógeno verde se ha tomado la agenda energética durante los últimos dos años y tal como aparece mencionado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde en Chile, su producción puede ser tanto para exportación como para consumo interno. En este contexto, para el proyecto de Descarbonización del Sector Energético de Chile que lleva a cabo el Programa 4e de la GIZ en el marco del trabajo conjunto con el Ministerio de Energía de Chile, resulta sumamente importante estudiar varios tamaños de proyectos para la producción de hidrógeno, teniendo en consideración otros aspectos distintos a la economía de escala asociada a proyectos de gran magnitud. Dentro de las alternativas a estudiar surgen los proyectos de generación ERNC menores a 9 MW (PMGD), los cuales en los últimos años han experimentado un crecimiento significativo.

El presente estudio fue realizado para GNA, una empresa minera ubicada en la región de Antofagasta con casi 30 años de experiencia en el sector. La empresa se dedica a la pequeña y mediana minería de la sílice y el cobre, y apoya activamente la transición energética en su estrategia de desarrollo a futuro, esperando sustituir el diésel en sus operaciones con un combustible amigable con el medioambiente como el hidrógeno verde.

El informe estudia a nivel conceptual-prefactibilidad la viabilidad técnico-económica de una planta de producción de 160 kg/día de hidrógeno a partir de electrólisis integrada con una planta fotovoltaica desconectada de la red (off-grid), ambas dimensionadas específicamente para la demanda de hidrógeno. La planta fotovoltaica propuesta tiene una potencia máxima nominal en corriente continua (CC) de 1,831 MW y 1,575 MW en corriente alterna, en un terreno de aproximadamente 4 hectáreas, ubicado en la Región de Antofagasta para la cual se desarrolló toda la documentación de nivel conceptual.

Respecto a la planta de electrólisis, el estudio analizó diversas tecnologías de producción de hidrógeno y los componentes auxiliares (Balance of Plant) que mejor se adecuaban a las condiciones del proyecto. Así, luego de realizar un predimensionamiento y en base a una oferta basada en cotizaciones de diversos proveedores, se seleccionó un electrolizador PEM de 1,25 MW para cubrir la demanda inicialmente propuesta. Del mismo modo, el análisis incluyó la consideración de contar con almacenamiento de dos días de hidrógeno a una presión de 450 bar para asegurar disponibilidad a la demanda diaria, asumiendo como uso final, vehículos industriales con celda de combustible, los cuales requieren hidrógeno con alta pureza (99,9995%).

Los principales resultados económicos de este proyecto entregaron un costo nivelado del hidrógeno (LCOH) de 11,85 USD/kgH₂, con un costo de inversión (CAPEX) de aproximadamente MMUSD 4,4 para la planta de electrólisis con todos los equipos auxiliares incluidos y aproximadamente MMUSD 1,3 para la planta solar FV. Cabe destacar, el porcentaje del CAPEX que representa el almacenamiento asociado a hidrógeno, suponiendo un 41% de éste. En caso de no requerir almacenamiento ni un sistema de compresión, el LCOH disminuiría a 8,38 USD/kg.

Una vez analizada la viabilidad del proyecto, se concluye que se deben considerar otros factores que pueden mejorar la viabilidad económica, tales como contar con la demanda u offtakers definidos para la venta del hidrógeno, así como la disposición a pagar por un hidrógeno verde, la optimización del modelo de almacenamiento de hidrógeno y la venta de los subproductos de electrólisis como el oxígeno y calor, en demandas geográficamente cercanas.

2 ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD SOLAR

2.1 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto pretende ubicarse cerca de las instalaciones que actualmente dispone la empresa GNA. Esta propuesta inicial se desarrolla sobre una zona ubicada a unos 400 metros al norte de donde se ubica el campamento de la empresa, utilizará alrededor de 4 hectáreas, y se ubicará en una zona que se encuentra al oeste a unos 18,50 kilómetros de la Estación de la Negra y a 35 kilómetros de Antofagasta, Región de Antofagasta.

En la siguiente tabla se presentan las coordenadas decimales del punto central de la ubicación del proyecto y su altitud:

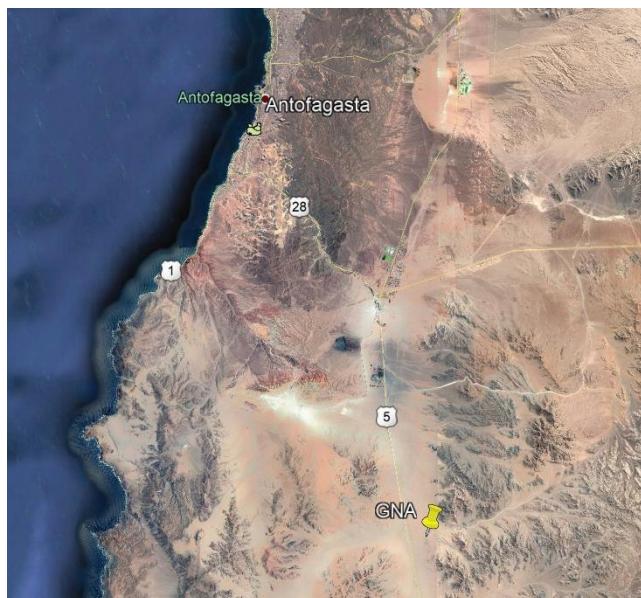
Tabla 1: Datos de la ubicación del proyecto. Coordenadas obtenidas de Google Earth Pro.

Nombre	GNA
Ubicación	Región de Antofagasta
Coordenadas	23,93°, -70,28°
Elevación	655 metros

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente imagen, extraída de Google Maps, se indica la ruta para llegar a la zona de proyecto desde la ciudad de Antofagasta.

Figura 1: Ruta para llegar a la zona de proyecto desde la ciudad de Antofagasta.



Fuente: Google Maps.

2.2 ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Para la realización de la presente propuesta técnica se ha utilizado como información base los datos aportados por el cliente, así como datos topográficos, obtenidos del programa Google Earth Pro, y climatológicos, procedentes de la base de datos Meteonorm 7.3. (1991-2009), incluida dentro del programa PVsyst, siendo este el programa de ordenador que se va a utilizar para los prediseños previos. Este programa posee una amplia base de datos de los principales componentes usados en una instalación del mercado internacional.

También están disponibles las bases de datos de radiación solar de Solargis y del Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile para la ubicación del proyecto solar.

Para la comprobación de los datos obtenidos por el programa PVsyst, se ha utilizado el Explorador Solar. Programa del Ministerio de Energía, desarrollado originalmente por la Universidad de Chile. <http://solar.minenergia.cl/inicio>.

Al tratarse de una propuesta inicial con rango de estudio previo en la que se ha dispuesto de una somera información, no se ha estimado la necesidad de disponer de estudios adicionales como, geotécnico, hidrológico o de otra índole. Estos estudios deberán ser realizados posteriormente, cuando hayan sido consensuados los requisitos y necesidades finales de la planta.

2.2.1 TOPOGRAFÍA

Para este estudio previo se han tomado los datos obtenidos del programa Google Earth Pro, ya que no se dispone de levantamiento planimétrico de la zona donde se pretende llevar a cabo la actuación.

2.2.2 DATOS DE RADIACIÓN Y METEOROLÓGICOS

Los cálculos de generación solar se han realizado considerando los datos de radiación solar obtenidos de la base de datos Meteonorm, la cual incluye el programa. Como se ha indicado en párrafos anteriores, se ha utilizado el programa Explorador Solar del Ministerio de Energía para comprobar los valores obtenidos. Para ello, se han visualizado los datos mensuales de Explorador Solar, serie temporal mensual que abarca desde 01/1999 a 06/2018. Estudio Hidrológico

2.2.3 ESTUDIO HIDROLÓGICO

El objetivo de los estudios hidrológicos es realizar una estimación de las posibles crecidas pluviales susceptibles de ocurrir sobre el punto donde se estima la construcción del parque fotovoltaico, y de esta forma, verificar el posible riesgo de inundación. El estudio deberá estar disponible antes de la realización del proyecto de ejecución de la planta.

2.2.4 ANÁLISIS GEOTÉCNICO

Previo al desarrollo del proyecto, se deberá realizar un estudio donde se compruebe el comportamiento geoeléctrico, la agresividad del terreno y la capacidad portante del mismo.

2.2.5 ANÁLISIS DE SOMBRA Y PERFIL DE OBSTÁCULOS

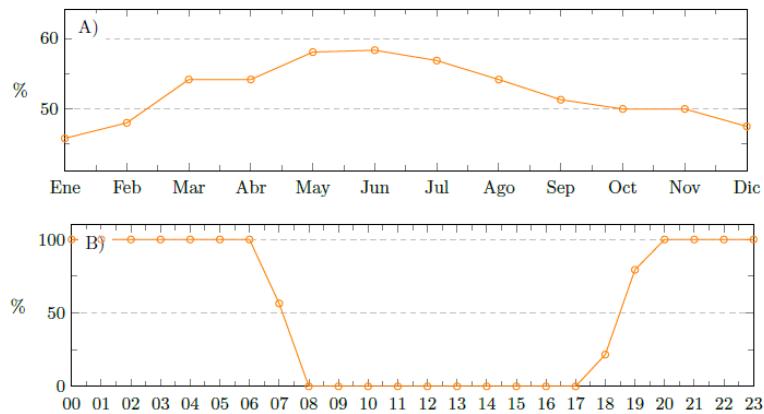
2.2.5.1 SOMBRA LEJANAS

Se consideran las sombras lejanas como aquellas originadas por cerros u objetos lejanos a una distancia 10 veces la anchura del campo solar. El Explorador Solar denomina las sombras generadas por los cerros como sombras topográficas y para evaluar su influencia en el sitio seleccionado utiliza una base de datos con una altura de terreno de 90 metros de resolución, la cual considera la topografía existente en un radio de 180 kilómetros. Estas sombras serían por tanto la proyección de los obstáculos topográficos en el entorno del sitio.

La Figura 2, extraída del reporte ya comentado, muestra la frecuencia de sombras mensualmente y el porcentaje del año con sombras en cada hora.

Figura 2: Datos de sombra mensual y representación gráfica respecto al plano.

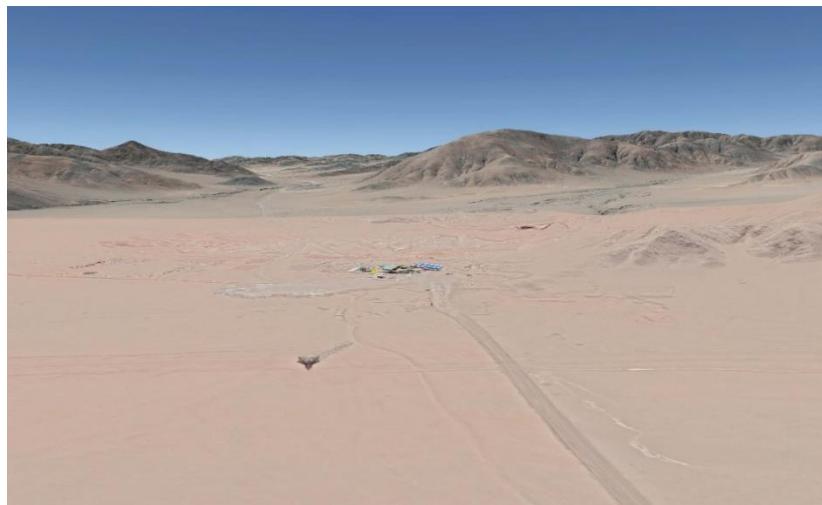
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	45.83	48.03	54.17	54.17	58.06	58.33	56.86	54.17	51.31	50.0	50.0	47.52
(a) Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.												
Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	56.45	0.0	0.0	0.0	0.0
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.67	79.36	100.0	100.0	100.0	100.0
(b) Porcentaje del año con sombras en cada hora.												



Fuente: Reporte Explorador Solar.

Por lo que respecta a los cerros cercanos que pueden generar pérdidas por sombras lejanas, dada la distancia horizontal y la altura de estos, el efecto será reducido.

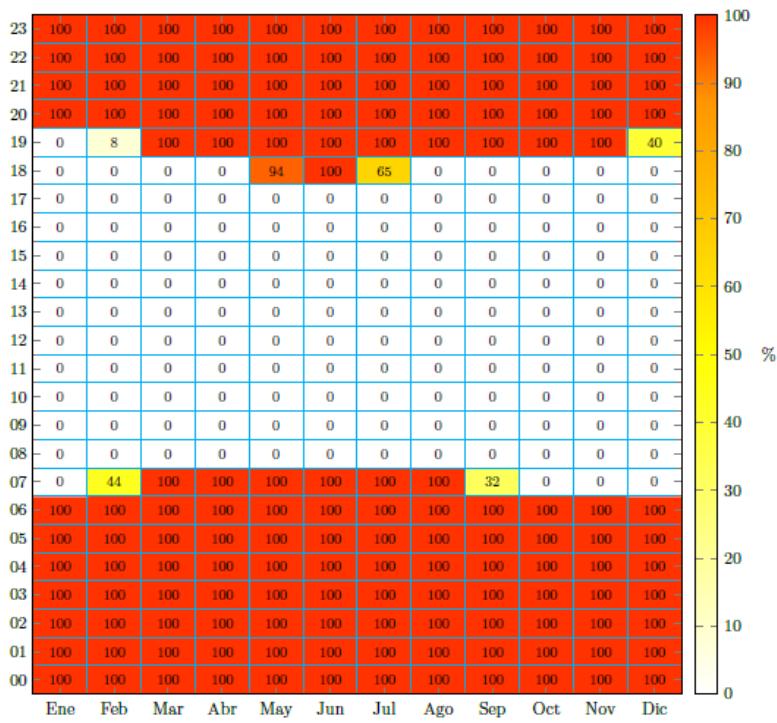
Figura 3: Relieve de la zona donde se va a realizar el estudio solar.



Fuente: Google Earth Pro.

En la sección de análisis del recurso solar, el Explorador Solar ya tiene incorporado en sus valores de radiación el efecto de la topografía del lugar como las sombras lejanas.

Figura 4: Efecto de la topografía.



Fuente: Reporte Explorador Solar.

2.2.5.2 SOMBRAS CERCANAS

En cuanto a los obstáculos cercanos que pudieran causar sombra a los módulos fotovoltaicos y una merma en la generación solar, no hay edificaciones ni líneas eléctricas aéreas, apenas hay vegetación, encontrándose lo suficientemente alejados del perímetro como para no afectar su sombra a ninguno de los trackers previstos.

2.2.6 ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR

2.2.6.1 BASE DE DATOS ELEGIDA

Las estimaciones de generación de energía obtenidas en el predimensionamiento se han realizado tomando la base de datos e información meteorológica de Meteonorm 7.3, ya que es una fuente mundialmente conocida y aceptada para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas. Ésta dispone de más de 8.320 estaciones meteorológicas en todo el mundo, proporcionando datos meteorológicos mensuales para cualquier localización de la tierra.

El programa PVsyst, y por ende, la *base de datos* considerada para el predimensionamiento, pueden ser consideradas como bancables.

Como se ha indicado en puntos anteriores, se ha utilizado el programa Explorador Solar del Ministerio de Energía para comprobar los valores obtenidos a través del programa PVsyst. Este programa se basa en la información de satélites que cubren regularmente el país, combinando con la modelación de los procesos en los que la radiación solar es modificada a su paso por la atmósfera, y así posibilita construir campos de alta resolución espacial y temporal de la radiación solar incidente.

El Explorador Solar en Chile incluye mapas de radiación solar en superficie calculados con metodología que utiliza un modelo de transferencia radiativa de la radiación con los distintos tipos de nubes, cuyas características son estimadas a partir de imágenes del satélite

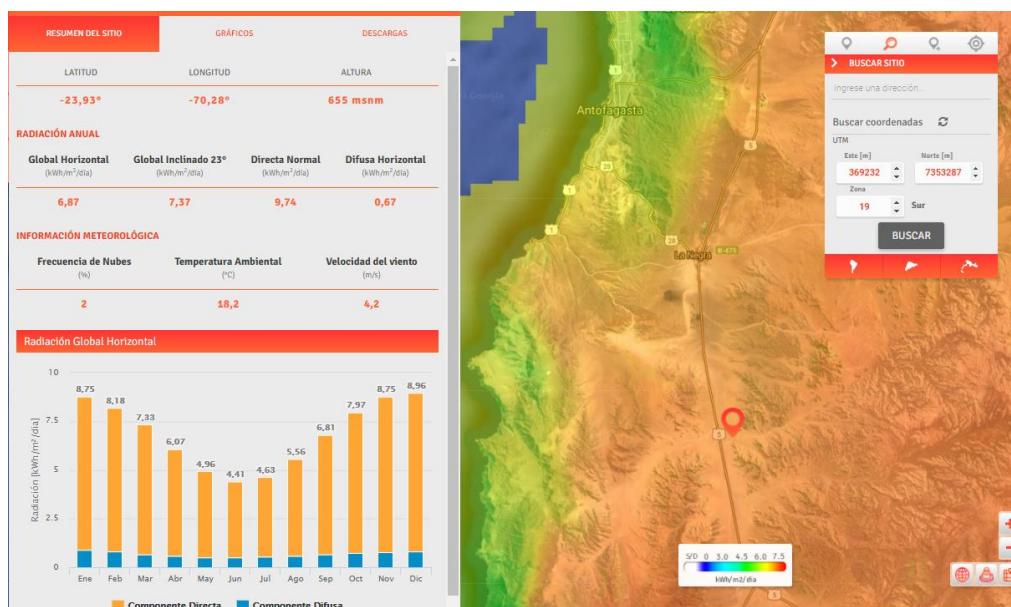
geoestacionario GOES EAST, a través de un modelo empírico basado en la red de observaciones locales de irradiancia superficial. También incluye el uso de los datos provenientes del satélite MODIS, que ofrece mapas semanales de albedo superficial para Chile, usados como referencia para detectar la nubosidad en Chile.

2.2.6.2 VALORES METEOROLÓGICOS OBTENIDOS

Los valores meteorológicos utilizados para el cálculo han sido los de las bases de datos de Meteonorm. Como se ha indicado en puntos anteriores, se ha utilizado también la que aporta el programa Explorador Solar, como método comparativo.

Se ha optado por utilizar la imagen que da el Explorador Solar para esta parte del documento, ya que incorpora una imagen más detallada de la zona donde se ubicaría la zona de actuación considerada en los estudios realizados en el programa PVsyst.

Figura 5: Datos solares.



Fuente: Explorador Solar

Estos valores se pueden exportar en distintos archivos tipo Excel en formato CSV, bien para su importación a PVsyst, como para otros softwares como SAM o simplemente en formato TMY. El Explorador Solar también genera un reporte con el resumen anual de las variables evaluadas. Este reporte servirá para comparar algunos de los parámetros que se obtienen con el programa PVsyst.

Las siguientes imágenes con tablas y gráficos, extraídos del reporte del Explorador Solar, muestran los promedios de la radiación global, directa y difusa incidente sobre un plano horizontal y sobre un plano orientado hacia el norte, con una inclinación igual a la latitud del sitio.

Tabla 2: Datos de radiación en la ubicación.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	7.87	7.37	6.67	5.49	4.45	3.92	4.11	4.98	6.16	7.25	8.0	8.14
Difusa	0.88	0.82	0.65	0.58	0.51	0.49	0.52	0.58	0.65	0.72	0.75	0.82
Global	8.75	8.19	7.32	6.07	4.96	4.41	4.63	5.56	6.81	7.97	8.75	8.96

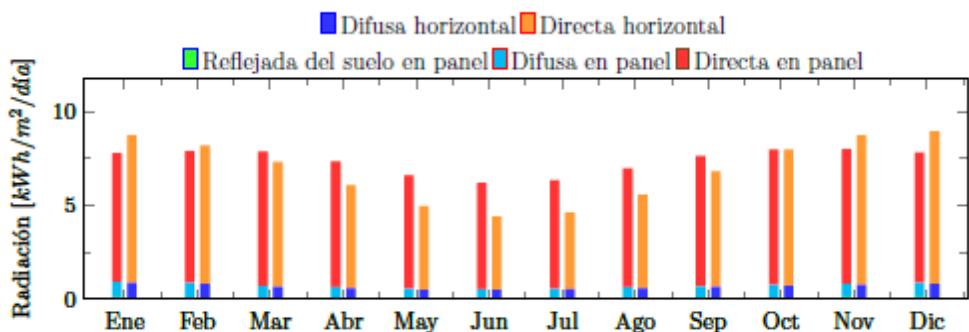
(a) Radiación incidente en el plano horizontal

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	6.87	7.03	7.18	6.72	6.07	5.67	5.78	6.35	6.93	7.19	7.18	6.95
Difusa	0.84	0.78	0.62	0.56	0.49	0.47	0.5	0.56	0.62	0.69	0.72	0.78
Suelo	0.09	0.08	0.08	0.06	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.09
Global	7.8	7.89	7.88	7.34	6.61	6.19	6.33	6.97	7.62	7.96	7.99	7.82

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

Fuente: Reporte Explorador Solar

Figura 6: Promedio mensual de la insolación incidente en el plano horizontal e inclinado.

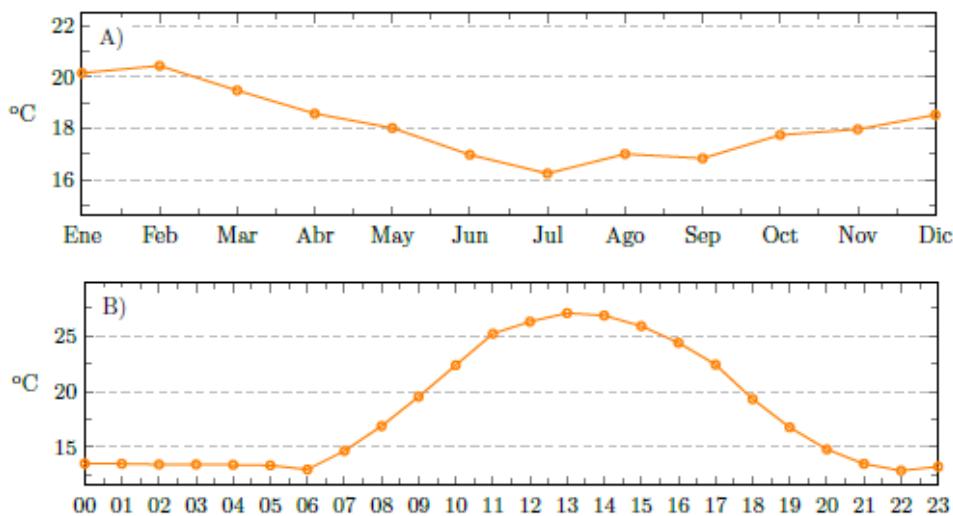


Fuente: Reporte Explorador Solar

Por lo que respecta a la temperatura ambiental, en la siguiente imagen, también extraída del reporte del Explorador Solar, se muestran las estimaciones para los valores de temperatura media, promedio mensual y promedio horario, que están basadas en simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF (Weather Research and Forecasting) a 1 km de resolución para el año 2010.

Figura 7: Datos de temperatura promedio diaria y anual en la ubicación elegida.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	20.15	20.43	19.47	18.57	18.01	16.97	16.24	17.0	16.83	17.74	17.96	18.52
(a) Temperatura promedio mensual.												
Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
°C	13.52	13.5	13.44	13.44	13.41	13.36	12.99	14.66	16.89	19.53	22.35	25.18
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
°C	26.26	27.03	26.81	25.86	24.37	22.41	19.31	16.77	14.8	13.5	12.89	13.24
(b) Temperatura promedio para cada hora.												



Fuente: Reporte Explorador Solar

El reporte muestra adicionalmente gráficos y tablas de promedios de los valores de viento, nubosidad y sombras topográficas.

2.2.7 CAPACIDAD MÁXIMA INSTALABLE

2.2.7.1 INTRODUCCIÓN AL TERRENO SOLAR

Se considera una zona aproximada de 4 hectáreas con una determinada forma regular. La cantidad de módulos y la potencia consideradas radican en que se ha tenido en cuenta una distribución equitativa tanto de strings como de trackers por inversor, pudiendo ser modificada a requerimiento del cliente. Como se indica, se trata de una propuesta inicial, donde no se entra en detalle acerca de su configuración espacial. Cuando se disponga de más datos, como orografía, estudio geotécnico y geoeléctrico, estudio de vientos en la zona, etc.; se podrá realizar una configuración más detallada de la planta. Se ha tomado este diseño por experiencia en otros proyectos ejecutados.

2.3 PARÁMETROS PVSYST

La optimización que se presenta ha sido realizada con PVsyst versión 6.88, tomando los datos de partida de radiación solar y meteorológicos de la base Meteonorm y considerando valores de los parámetros de simulación que se detallan en el siguiente apartado.

La potencia activa del parque solar se ha estimado teniendo en cuenta las indicaciones establecidas como punto de partida, donde se indicaba que para este estudio la potencia a

considerar sería 1,70 MW. Esta potencia podrá variar en función de diferentes variables, tipo de panel empleado, tipo de inversor (es) a emplear, características finales del sistema de electrolización, necesidades finales establecidas por el cliente a la hora del desarrollo de la ingeniería de detalle. Con la propuesta que se ha realizado, se puede estimar que la potencia disponible estará comprendida entre los dos valores que se indican:

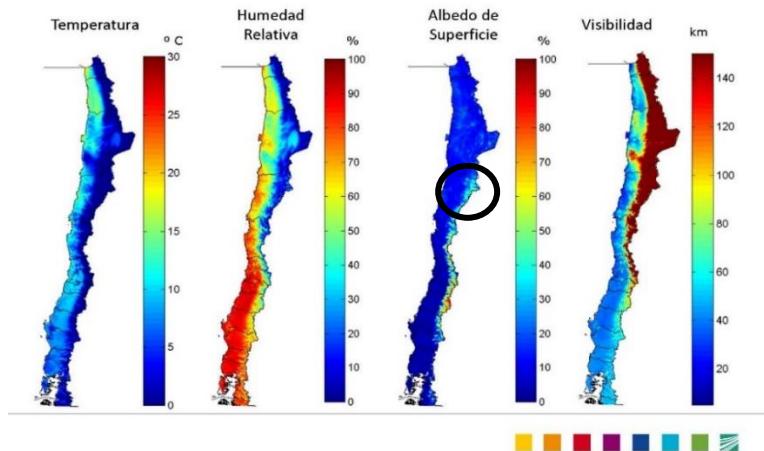
Pot. Mínima 1,57 MW < 1,70 MW < Pot. Máxima 1,75 MW

A continuación, se indican los parámetros más significativos para la modelación de la generación con PVsyst. Cabe destacar que dichos parámetros variarán en función del tipo de tecnología empleada, trazado de cableado que se lleve a cabo en el proyecto, configuración de la estratificación del terreno, orografía real del terreno, etc. Variables que se deberán definir de forma más exhaustiva a la hora de la realización del proyecto de detalle.

2.3.1 ALBEDO

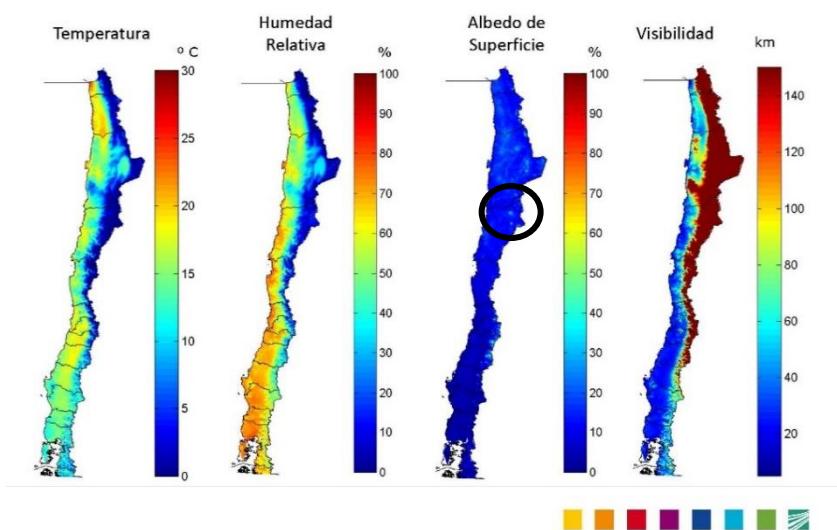
El porcentaje de albedo corresponde a la radiación reflejada que llega a los paneles, el cual depende del tipo de terreno y de los elementos cercanos que pudieran reflejar radiación sobre los paneles. Se ha estimado en un 20%, según las imágenes siguientes:

Figura 8: Parámetros climáticos junio de 2015.



Fuente: Center for Solar Energy Technologies Fraunhofer Chile Research

Figura 9: Parámetros climáticos diciembre de 2015.



Fuente: Center for Solar Energy Technologies Fraunhofer Chile Research

2.3.2 LIMITACIÓN DE POTENCIA ACTIVA

La potencia activa del parque solar está entre estos dos valores:

- Potencia máxima por inversor = $250 \text{ kW} \times 7 = 1.750 \text{ kW}$.
- Potencia nominal inversor = $7 \times 225 \text{ kW} = 1.575 \text{ kW}$.

En el punto 4.2, se realiza una descripción de la justificación del porqué del valor considerado.

2.3.3 FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia se considera $FP=1$.

2.3.4 DISPONIBILIDAD

Es posible realizar las simulaciones asignando un factor de disponibilidad anual del parque solar. Generalmente los contratos de O&M estipulan un valor en el rango del 98-99%, sin embargo, el software permite poder simular las paradas de modo aleatorio, como un porcentaje de la producción, o bien en unas horas determinadas del día, varios días al año.

El resultado viene dado como una pérdida de la producción anual que se muestra junto al resto de pérdidas en el diagrama correspondiente en el reporte de simulación.

A continuación, se indican algunos parámetros específicos para módulos bifaciales.

2.3.5 FACTOR DE BIFACIALIDAD

Es el ratio de la eficiencia nominal de la parte trasera de módulo respecto de la eficiencia delantera. El valor por defecto es 0,7.

2.3.6 RADIACIÓN GLOBAL INCIDENTE EN EL SUELO

Es la radiación total incidente bajo la instalación (Directa y Difusa). La radiación global incluye la recibida directamente del sol y también la radiación difusa del cielo dispersada al atravesar la atmósfera.

2.3.7 FACTOR DE FORMA TRASERO

Es el porcentaje de radiación reflejado recibido por la parte trasera. (Valor considerado -83,17)

2.3.8 DIFUSA TRASERA

Es la radiación difusa que llega lleva a la parte trasera del módulo. (Valor considerado 15,56%).

2.3.9 SOMBRA TRASERAS

Es la pérdida por sombreado de las estructuras sobre la parte trasera del módulo.

2.3.10 RADIACIÓN GLOBAL TRASERA

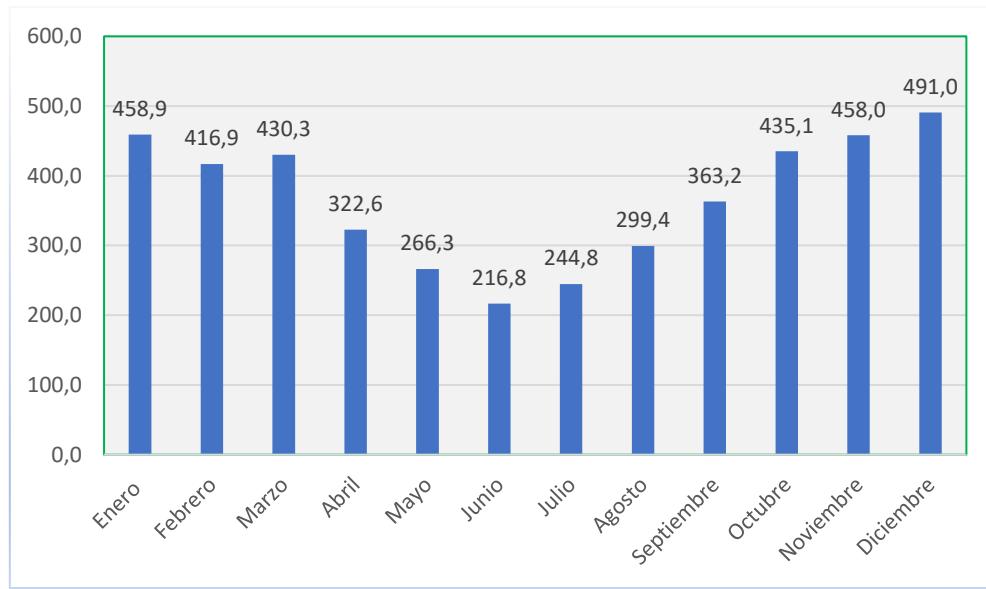
Es la suma de todas las contribuciones de radiación anteriores.

2.4 RESULTADOS DE GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA

Realizada las simulaciones, PVsyst entrega un informe con el resumen de los datos de diseño, los valores de radiación, los valores de cálculos intermedios, los resultados de generación y un diagrama de pérdidas. Se muestran los resultados de las distintas variantes estudiadas en los Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4.

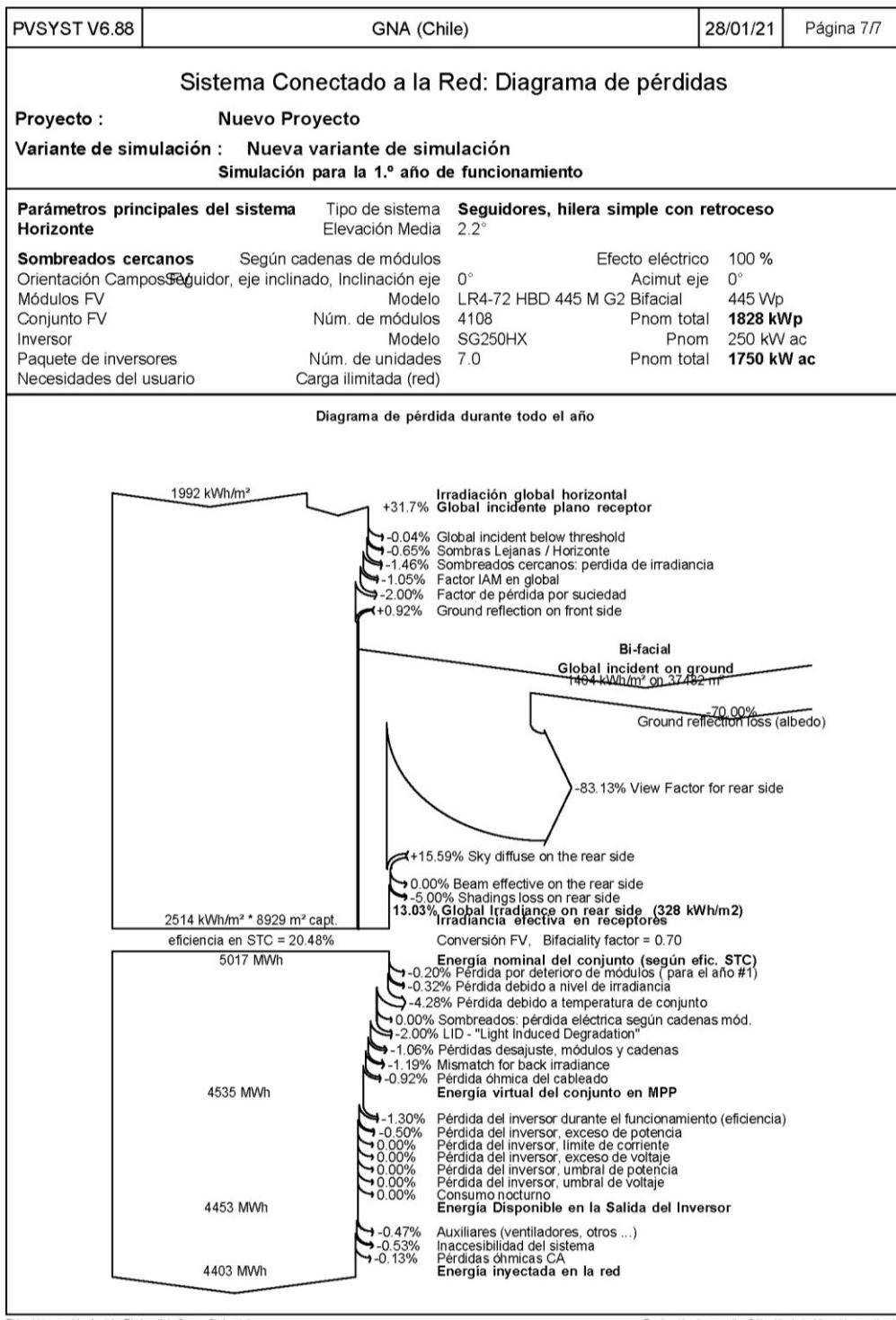
A continuación, se adjunta un resumen de la energía generada en cada mes de la propuesta considerada:

Figura 10: Generación mensual planta FV en base a configuración inversores strings con paneles bifaciales (MWh)



Fuente: Reporte PVsyst.

Figura 11: Diagrama pérdidas planta FV en base a configuración inversores strings con paneles bifaciales.



PVsys Licensed to Aurinka Photovoltaic Group, SL (spain)

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Fuente: Reporte PVSt.

Las otras variantes analizadas se muestran en el Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4.

2.5 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

2.5.1 SISTEMA GENERADOR – MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para el diseño del sistema se ha seleccionado un módulo del fabricante LONGI SOLAR, modelo LR4-72HBD-445M de 445 Wp, de dimensiones y características eléctricas y mecánicas standard de mercado. Esto permite la elección de una amplia gama de estructuras y el diseño de los strings con diferentes marcas y modelos de inversores.

Para el estudio se han contemplado diferentes posibilidades, entre ellas, disponer la posibilidad de que en lugar de panel bifacial se contemplaran paneles monocristalinos.

Para ello se ha utilizado el panel Canadian Solar Inc. modelo CS3W-420P 1500V SE, de 420 Wp.

Ambos paneles pueden ser considerados dentro de la lista Tier 1. Se ha seleccionado el panel de LONGI SOLAR por la relación calidad-precio de este y por el hecho de conocer de primera mano el producto. Otra de las consideraciones, y quizá la de mayor peso a la hora de la elección, es que estos paneles proporcionan un aumento de generación de energía en torno a los 378 MWh anuales y una mejora del PR de un 5,50%, si comparamos las opciones paneles bifaciales más inversores strings y paneles monocristalinos más inversores strings. En general todos los paneles englobados dentro de la designación Tier 1, del tipo bifacial disponen de unas características similares. Se ha utilizado el panel LR4-72HBD-445M de la marca LONGI porque lleva siendo una de marcas punteras en el desarrollo de paneles durante años. Del mismo modo, es una de las que dispone de mejor calificación en cuanto al resultado del DNVGL test, habiendo pasado todas las pruebas que se indican a continuación de forma satisfactoria, como son prueba de ciclos térmicos, prueba de funcionamiento en climas húmedos, prueba de cargas mecánicas y pruebas de degradación forzada.

Las características eléctricas y mecánicas de este módulo son equivalentes a las de otros fabricantes como YINGLY, CANADIAN SOLAR, GCL, JA SOLAR, etc., por lo que podrá diseñarse y construirse con cualquiera de los módulos fabricados por otros fabricantes.

La principal ventaja puede observarse en los resultados obtenidos en los reportes de PVsyst que se adjuntan para las diferentes posibilidades estudiadas:

- Panel bifacial más inversor central (Anexo 1).
- Panel monocristalino monofacial más inversor central (Anexo 2).
- Panel bifacial más inversores strings (Anexo 3).
- Panel monocristalino monofacial más inversores strings (Anexo 4).

Tanto los paneles bifaciales marca Longi utilizados, como los paneles monocristalinos Canadian Solar estarían dentro de la lista Tier 1. Se adjunta una relación con las marcas que están dentro de esta categoría:

Tabla 3: Listado de fabricantes de paneles incluidos como Tier 1.

Lista Tier 1 paneles solares			
FABRICANTES DE PANELES SOLARES			
Jinko Solar	Hanwha QCells	JA Solar	Canadian Solar
Longi	Risen Energy	Trina Solar	Chint/Astronergy
GCL Systems	Talesun	Seraphim	First Solar
Suntech	Renesola	Znshine Solar	LG Electronics
BYD	Akcome	Eging	Sumec / Phono Solar
Jinneng	REC Group	Waaree	HT-SAAE
Adani/Mundra	Neo Solar Power / URE	Vikram Solar	Hengdian DMEGC
Jolywood	ET Solar	Lightway	Boviet
Hansol Technics	S-Energy	AU Optronics	Shinsung
Helience	Sharp	Winaico	

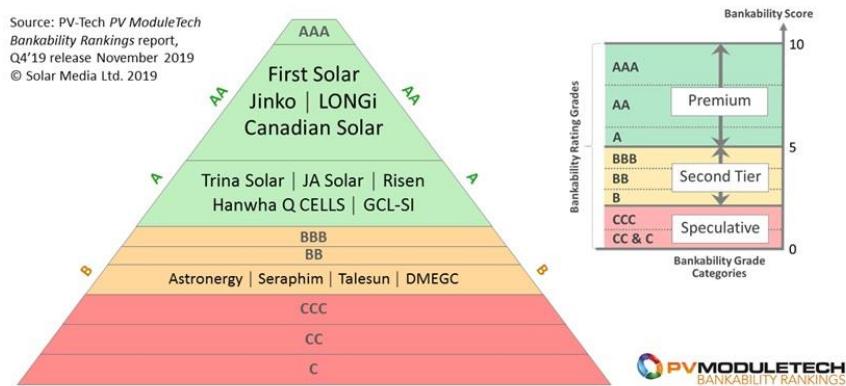
Fuente: Elaboración propia en base a <https://selectra.es>

En la página web <https://review.solar/latest-tier-1-solar-panels-list-2020/> se pueden observar los mejores paneles solares del año 2020 e incluye enlaces al listado Tier 1 de los años 2018 y 2019.

Del mismo modo, en la Figura 12 se muestra un ranking de bancabilidad en función del tipo de módulo:

Figura 12: Pirámide de ranking de bancabilidad de módulos por marca.

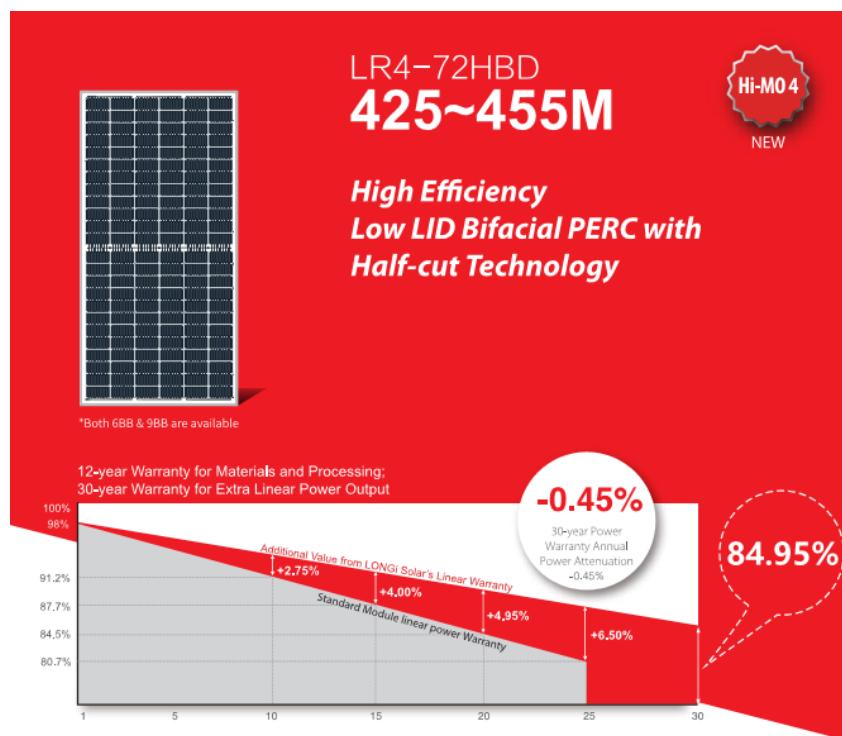
PV ModuleTech Bankability Rankings: Q4'19 Pyramid



Fuente: PV Module Tech

Por lo general, las características eléctricas y mecánicas de este módulo son equivalentes a las de otros fabricantes como TALESUN, GCL Systems, JA SOLAR, etc., por lo que podrá diseñarse y construirse con cualquiera de los módulos fabricados por otros fabricantes.

Figura 13: Tipo y modelo del panel analizado.



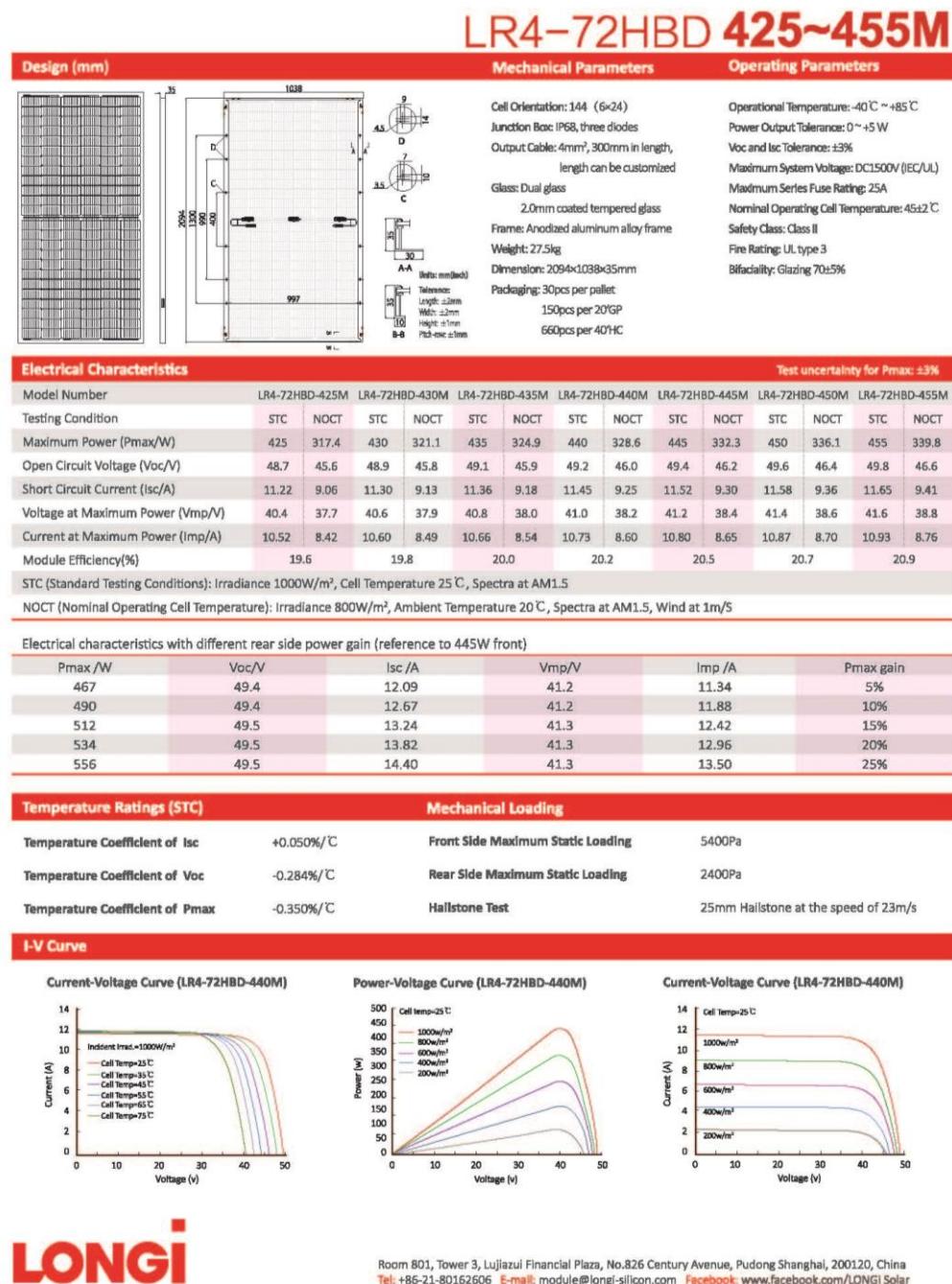
Fuente: <https://en.longi-solar.com/>

Las características más significativas de estos módulos son:

- Alta eficiencia, hasta el 20,9%.
- Tolerancia positiva 0+5W.
- Potencias desde 425 Wp hasta 455 Wp.
- Bifacial.
- Degradación anual de 0,5%.
- Garantía de potencia lineal 30 años.

Las características básicas para el diseño eléctrico quedan resumidas en la siguiente figura:

Figura 14: Características mecánicas y dimensiones del panel LR4-72HBD-445M.



LONGI

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

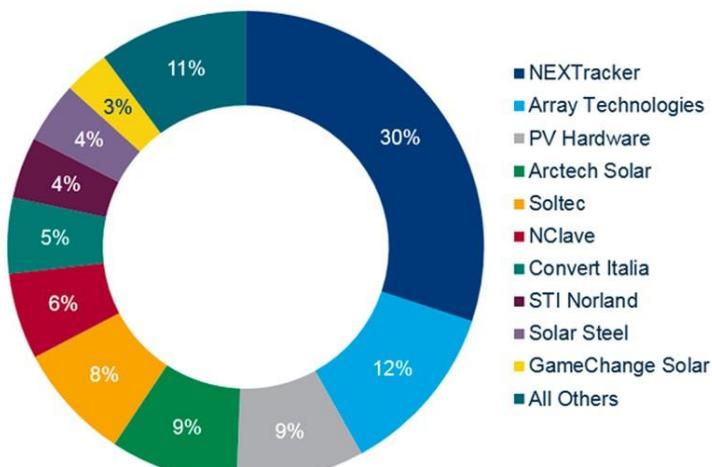
Fuente: <https://es.longi-solar.com/>

2.5.2 ESTRUCTURA SOPORTE CON SEGUIMIENTO SOLAR

El modelo utilizado es Monofila, de referencia SKYLINE, fabricado por ARTECH SOLAR y diseñado con un ángulo de giro de ±60°. Las mesas están separadas por un pitch de 6 metros.

Principalmente, su elección radica en la disponibilidad, ya que es una empresa que dispone de sede y distribución en Chile. Otro de los criterios de elección, es que dicha tecnología tiene un precio adecuado y competitivo, lo que la hace muy atractiva a la hora de la elegir.

Figura 15: Distribución global de fabricantes de trackers.



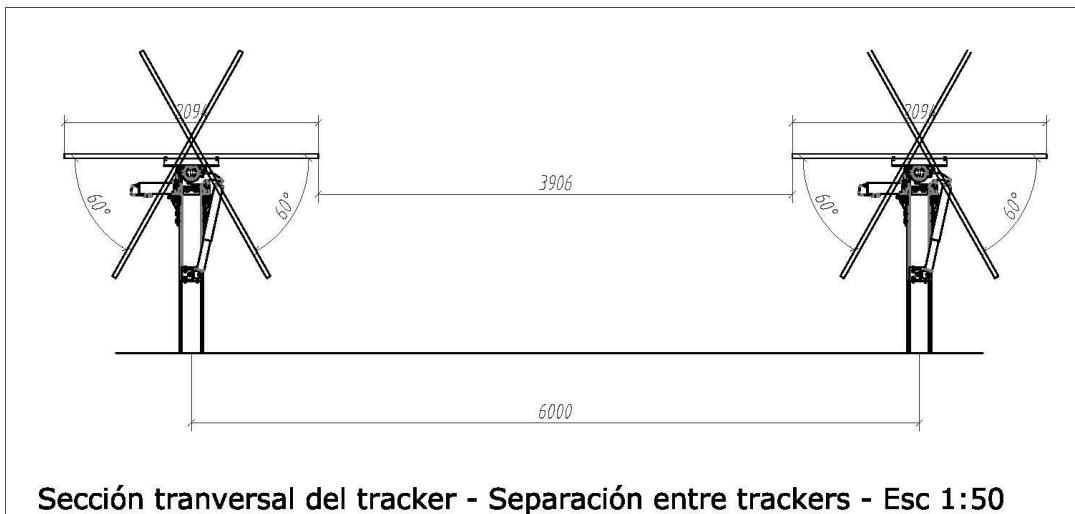
Fuente: Wood Mackenzie Power & Renewables.

El sistema propuesto, en comparación con los otros sistemas de seguimiento de un eje, es una solución flexible y rentable para las plantas fotovoltaicas, especialmente para proyectos en terrenos irregulares. Dispone de una serie de características que se detallan a continuación:

- El tubo de torsión del sistema Skyline ha sido aligerado, por lo que se ha reducido su coste y resulta más fácil de instalar. Este tubo especialmente diseñado para el sistema Skyline puede mejorar enormemente la eficiencia de la instalación y hace que los costes se reduzcan.
- Dispone de una fuerte resistencia al viento.
- Comunicación inalámbrica Lo_Ra: el modelo elegido se encuentra equipado con la última tecnología de comunicación, dispone de un largo alcance de intercomunicación entre la antena y el concentrador NCU, lo que supone un menor consumo de energía y un ahorro en cuanto a la cantidad de cables utilizados. Pero, sobre todo, dispone de un campo de cobertura de unos 8 km, manteniendo la señal de comunicación estable en diversas condiciones meteorológicas.
- Récord industrial de pendiente del 20 % N-S. Skyline se adapta a una pendiente del 20 % N-S del terreno, lo que equivale a 11,3 grados, que es la mayor pendiente N-S en el sector de los seguidores solares.
- Sistema de alimentación del motor y antena desde uno de uno de los strings con batería auxiliar de iones de litio. No hay necesidad de energía auxiliar ya que el motor está alimentado por string de módulos solares. Además, la batería auxiliar del tracker de iones de litio se puede usar para colocar el rastreador en la posición de seguridad cuando sea necesario.

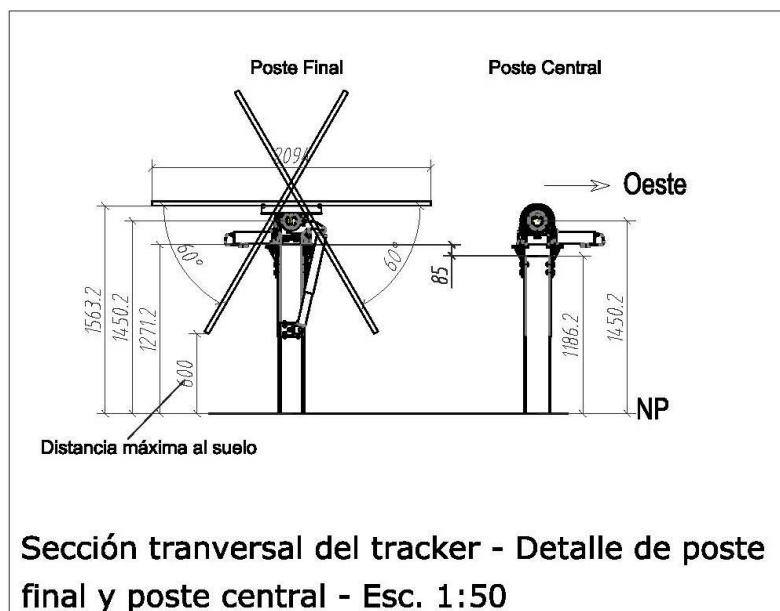
En la siguiente figura, a modo de ejemplo, se muestra un esquema de una sección del seguidor y su altura sobre el terreno. La profundidad de hincado dependerá del *pull out test*, siendo los valores normales empleados entre 1,50 y 2,00 metros.

Figura 16: Sección transversal con distancia entre seguidores solares.



Fuente: <https://www.arctechsolar.us/>

Figura 17: Sección transversal de detalle de postes de seguidor solar.



Fuente: <https://www.arctechsolar.us/>

A continuación, se muestra la tabla de especificaciones generales del modelo de seguidor seleccionado para el estudio.

Figura 18: Especificaciones técnicas de modelo de seguidor solar seleccionado.



SKYLINE TRACKER SPECIFICATIONS	
Tracking Type	Independent horizontal single-axis tracker
Tracking Range	$\pm 60^\circ$
Driving System	Slew drive, 24VDC motor
Modules per Tracker	Up to 90 modules per tracker
System Voltage	1,000 V or 1,500 V
Ground Coverage Ratio	Typical $\geq 25\%$
Foundation Options	All foundation types
Slope Tolerance	Up to 20% N-S slope
Structure Material	Hot dipped galvanized/Pre-galvanized steel
Power Supply	Powered by PV strings, back-up Li-ion battery
Daily Energy Consumption	Typical 0.08kWh
Standard Wind Design	105mph (47m/s) per ASCE7-10, higher wind load available
Wind Protection	18m/s
Module Supported	All commercially available modules
Operation Temperature	-30°C to 60°C

Fuente: <https://www.artechsolar.us/>

2.6 ELECCIÓN DE INVERSOR Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LOS MÓDULOS.

2.6.1 SISTEMA DE CONVERSIÓN DE POTENCIA

Los diferentes elementos que constituirán el sistema de conexión a la sala eléctrica, generalmente se disponen dentro de un contenedor o cabina prefabricada denominada estación de potencia, donde se alojan los cuadros de entradas CC, cuadro y equipos de monitorización y control, transformador auxiliar para consumos propios, UPS, así como las diferentes protecciones y elementos necesarios para su operación. El o los inversores pueden ir alojados en el interior de la estación de potencia, denominándose solución central, o bien ubicando pequeños inversores dispuestos a lo largo de la planta solar, denominándose solución de string, que es la que se ha considerado en esta propuesta, por los motivos que se argumentan más adelante.

2.6.1.1 INVERSORES DE STRING

De acuerdo a la solución técnica considerada, la planta solar contaría con 7 inversores de string de 225 kVA de potencia cada uno, que dan un total de 1.575 kVA (1.575 kW para coseno de fi = 1), limitando la planta solar a 1.750 kW (que sería el resultado de la potencia máxima que podrían entregar todos los inversores teniendo en cuenta las 7 unidades que hay previstas). Como se ha indicado en puntos anteriores, se añade a continuación una tabla con los resultados de 4 estudios con diferentes opciones (inversor central + panel bifacial, inversor central + panel monocristalino, inversores strings + panel bifacial e inversores strings + panel monocristalino), donde se pueden observar los distintos PR y producciones totales obtenidas, así como el motivo de la elección en primera instancia de inversores strings.

Tal y como se puede observar de los resultados de las simulaciones en PVsyst, resumidos en la Tabla 4, cuando se utilizan módulos bifaciales el PR se incrementa en un 7,31% (para el caso que se ha seleccionado) y la producción se incrementa del mismo modo en un 11,39 %. Las opciones consideradas en comparativa son para la variante con inversores strings y paneles bifaciales y para la variante de inversores strings y paneles monocristalinos.

Tabla 4: Resumen resultados más representativos diferentes variantes estudiadas.

Variante estudiada	Potencia instalada paneles (kWp)	Potencia nominal (kW)	Energía generada (MWh)	PR
INVERSOR CENTRAL + PANELES BIFACIALES	1828,00	2310,00	4413,70	92,01%
INVERSOR CENTRAL + PANELES MONOCRISTALINOS	1835,00	2310,00	3940,90	84,22%
INVERSORES STRINGS + PANELES BIFACIALES	1828,00	1750,00	4403,50	91,80%
INVERSORES STRINGS + PANELES MONOCRISTALINOS	1835,00	1750,00	3953,10	84,49%

Fuente: Elaboración propia en base a reportes PVsyst.

El coeficiente de rendimiento (en inglés performance ratio) es una magnitud de la calidad de una instalación fotovoltaica independiente del lugar de ubicación, y, por ello, constituye a menudo también un factor de calidad. El coeficiente de rendimiento se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. De esta forma indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas.

Se ha optado por inversores strings, principalmente por un motivo de sectorización de la planta, ya que, en caso de fallo o mantenimiento de alguno de los subsectores de que se compone, el resto de la planta podría seguir generando energía.

En la siguiente tabla se muestran las especificaciones técnicas del inversor seleccionado estimado fabricado por SUNGROW:

Tabla 5: Características técnicas del inversor SG250HX. Fabricante: Sungrow.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	600 V - 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V - 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
A/C output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C/200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 - 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Ajustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.7 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Oversoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE CIS-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part15 Sub-part B Class A Limits, California Rule 21
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT,active & reactive power control and power ramp rate control

Fuente: <https://en.sungrowpower.com/>

Otro de los motivos de la elección de este tipo de inversor, es por la disponibilidad en el mercado chileno, a lo que se podría añadir, maniobrabilidad, y mejor relación calidad precio con respecto a otros competidores, como podría ser el caso de HUAWEI.

De todas formas, la elección final dependerá sobre todo de la disponibilidad, del precio de mercado y de las características de los equipos de inversión que mejor se adapten al conjunto del sistema a la hora de llevar a cabo la propuesta final. Los cambios y mejoras que se dan en los sistemas de inversión hacen que, en la mayoría de las ocasiones, sea necesaria una revisión y actualización previa antes de acometer la ejecución de una planta solar.

El inversor de conexión a red es el dispositivo usado para poder convertir la corriente continua en corriente alterna, y dispone de una serie de protecciones y elementos de control para proteger a las personas y equipos de funcionamientos incorrectos y fallas. Las cuales se describen a continuación:

- Fallas de operación.
- Fallas en arranques y paradas.
- Fallos de monitorización y comunicación.
- Resistencia de aislamiento demasiado baja.
- Corriente de fuga demasiado alta.
- Temperatura ambiente elevada.
- Protección contra sobretensiones de CC.

2.6.2 CUADROS DE CAMPO Y ELÉCTRICOS EN CORRIENTE CONTINUA

2.6.2.1 *STRING BOXES EN CC*

La instalación se ha diseñado para un funcionamiento óptimo con una cantidad total de 28 módulos en serie cada uno ordenados en strings, contando la planta solar con un total de 147 strings, que hacen una potencia de 1.831.620 Wp, para 4.116 módulos.

Las series o strings de 28 módulos se agrupan en las String Boxes o Cajas de Conexión, conexionándolas en paralelo, o bien en el caso del inversor de Sungrow, se agrupan a la entrada del bornero de corriente continua, que cuenta con 2 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT).

La imagen siguiente muestra las características CC y CA del inversor.

Figura 19: Características CA/CC del inversor SG250HX.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	600 V - 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V - 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 - 880 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3

Fuente: <https://en.sungrowpower.com/>

2.6.3 PROTECCIONES EN CC Y CA

En la propuesta se deben considerar protecciones tanto en el circuito CC como en el circuito CA. Estas deben abordar fallas asociadas a contactos directos e indirectos, así como sobreintensidades y sobretensiones. El diseño de estas protecciones debe ser realizado en consideración de la normativa vigente.

2.6.3.1 *PROTECCIONES EN CC*

La instalación de corriente continua dispondrá de elementos de protección contra sobreintensidades y sobretensiones, consistentes principalmente en fusibles de calibre adecuado a la intensidad máxima admisible del conductor. La protección contra sobretensiones de origen atmosférico será mediante varistores.

Por su parte el inversor cuenta con su propia protección contra sobreintensidades y sobretensiones inducidas en la línea en sus entradas en CC.

Como referencia, algunas marcas son Schneider Electric, Legrand, ABB, etc. La mayoría de los inversores incluyen fusibles, protecciones contra sobreintensidades y sobretensiones. En caso de que se opte por inversores centrales, habrá que realizar un cálculo de las protecciones necesarias en cada caso.

2.6.3.2 *PROTECCIONES EN CA*

Con respecto a las protecciones contra contactos directos e indirectos, se utilizará la puesta a tierra de las masas asociadas con interruptores diferenciales que desconecten el circuito en caso de defecto. Con este fin, se instalarán interruptores con bobina de desconexión por protección diferencial.

En cuanto a las protecciones frente a sobreintensidades y sobretensiones, los defectos que se pudiesen presentar en los conductores, ya sea por sobrecarga o por cortocircuito, se protegerán mediante interruptores automáticos magnetotérmicos de calibre adecuado a la intensidad máxima admisible del conductor. El poder de corte de los interruptores automáticos estará dimensionado de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en la instalación. La instalación contará además con un interruptor general manual, un seccionador, el interruptor automático de interconexión y la protección diferencial.

Al igual que en el caso anterior, se indican como marcas de referencia a Schneider Electric, Legrand, ABB, etc. Principalmente se trata de protecciones magnetotérmicas con interruptores diferenciales.

2.6.4 **CABLEADO**

2.6.4.1 *CABLEADO EN CC*

El cable utilizado será un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo CABLE SOLAR PV1-F 1500 VDC, de tensión nominal CC no inferior a 1500V, sección de 4 mm², especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV. Presenta unas prestaciones elevadas frente a sobrecargas y cortocircuitos.

2.6.4.2 *CABLEADO EN CA*

El cableado en CA desde el inversor hasta la sala eléctrica será del tipo XLPE AL de 240 mm². En la propuesta se ha estimado su colocación directamente enterrados. Cabe destacar que deberá venir fabricado de acuerdo con las normativas internacionales.

2.6.5 **PUESTA A TIERRA**

Todas las partes metálicas de la instalación fotovoltaica deberán ponerse a tierra (tierra de protección). La conexión a tierra de las estructuras se realizará utilizando un cable de tierra aislado de hasta 50 mm² de sección de cobre, que unirá la pletina de tierra de la estructura, con la tierra de las cajas de conexiones CC que ponga en situación equipotencial cada una de las estructuras con las cajas de conexión CC.

En general el diseño deberá cumplir con la normativa de Baja Tensión vigente en Chile al momento de la construcción. Se aportará posteriormente estudio del cálculo de tierras, una vez se hayan realizados los estudios de resistividad del terreno.

2.6.6 INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

La interconexión eléctrica se realizará en una sala específicamente diseñada para tal fin, ubicada cerca de la zona de electrólisis.

2.7 ESTUDIO DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS

2.7.1 PÉRDIDAS POR SOMBRA

Como se mencionó anteriormente, estas se dividen en las pérdidas por sombras lejanas, que tienen que ver con los cerros u objetos lejanos definidos en el horizonte; y las pérdidas por sombras cercanas, definidas por las sombras propias entre los trackers u objetos cercanos, como, por ejemplo, el cerco perimetral o edificaciones. Por otro lado, el sistema de seguimiento de los trackers considerado para el proyecto cuenta con la estrategia del backtracking, por la cual cada hilera de paneles está programada para moverse desde ángulo óptimo, de modo que se eviten las sombras entre trackers. El reporte del PVsyst indica la pérdida debida a la desviación de los trackers de su punto óptimo, al seguir la estrategia del backtracking.

Para la simulación de las sombras, PVsyst permite generar un layout en base al cual se calculan las pérdidas asociadas. Los parámetros definidos son el pitch, de 6 metros; el ángulo de giro de los trackers, que se ha fijado en 60º, valor que cualquier tracker en el mercado puede cumplir; y la inclinación de los ejes de los trackers, que por simplicidad se ha aproximado a 0º una vez analizada la información extraída de la topografía (según datos obtenidos del programa Google Earth Pro y del horizonte disponible en PVsyst - Horizon from PVGIS website API).

2.7.2 PÉRDIDA POR POLVO

Se ha tomado el valor del 2,0% en base a la experiencia en proyectos similares.

2.7.3 PÉRDIDA O GANANCIA POR CALIDAD DEL MÓDULO

Corresponde a la desviación de la potencia real del módulo con respecto a la potencia teórica de acuerdo a su ficha técnica. PVsyst calcula un valor por defecto respecto a la tolerancia de potencia ofrecida por el fabricante, y ese mismo es el usado en las simulaciones.

El módulo elegido tiene una tolerancia pérdida de calidad positiva (más menos de un 5% en positivo).

2.7.4 PÉRDIDA LID (MÓDULOS CRISTALINOS)

Del inglés Light Induced Degradation, que es originado en los primeros días de exposición de los módulos solares a la luz del sol. Se toma un valor del 2,0%, que es considerado realista por los fabricantes de módulos y en el sector solar en general.

2.7.5 PÉRDIDAS POR MISMATCH

Estas pérdidas son debidas a las pérdidas por conexión al realizar la conexión entre módulos de distinto valor de potencia (por ejemplo, una placa tiene un comportamiento distinto que las otras dentro de una serie por diferentes motivos (modelo, sombra, avería, entre otros), lo cual afecta el funcionamiento del resto). La elección de unos adecuados módulos fotovoltaicos, así como un buen mantenimiento durante la fase operación, pueden hacer disminuir estas pérdidas de forma considerable. Se simula con el valor por defecto del 1,06 % en condiciones de máxima generación STC.

Las pérdidas por conexión se encuentran por lo general en el rango del 1% al 4%. Se ha optado por el valor de 1,06%, por experiencia de otros proyectos con módulos e inversores similares.

2.7.6 PÉRDIDA CC

Son las pérdidas óhmicas en los conductores en corriente CC. Se toma un valor del 0,92 % en STC. Este valor es consistente con la experiencia en diseño en similares proyectos, y con los valores calculados por PVsyst dada la longitud, sección, nivel de tensión e intensidades del sistema. Ello resulta en un valor de pérdida óhmica del cableado CC de aproximadamente 1,0% de la generación.

2.7.7 PÉRDIDAS DEL INVERSOR

Las más significativas son las pérdidas de eficiencia durante la operación, las cuales están relacionadas con el valor de eficiencia característico del inversor seleccionado, y la pérdida de clipping debida a la limitación impuesta por la potencia nominal del inversor. Para determinar correctamente las pérdidas del inversor, se necesita disponer del trazado real del cableado de la planta, así como de los cálculos de caída de tensión de los diferentes circuitos que se instalen. A priori, teniendo en cuenta que se trata de un estudio preliminar y la experiencia en otros proyectos, dichas pérdidas se asumen en torno al 1% y 1,5%. Para la propuesta elegida estas pérdidas se estimaron en un 1,2%.

2.7.8 PÉRDIDAS AC Y MT

Son las pérdidas óhmicas en los conductores en corriente AC y MT, y que resulta en un valor en el rango 0,2%-0,4% de la generación en base a la experiencia en diseño en similares proyectos y a los valores calculados por PVsyst dada la longitud, sección, nivel de tensión e intensidades del sistema. El porcentaje de pérdidas considerado es de 0,13%, menor al indicado como rango medio, esto es debido a que solo se han considerado las pérdidas en AC, ya que no existe línea de MT.

2.7.9 PÉRDIDA POR SERVICIOS AUXILIARES

Este parámetro tiene en cuenta las pérdidas por el uso de los ventiladores, monitorización, movimiento de motores de los trackers, consumos propios de la electrónica del inversor, etc. Se ha elegido el valor de 0,53% en base a la experiencia en otros proyectos solares con inversores strings como el del presente estudio.

2.7.10 PÉRDIDA EN TRANSFORMADORES

Este parámetro incluye las pérdidas óhmicas en los devanados primario y secundario y las pérdidas en el hierro. Al no existir transformadores en este caso, el valor es 0.

2.7.11 PÉRDIDA POR REFLEXIÓN DEL SUELO (ALBEDO)

La pérdida debida a la reflexión (1-Albedo) referida con respecto del suelo es del 70%.

2.8 PLAN DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN

2.8.1 MONITORIZACIÓN Y EQUIPOS DE MEDIDA

2.8.1.1 MONITORIZACIÓN Y ESTACIÓN METEOROLÓGICA

La planta contará con un sistema de monitorización y control, también llamado SCADA, que por un lado permite controlar remotamente la producción y todas las variables eléctricas de interés, y por otro permite controlar y actuar igualmente de manera remota sobre los relés de control ubicados en la zona de electrolización. Al ser ésta una planta pensada para realizar una

operación desatendida¹, se han diseñado todos los sistemas críticos para el proceso de generación de energía eléctrica con automatismos, respaldos de energía a equipos críticos y accesos necesarios para minimizar las pérdidas de energía por indisponibilidad.

Se instalarán una o dos estaciones meteorológicas que permitirán evaluar si la generación eléctrica se ajusta a los parámetros establecidos en el diseño inicial, que cuenten con piranómetro horizontal, piranómetro a la inclinación de los módulos, célula calibrada, sensores de temperatura, anemómetro, sensor de dirección de viento, sensor de temperatura ambiente, datalogger para adquisición y transmisión de datos, y sistema con batería para disponer de energía para tres días.

2.8.1.2 EQUIPOS DE MEDIDA Y VENTA DE ENERGÍA

La planta contará con un equipo de medida para contabilizar tanto los kWh producidos, como los consumidos internamente en los equipos auxiliares, de monitorización o de seguridad.

2.8.1.3 ESQUEMA DE MONITOREO Y COMUNICACIONES

En el Anexo 6 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se adjunta un esquema del diagrama de monitoreo y comunicaciones para la propuesta de prediseño fotovoltaica. Aunque será necesario un estudio de detalle del cómo se realizará el control del conjunto de la actuación de forma que se integren tanto los componentes de la instalación fotovoltaica como de la zona de electrolización.

2.8.2 EDIFICACIONES, CANALIZACIONES Y OBRA CIVIL

Se deberá definir en la ingeniería de detalle las edificaciones necesarias para la planta, así como los trazados por donde discurrirán las canalizaciones.

2.8.2.1 ACTIVIDADES PREVIAS

Se deberán prever algunas actividades en la fase de ingeniería básica para la construcción de la planta. En general, todo ello dependerá de los estudios que se realicen en la zona de actuación y que serán necesarios con anterioridad al desarrollo de la ingeniería básica.

Los estudios previos que se consideran normalmente para poder realizar con mayores garantías la ingeniería básica para la planta solar se resumen en estos puntos:

- Estudios eléctricos.
- Estudios del terreno, como geotécnico, ensayos DPSH, estudio geoeléctrico, etc.
- Estudio hidrológico.
- Levantamiento topográfico.
- Estudio de evaluación del viento.

Algunas de actividades previas que se suelen llevar a cabo en este tipo de actuaciones serían las siguientes:

Obras civiles:

- Mejora de accesos.
- Despedregado y escarpe superficial de las áreas de parque solar, acopios e instalaciones de faena.
- Realización de zanjas y trazado de canalizaciones para el tendido del cableado.

¹ Que no es necesaria la presencia de personal para su control. Se podría hacer de forma remota.

- Fundaciones para sala de control y bodega.

2.8.2.2 INSTALACIÓN DE FAENAS

Los elementos principales que componen las instalaciones de faenas suelen ser:

- Oficina administrativa.
- Zona de aparcamientos.
- Contenedores oficina de obras.
- Aseos químicos.
- Caseta control de acceso.
- Almacenamiento de residuos.
- Bodega de almacenamiento de herramientas y taller.
- Almacén cercado.

2.8.2.3 CAMINOS INTERIORES

En la fase de construcción se suele contemplar la realización de caminos interiores para uso de vehículos y personas, estos caminos tendrán un ancho recomendado mínimo de 4 metros, salvo en algunas zonas puntuales donde podrán tener no menos de 3 metros.

Dentro del proyecto de detalle, se deberá realizar la planimetría referente a caminos y zanjas, donde se indique en detalle su trazado y composición.

2.8.2.4 SALA DE CONTROL Y CONTENEDOR DE REPUESTOS

La planta fotovoltaica deberá contar con un contenedor para los repuestos críticos de 40 pies, y una sala de control de 20 pies para ubicar los equipos de control de los trackers, SCADA y seguridad, así como para una sala eléctrica donde se ubicarán protecciones y equipos de seguridad para el interconexión con la parte donde se produce la electrolización.

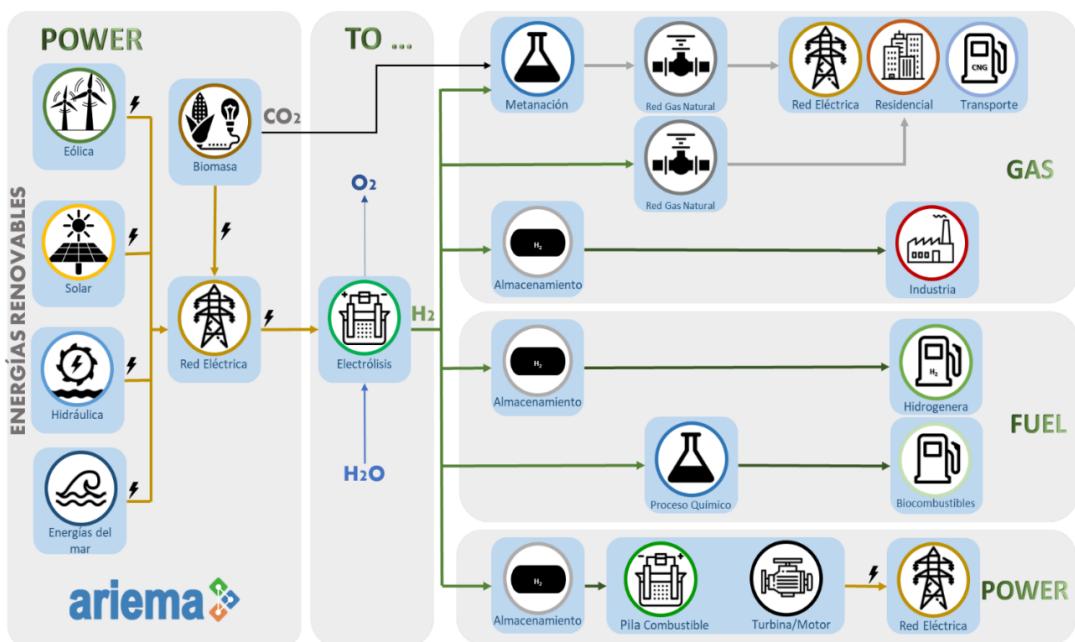
3 ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD ELECTRÓLISIS

3.1 RESEÑA COMPARATIVA DE ASPECTOS RELEVANTES DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO

El hidrógeno es el gas más abundante del universo; no obstante, únicamente se encuentra en la Tierra combinado con otros elementos en estado líquido, gaseoso o sólido. A pesar de ello, el hidrógeno se puede separar a través de numerosas vías, renovables y no renovables.

Este gas por sí solo no es una fuente de energía, sino que se considera un vector energético (carrier) al almacenar la energía que se ha generado por primera vez en otro lugar. El ratio de conversión energética del hidrógeno en una pila de combustible es dos o tres veces más eficiente que el de los motores convencionales (se generan aproximadamente 16,7 kWh por cada kg de hidrógeno consumido en pila de combustible, mientras que los motores de combustión a hidrógeno no llegan a superar los 10 kWh por kg de hidrógeno consumido, de acuerdo a Vinoth I. et al 2020).

Figura 20: Tabla resumen de métodos de producción y usos finales del hidrógeno.



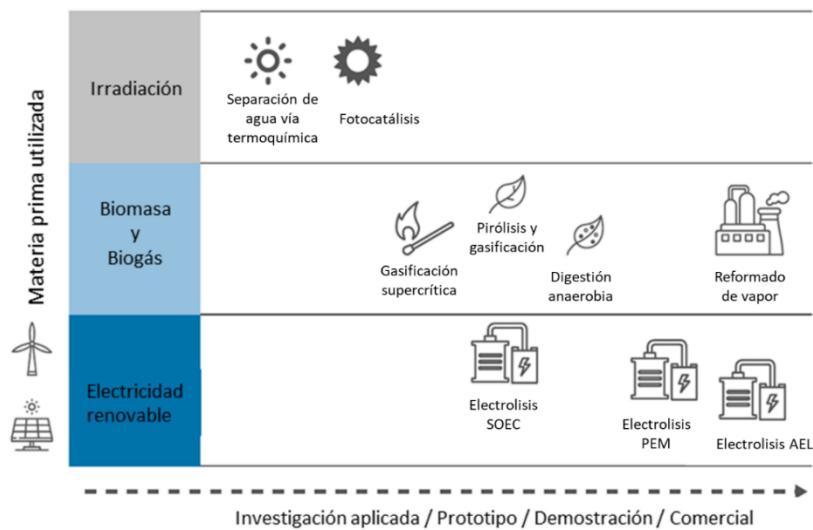
Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

El hidrógeno puede convertirse en una alternativa real a la sustitución de los combustibles fósiles, pero para ello es necesario garantizar un impacto mínimo sobre los recursos naturales y una reducción de las emisiones. Actualmente, la mayor parte del hidrógeno producido en el mundo proviene de combustibles fósiles, principalmente del gas natural; lo que se denomina “hidrógeno gris”.

El “hidrógeno verde” o “hidrógeno renovable” es aquel que se obtiene a partir de fuentes renovables, siendo aquí donde la electrólisis del agua (disociar la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables) presenta el mayor potencial (

Figura 20) para diversas aplicaciones como transporte, residencial, industria o almacenamiento energético para la red eléctrica. Asimismo, el hidrógeno también puede ser producido por otros métodos como la fotocatálisis o la gasificación (Figura 21).

Figura 21: Vías de producción de hidrógeno renovable y niveles actuales de madurez.



Fuente: IRENA 2018 (traducida por ARIEMA)

Al considerar la tecnología a seleccionar para la producción de hidrógeno, la electrólisis del agua muestra una amplia lista de ventajas:

- Actualmente, los sistemas de electrólisis de agua en funcionamiento alcanzan una **eficiencia del 75% al 85%**.
- **Modularidad**, ya que las plantas de electrólisis suelen tener varias unidades produciendo en paralelo, con ventajas de mantenimiento, resiliencia y modificaciones posteriores al diseño.
- **Modelo de trabajo silencioso**, comparado con procesos termoquímicos para producir hidrógeno. Por tanto, son ideales para su uso cerca de edificios.
- Capacidad para **eliminar la contaminación** y las **emisiones de gases de efecto invernadero** provocadas por los combustibles fósiles; para el hidrógeno producido por electrólisis, el único subproducto en el punto de uso es el oxígeno.
- **Generación distribuida de combustible**, puesto que el hidrógeno se puede producir en cualquier lugar donde haya agua y una fuente de energía renovable. No tiene que depender de la red.
- **Tecnología probada**, dado que las plantas de electrólisis de agua tienen décadas de datos históricos y mejoras.

La electrólisis consiste en disociar la molécula de agua en sus componentes, hidrógeno y oxígeno, aplicando una corriente eléctrica a dos electrodos (ánodo y cátodo) (Reacción 1). Esto supone una conversión de energía eléctrica en energía química útil para separar y obtener hidrógeno y oxígeno. En el ánodo se lleva a cabo una semirreacción de oxidación mediante la cual se carga positivamente, propiciando una atracción de los iones OH^- del agua originando oxígeno gaseoso; mientras que, por otro lado, el cátodo mediante una semirreacción de reducción se carga negativamente atrayendo los iones H^+ propiciando la formación y acumulación de hidrógeno gaseoso (Figura 22). El conjunto de las dos semirreacciones

oxidación-reducción se puede representar mediante la siguiente expresión, constituyendo así la reacción global que tiene lugar en un electrolizador:

Reacción 1

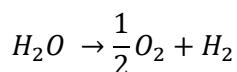
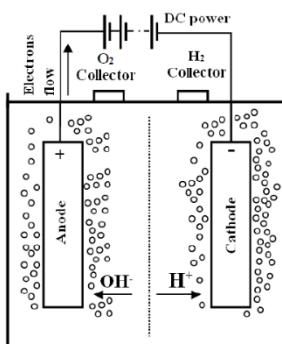


Figura 22: Esquema de la electrólisis del agua

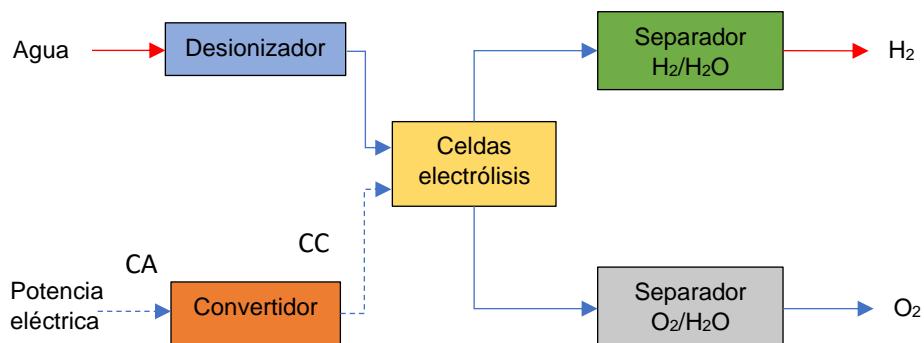


Fuente: Sizing and Economic Analysis of Hybrid PV/PEMFC Systems for Remote Areas Residential Utilization

Los electrodos están sumergidos en un medio (de aquí en adelante electrolito) que presenta permeabilidad a los iones facilitando su transferencia, y que además impide la conducción eléctrica a través de él. La naturaleza de este electrolito (ácida o alcalina) será la que determine las características de operación del electrolizador y, a su vez, que defina la tecnología de este.

Todos los electrolizadores se basan en celdas electroquímicas agrupadas en "stacks", con los correspondientes sistemas auxiliares, denominados conjuntamente balance de planta o BOP.

Figura 23. Diagrama de flujo simplificado del proceso de electrólisis del agua.



Fuente: Elaboración propia.

Actualmente existen dos grandes grupos de electrolizadores: los electrolizadores alcalinos (AEL) y los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM). En una fase más prematura también se encuentran otros electrolizadores como son los de óxido sólido (SOEC) y los electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM).

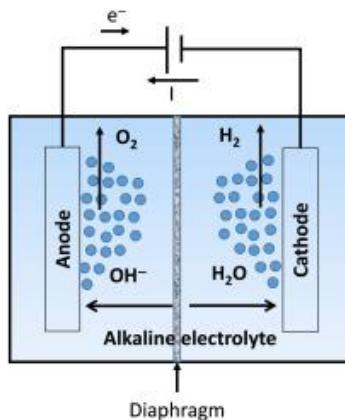
3.1.1 TIPOS DE ELECTROLIZADORES

3.1.1.1 ELECTROLIZADORES ALCALINOS (AEL)

Se caracterizan por emplear un electrolito líquido, siendo el más común KOH (hidróxido de potasio) en concentraciones del 20 al 40%. El material más empleado para el cátodo es el óxido de cobalto, mientras que para el ánodo es el óxido de níquel. El proceso de electrólisis se lleva a cabo siguiendo la siguiente secuencia: en el cátodo el agua se divide mediante una

semirreacción de reducción dando lugar a hidrógeno e iones OH^- , que atraviesan la membrana de separación de los electrodos llegando hasta el ánodo donde se recombinan para formar el oxígeno.

Figura 24: Electrólisis AEL



Fuente: Green hydrogen from anion Exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in critical materials and operating conditions (<https://doi.org/10.1039/C9SE01240K>)

Es una tecnología madura y asentada a nivel de mercado, lo que la hace ser muy confiable, barata y segura. No requiere de metales nobles como catalizadores de la reacción y presenta estabilidad a largo plazo. Sus parámetros de operación son:

Tabla 6: Parámetros típicos de operación de un electrolizador alcalino.

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	40°C a 90°C
Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Calidad agua de entrada	1-5 $\mu\text{S cm}^{-1}$
Densidad de corriente	300 a 450 mA/cm ²
Voltaje de celda	1.7 V a 2.7 V
Eficiencia de conversión (LHV)	63 % hasta 85% en pequeña escala
Consumo energético	4.2 – 4.8 kWh/Nm ³
Electrolito	KOH concentración 20 % – 40 %
Pureza del hidrógeno	99.7 % – 99.9 %
Horas de funcionamiento del stack	Hasta 100,000 h
Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar / 30 bar

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

A modo de resumen, se recogen las ventajas, desventajas y prioridades de mejora en la Tabla 7.

Tabla 7: Ventajas y desventajas de electrolizadores alcalinos.

Ventajas	Desventajas
Tecnología de electrólisis desarrollada (vida útil de hasta 100,000 h)	Rango de producción limitado entre el 20% y el 100% - Variación dinámica del suministro eléctrico limitada, dependiendo fabricante
Baja degradación ($< 3\mu\text{V/h}$)	Las membranas separadoras no evitan la mezcla de $\text{H}_2\text{-O}_2$ y se producen más impurezas

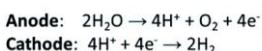
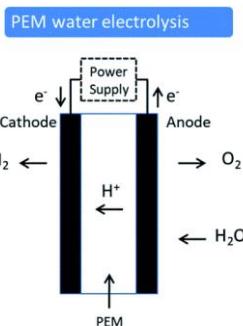
Alta producción de hidrógeno (hasta 760 Nm ³ /h, equipos con potencias en el rango de MW)	A rango bajo (<40%), baja producción y mayor difusividad entre gases H ₂ -O ₂
Área de celda alta (hasta 4 m ²)	Baja densidad de corriente permitida y densidad de potencia (< 1 mW/cm ²)
Coste inferior a la tecnología PEM debido a mayor madurez de la tecnología	Presión de funcionamiento relativamente baja (electrolito líquido) en comparación con electrólisis PEM

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

3.1.1.2 ELECTROLIZADORES PEM

Emplean un electrolito sólido en forma de membrana, típicamente se emplea Nafion® como material de las membranas. Debido al ambiente ácido de estos electrolizadores, se requieren metales nobles como materiales para conformar los electrodos, viéndose afectado en gran medida el coste de esta tecnología. En estos electrolizadores el agua entra por el ánodo separándose en oxígeno, protones H⁺ y electrones; los protones viajan a través de la membrana electrolítica y se recombinan en el cátodo con los electrones que han seguido el circuito de energía externo, generando así hidrógeno. En esta tecnología el ion que se transfiere entre electrodos es el protón, de ahí que reciba el nombre de electrolizador de membrana de intercambio de protones.

Figura 25: Electrólisis PEM



Fuente: Green hydrogen from anion Exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in critical materials and operating conditions (<https://doi.org/10.1039/C9SE01240K>).

El rango de temperatura de operación se encuentra entre los 50°C y los 80°C, y la presión de 20 a 50 bar. La densidad de corriente oscila entre 1.0 a 2.0 A/cm² a 2 V, eficiencia de conversión en el rango de 60-68 % del valor calorífico inferior y un consumo energético entre 4.4-5.0 kWh/Nm³.

Tradicionalmente se ha visto limitada su aplicación a instalaciones de pequeña escala (instalaciones de decenas/centenas de kW), aunque en los últimos años se están introduciendo en el mercado electrolizadores de tecnología PEM de mayor escala esperándose una evolución significativa en costes y durabilidad durante la próxima década.

Los sistemas PEM ofrecen cada vez mejores eficiencias. Esto aunado a las ventajas que ofrece de alto rango de carga parcial, tiempo de respuesta muy cortos y alta pureza de hidrógeno (las membranas de intercambio de protones tienen baja permeabilidad a los gases) y balances de planta sencillos, los convierte en sistemas muy prometedores. Además, presentan un diseño compacto, operación dinámica, y la posibilidad de usar un diferencial de presión entre el cátodo

y el ánodo. Este hecho implica una mayor facilidad de operación, ya que abarata el coste de los materiales usados en el balance de planta. Si la tecnología consigue reducir costes de fabricación del stack en términos de uso de materiales nobles, manteniendo propiedades actuales, podrán dominar el mercado no solo en escalas pequeñas sino también en escala por encima del megavatio.

Tabla 8: Parámetros de funcionamiento típicos de electrolizadores PEM

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	50 °C a 80°C
Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Calidad agua de entrada	0,1 μ S cm^{-1}
Densidad de corriente	1000 a 2000 mA/cm ² (valores típicos a 2V pudiendo llegar incluso a 6000 mA/cm ²)
Voltaje de celda	1.7 V a 3.1 V
Eficiencia de conversión (LHV)	60 % a 68%
Consumo energético	4.4 – 5.0 kWh/Nm ³
Electrolito	Membrana tipo ácido perfluorosulfónico (típicamente Nafion)
Pureza del hidrógeno	> 99.9 %
Horas de funcionamiento del stack	< 50,000 h
Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar / atmosférica

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

A modo de resumen, en la Tabla 9 se recogen las ventajas, desventajas y prioridades de mejora.

Tabla 9: Ventajas y desventajas electrolizadores PEM

Ventajas	Desventajas
Alta conductividad de protones (0.1 S cm^{-1}) en la membrana (20-300 μ m)	Alto coste de componentes
Alta presión de trabajo (hasta 300 bar): producción de H ₂ a alta presión (compresión electroquímica), menor volumen de burbujas, mínimos problemas de membrana, menor sobrepotencial	Medio ácido corrosivo (se requieren metales nobles, tales como oro y paladio)
Stack compacto	Menor vida útil (<50,000 h)
Permite alta densidad de corriente (valores superiores a 2 A cm^{-2}), debido a la conductividad de la membrana	La comercialización se encuentra limitada por tener un grado menor de madurez que la electrólisis AEL
Amplio rango de operación	Problemas con la alta presión (membranas cruzadas, más gruesas)
Obtiene un hidrógeno con mayor pureza por la falta de contaminación por KOH	
No requiere de tanto equipamiento de electrónica de potencia para gestionar la respuesta dinámica	

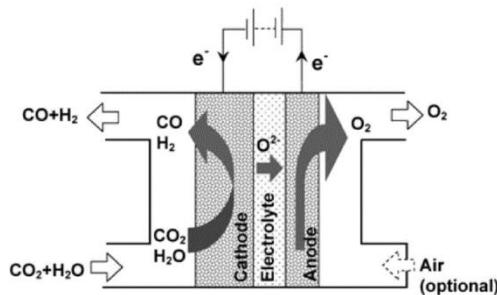
Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

3.1.1.3 ELECTROLIZADORES SOEC

Una posibilidad menos extendida a nivel comercial es la electrólisis de alta temperatura, empleando células de electrólisis de óxido sólido. Es un método que permite generar gas de síntesis (mezcla de hidrógeno y CO) a partir de agua y CO₂. La ventaja de obtener este producto es su empleo como materia prima de la reacción Fischer-Tropsch, permitiendo obtener combustibles de mayor valor añadido.

El rango de temperatura a la que funciona este sistema es entre 700 y 1000°C y permite obtener mayor eficiencia que los sistemas de baja temperatura, a costa de un mayor consumo energético por la necesidad de mantener temperaturas elevadas en el electrolizador. En este caso, la transferencia de electrones se realiza por un mecanismo de reducción del CO₂ hasta CO y H₂O a hidrógeno, reacciones que ocurren en el cátodo, para la producción de oxígeno como subproducto.

Figura 26: Funcionamiento celda de electrólisis SOEC.



Fuente: Yao Wang et al., 2016

Existen múltiples configuraciones de materiales para la catálisis, aunque habitualmente se emplean cátodos basados en Níquel (Ni), por su buena conductividad eléctrica y bajo coste, o materiales cerámicos, y perovskitas como ánodos. La degradación a largo plazo es el principal problema. La durabilidad de las celdas de óxido sólido está significativamente relacionada con los materiales empleados, condiciones de temperatura y la corriente de electrólisis. Algunas de sus características técnicas se describen en la Tabla 10 mientras que las ventajas y desventajas se detallan en la Tabla 11.

Tabla 10: Parámetros operativos de una celda de producción de syngas vía SOEC.

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	700°C a 1000°C
Consumo de agua	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Presión de operación	1 bar
Densidad de corriente	Hasta 2000 mA/cm ²
Voltaje de celda	1.3 V
Electrolito	Circonio estabilizado con itrio
Eficiencia de conversión (LHV)	(valores en torno a 74-81 % únicamente considerando rendimiento eléctrico)
Pureza del hidrógeno	99,9%
Consumo energético (kWh/kg)	~42
Horas de funcionamiento del stack	< 50.000 h

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Tabla 11: Ventajas y desventajas electrolizadores SOEC.

Ventajas	Desventajas
No requiere emplear electrolito y pueden emplearse en sistemas de cogeneración en industrias que tengan focos calientes.	Es necesario controlar la corriente de alimentación constantemente para evitar pérdidas de eficiencia en el electrolizador.
Los sistemas de óxido sólido tienen eficiencia superior a los sistemas de baja temperatura, pudiendo además	Presentan un alto coste energético por la elevada temperatura a la que deben operar

incrementar la eficiencia si se realizar un aprovechamiento térmico del calor producido en el stack

Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

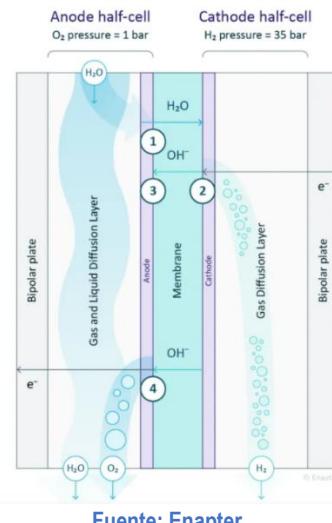
3.1.1.4 ELECTROLIZADORES AEM

Una nueva tendencia que se ha investigado en los últimos años es la tecnología de membranas de intercambio de aniones (AEM), que son membranas poliméricas con conductividad aniónica (OH^-). Esta tecnología es un híbrido entre electrólisis alcalina y PEM, que combina las ventajas de ambos sistemas. Este tipo de membrana podría proporcionar una mayor estabilidad mecánica que permite operar bajo presiones diferenciales, lo que facilitaría el almacenamiento de hidrógeno mediante la producción de este gas a alta presión y la eliminación o reducción de la necesidad de equipos de compresión caros. Además, podría llegar a ser más barata que la tecnología PEM, ya que elimina la necesidad de metales nobles como catalizadores. Sin embargo, la introducción en el mercado de esta tecnología sigue siendo limitada, ya que presenta muchos inconvenientes que deben abordarse: su mala conductividad iónica, durabilidad limitada, sensibilidad a la degradación y su todavía alto costo debido a la baja madurez de la tecnología.

Hoy en día, la estabilidad de los grupos funcionales en la membrana selectiva anión limita la temperatura operativa a un máximo de 70°C. Los separadores porosos tradicionales como el amianto pueden trabajar con temperaturas más altas, mejorando la cinética de reacción y la conductividad, por lo que se requiere más investigación para mejorar este aspecto en el AEM.

El esquema de funcionamiento de los electrolizadores AEM es el siguiente:

Figura 27: Esquema de funcionamiento de un electrolizador AEM.



Fuente: Enapter

Como se ha mencionado inicialmente, la tecnología PEM y AEL son tecnologías ya en fase comercial y pre-comercial. Sin embargo, las tecnologías SOEC y AEM son tecnologías que se encuentran aún en TRL inferiores. Por este motivo, el estudio comparativo de estas tecnologías se ha centrado en las tecnologías PEM y AEL.

3.1.2 COMPARATIVA DE LA TECNOLOGÍA DE ELECTRÓLISIS ALCALINA Y PEM

3.1.2.1 ANÁLISIS COMPARATIVO INTEGRACIÓN CON RENOVABLES, RESPUESTA DINÁMICA.

El hidrógeno es un importante portador energético que puede producirse a partir de cualquier tipo de energía renovable o fósil, habilitando la producción de hidrógeno en cualquier país. Esto es una gran ventaja con respecto a otros portadores, ya que aporta versatilidad a esta producción. Al poder producirse a partir de energías renovables, el hidrógeno puede asegurar suministro de energía limpia en la zona donde se genera. Los aspectos principales por considerar para verificar que se puede realizar una implantación eficaz de estos sistemas son los siguientes:

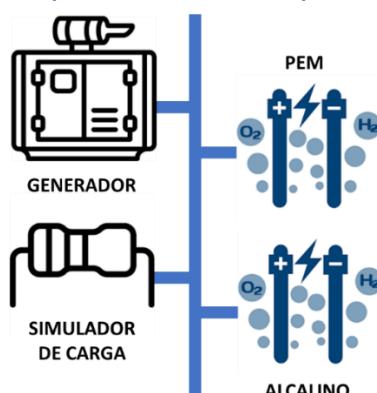
- **Potencial del emplazamiento:** Cada región tiene un potencial de producción de renovables que afecta a la producción de hidrógeno verde. Se puede realizar una estimación a partir de la latitud del lugar, así como de la topografía y geología local.
- **Gestionabilidad:** Algunos recursos renovables varían con el tiempo y, además, algunos son predecibles (ejemplo solar fotovoltaica), mientras que otros no. El mercado de las energías renovables no predecibles (ejemplo eólico) está incrementándose, por lo que es necesario hibridar estas tecnologías.
- **Complementariedad:** Cuando se combinan múltiples fuentes de energía, y una no es gestionable, es interesante analizar otras fuentes (ejemplo ciclos combinados) para cubrir los huecos de producción.

3.1.2.2 RESPUESTA DINÁMICA

La producción de hidrógeno no es más que el reflejo de la capacidad de generar una reacción electroquímica más o menos intensa en el stack, la cual es comandada por la intensidad de la corriente eléctrica. Por lo tanto, la capacidad de adaptación del stack a esa variación de corriente eléctrica es la que dará finalmente la respuesta dinámica.

La rapidez del stack para adaptarse a variaciones de corriente eléctrica es esencial para los tipos de aplicaciones de las tecnologías PEM y alcalina. Para evaluar este parámetro, se utilizaron datos de NREL, sobre aplicaciones donde el electrolizador está conectado a red, y se trabaja con un generador asincrónico de 120 kW. El esquema de interconexión es el de la Figura 28.

Figura 28: Esquema de la instalación de pruebas de NREL.

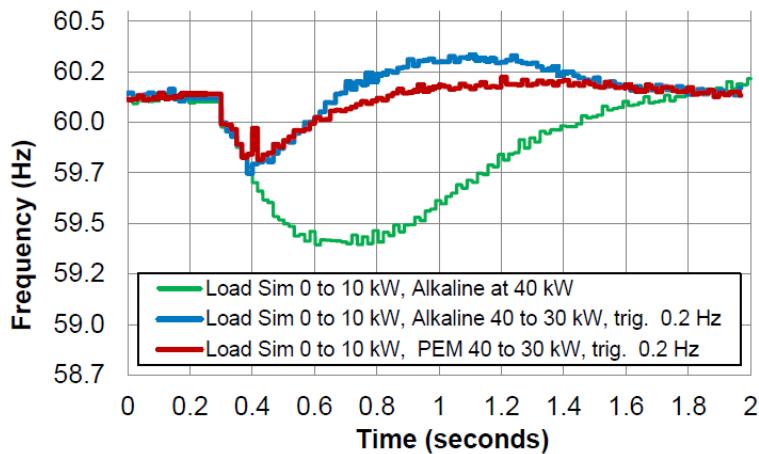


Fuente: NREL

Al extraer carga en la red de manera rápida, el eje del generador tiende a acelerar su velocidad de rotación, y por lo tanto aumenta la frecuencia de la red, la cual debiese permanecer deseablemente siempre estable. Al agregar una carga de manera rápida, el eje del generador tiende a desacelerar su velocidad de rotación, y por lo tanto a bajar la frecuencia de red.

Al agregar de forma inmediata 10 kW a la carga (ver Figura 29), se extraen los siguientes tiempos de respuesta, con una activación de la electrónica de potencia tras una variación de 0,2 Hz:

Figura 29: Respuesta de la frecuencia a un incremento de carga en la red.

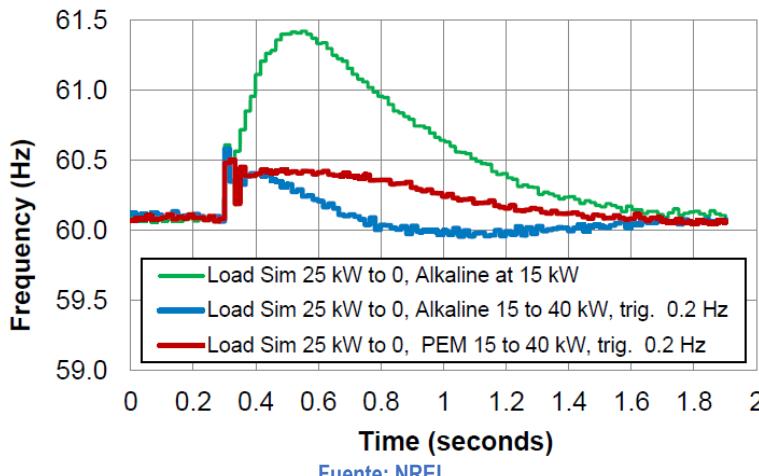


Fuente: NREL

Cuando el electrolizador participa del proceso de compensación de frecuencia, mediante electrónica de potencia, el impacto en la variación de la frecuencia misma como en el tiempo en que la frecuencia retorna al valor inicial son menores. Como se puede observar, el tiempo de respuesta es independiente del tipo de electrolizador, ya que la electrónica de potencia es la que actúa en estos casos, adaptando el consumo a las condiciones.

Si se elimina una carga de 25 kW, se observa un comportamiento como el de la Figura 30:

Figura 30: Respuesta de la frecuencia a una caída de carga en la red.



Fuente: NREL

Para este segundo caso, las respuestas son también del orden de segundos, sin diferencias significativas entre los tipos de electrolizadores. Si bien estas pruebas aplicaron a electrolizadores de pequeño tamaño (40 kW), los stacks de los electrolizadores tanto PEM como alcalinos del orden de MW operan con los mismos principios, concluyendo que ambos tipos de tecnologías se aprecian como aptas para trabajar con fuentes de energías renovables de alto dinamismo, tales como la eólica y la solar fotovoltaica.

3.1.2.3 LÍMITES OPERACIONALES POR TECNOLOGÍAS

3.1.2.3.1 LÍMITES OPERACIONALES POR UNIDAD DE STACK

La electrólisis de agua alcalina para la producción de hidrógeno es una técnica bien establecida disponible para su capacidad de operación en un amplio rango de potencia, de entre el 20% y el 100%, siempre y cuando la electrónica de potencia (transformador y rectificador) sean capaces de trabajar en esas condiciones. Los equipos suelen limitarse en potencia al 20% debido a que potencias inferiores aumenta la mezcla de gases en las corrientes de hidrógeno y oxígeno, suponiendo una disminución considerable de la pureza de hidrógeno, inferior al 99,9%. La pureza del hidrógeno será determinada por el fabricante en función de las características de trabajo del electrolizador (espesor de membrana, presión a la que trabajan, temperatura, etc.). Entre el 20% y el 80% de la capacidad de operación, la pureza obtenida es ligeramente inferior a la pureza nominal y por encima del 80% la pureza obtenida es la pureza nominal del electrolizador.

En el caso de la electrólisis de agua PEM, esta tecnología presenta un amplio rango de operación de entre el 10% y el 100% y la mezcla de gases a cargas parciales es menor -que la tecnología alcalina- al estar físicamente separado por una membrana de intercambio protónico sólida, siendo más complicado que aumente el nivel de impurezas a cambios en el régimen de funcionamiento.

En términos generales, el tiempo de arranque desde frío en electrolizadores alcalinos es superior a los electrolizadores PEM. Este tiempo de respuesta permite alcanzar temperatura nominal antes en los electrolizadores PEM que en los alcalinos, por lo que la tecnología PEM alcanza su eficiencia nominal antes. En este sentido, los electrolizadores alcalinos presentan una desventaja frente a la tecnología PEM cuando se arranca ambos sistemas desde frío.

Sin embargo, los electrolizadores alcalinos presentan una ventaja frente a la tecnología PEM cuando se realizan paradas de corta duración (diarias). Los electrolizadores alcalinos son capaces de mantener unas condiciones de temperatura y presión durante más tiempo que los electrolizadores PEM, permitiendo mantener una temperatura superior entre arranques diarios. Por este motivo, para proyectos en los que el electrolizador está en funcionamiento durante un elevado número de horas y con una periodicidad continua, sin paradas prolongadas en el tiempo, el arranque de los electrolizadores alcalinos será de menor duración que para los electrolizadores PEM.

3.1.2.3.2 LÍMITES OPERACIONALES POR ELECTROLIZADOR MULTISTACK

Los límites de operación anteriormente mencionados corresponden a una unidad de stack. Sin embargo, las plantas de electrólisis en el rango de megavatios están compuestas por varios stacks. En estos casos el rango de potencia difiere a lo establecido para una unidad de stack. Una planta de electrólisis alcalina compuesta por varios stacks presenta un rango de operación de entre el 10% y el 100%. En el caso de una planta de electrólisis PEM compuesta por varios stacks el rango de operación es de entre el 5% y el 100%.

3.1.2.4 INTEGRACIÓN DIRECTA EN CORRIENTE CONTINUA POR TECNOLOGÍAS

Actualmente, existen experiencias en ambas tecnologías (PEM y alcalina) para la conexión directa en corriente continua a plantas de producción fotovoltaica. Sin embargo, se requiere realizar una serie de modificaciones en las lógicas de funcionamiento de los equipos y ajustarlos a las condiciones particulares de los stacks. Para realizar la integración correctamente se puede seguir una de las siguientes vías:

- 1) Gestionar una micro red en corriente alterna que monitorice la energía renovable a inyectar y decida en tiempo real la potencia del electrolizador.
- 2) Realizar una conexión directa en CC, añadiendo un rectificador específico CC/CC para ajustar la salida y tensión a los requerimientos del stack.
- 3) Añadir o eliminar celdas en el funcionamiento del stack para ajustar el stack a las condiciones de tensión del parque fotovoltaico. Este procedimiento se ha realizado en el pasado, sin embargo, actualmente está en desuso.

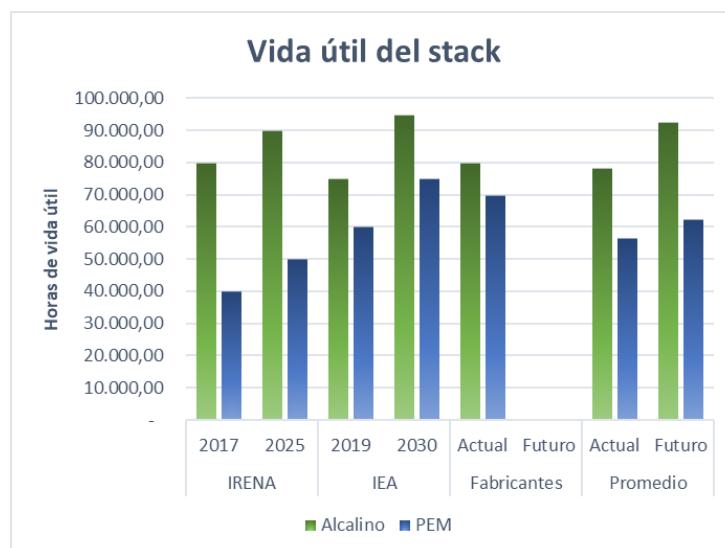
Este tipo de modificaciones no son las condiciones estándar de los equipos que actualmente son más comerciales para el rango de cientos de kilovatios a pocos megavatios (< 5MW) los cuales normalmente están diseñados para conexiones en redes en alterna. La solución *a priori* más factible sería un sistema de monitorización y decisión en tiempo real.

3.1.2.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE DURACIÓN Y DEGRADACIÓN DE COMPONENTES PRINCIPALES.

El tiempo de vida de las tecnologías de electrólisis es generalmente de 20 años, ya que viene determinado mayormente por los servicios auxiliares. Sin embargo, el tiempo de vida del stack es menor debido a la degradación que experimenta a lo largo de su vida útil.

De acuerdo con la Figura 31, el tiempo de vida de los stacks PEM es menor que los equipos alcalinos (AEL). Como se vio anteriormente, el precio del stack es un factor fundamental de cara al coste de inversión de las instalaciones de electrólisis, por lo que la necesidad de realizar una mayor cantidad de reemplazos y una mayor tasa de degradación de los equipos PEM son factores cruciales que limitan la comerciabilidad de estos equipos. Numerosas líneas de investigación están centradas en incrementar el tiempo de vida útil de estos equipos, disminuyendo la corrosión e implantando nuevos materiales. De manera resumida, el tiempo de vida de la instalación general viene determinado por los servicios auxiliares, siendo dependiente del diseño del fabricante.

Figura 31: Comparativa de vida útil de los stacks presente y futuro.



Fuente: Elaboración ARIEMA Energía y Medioambiente S.L. a partir de información obtenida en IRENA, IEA y fabricantes.

Con respecto al mantenimiento, los stacks no requieren un mantenimiento continuo, puesto que no disponen de piezas móviles, por lo que no deben tomarse consideraciones especiales respecto a este punto. El equipo más crítico de cara al mantenimiento es el compresor, en caso

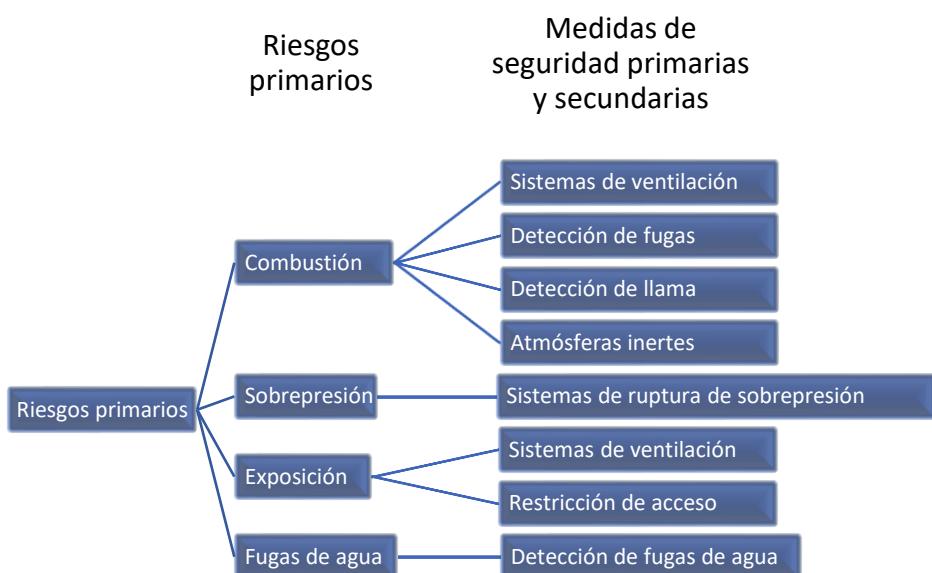
de requerirse uno en la instalación por la necesidad de contar con una determinada presión objetivo del hidrógeno que no puede ser alcanzada directamente por el proceso de electrólisis.

Las instalaciones de electrólisis son relativamente seguras y todos los materiales utilizados en los stacks donde se realiza la electrólisis se diseñan para resistir las exposiciones térmicas, mecánicas y químicas esperadas. A nivel general, las tuberías y conducciones de estas instalaciones están diseñadas para trabajar en ambientes de elevada presión (valores de 30-40 bar de operación), conforme a las directivas pertinentes, para asegurar un correcto funcionamiento a altas presiones. Los contenedores donde suelen disponerse los distintos módulos que conforman el electrolizador deben llevar un sistema de venteo adecuado para que, en caso de que se produzca alguna fuga en el sistema, o por razones de seguridad se activen los sistemas de ruptura de la presión, se evite una elevada concentración de hidrógeno dentro del contenedor. De esta forma, se evita acumulación de atmósferas potencialmente explosivas dentro del recipiente. Los límites de concentración de hidrógeno en el aire que implican riesgo de ignición están entre el 4% y el 75% en volumen.

Frente a riesgos de sobrepresión, como se comentó previamente, todas las zonas del equipo que presentan algún riesgo deben tener un sistema de ruptura de sobrepresión, para evitar malfuncionamientos del equipo. Esto se diseña bajo la directiva PED en Europa y bajo la directiva ASME en USA. En Latinoamérica se suele emplear ASME, los equipos tienen que ir con sello U.

En proyectos de hidrógeno en particular, para Chile, es posible que se permita utilizar la normativa extranjera. Esto ocurre cuando se ingresa un proyecto como proyecto especial a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y se referencia adecuadamente la norma internacional utilizada y aplicada.

Figura 32: Principales riesgos y medidas para una instalación de electrólisis.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

De cara a evitar daños de tipo humano o fallos eléctricos dentro de la instalación, los equipos deben tener instalados sistemas de detección de fuego, de fugas de agua y se debe restringir el acceso al sistema de electrólisis, únicamente permitiendo acceso de personal calificado en actividades de mantenimiento y servicio.

La pureza del hidrógeno obtenido en la electrólisis es muy elevada para ambas tecnologías. Posterior a la reacción, llegan pequeñas cantidades de oxígeno gaseoso al lado del hidrógeno, especialmente en celdas alcalinas, ya que en las PEM existe una membrana física y un diferencial de presión que impide que esto ocurra. Las impurezas de oxígeno generalmente se eliminan en un reactor catalítico rico en platino (reactor de desoxidación), donde se realiza reacción de O_2 con H_2 para eliminar todo el O_2 en forma de agua, por lo que, a nivel de tecnología, la diferencia de pureza es corregida por el sistema de purificación posterior. No existen diferencias significativas entre las purezas que se pueden obtener a la salida de la instalación en ambas tecnologías.

Finalmente, para eliminar las gotas de agua que pueda arrastrar la corriente de H_2 , se realiza una purificación en el punto de rocío a -40°C. Esta eliminación de agua generalmente se logra mediante el uso de lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio o de sílice.

3.1.2.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESPACIO OCUPADO

De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), los tamaños típicos para instalaciones basadas en tecnologías PEM son del orden de 0.048 metros cuadrados por cada kW_e consumido, mientras que para tecnologías alcalinas este valor es el doble, llegando a 0.095 metros cuadrados por kW_e . Es necesario aclarar que estos valores son estimativos, y el tamaño final de la instalación depende del fabricante, servicios auxiliares necesarios o layout de la instalación entre otros.

Es importante remarcar que, al ser instalaciones modulares y poder variar el BOP en función a la aplicación, la presencia o no de ciertos servicios auxiliares (purificación de hidrógeno y agua) puede modificar críticamente el tamaño de la instalación.

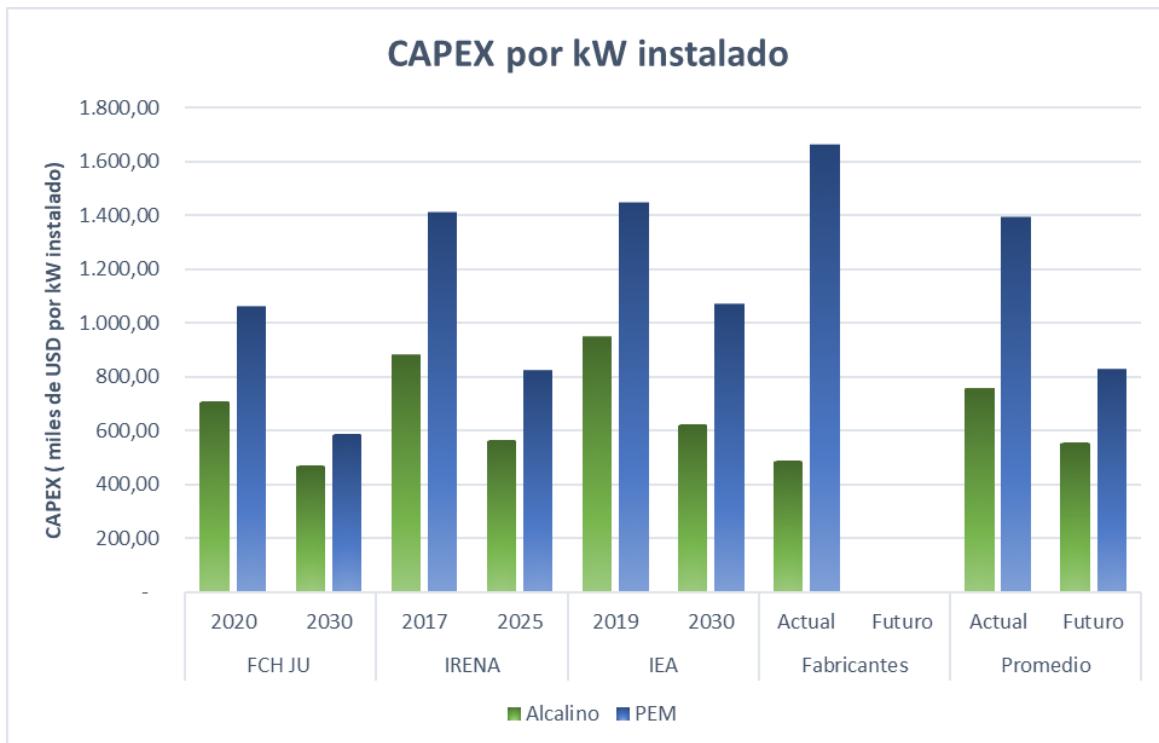
3.1.2.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTES

3.1.2.8 CAPEX

Por lo general, el coste de inversión inicial necesario (CAPEX) para una instalación basada en tecnología AEL es más bajo que para una tecnología PEM, debido principalmente a ser una tecnología más implantada en el mercado, con un mayor recorrido en investigación y una mayor madurez tecnológica. Existen sistemas AEL de plantas de tamaños grandes (mayores a 1 MW instalado) desde principios del siglo XX. Esto ha motivado una mejora y reducción de costes durante el último siglo, mientras que la tecnología PEM es relativamente nueva, ofreciendo mucho margen de mejora.

Si bien es cierto que la tecnología PEM hoy en día es más cara, el potencial de reducción de costes que ofrece es mayor, al ser una tecnología relativamente novedosa, lo que implica un amplio campo de líneas de investigación a seguir.

Figura 33: Coste por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y a futuro.



Fuente: Elaboración ARIEMA Energía y Medioambiente S.L. a partir de información obtenida en FCH JU, IRENA e IEA.

Hasta la fecha, los sistemas PEM representan hasta el doble de coste que los sistemas AEL, sin embargo, los expertos predicen que los sistemas AEL han alcanzado su pico en términos de reducción de costes, por lo que la reducción a futuro será muy baja en comparación con los PEM.

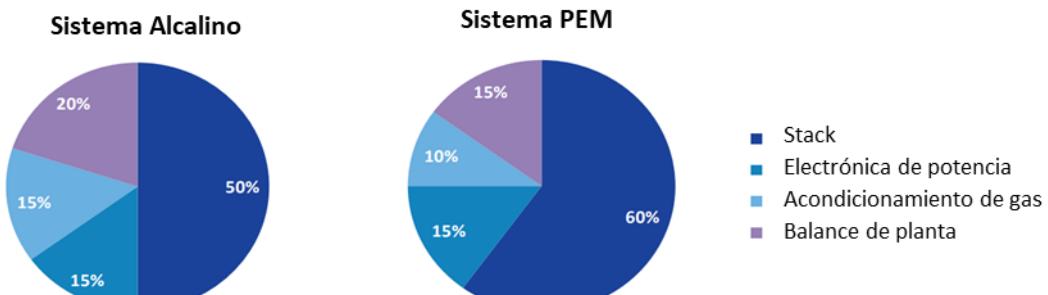
En la Figura 33 se observa el coste por kW extraído de diversas fuentes para valores de instalaciones del orden de decenas de MW. Sin embargo, el coste mostrado por los fabricantes corresponde a una planta de 1,2MW. Se observa claramente que ambas tecnologías presentan expectativas de reducción de precio importantes en un futuro. Es más notoria la reducción de precios en la tecnología PEM, donde se estima una reducción de precio entre el 33 y el 50% en 10 años. La tecnología AEL presenta una reducción menos significativa, pero se observan caídas en el precio de la misma manera. FCH JU prevé que, en el año 2030, la tecnología PEM pueda llegar a casi equiparar el precio por KW instalado de AEL en algunos casos.

Se destaca que la información proporcionada por fabricantes muestra que el descenso en el precio de la tecnología PEM está ocurriendo más rápido de lo previsto por fuentes oficiales, mientras que la tecnología AEL se encuentra en valores similares.

En la

Figura 34, se recoge un desglose porcentual habitual de costes de CAPEX de las dos principales tecnologías del mercado. En ambos casos, se observa que el principal gasto en el que se incurre al realizar una inversión de este tipo es el stack.

Figura 34: Comparación coste tecnologías PEM y Alcalina.



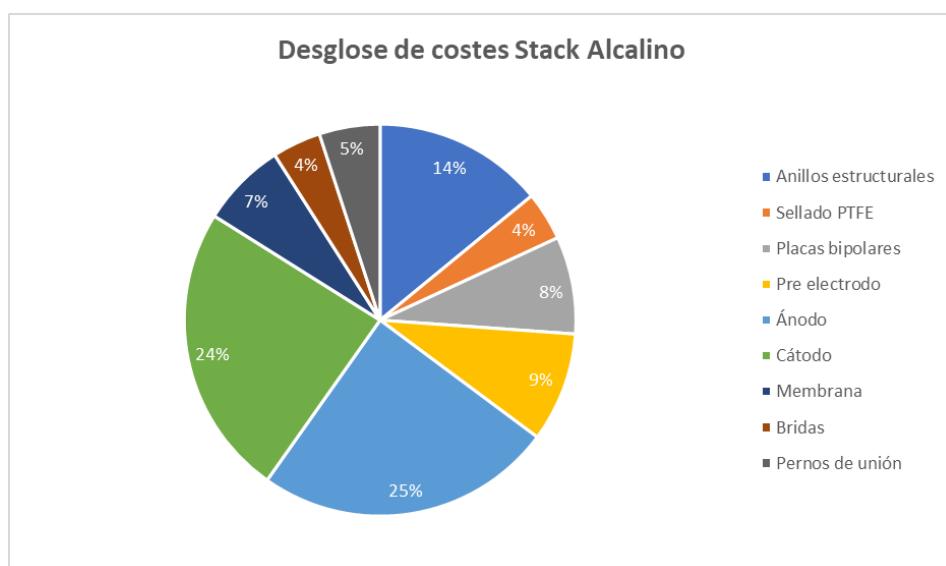
Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU (Bertuccioli, L., et al., 2014) (traducido por ARIEMA)

A nivel comparativo, el CAPEX de una instalación de tecnología alcalina es menor, ya que, aunque el tamaño de los stacks es mayor, requiriendo mayor cantidad de material, el precio de los materiales empleados es muy inferior por no usarse metales nobles (oro) en los electrodos.

3.1.2.8.1 COSTE DE STACK ALCALINO

Para el caso de la tecnología alcalina, el elevado coste de stack viene derivado de que su funcionamiento se produce a muy baja densidad de carga. La forma de alcanzar estos valores de densidad de carga tan bajos es empleando electrodos de una elevada área, llegando a implicar el 50% del coste total del equipo, a pesar de emplear materiales relativamente baratos.

Figura 35: Desglose aproximado de costes para stacks alcalinos.



Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU (Bertuccioli, L., et al., 2014) (traducido por ARIEMA)

Como se mencionó, los electrolizadores alcalinos son una tecnología madura, que cuenta con muchos años de I+D+i, por lo que no se esperan reducciones elevadas en su coste por innovación. La principal línea de investigación que propone una reducción de costes a futuro se basa en incrementar la densidad de corriente a la que puede funcionar la celda, reduciendo así el tamaño de los AEL, y por consiguiente de los stack alcalinos. Va a ser necesario el desarrollo de nuevos materiales para incrementar las densidades de carga desde valores de $0,5 \text{ A/cm}^2$ a 1 A/cm^2 en 2030 para alcanzar los pronósticos deseados y actualmente publicados en Green Deal.

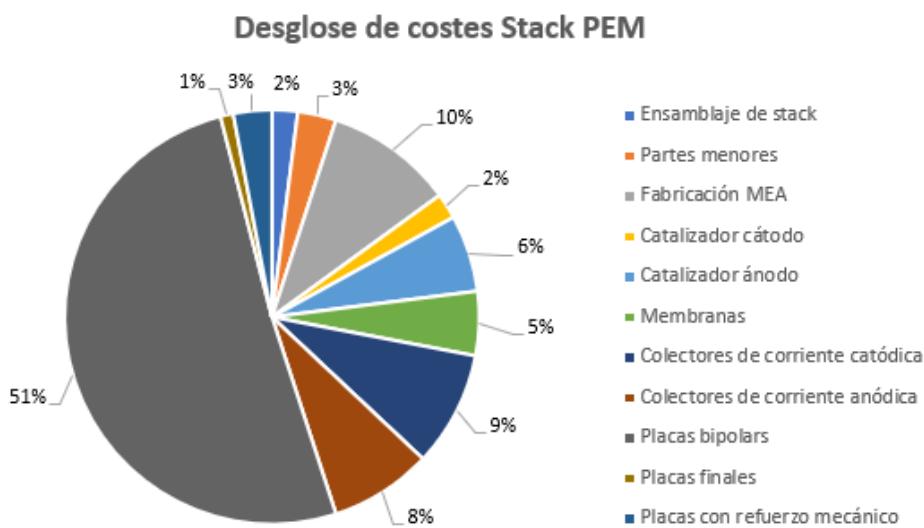
3.1.2.8.2 COSTE STACK PEM

Observando el caso de los electrolizadores PEM de la

Figura 34, el precio del stack llega a alcanzar valores en torno al 60% del costo total, el cual se justifica principalmente por dos factores:

- Las complicadas geometrías que presentan los electrodos para forzar rutas de flujo del agua.
- Los materiales de construcción de estos electrolizadores son de alto valor, principalmente el Titanio (Ti) por ejemplo para las placas bipolares y el Platino (Pt) para la fabricación de MEA, entre otros, los cuales incrementan el precio (ver Figura 36).

Figura 36: Desglose aproximado de costes para stacks PEM.



Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU (Bertuccioli, L., et al., 2014) (Traducido por ARIEMA)

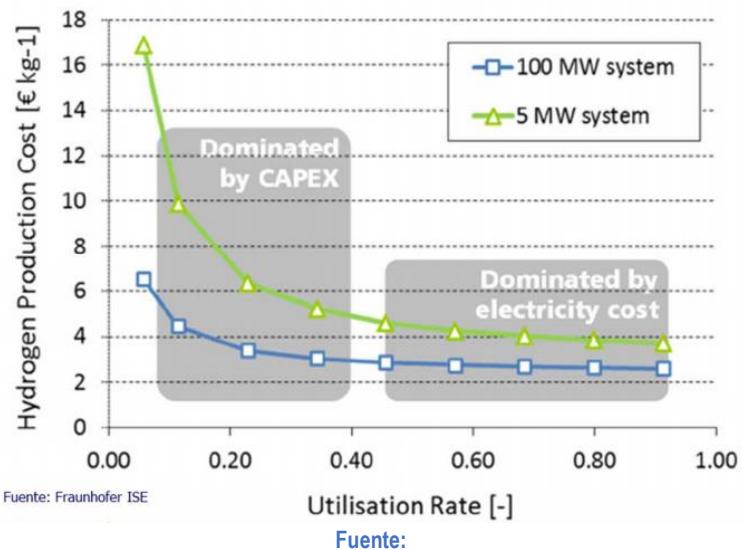
Existen alternativas que emplean materiales notablemente más baratos, como acero inoxidable. El problema de esto es la necesidad de recubrir el electrodo con materiales nobles que sean capaces de aguantar la corrosión, generalmente, Au, Ti y Pt. En fases muy tempranas de investigación, y de cara a mejorar el precio de estos sistemas, se encuentran materiales de menor precio como el Niobio que pueden resultar muy interesantes en la fabricación de los stacks de membrana polimérica.

3.1.2.9 OPEX

En lo que respecta al OPEX, ambas tecnologías tienen proporcionalmente, unos costes de OPEX sobre CAPEX similares (este ratio depende del coste de la energía y suministro de agua, por lo que depende de los suministradores de estos recursos). El factor principal que determina el coste del hidrógeno producido es el factor de capacidad. Factores de capacidad bajos (funcionamientos durante < 2.000 horas anuales), diluyen en menor proporción los costes de CAPEX, incrementando el precio del hidrógeno producido.

Producciones por encima de las 4.000 horas anuales hacen más dependiente el coste de hidrógeno al coste de la electricidad.

Figura 37: Coste de hidrógeno producido en función a tasa de uso de la instalación.



Fuente: Fraunhofer ISE

Fuente:

https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/EVENTOS/DOCUMENTOS/electricidad_con_renoveables_y_ri_pte_hpc.pdf

En la Figura 37 se hace una estimación del coste del hidrógeno en función del tamaño y del factor de capacidad de la instalación. Este coste, a mayor factor de capacidad de la instalación, es más dependiente del coste al que se adquiera la electricidad, por lo que es muy dependiente del país donde se encuentre la instalación, debido a la variabilidad de precio en función a la fuente de energía.

3.1.3 LISTADO DE LOS PRINCIPALES PROVEEDORES A NIVEL MUNDIAL DE ELECTRÓLISIS

Se presenta a continuación un listado de fabricantes con capacidad de producción por encima del MW de potencia, así como las tecnologías suministradas:

Tabla 12: Listado de fabricantes de electrolizadores

Grado de interés	Empresa	Logo	País	Know-how electrolisis	Experiencia acumulada
1	ITM Power		Reino Unido	Alcalina	
	Nel Hydrogen		Noruega	PEM y Alcalina	More than 3.000 electrolyzers
	Cummins		Canadá	PEM y Alcalina	
2	McPhy		Francia	Alcalina	
	H2B2		España	PEM	7,5 MW
	H-TEC		Alemania	PEM	
	Areva H ₂ Gen		Francia	PEM	
3	Thyssenkrupp		Alemania	Alcalina	
	Hydrogen Pro		Noruega	Alcalina	
	Peric		China	Alcalina	
	SIEMENS		Alemania	PEM	
	John Cockerill		Bélgica	Alcalina	
	Elchemtech		Corea del Sur	PEM	
	Hoeller		Alemania	PEM	

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Algunas de las características más importantes a conocer de los equipos son las siguientes:

- Tecnología de electrolisis: PEM o Alcalino.

- Eficiencia del equipo (%): Es crucial para determinar la producción del equipo, así como para poder relacionar el hidrógeno producido con el consumo eléctrico del electrolizador.
- CAPEX (USD): Costes de la inversión inicial a realizar.
- OPEX (USD): Costes de mantenimiento, consumo de agua, electricidad y otros consumibles del equipo por año de funcionamiento.
- Coste de cambio de stack (USD).
- Horas de vida del stack (horas): Tiempo para el reemplazo del stack.
- Vida útil de la planta (años): Vida total de la planta, con servicios auxiliares incluidos.
- Degradación del stack en pérdida de voltaje o eficiencia por el número de horas de funcionamiento.
- Seguros y otra información comercial.

En la sección 5, Análisis del sector y viabilidad, se muestra la información recibida por parte de los fabricantes y los presuntos tomados para realizar el análisis económico.

3.2 ESTUDIO DE RECURSO HÍDRICO DISPONIBLE Y EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA DE DESALINIZADO ADECUADA.

3.2.1 ANÁLISIS DEL RECURSO HÍDRICO

En base al análisis de los datos suministrados por GNA, el agua obtenida es de calidad para uso doméstico, teniendo un valor de conductividad aproximado antes de tratamiento de entre 50 y 800 $\mu\text{S cm}^{-1}$ (de acuerdo al análisis de iones presentes en el agua). Los sistemas PEM de electrólisis, requieren valores en torno a 0,1 $\mu\text{S cm}^{-1}$, y los alcalinos de 1-5 $\mu\text{S cm}^{-1}$ para su correcto funcionamiento, por lo que es necesario realizar un proceso de desalinizado. Adicionalmente, debe de reducirse tanto la presencia de materia orgánica en el agua como las partículas en suspensión que puedan promover sedimentaciones en las celdas y reducir el área activa del electrolizador.

3.2.2 TECNOLOGÍA DE DESALINIZADO

El sistema de desalinizado y tratamiento de agua necesario depende del nivel de pureza que necesite el stack de electrólisis, siendo más sensibles a la pureza del agua de abastecimiento los electrolizadores PEM. Por ello, se recomienda realizar un sistema de tratamiento más restrictivo, ya que el control de la conductividad del agua va a influir directamente en la durabilidad del stack. Es fundamental a su vez el empleo de sistemas de control y protocolos de seguridad para evitar operación del electrolizador en condiciones no óptimas. Por lo general, es fundamental el control de 4 parámetros en el agua de entrada:

- **Iones:** Pueden interferir con el proceso de electrólisis y dañar las células electroquímicas.
- **Materia particulada:** Puede depositarse en líneas y membranas, dañar las células electroquímicas e interferir con el funcionamiento del instrumento.
- **Materiales orgánicos:** Altas cargas de orgánicos potencialmente podrían crear depósitos en la superficie de los electrodos, y por lo tanto afectar a la corriente local.
- **Carga bacteriana:** Los niveles de bacterias deben mantenerse al mínimo, evitando así la formación de biopelícula dentro del instrumento.

Los equipos necesarios para el tratamiento de agua en una instalación de electrólisis son los siguientes:

- Pretratamiento: Es un primer tratamiento que elimina materia particulada, cloro libre, coloides y evita la formación de precipitaciones de sales en la membrana de ósmosis inversa, en caso de emplear aguas duras, como es el caso en cuestión. Se debe realizar un tratamiento en un lecho de carbón activo para evitar la proliferación de bacterias.
- Ósmosis inversa: Constituye el segundo paso y elimina del 95 al 99% de los iones y el 99% de todas las sustancias orgánicas disueltas. Este proceso genera el mayor rechazo de agua del tratamiento, suponiendo aproximadamente cuatro litros de agua de rechazo por cada litro purificado. Aunque esta agua no supone ningún tipo de perjuicio ambiental, en ciertas zonas, como en el caso estudiado, donde existe escasez de agua o difícil acceso al agua, es fundamental incorporar sistemas de recirculación parcial de agua para mezclar con agua nueva de reabastecimiento, y así disminuir el aporte de agua nueva al sistema.
- Deionización: La deionización elimina los iones restantes mediante resinas de intercambio iónico, alcanzando los niveles de pureza necesarios en el stack, por debajo de $0.1 \mu\text{S cm}^{-1}$ en el caso de electrolizadores PEM y de $1-5 \mu\text{S cm}^{-1}$ en el caso de electrolizadores alcalinos.

El proceso de tratamiento del recurso hídrico propuesto está basado en el know-how de ARIEMA, y permite asegurar que las condiciones de trabajo del stack de electrólisis pueden cumplirse. Hay que remarcar que habitualmente, el módulo de tratamiento de agua es suministrado en el electrolizador por el fabricante del mismo equipo, por lo que la tecnología de tratamiento puede variar y depende del proveedor y la tecnología de electrólisis. Esta información ha sido solicitada a los fabricantes de electrolizadores a los que se les ha pedido cotización.

3.3 RESEÑA COMPARATIVA DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO.

Las opciones de almacenamiento de hidrógeno son hidrógeno gas, hidrógeno líquido, amoníaco y líquidos orgánicos. A continuación, se muestra con detalle estas opciones:

3.3.1 ALMACENAMIENTO GASEOSO

Actualmente es el método más empleado para almacenar hidrógeno. Se distinguen cuatro depósitos a presión:

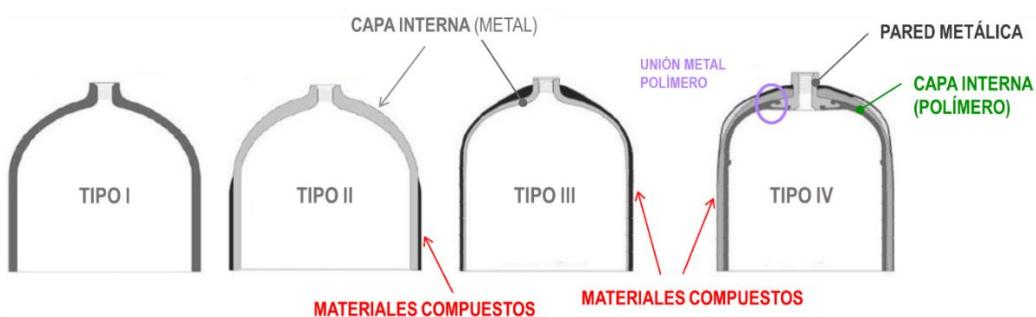
- Tipo I: depósitos de metal puro (generalmente de acero inoxidable o acero al carbono, aunque también pueden encontrarse de aluminio). Son depósitos muy pesados de paredes gruesas que suelen operar hasta presiones de 200 bar. Se emplean como sistema de almacenamiento económico en aplicaciones estacionarias, donde el volumen y el peso del depósito no son factores limitantes, como por ejemplo en los laboratorios. Se debe controlar los ciclos de uso y vida útil de los tanques.
- Tipo II: La pared metálica interna (acero o aluminio) se refuerza con materiales compuestos de fibra de vidrio o de carbono. Pueden operar a presiones muy elevadas, existiendo en mercado depósitos de este tipo que alcanzan los 1000 bar de presión de operación. El peso de estos depósitos es aún muy elevado, limitando su uso a aplicaciones estacionarias.
- Tipo III: De pared metálica interna muy delgada (normalmente de aluminio, por ser más ligero) recubierta por material compuesto en todas direcciones. En estos depósitos el material compuesto es quien soporta los esfuerzos mecánicos y la función de la capa

interior metálica es impedir el paso del hidrógeno. Los más resistentes emplean fibra de carbono y operan hasta a 700 bar.

- Tipo IV: su estructura es similar a los depósitos de tipo III pero la capa interna, en contacto con el hidrógeno, es de material plástico en lugar de metálico. También logran alcanzar altas presiones de operación (700 bar).

Los depósitos de tipo III y IV son más ligeros, pero más costosos, son los que se suelen emplear en aplicaciones móviles, mientras que los depósitos de tipo I y II se utilizan más para almacenamiento a gran escala de forma estacionaria o para estaciones de repostaje para vehículos.

Figura 38: Comparación de los diferentes tipos de depósitos para hidrógeno gas presurizado



Fuente: Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives (2017) H. Barthelemy M. Weberb F. Barbierb (Traducido por ARIEMA)

3.3.2 ALMACENAMIENTO LÍQUIDO

El hidrógeno líquido a presión atmosférica tiene una temperatura de evaporación de -253°C, por lo que debe almacenarse en depósitos criogénicos con elevado aislamiento térmico para evitar la evaporación del hidrógeno almacenado. Es habitual que, con el paso del tiempo, este tipo de depósitos sufran pérdidas de hidrógeno por esta causa. Además, en el primer contacto del hidrógeno líquido del depósito con los demás elementos de su línea (tuberías, bombas o el intercambiador de calor), el hidrógeno se evapora hasta que las temperaturas de estos elementos se igualan a la del hidrógeno líquido. Este primer hidrógeno evaporado se suele ventilar, suponiendo una pérdida de hidrógeno extra.

Un factor clave a la hora de elegir un tipo u otro de almacenamiento es el espacio disponible y las distancias de seguridad marcadas de acuerdo con cada alternativa. Para una misma cantidad de hidrógeno almacenado, los elementos necesarios de un sistema de almacenamiento líquido son menos voluminosos y ocupan menor espacio que el almacenamiento gaseoso; sin embargo, las distancias de seguridad que se deben mantener respecto a este tipo de almacenamiento son superiores.

Figura 39: Tanque de hidrógeno líquido

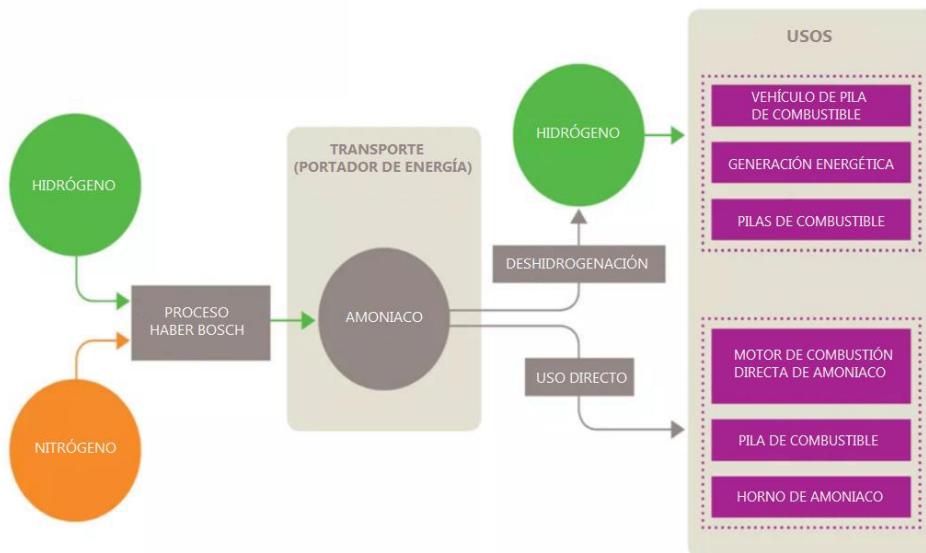


Fuente: <https://H2stationmaps.com/hydrogen-stations>

3.3.3 AMONIACO

Una de las opciones más utilizadas para almacenar hidrógeno es la conversión de hidrógeno puro en amoniaco mediante el proceso Haber Bosch. El amoniaco es un compuesto ampliamente conocido en la industria química por lo que facilita su uso como sistema de almacenamiento y también de transporte de hidrógeno.

Figura 40: Esquema de proceso de transformación en amoniaco y su posterior reconversión en hidrógeno



Fuente: The Royal Society 2018 (<https://www.ammoniaenergy.org/articles/ammonias-role-in-the-hydrogen-society/>)

(Traducido por ARIEMA)

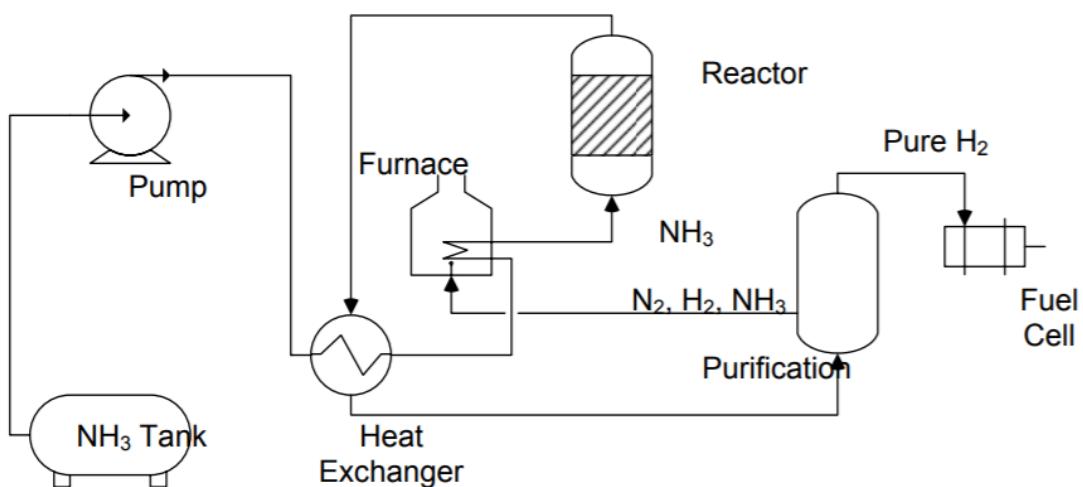
El amoniaco tiene varias ventajas como su densidad volumétrica (5 kg de hidrógeno están contenidos en 56 litros (15 gal.) de amoniaco a temperatura ambiente), su facilidad para ser licuado o su fácil almacenamiento a baja presión (20-30 bar). Sin embargo, para poder reconvertir el hidrógeno a partir de amoniaco, se requiere un consumo de energía significativo. Otras consideraciones incluyen cuestiones de seguridad y toxicidad, tanto reales como

percibidas, así como la incompatibilidad de las pilas de combustible de membrana de electrolito polimérico (PEM) con hidrógeno que contenga trazas de amoníaco ($> 0,1$ ppm). Las pilas de combustible de alta temperatura admiten amoníaco sin problemas.

En términos generales, el amoníaco es un combustible versátil que puede usarse directamente en pilas de combustible de óxido sólido de alta temperatura o ser convertido mediante deshidrogenación para pilas de combustible de baja temperatura. Por otro lado, también podría usarse directamente en motores de combustión interna.

La siguiente figura muestra el proceso de conversión de amoníaco a hidrógeno puro. El amoníaco líquido se bombea desde un tanque de almacenamiento a través de un intercambiador de calor para capturar el calor residual de los gases que salen del reactor de craqueo. Los gases precalentados luego pasan por un horno o combustor catalítico para calentarlos a las temperaturas necesarias para la reacción. La corriente que sale de la reacción se dirige a un sistema de separación que está optimizado para producir una corriente de hidrógeno muy puro (99,99%) dejando suficiente hidrógeno con el nitrógeno y amoníaco sin reaccionar para proporcionar calor para la reacción de craqueo endotérmico. Esta corriente se quema para suministrar calor a la reacción y eliminar el amoníaco sin reaccionar.

Figura 41: Proceso de conversión de amoníaco en hidrógeno para uso en pilas de combustible.



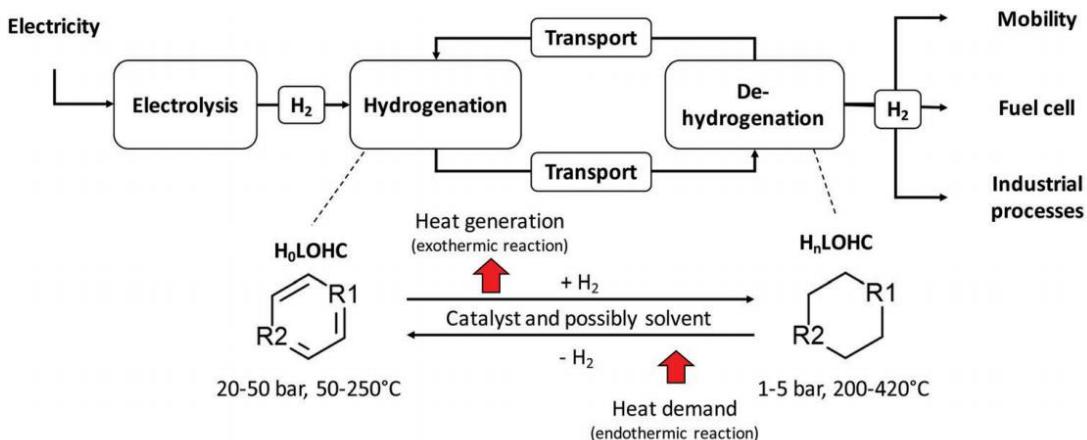
Fuente: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto_nh3_H2_storage_white_paper_2006.pdf

3.3.4 LÍQUIDOS ORGÁNICOS

Los LOHC (*Liquid organic hydrogen carrier*) se encuentran en estado líquido en condiciones ambientales y tienen propiedades similares a la gasolina y el diésel. La manipulación y el almacenamiento de los líquidos orgánicos se realiza en el mismo tipo de depósitos que los utilizados para la gasolina y el diésel.

Una vez almacenado el hidrógeno en LOHC, para su reconversión a hidrógeno puro existen dos vías principales de procesado, la deshidrogenación impulsada por la combustión de hidrógeno y la deshidrogenación impulsada por el calor residual. Los sistemas que funcionan con calor residual funcionan mucho mejor en términos de eficiencia.

Figura 42: Proceso de transformación de hidrógeno en LOHC.



Fuente: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2019/ee/c8ee02700e#!divAbstract>

En términos generales, el metanol es la opción de LOHC más económica para el almacenamiento y el transporte, seguida del dibenziltolueno y el tolueno.

Tanto el amoniaco y los líquidos orgánicos (LOHC) permiten almacenar y transportar hidrógeno de forma más sencilla, sin embargo, suponen un sobrecoste por reconversión.

3.3.5 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO CON HIDRUROS METÁLICOS (ALMACENAMIENTO QUÍMICO)

Se emplean depósitos que contienen compuestos metálicos (metales de transición o tierras raras) que conforman redes cristalinas. Los átomos de hidrógeno se empaquetan dentro de la estructura metálica, debido a ello se pueden lograr unas mayores cantidades de hidrógeno por unidad de volumen que con hidrógeno líquido (del orden del doble). Para liberar el hidrógeno contenido en los depósitos se requiere suministro de calor al sistema, normalmente se emplea el calor residual de otros procesos asociados.

El material apropiado a emplear en depósito de hidruros metálicos debe mantener los niveles de temperatura y presión óptimos para su aplicación; poseer un peso relativamente liviano y no ser muy voluminoso; no debe presentar un coste en exceso; debe favorecer la cinética de absorción y desorción, presentar buena estabilidad (en el tiempo y a ciclos) y tolerar ciertas impurezas.

Presenta una eficiencia menor que otros métodos de almacenamiento, además de un estado de madurez tecnológica considerado intermedio. Sus principales desventajas son el coste y su peso, este tipo de almacenamiento emplea metales muy pesados lo cual no la hace la mejor opción para sistemas móviles.

3.4 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA ÓPTIMA, POTENCIA REQUERIDA Y CARACTERÍSTICAS CLAVE.

El presente estudio ha analizado la tecnología óptima, potencia requerida y características clave del electrolizador basándose en la premisa de cumplir con una demanda de 160 kg/día de hidrógeno en una instalación offgrid, basándose en las horas equivalentes solares para la producción de hidrógeno. Con el fin de no sobredimensionar el electrolizador, se ha apostado por un almacenamiento estacionario de hidrógeno que permita guardar los excedentes en meses de alta producción para su uso en los meses de baja producción. Para una planta de estas características, de rango de potencia entre 500 kW y pocos MW, la tecnología con mayores ventajas es la tecnología PEM. Entre algunas se destacan:

- Según información interna de ARIEMA, algunos de los fabricantes mencionados en la

- Tabla 12 se dedican a la fabricación de instalaciones multimegavatio (>5MW) como HydrogenPro, Johhn Cockerill, Thyssen Krupp y Siemens por lo que el número de fabricantes dedicados a estas potencias son menores y preponderantemente de tecnología PEM. Este hecho hace que la tecnología recomendada para la potencia requerida sea la tecnología PEM.
- Asimismo, la tecnología PEM, debido a que posee un TRL ligeramente inferior a la tecnología alcalina. En términos generales, al ser una tecnología con menor madurez, los modelos de financiación a nivel internacional tienden a financiar más esta tecnología. A continuación, se exponen algunas de las convocatorias de Corfo anunciadas para 2021:

Figura 43: Calendario Programas de Innovación Corfo 2021.

INSTRUMENTOS	LLAMADO 1: ENERO	LLAMADO 2: MARZO	LLAMADO 3: JUNIO	LLAMADO 4: OCTUBRE
	Apertura: 11 Enero Cierre	Apertura: 2 Marzo Cierre	Apertura: 1 Junio Cierre	Apertura: 5 Octubre Cierre
INNOVA REGIÓN		31 Mar		
CONECTA Y COLABORA			24 Jun	
SÚMATE A INNOVAR	2 Feb	23 Mar	22 Jun	3 Nov
CONSOLIDÁ Y EXPANDE		24 Mar	23 Jun	4 Nov
CREA Y VALIDA RÁPIDA IMPLEMENTACIÓN	2 Feb	25 Mar	24 Jun	5 Nov
CREA Y VALIDA I+D		30 Mar	29 Jun	
CREA Y VALIDA COLABORATIVO		31 Mar	30 Jun	
LEY INCENTIVO TRIBUTARIO A LA I+D				
DISPONIBLE TODO EL AÑO				

- Programas con foco en innovación sostenible.
- Programas con foco en mujeres empresarias y emprendedoras

Llamados y Programas sujetos a modificaciones. Accede a www.corfo.cl para obtener la última versión.

Fuente: CORFO

- La tecnología PEM posee una alta densidad de corriente y alta eficiencia a cargas parciales, alto rango de carga parcial, tiempo de respuesta corto y alta pureza de hidrógeno. Su competidor principal, la tecnología alcalina, también puede proporcionar unas características similares, por lo que este punto no será el decisor para la selección de la tecnología PEM.
- Menor superficie que la tecnología alcalina, diseño de celda compacto y operación dinámica. Es un punto relevante en muchas ubicaciones, pero para el proyecto propuesto, no es un punto decisor.
- Mantenimiento del equipo más sencillo de realizar en comparación con la tecnología alcalina.

Como se ha introducido, en el presente caso, se recomienda preferentemente la tecnología PEM por ser la tecnología predominante en la potencia en estudio, aunque si atendemos a otras características como restricciones de espacio o los requerimientos técnicos, se podrían seleccionar tanto la tecnología PEM como la alcalina.

Una vez se elige la tecnología PEM como la óptima, las condiciones que determinan la potencia necesaria son las siguientes:

- El consumo diario se establece en 160 kg de hidrógeno por día, como se enunció al principio de la sección. Se ha considerado que este consumo es continuo (365 días al

año será necesaria dicha producción) y que el consumo se realiza durante 10 horas al día (desde las 10 hasta las 20 horas). La potencia de la electrólisis se aadecua entonces a producir durante el día promedio anual 160 kg/día.

- El almacenamiento debe ser suficiente para funcionar como buffer y la demanda nunca supere a la producción durante el primer año de funcionamiento. La producción debe ajustarse también para que no haya excedentes de hidrógeno en ningún momento, puesto que no se dispone de clientes finales alternativos.
- Se establece consumo del grupo electrolizador preliminar en 55 kWh/kg de acuerdo con datos internos de ARIEMA para los cálculos iniciales de potencia del electrolizador. En el punto 4, se contrastará con información provista por proveedores.
- El almacenamiento va a realizarse a 450 bar, por estar dispuesto para consumo en maquinaria industrial. Esto determinará el consumo específico del compresor.
- Únicamente se produce suministro desde la instalación solar fotovoltaica, por lo que no existe conexión a red.

Posteriormente, se profundizará en el diseño del electrolizador, así como requisitos adicionales a considerar para la correcta casación con la demanda.

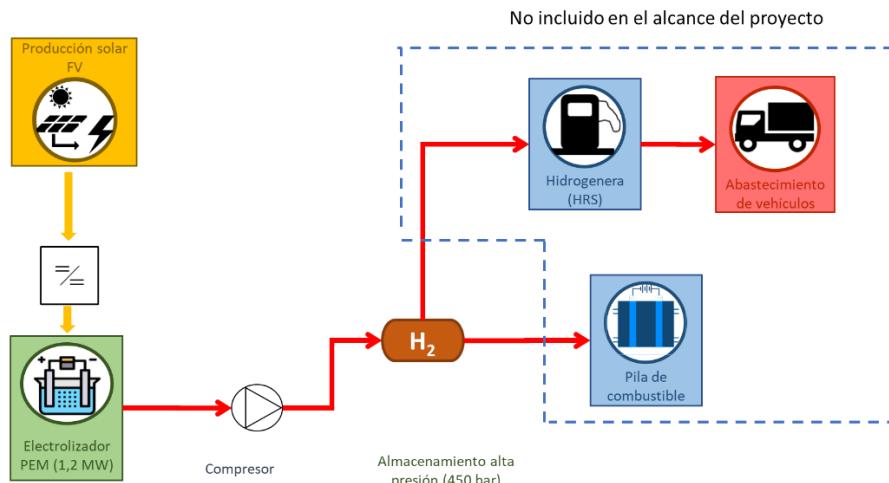
3.5 IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES DE BALANCE OF PLANT (BOP). DISEÑO CONCEPTUAL DE UNIDADES DE PROCESO Y AUXILIARES DE UNA INSTALACIÓN DE ELECTRÓLISIS.

El proyecto en estudio se centra en la producción de hidrógeno para el abastecimiento de maquinaria industrial para el campamento, por lo que para poder asegurar que la producción es suficiente para abastecer las necesidades durante todo el año, es necesario contar con un almacenamiento “buffer”, ya que, al estar provisto únicamente con energía solar y ser un sistema off-grid, se debe llegar a un compromiso entre dimensionamiento del electrolizador y almacenamiento.

Para analizar el almacenamiento requerido, se ha realizado un estudio horario de producción a lo largo de un año promedio en la ubicación estudiada. Se destaca la necesidad de que el almacenamiento disponga de un volumen de “gas colchón”, concepto que se refiere a gas mínimo presente en un recipiente de almacenamiento para asegurar la presión de suministro. Se ha considerado la presencia de un compresor que presurice el hidrógeno desde una presión aproximada de 30 bar (la presión exacta puede variar en función del fabricante) hasta alcanzar 450 bar de presión para el hidrógeno generado en la electrólisis, con el incremento de consumo específico por kg generado de hidrógeno en el electrolizador.

Con lo comentado previamente, el sistema resultante sigue el siguiente esquema:

Figura 44: Mapa conceptual de componentes de la instalación.

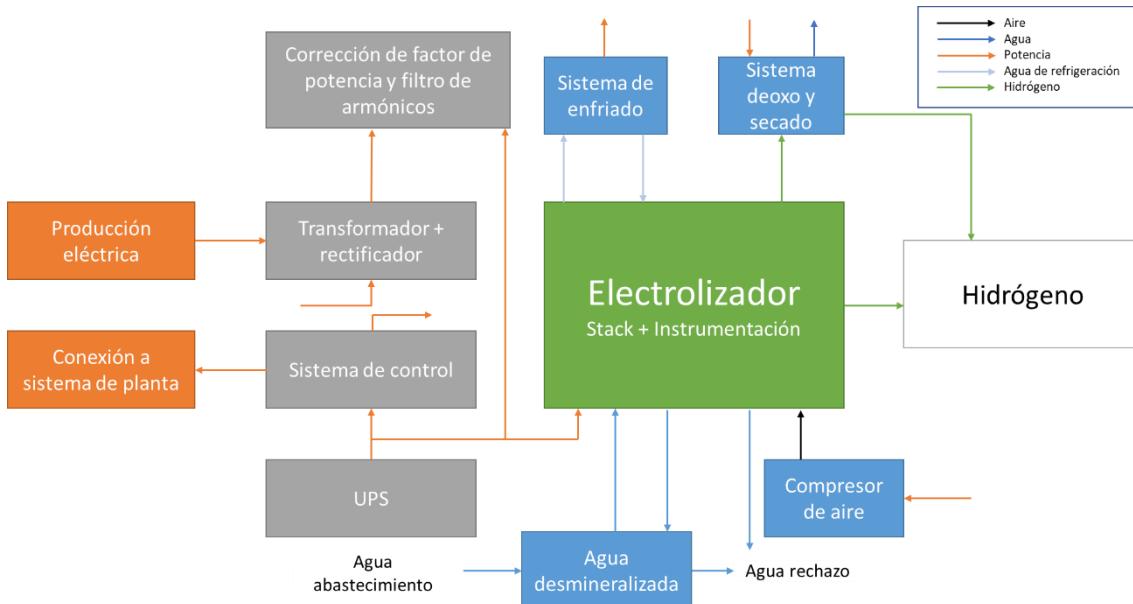


Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

En la Figura 45 se incluye un esquema simplificado con los diferentes elementos presentes en el BOP de un electrolizador.

En sistemas de baja potencia, la demanda de energía de los componentes y procesos auxiliares puede ser comparable con la del stack.

Figura 45: Diagrama de flujo de un stack de electrólisis PEM



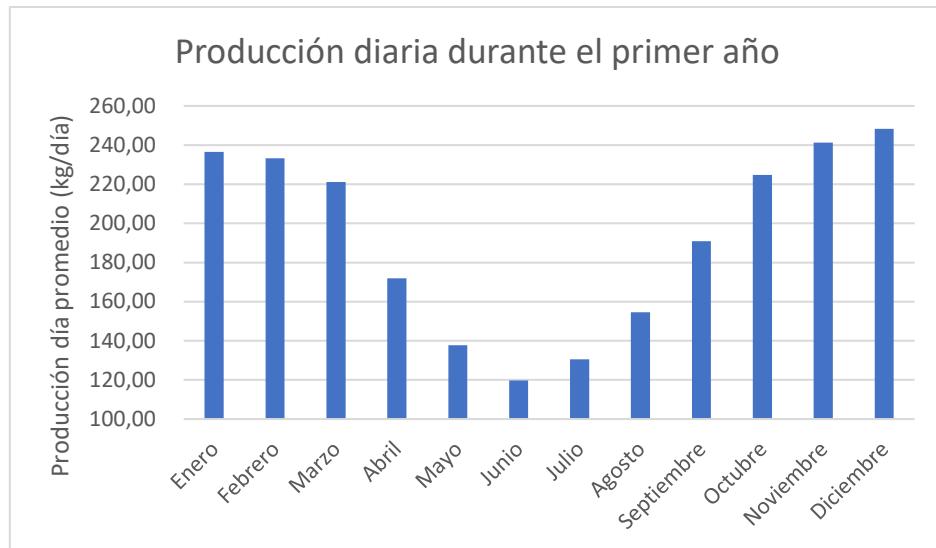
Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

3.5.1 ELECTROLIZADOR

Como se ha comentado previamente, para realizar el diseño del electrolizador se ha considerado un electrolizador PEM. La potencia necesaria por instalar, como se especificó previamente, es de 1,2 MW de electrólisis.

El estudio de los días promedio de producción de hidrógeno permite obtener la siguiente gráfica (ver Figura 46), que representa la producción de hidrógeno durante el primer año de funcionamiento (BOL), sin considerar por lo tanto pérdidas por degradación del stack:

Figura 46: Producción promedio diaria de hidrógeno durante BOL del electrolizador PEM de 1,2 MW.



Fuente: Elaboración propia

Con una planta de 1,2 MW se cumple la capacidad de la instalación para suministrar 160 kg/día, empleando almacenamiento. La instalación en su conjunto si puede suministrar los 160 kg/día, pero es necesario ajustar el rango de meses entre mayo y agosto para producir el mínimo necesario y evitar sobredimensionar el almacenamiento.

Tabla 13: Características y especificaciones técnicas preliminares de los electrolizadores.²

Características y especificaciones	
Potencia nominal	1,2 MW
Producción nominal (H₂)	21,4 kg/h
Producción nominal (O₂)	171,2 kg/h
Temperatura de funcionamiento	70 °C
Consumo específico electrolizador	55 (kWh/kg, BOL)
Tecnología	PEM
Presión salida hidrógeno	30 bar
Presión salida oxígeno	Atmosférica
Pureza a la salida hidrógeno	99,99%
Rango de operación (sobre potencia nominal)	5-100%
Requisito pureza agua	0,1 µS/cm

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Para calcular la producción de hidrógeno se utiliza el consumo específico del electrolizador y la potencia nominal; y a partir de la producción de hidrógeno se calcula la producción de oxígeno por relación molecular.

El alcance de los equipos auxiliares de proceso depende mayoritariamente del proveedor del equipo electrolizador. Habitualmente aquellos incluidos son provistos por el fabricante del stack y sus características se detallan a continuación.

3.5.1.1 ELEMENTOS BALANCE OF PLANT DEL ELECTROLIZADOR

- Tratamiento de agua:

² En la Sección 5 se muestran las características y especificaciones técnicas aportadas por los fabricantes.

La tecnología PEM necesita agua ultrapura para alimentar la pila como se especificó en la sección de estudio de recurso hídrico, por lo que se necesita una purificación intensiva y todos los materiales deben ser compatibles para no liberar impurezas al agua. Las especificaciones del agua para esta tecnología son del orden de diez veces más exigentes, en comparación con la electrólisis alcalina. El agua pasará un filtrado de partículas que eliminará los excedentes de impurezas. Este proceso de filtrado, una vez implementado en el sistema, permite llevar a cabo un circuito de recirculación de agua, reutilizando así el agua obtenida mediante sistemas de separación líquido/gas que será filtrada previamente a su utilización en el stack.

- Acondicionamiento de potencia eléctrica

Las redes eléctricas utilizan corriente alterna (CA) para la generación y distribución de energía, por lo que el acondicionamiento de la potencia eléctrica procedente de servicios públicos siempre deberá incluir transformadores CA / CC en una primera etapa, combinados con rectificadores CC / CC para el ajuste y el control de la potencia entrante a la etapa de producción de hidrógeno. Cuando la energía de entrada procede de microrredes y / o fuentes renovables, estos equipos se vuelven particularmente relevantes y deben adaptarse a las especificaciones de la fuente primaria en términos de energía CA / CC, rango de variabilidad y respuesta transitoria necesaria.

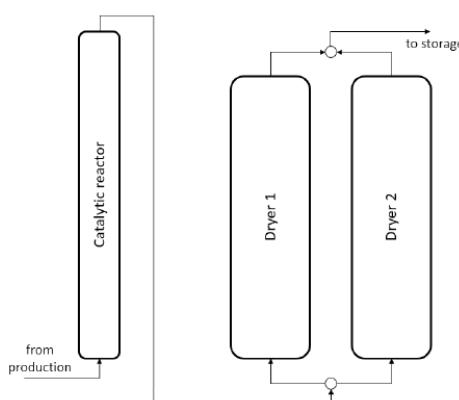
- Gestión térmica

Todos los procesos de electrólisis del agua muestran eficiencias por debajo del 100% y prácticamente toda la energía que no se transfiere al flujo de salida de hidrógeno se libera como calor residual (en torno al 10-30%). La práctica más extendida es aprovechar este calor residual en otros procesos como, por ejemplo, en sistemas de cogeneración o ciclos térmicos incorporando un intercambiador de calor.

- Purificación de gas

Durante la electrólisis del agua, pequeñas cantidades de oxígeno gaseoso (generalmente en celdas alcalinas) y vapor de agua pueden llegar al lado del hidrógeno. Por tanto, para que el electrolizador produzca hidrógeno a la pureza deseada es necesario incluir etapas de purificación de oxígeno y vapor de agua. Las impurezas de oxígeno generalmente se eliminan en un reactor catalítico rico en platino (reactor de desoxidación), donde todo el oxígeno reacciona con el flujo de hidrógeno generando agua, para ser eliminado aguas abajo.

Figura 47: Esquemas de las versiones más básicas de purificación de hidrógeno electrolítico



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Para la eliminación de agua generalmente se emplean lechos absorbentes con estructuras porosas de óxido de aluminio o de sílice, que extraen la humedad del gas que fluye. Los secadores alternativos de dos lechos (ver Figura 47) son los sistemas más comunes de secado en la producción de hidrógeno.

3.5.2 REFRIGERACIÓN DEL ELECTROLIZADOR

En un stack de electrólisis PEM, aproximadamente el 30-40% de la potencia nominal se disipa en forma de calor, aunque este valor varía en función del rango de temperatura en el que el electrolizador esté trabajando. Para evitar la degradación de los componentes del stack así como de los equipos de los servicios auxiliares, es necesario llevar a cabo la refrigeración del stack. Para ello, y puesto que este trabaja en régimen continuo, lo más sencillo es incorporar un intercambiador de calor que acondicione la temperatura de alimentación al stack, además de intercambiadores en las corrientes de salida, para enfriar y purificar el H₂ y O₂ de salida.

Como se comentó anteriormente, el stack de electrólisis debe trabajar a temperaturas en torno a 70°C, siendo estas condiciones fundamentales para poder asegurar una eficiencia adecuada del equipo de electrólisis. Temperaturas inferiores implican pérdida de eficiencia en el proceso y temperaturas superiores implican degradación y pérdida de vida útil.

Trabajar en un entorno como el desierto de Atacama, con grandes variaciones de temperatura, afecta a las necesidades de refrigeración del equipo. Con el suministro adecuado de agua, el sistema de control del propio electrolizador debería ser capaz de adecuar el funcionamiento. Por la noche no hay operación, por lo que no hay problemas para alcanzar la temperatura nominal.

Se considera una temperatura del agua de 20°C por las dificultades que puede acarrear obtener agua a temperaturas menores en una zona desértica, y se ha considerado un salto de temperatura aproximado de 20°C para asegurar que la transferencia energética en el intercambiador es adecuada y minimizar las necesidades de agua de refrigeración.

Tabla 14: Características y especificaciones técnicas del intercambiador de calor para la refrigeración.

Características y especificaciones	
Necesidad de refrigeración (funcionamiento nominal)	0,48 MW
Temperatura agua de entrada (°C)	20
Temperatura agua de salida (°C)	40
Caudal requerido de agua	2,48 m ³ /h
Área de intercambio de calor	A definir por el proveedor (~721 m ²)

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Los valores se han calculado a partir de la eficiencia tipo del electrolizador y un cálculo preliminar sencillo de necesidades del intercambiador. El valor final depende del fabricante, ya que se suele suministrar el intercambio de calor junto con el electrolizador en la misma cotización.

Para optimizar la refrigeración, el sistema suele disponer de un control integrado de la temperatura, optimizando la refrigeración. Debe considerarse que los valores listados en la tabla previa son a funcionamiento nominal y pueden variar en función de las especificaciones de los intercambiadores o las condiciones del agua disponible.

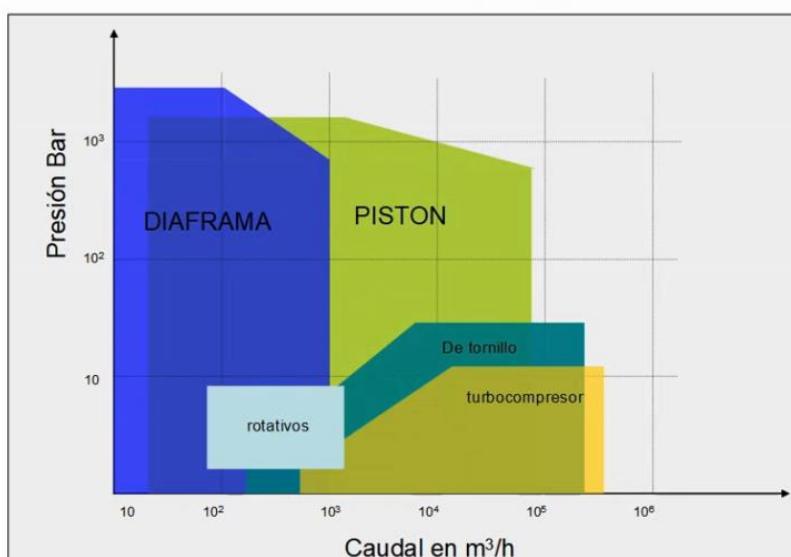
El empleo del agua caliente en otras aplicaciones implica una mejora del rendimiento global del sistema, por lo que es interesante estudiar posibles usos del agua.

Se ha solicitado información sobre este subsistema a los fabricantes de electrolizadores, teniendo en consideración que normalmente el precio de este subsistema está incluido en el precio del electrolizador.

3.5.3 SISTEMA DE COMPRESIÓN

Para realizar la compresión es necesario usar una máquina capaz de aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tal como lo son los gases y vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el gas en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir. Habitualmente, en sistemas de compresión la atención se centra en compresores mecánicos como los de la figura siguiente.

Figura 48: Tipos de compresores empleados en hidrógeno, con rango de operación.

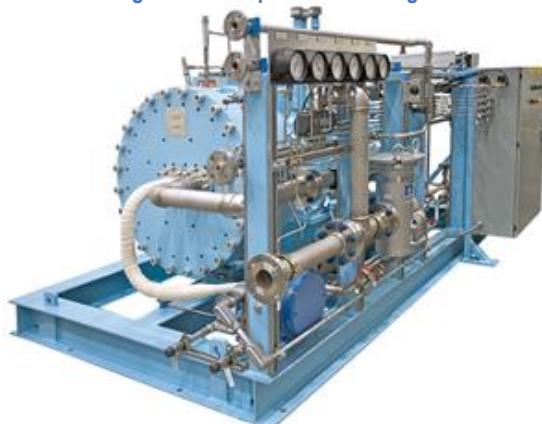


Fuente: Elaboración propia de ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Cuando se trabaja con vehículos ligeros se requieren presiones de 700 bar, mientras que, para vehículos pesados, se suministra el hidrógeno a 350 bar para la carga. Atendiendo a la Figura 48, se puede observar que, en función al caudal generado, en estas condiciones los compresores preferidos son los de diafragma o de pistón. Para el tamaño del proyecto en cuestión, se considera compresor de diafragma como preferido en esta aplicación.

Los compresores de diafragma mecánico son los más utilizados en el mercado para el uso en estaciones de servicio y su funcionamiento se basa en un pistón alternativo que transmite su movimiento a un diafragma flexible,

Figura 49: Compresor de diafragma.



Fuente: PDC Machines

compuesto por tres membranas de diferentes metales, a través de un aceite hidráulico. Debido a la fuerza ejercida por el aceite sobre el diafragma, este se dobla y oscila, aumentando y disminuyendo el volumen de la cámara de compresión y, variando consecuentemente, la presión del gas de trabajo. La gestión de las válvulas de entrada y salida permite que la entrada y salida del gas sea de forma alternativa durante la compresión del propio gas.

Para vehículos de pila de combustible los compresores de diafragma son los más utilizados ya que pueden garantizar que la pureza del gas a la entrada es la misma que a la salida del compresor. Para esta aplicación el compresor debe cumplir con los siguientes requisitos técnicos:

Tabla 15: Características y especificaciones técnicas del compresor.

Características y especificaciones	
Tipo de sistema de compresión	Compresor de diafragma mecánico
Presión mínima	30 bar
Presión de salida	Hasta 450 bar
Capacidad de compresión	21,8 kg/h / 245 Nm ³ /h
Consumo específico	~ 2 kWh / kg H ₂ (comprimiendo hasta máxima presión)
Número de compresores	A definir por el proveedor

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

3.5.4 ALMACENAMIENTO

El almacenamiento de hidrógeno es un elemento clave y su dimensionamiento se basará en equilibrar el suministro o producción de hidrógeno con la demanda. Habitualmente los proyectos de suministro a flotas de transporte se dimensionan buscando una autonomía de entre dos y tres días, reserva suficiente para garantizar picos en la demanda o pequeños contratiempos en el suministro. En la mayoría de las ocasiones se opta por un dimensionamiento que garantice dos días de autonomía, reduciendo los costes de inversión. En este caso, al realizarse dimensionamiento para una instalación off-grid en aplicación aislada y no considerar posibles stakeholders interesados en suministro de hidrógeno en las proximidades, es importante realizar el dimensionamiento del almacenamiento para minimizar excedentes de producción y garantizar que siempre exista suficiente almacenamiento a lo largo del año. El almacenamiento estimado para esta aplicación se indica a continuación, aunque el dimensionamiento en detalle se realiza en la sección 4.3 Dimensionamiento del Almacenamiento.

Tabla 16: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento.

Características y especificaciones	
Tipo de depósitos	Tipo II
Presión de almacenamiento	450 bar
Presión de salida	450 bar
Capacidad de almacenamiento	225 horas de almacenamiento (144,3 m ³ a 450 bar)
Dimensiones del almacenamiento	A definir por el fabricante

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

La presión de almacenamiento debe ser superior a la presión de abastecimiento al vehículo, ya que es necesario para poder llevar a cabo el llenado hasta la presión final requerida. La presión de vehículos pesados es de 350 bar, por eso se han considerado presiones de almacenamiento de 450 bar para poder llevar a cabo el correcto dispensado del hidrógeno.

3.6 OBRA CIVIL, ELÉCTRICA Y DE CONTROL NECESARIA PARA LA INSTALACIÓN DEL ELECTROLIZADOR

La tecnología de electrólisis PEM se basa en equipos compactos y contenerizados donde sus dimensiones son inferiores en huella de planta a las de otras tecnologías para una misma potencia de diseño como se indicó en la sección de comparación de tecnologías PEM y alcalina, por lo que los requerimientos de superficie disminuyen, y, por tanto, su impacto visual.

La distribución final de la planta variará en función del proveedor del stack de electrólisis que se seleccione, considerando la selección en base a criterios de modularidad, compacidad y eficiencia, así como que sea económico y de más fácil implantación. Tal y como se ha especificado con anterioridad, la potencia a gestionar por el equipo de electrólisis es de 1,2 MW.

La instalación del electrolizador no necesita la construcción de un edificio, únicamente habrá obras destinadas a instalar o adecuar las siguientes instalaciones:

- Instalación eléctrica:
 - Las protecciones y circuitos de control de la interconexión se alimentarán en C.C. mediante un sistema de rectificador y baterías de capacidad y autonomía necesarias.
 - Las instalaciones de puesta a tierra estarán constituidas por 1) Electrodo de puesta a tierra; 2) Líneas de tierras; 3) Alumbrado.
 - Clasificación del emplazamiento: explicado más adelante.
- Instalación fontanería y suministro agua:
 - Definición del transporte del agua suministrada por AGUAS DE ANTOFAGASTA S.A: hasta la instalación donde se ubique el electrolizador.
 - Instalación de fontanería para alimentar los consumos de agua potable de aseos. Opcional.
- Instalación contra incendios:
 - Instalaciones de protección contra incendios (extintores portátiles, alumbrado de emergencias y señalización, instalación de detección y alarma, BIEs (boca de incendio equipada), etc.).
 - Se deberá revisar las condiciones exigibles a los materiales.
 - Instalación de red de evacuación de aguas pluviales.
- Sistemas auxiliares:
 - Se podrían instalar también contenedores destinados a la administración y gestión de la planta de hidrógeno.

Asimismo, cabe destacar que electrolizador cuenta con un sistema de control propio. Para facilitar al usuario el funcionamiento de la planta adicionalmente se recomienda realizar un control real time para la toma de decisiones sobre el sistema de producción de hidrógeno a partir del sistema fotovoltaico.

3.6.1 CLASIFICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para establecer los requisitos que han de satisfacer los distintos elementos constitutivos de la instalación eléctrica en emplazamientos con atmósferas potencialmente explosivas, estos emplazamientos se agrupan, siguiendo la normativa europea ATEX, en dos clases según la naturaleza de la sustancia inflamable, denominadas como Clase I si el riesgo es debido a gases, vapores o nieblas, y como Clase II si el riesgo es debido a polvo. La instalación en estudio se califica como zona de emplazamiento Clase I en donde se distinguen tres zonas:

Zona 0: Emplazamiento en el que la atmósfera explosiva constituida por una mezcla de aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor, o niebla, está presente de modo permanente, o por un espacio de tiempo prolongado, o frecuentemente. Esta zona se sitúa en el interior de los equipos de producción de gas hidrógeno, tuberías, compresores, etc. que contienen gas, básicamente la totalidad de equipos.

Zona 1: Emplazamiento en el que cabe contar, en condiciones normales de funcionamiento, con la formación ocasional de atmósfera explosiva constituida por una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla. Esta zona se sitúa en los puntos de salida de aire de los puntos de venteo. Todos esos puntos serán conducidos al exterior o a zonas que no disponga de instalaciones eléctricas próximas, a una distancia inferior a 1.5 m.

Zona 2: Emplazamiento en el que no cabe contar, en condiciones normales de funcionamiento, con la formación de atmósfera explosiva constituida por una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla o, en la que, en caso de formarse, dicha atmósfera explosiva sólo subsiste por espacios de tiempo muy breves. Esta zona se sitúa en los puntos de salida de aire, separada de los puntos de venteo hasta 3 m.

3.7 DIMENSIONAMIENTO DE RECHAZOS GENERADOS EN EL PROCESO DE ELECTRÓLISIS

El proceso de electrólisis, como se expuso anteriormente, disocia la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno, aplicando una corriente eléctrica a dos electrodos (ánodo y cátodo). El producto principal obtenido en la electrólisis es el hidrógeno, por poseer el contenido energético más alto de todos los combustibles. Sin embargo, durante la reacción electroquímica que tiene lugar, también se produce oxígeno como subproducto y se libera calor residual como consecuencia de una eficiencia del sistema inferior al 100%. Asimismo, como se destacaba en la sección de estudio de recurso hídrico, en el proceso de purificación de agua se obtiene un rechazo de aproximadamente 3 litros de agua por cada litro purificado.

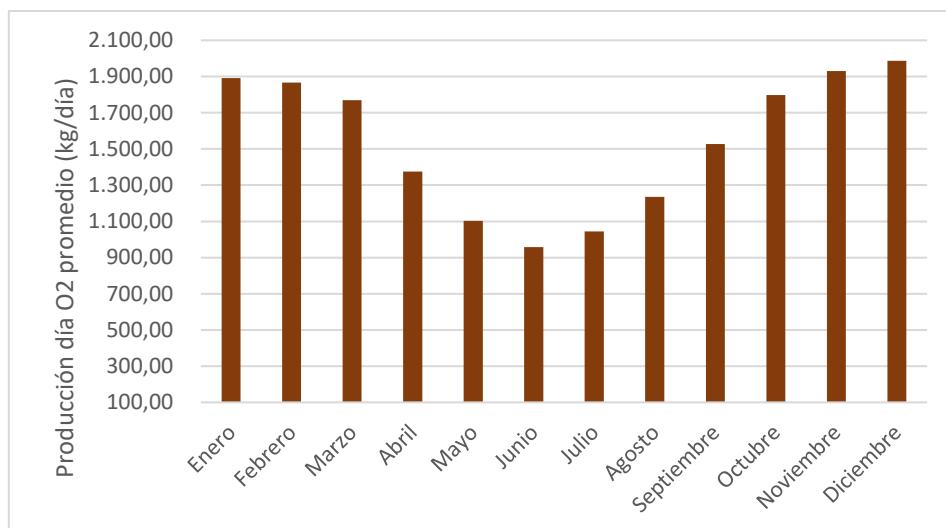
A continuación, se explican en mayor profundidad los tres rechazos principales generados en el proceso de electrólisis.

3.7.1 OXÍGENO COMO SUBPRODUCTO

La producción diaria de oxígeno se estima en la Figura 50. Inicialmente, el oxígeno es considerado como un subproducto y se vende, porque la electrólisis en sí misma no es una tecnología atractiva para producir oxígeno y no puede competir con otras como el separador de aire o un proceso de adsorción por temperatura o presión (TSA o PSA). Sin embargo, cabe la posibilidad de almacenarlo, y usarlo o venderlo a potenciales usuarios finales en las cercanías de la instalación. Algunos de los principales usuarios finales que pueden demandar oxígeno son: centros acuícolas para la aireación de los tanques y mejora de la reproducibilidad de los peces, altos hornos, tratamiento de aguas, aplicaciones médicas, industria metalúrgica, industria química, sector automoción, etc. Dependiendo del uso final seleccionado, será necesario incluir equipamiento extra para su uso (compresor, sistema de purificación, etc.).

La decisión de utilizar el oxígeno producido o no, dependerá de la demanda de oxígeno en la propia instalación o alrededores. Para el venteo de oxígeno se deberá cumplir con el requerimiento establecido en el Artículo 48 del DS 148, que se refiere al emplazamiento de una instalación de eliminación de residuos peligrosos.

Figura 50: Producción promedio diaria de oxígeno durante BOL del electrolizador PEM.



Fuente: Elaboración propia.

3.7.2 CALOR

En la sección 3.5 de Identificación de componentes de Balance de Planta se detalla información sobre la gestión térmica del electrolizador. Se debe instalar un sistema de refrigeración con el objetivo de mantener el stack a la temperatura de funcionamiento deseada, conteniendo la mayor cantidad de calor como sea posible en el circuito cerrado sin obstaculizar el rendimiento del stack. En este proyecto, el electrolizador consume una potencia de 1,2 MW de los que aproximadamente el 30 % se convierte en calor (considerando una eficiencia del electrolizador aproximada de 70%). Sin embargo, no todo el calor producido es útil. Según el estudio de W. J. Tiktak, bajo carga nominal es posible contener al menos el 92% de todo el calor producido. El principal factor que contribuye a una pérdida irreversible de calor es el vapor de agua en el flujo de producto del electrolizador.

El calor residual que se genera en el proceso puede ser utilizado en otros procesos como, por ejemplo, en sistemas de cogeneración o ciclos térmicos, incorporando un intercambiador de calor.

Cabe destacar que el comportamiento térmico de la electrólisis PEM es un campo de estudio aún no analizado en profundidad. Sin embargo, algunos estudios muestran que puede ser una línea de investigación importante y complementaria a la producción de hidrógeno si se analiza de forma paralela la recuperación de calor y su potencial aplicación.

3.7.3 AGUA DE RECHAZO

En el sistema de producción de hidrógeno en estudio hay dos etapas en las que existe agua de rechazo. La primera de ellas se explica en detalle en la subsección 3.2 de Análisis del recurso hídrico donde se explica la relación con el agua de rechazo generada en el pre tratamiento antes de ingresar al proceso. El segundo punto donde se produce agua de rechazo es en el stack de electrólisis, donde el flujo de agua no convertida en el stack se recircula junto con oxígeno a un separador agua/oxígeno para separar ambos compuestos. El agua obtenida de la separación del oxígeno se mezcla con el agua procedente de la purificación de agua corriente y se bombea de nuevo hacia la entrada del stack. De esta forma, se evitan pérdidas en el sistema global y se reduce el consumo de agua necesaria para realizar el proceso de electrólisis.

Asimismo, cabe destacar que el agua de rechazo procedente de los tratamientos de agua para conseguir la pureza adecuada en el electrolizador se podría utilizar para múltiples usos como regadío, limpieza de paneles o uso en otros procesos industriales. El agua de rechazo tiene mayor mineralización (aproximadamente 25%) pero mantiene una calidad adecuada para usos como los mencionados anteriormente.

4 INTEGRACIÓN ENERGÉTICA: ELECTRÓLISIS-SOLAR FV

4.1 ANÁLISIS DE ACOPLAMIENTO ENTRE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y ELECTRÓLISIS

Obtener un dimensionamiento que permita adecuar en la medida de lo posible la producción solar con la producción de hidrógeno es clave de cara a la rentabilidad final del proyecto, y más aun considerando las condiciones que rodean a este proyecto en particular. Los excedentes solares pueden utilizarse en otras aplicaciones dentro de la instalación de GNA.

Tamaños excesivamente grandes de electrólisis conseguirían trabajar sin apenas excedente solar, pero su coste de inversión sería mayor y trabajarían menos horas equivalentes, es decir, más horas en potencias intermedias. Además, sobredimensionar el electrolizador reduciría el aprovechamiento de los puntos de menor producción solar, debido a desajustes provocados por el rango limitado de producción de los electrolizadores (5%-100% para multistack PEM). Puesto que el proyecto en estudio trabaja en condiciones aisladas, y el almacenamiento a presión, de acuerdo con la aplicación final del hidrógeno, se va a dimensionar de acuerdo con estas condiciones, como se verá en la sección 5 Análisis del sector y viabilidad, el coste del almacenamiento es un punto crítico en la viabilidad del proyecto.

Por otra parte, si se seleccionara un tamaño pequeño de planta de electrólisis se conseguiría trabajar un mayor número de horas equivalentes, es decir, más horas a potencia nominal, pero la producción de hidrógeno (kg/día) sería menor y se generarían muchos excedentes solares. Por este motivo, se descarta esta opción.

El criterio preliminar escogido, por ende, ha sido el de ajustarse a la producción mínima de excedentes solares, de modo que la producción de hidrógeno sea máxima en cada punto del año y sean los excedentes solares los que acusen la gran variación estacional, casi desapareciendo en invierno.

Según se aprecia en la Tabla 17, una vez descontado el consumo en la electrólisis, el excedente solar es mínimo.

Tabla 17: Excedente solar y consumo electrólisis.

Consumo electrólisis	87,0%
Excedente solar	13,0%

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

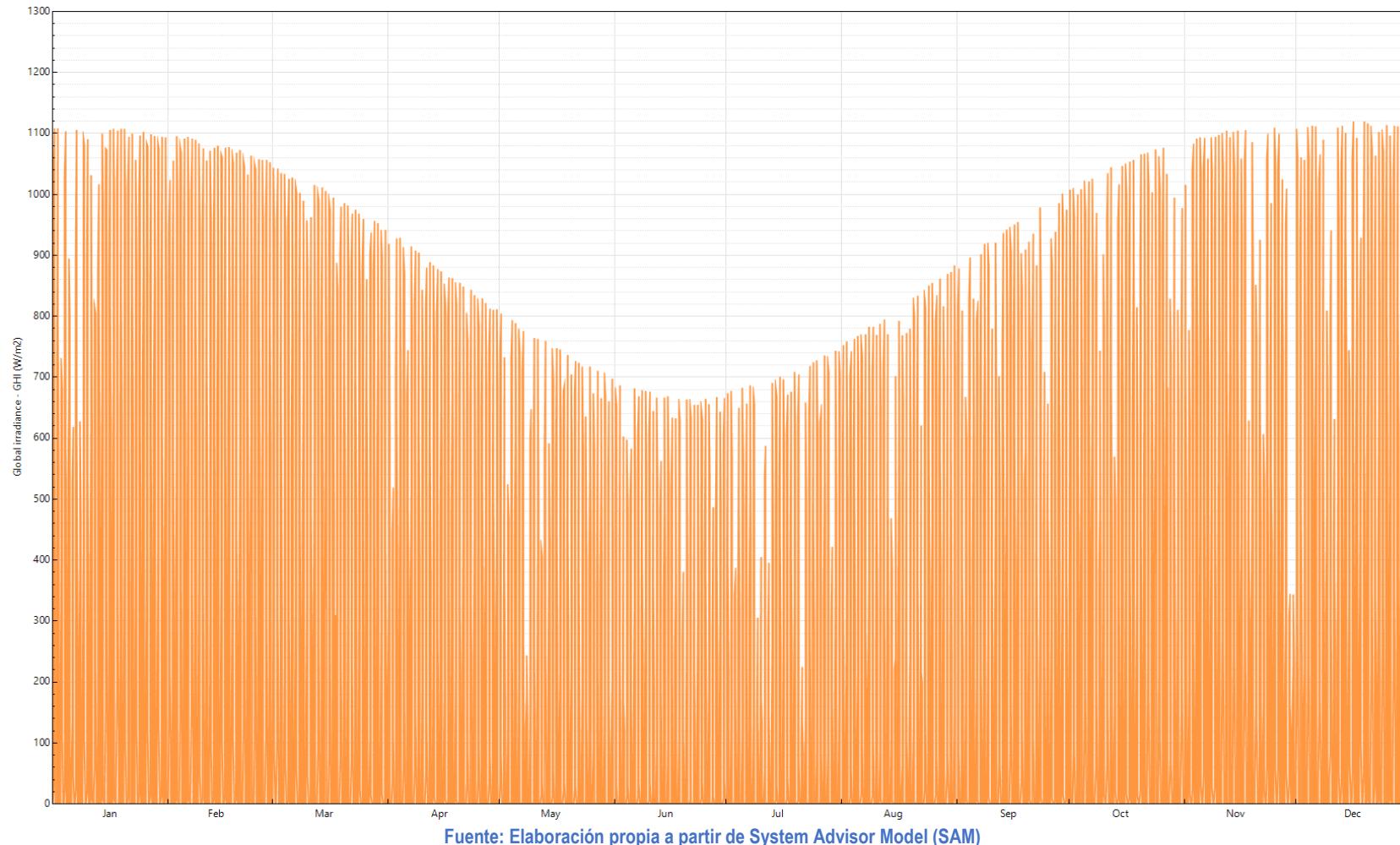
Dado el tamaño de la instalación solar fotovoltaica y los requerimientos del electrolizador, se producen excedentes en los mejores meses de radiación solar, pero en los peores meses los excedentes son mínimos.

En los años posteriores al primer año de vida de la instalación, se produce una degradación del stack que incrementa el aprovechamiento porcentual de la energía generada en la planta solar (mayor consumo por parte del electrolizador al requerir más potencia para generar la misma cantidad de hidrógeno). A su vez, puesto que se produce una degradación de la energía

generada por los paneles fotovoltaicos, la energía total es menor anualmente, pudiendo aprovecharse mayor cantidad en los años siguientes al primero.

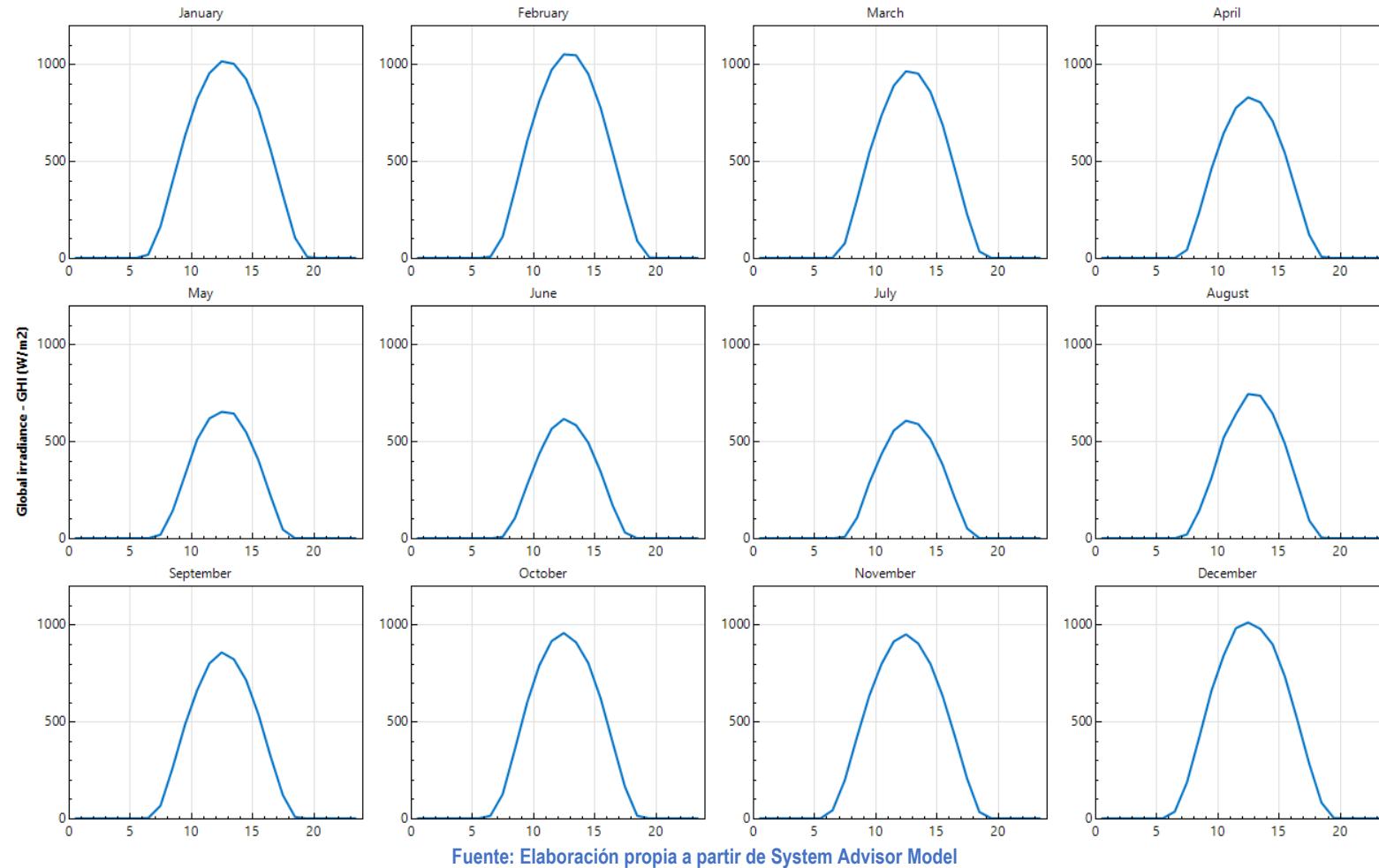
En las siguientes figuras, se puede observar una estimación de producción solar diaria y en los días promedio realizada con el software SAM en la zona cercana a La Negra en la Región de Antofagasta:

Figura 51: Estimación irradiancia horaria a lo largo de un año.



Fuente: Elaboración propia a partir de System Advisor Model (SAM)

Figura 52: Irradiancia solar durante los días promedio de un año.



Como se puede observar en la Figura 51 y la Figura 52, hay una variación en cuanto a potencia funcional diaria de la planta fotovoltaica entre verano e invierno de 1 MW aproximadamente. En el caso de Chile, la generación es muy superior entre los meses de octubre y marzo. Se observan ciertos momentos puntuales a lo largo del año en los que la producción disminuye de forma importante, pero se atribuye a fenómenos puntuales, como días nubosos.

Tabla 18: Consumo mensual de un electrolizador de 1,2 MW (eficiencia: 5 kWh/Nm³) en función de la generación solar.

Año	Consumo electrolisis (kWh)
Enero	12772
Febrero	12574
Marzo	12087
Abril	9483
Mayo	7596
Junio	6599
Julio	7199
Agosto	8519
Septiembre	10569
Octubre	12169
Noviembre	13032
Diciembre	13419
Consumo anual (MWh/año)	3.829
Excedente anual (MWh/año)	574
Producción anual (kg/año)	67.328
Producción día promedio (kg/día)	184

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 18 se puede observar el régimen de alimentación del electrolizador con respecto a la producción fotovoltaica. En esta tabla, se ha realizado un ajuste horario en función a las necesidades del electrolizador, ajustando la producción para limitar los excedentes de producción solar no aprovechables por el electrolizador, y limitando el régimen de funcionamiento en horas anuales donde no se llegue al 5% de potencia del electrolizador (límite operacional inferior marcado previamente). Finalmente, se muestra la producción de días promedio y la producción final anual. Como se puede observar, se consigue llegar al objetivo de 160 kg/día, rebasándose incluso ligeramente.

4.2 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Como se mencionó anteriormente, la falta de acoplamiento a la red eléctrica supone un problema de cara a la producción de excedentes solares en la instalación, ya que imposibilita aprovecharlos y venderlos. Adicionalmente, en este caso, al tener una demanda eléctrica constante a lo largo del año y distribuida de forma uniforme, sobredimensionar demasiado el electrolizador puede llevar a incrementar demasiado el espacio y el coste del almacenamiento. Por lo tanto, se han seguido los siguientes criterios para optimizar la producción:

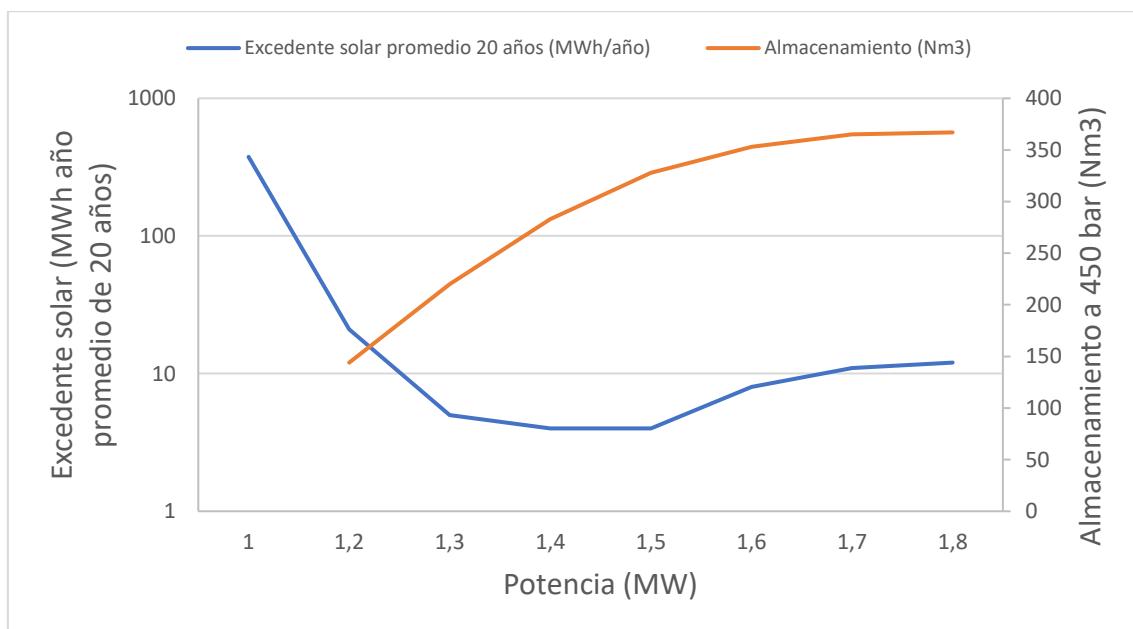
- 1) Adecuar la generación eléctrica a la demanda para producir 160 kg de hidrógeno por día.
- 2) Optimizar la producción de hidrógeno verde para minimizar el almacenamiento.
- 3) Reducir en la medida de lo posible los excedentes de generación solar.

- 4) Incrementar el número de horas equivalentes de funcionamiento de la electrólisis. Este valor proporciona una indicación sobre qué carga soporta el electrolizador a lo largo del año. Valores elevados implican un mejor acople con la instalación solar, pero conlleva una mayor degradación del stack.

El primer punto establece que el valor mínimo de electrólisis (comenzando sin el concepto de gas colchón anteriormente definido y pudiendo suministrar la demanda de forma constante a lo largo del año) es de 1,18 MW de electrólisis instalados a una eficiencia de 55 kWh/kg (eficiencia media para tecnología PEM). Este valor puede incrementarse con almacenamiento previo, pero implicaría incrementar las necesidades de almacenamiento, sobredimensionándolo. Además, no es una potencia de electrolizador estándar, puesto que la mayoría de los fabricantes adecuan su producción a múltiplos de las celdas unitarias de producción y en múltiplos de 100 kW para conformar el stack. En cualquier caso, este valor dependerá en última instancia del fabricante seleccionado, ya que las soluciones estandarizadas de cada uno pueden variar.

El valor máximo de electrólisis viene determinado por el máximo de instalación solar. Por lo tanto, para el análisis de sensibilidad, se van a plantear casos desde 1 a 1,8 MW (pico de la instalación fotovoltaica).

Figura 53: Análisis de sensibilidad de almacenamiento y excedente solar frente a la potencia de electrólisis instalada.



Fuente: Elaboración propia.

Visualizando la Figura 53, se observa que el valor óptimo podría estar entre 1,2 y 1,3 MW de electrólisis, en función a la condición que se priorice. Valores por encima de 1,3 MW podrían incluso ser contraproducentes, ya que se produce un peor acople con el sistema fotovoltaico. Este fenómeno se debe a que, al incrementar la capacidad nominal del electrolizador, también incrementa el valor mínimo de aporte energético que necesita el equipo para poder funcionar. Si este valor es superior a la potencia generada en la producción fotovoltaica, supone un tiempo en el que el electrolizador no puede funcionar.

Asimismo, se destaca que no se considera almacenamiento para el caso de 1 MW puesto que no es suficiente para suministrar 160 kg/día de hidrógeno durante todo el año existiendo un déficit de hidrógeno entre junio y agosto.

Adicionalmente, se incluye el análisis de horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador en función a la potencia:

Tabla 19: Horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador en función a la potencia nominal.³

Potencia (MW)	1,0	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
Horas equivalentes	3533	3190	2998	2789	2603	2440	2297	2165

Fuente: Elaboración propia

Como es de esperar, el mejor acople se obtiene a la potencia más baja, ya que el electrolizador trabaja más horas en su potencia nominal, pero también incrementa los excedentes de energía, al no acoplarse de forma perfecta con la producción fotovoltaica.

Observando la evolución del almacenamiento de la Figura 54, en cualquier condición en la que se analice, se observa que hay un pico de hidrógeno almacenado al final del año. Este fenómeno es inevitable, ya que, de cara a asegurar el suministro de forma anual, es imprescindible dimensionar el sistema de forma que se obtengan excedentes en verano. De cara a facilitar los cálculos de este estudio preliminar, se va a considerar que, los excedentes acumulados de hidrógeno a final de año se pueden vender sin mayor complicación.

Este fenómeno se podría solventar instalando menor potencia y sobredimensionando el almacenamiento. El valor mínimo de electrólisis que permite alcanzar los objetivos de suministro considerando la instalación aislada es de 1,06 MW (con un valor de almacenamiento de aproximadamente 4500 kg). Sin embargo, esto no es realista ya que no siempre es posible proveer modelos a medida de electrolizador (1,06 MW es un valor muy lejano de ser un estándar industrial), por lo que no se considera como una opción viable para realizar un estudio de este caso. Valores relativamente fáciles de encontrar en el mercado se encuentran en torno a valores de 1 MW, 1,25 MW, 1,5 MW. Sin embargo, esto depende en gran medida del fabricante del electrolizador, y de su diseño de stack, ya que la potencia del stack suele ser múltiplo de la potencia unitaria de celda, valores que son dependientes del fabricante en particular.

4.3 DIMENSIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO

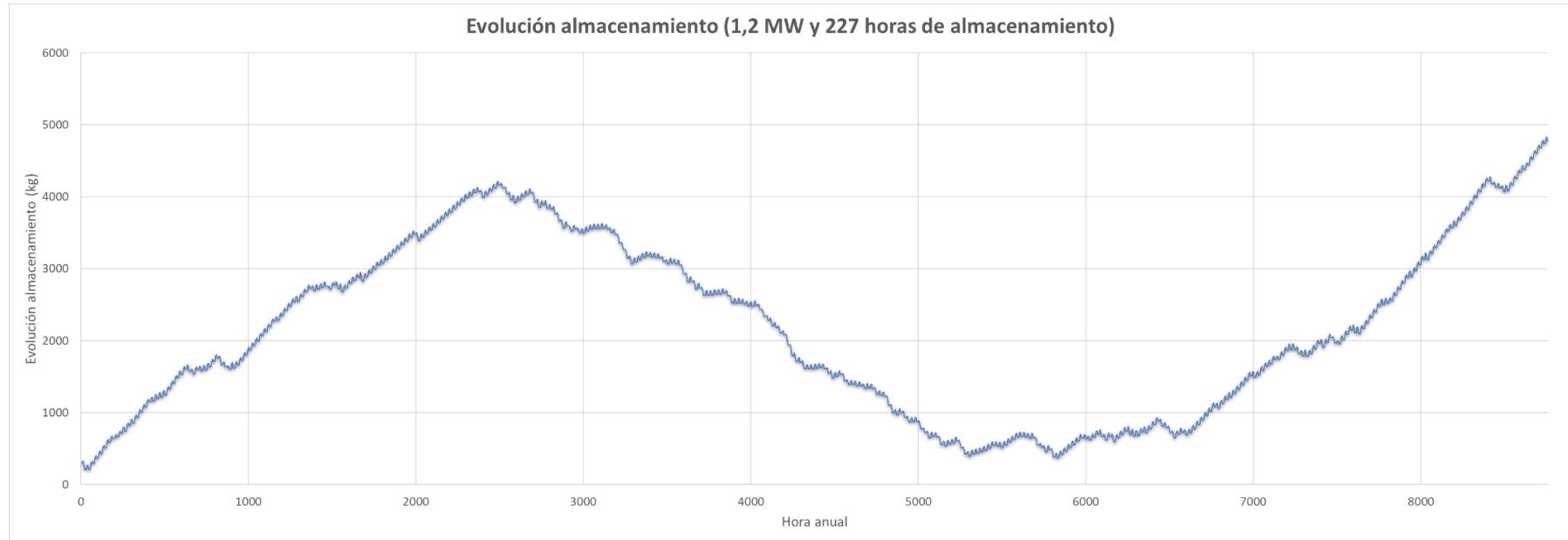
A partir de la información introducida en la sección 3.5.4 Almacenamiento, detallan algunas de las condiciones que se han tenido en cuenta para el dimensionamiento del almacenamiento en este proyecto:

- Siempre debe existir un mínimo de almacenamiento para garantizar suficiente presión en el recipiente (como mínimo, deberían mantenerse valores superiores a la atmosférica, superior a 0,5-1 barg, para evitar que el recipiente trabaje en vacío y asegurar que se hay presión superior a la atmosférica para permitir el dispensado por flujo natural).
- Los excedentes de producción deben minimizarse.

³ Calculado dividiendo el consumo anual del electrolizador (MWh/año) entre la potencia del electrolizador (MW).

- Se considera un consumo durante 10 horas diarias (de 10 a 20 horas, a 16 kg/h cada hora de consumo).
- Se va a realizar una primera carga del almacenamiento hasta valores que permiten tener un valor de gas buffer. (300 kg de hidrógeno).
- Se seleccionan los depósitos tipo II como los más adecuados para la aplicación propuesta basada en almacenamiento estacionario a presión.
- Se obtienen las siguientes gráficas que cuantifican el estado del almacenamiento:

Figura 54: Evolución de hidrógeno en tanques de almacenamiento. Se debe proveer una carga inicial de 300 kg para asegurar gas colchón presente durante un año de producción.



Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica superior, se puede observar cómo evoluciona el almacenamiento en un año natural (desde el 1 de enero – hora 0 en el eje x de la gráfica). Así, en los meses de verano se producen excedentes de hidrógeno que deben ser almacenados para su uso en los meses de invierno, pues la producción diaria en estos meses es inferior a los 160 kg/día que se demandan en el proyecto. Se recomienda que a la finalización de cada año se venda o utilice el hidrógeno excedentario para evitar un sobre-almacenamiento. Para realizar esta gráfica se ha tenido en cuenta los datos horarios de producción solar procedentes del software PVsyst.

En base al gráfico obtenido anteriormente de consumo y producción horarias, se puede determinar el almacenamiento necesario como se muestra a continuación:

Tabla 20: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento.

Características y especificaciones	
Tipo de depósitos	Tipo II
Presión de almacenamiento	450 bar
Presión de salida	450 bar
Capacidad de almacenamiento	227 horas de almacenamiento (4,85 ton de hidrógeno)
Dimensiones del almacenamiento	A definir por el fabricante

Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

De las posibilidades planteadas, solo es viable en términos energéticos el almacenamiento gaseoso para el proyecto en estudio. Puesto que el valor económico de los hidruros metálicos es muy elevado y la cantidad de almacenamiento es elevada, no se plantea como una opción técnicamente viable. Por lo tanto, se va a considerar el almacenamiento de hidrógeno comprimido. Además, se definieron las condiciones que van a ser limitantes para el diseño de este. En este caso en concreto, dado que este proyecto es un sistema de producción aislado, la condición en la que se va a hacer hincapié para el dimensionado es la condición de ajustar la producción y la demanda, de tal forma que nunca se produzcan desajustes y haya suministro anual de forma segura, sin sobredimensionar el almacenamiento, que incurría en un incremento de precios elevado.

Se ha considerado almacenamiento en contenedores móviles tipo II como el mostrado en la Figura 55 para este caso, ya que permite transportar el almacenamiento sin mayor problema y permite el empleo del hidrógeno generado en distancias.

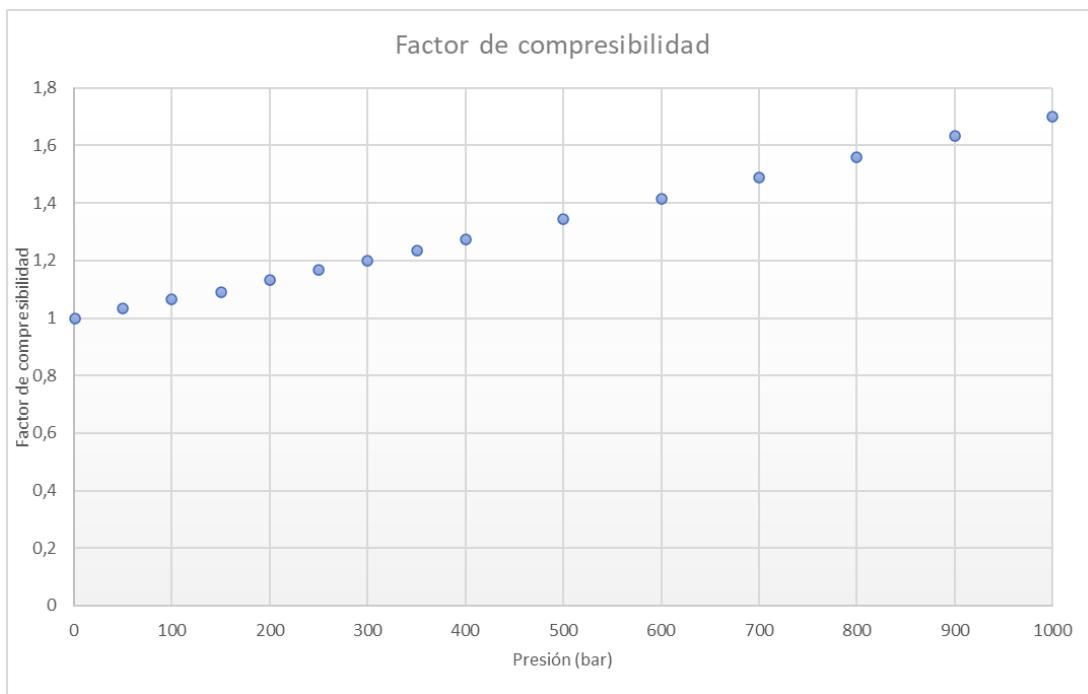
Figura 55: Modelo de almacenamiento de hidrógeno en container.



Fuente: UMOE.

Uno de los valores clave que determinará el tamaño necesario de almacenamiento es el valor de presión a la que se comprime el hidrógeno. Para ello, es necesario emplear el factor de compresibilidad. Este factor es un valor que permite conocer la desviación del espacio ocupado del hidrógeno entre condiciones de gas ideal y gas real.

Figura 56: Factor de compresibilidad frente a presión de hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia.

Una vez dimensionado el valor de kg necesarios para almacenamiento, para alcanzar el valor de volumen real que hay que alcanzar en el almacenamiento, la fórmula a seguir es la siguiente:

$$V_{real} = \frac{V_{cond.normal}}{P} * FC$$

Donde FC es el factor de compresibilidad, V indica volumen en condiciones normales o reales, y P es la presión de almacenamiento (en bar).

Tabla 21: Resumen de posibilidades de almacenamiento frente a área ocupada por cada escenario.

Presión almacenamiento (bar)	FC	Volumen real (m ³)	Área ocupada (m ²)
450	1,31	162,3	302,8
500	1,35	150,0	287,4
550	1,38	140,0	291,6
700	1,49	118,5	244,4
900	1,63	100,9	185,6

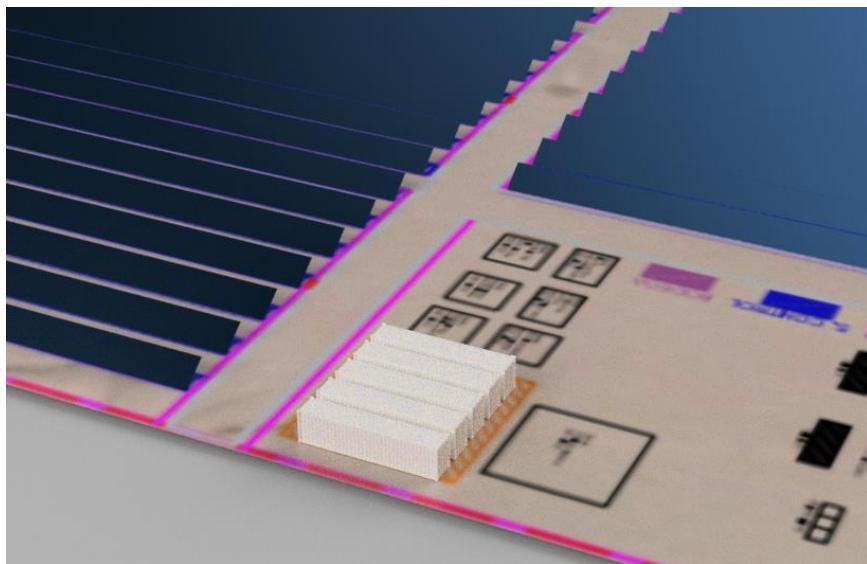
Fuente: Elaboración propia.

Atendiendo a la tabla anterior se puede concluir que mayores presiones implican mejoras en el área ocupada por el almacenamiento. Sin embargo, también se traduce en un incremento del CAPEX, por las necesidades de un compresor de mayor capacidad de compresión, instalaciones especiales y racorería aptas para poder trabajar en presiones elevadas. Otro factor importante son las necesidades energéticas de la instalación, ya que un mayor ratio de compresión supone un mayor consumo eléctrico por kg de hidrógeno procesado en el compresor.

Puesto que no existen problemas de espacio que limiten la instalación, los valores de menor presión son preferibles para este proyecto en particular. Es importante trabajar con presiones cercanas a la presión de dispensado ya que disminuye las necesidades de precooling (la

expansión es menor, y se produce menor calentamiento del gas). Como se comentó anteriormente, a nivel comercial, 450 bar de presión es la solución óptima para este tipo de instalación., pudiéndose observar en la Figura 57 una aproximación del espacio ocupado para este caso.

Figura 57: Volumen ocupado aproximado por el almacenamiento en el layout de la instalación. Caso a 450 bar.

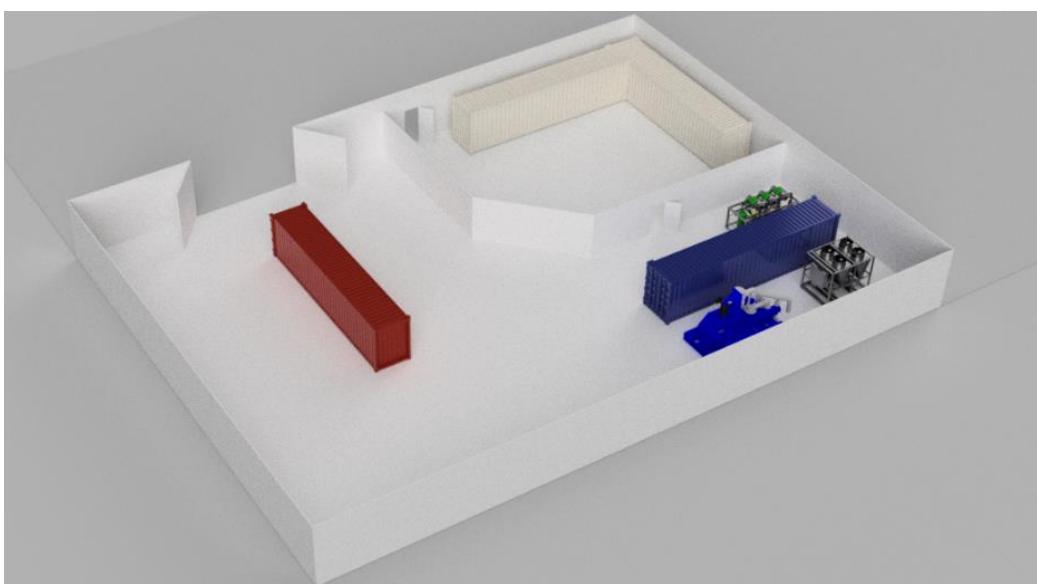


Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

4.4 LAYOUT APROXIMADO DE ELECTRÓLISIS

En las siguientes figuras se puede ver el espacio ocupado del total de una instalación típica de 1 MW de electrólisis PEM de manera referencial. Aproximadamente, se estiman 1.200 metros cuadrados para una instalación de este tipo. Un ajuste exacto del tamaño de la planta debe realizarse en etapas posteriores de ingeniería básica y de detalle.⁴

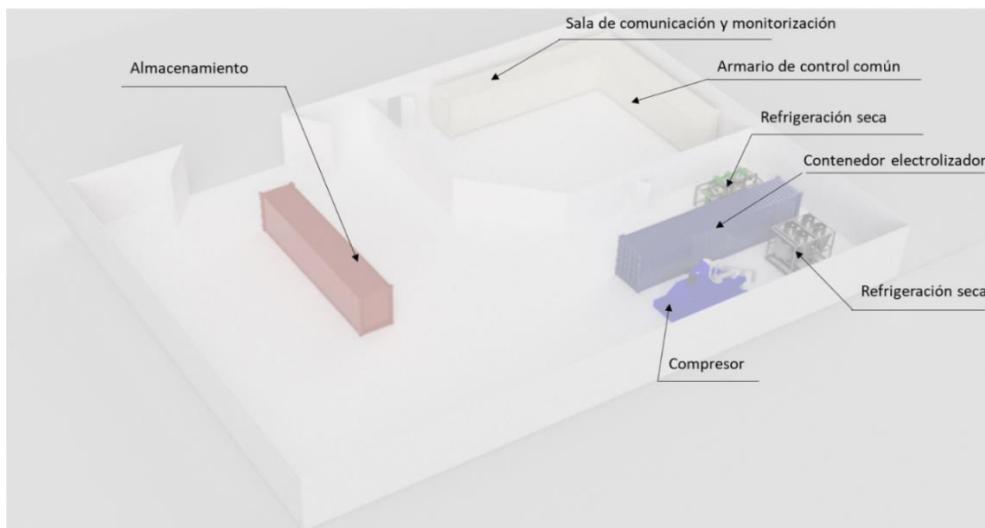
Figura 58: Layout aproximado de una instalación de electrólisis de 1 MW.



Fuente: Elaboración propia.

⁴ Este valor es un caso propuesto particular. La relación no es estrictamente lineal y puede variar en función al proyecto y fabricante final del proyecto.

Figura 59: Equipos mínimos incluidos en el layout de una instalación de electrólisis.



Fuente: Elaboración propia.

5 ANÁLISIS DEL SECTOR Y VIABILIDAD

5.1 IDENTIFICACIÓN DE PROYECTOS DE REFERENCIA

- Proyecto Hoasis

El proyecto Hoasis es un proyecto pionero de simbiosis industrial llevado a cabo en la Región de Antofagasta, en Chile. El proyecto Hoasis, cuyo principal impulsor es TCI Gecomp, cubriendo generación on-grid fotovoltaica, generación de hidrógeno verde, repoblación y uso de hidrógeno y oxígeno en diferentes usos finales aprovechables para usos sociales de las cercanías a la instalación. Se plantea aprovechar residuos de las instalaciones agrícolas para producción de biogás adicionalmente.

Figura 60: Esquema de instalación del proyecto Hoasis.



Fuente: <https://www.tci-gecomp.com/wp-content/uploads/2020/10/HOASIS-CAVENDISH-13-OCTUBRE-compressed.pdf>

Este proyecto supone la instalación de 3 GWp de energía solar fotovoltaica, una instalación de 2,1 GW de electrólisis alcalina en hibridación directa con el parque solar, y el uso del hidrógeno en producción de amoníaco, distribución mediante un gasoducto de nueva instalación hasta instalaciones mineras ya existentes y una estación de repostaje con hidrógeno en las

proximidades de la planta. El oxígeno generado se empleará adicionalmente para alimentar tanto un centro agrícola como invernaderos, de nueva instalación, presentes en las proximidades del electrolizador. La instalación de hidrógeno tiene capacidad de generar hasta 40 toneladas por hora de funcionamiento en condición nominal.

- **Proyecto Haru Oni**

Figura 61: Esquema de instalación del proyecto Haru Oni.



Fuente: <https://www.siemens-energy.com/mx/es/soluciones/energia-renovable/soluciones-de-hidrogeno/haru-oni.html>

Se trata del primer proyecto de eCombustibles que se desarrolla en Chile. Está liderado por Siemens Energy y cuenta con la participación de socios como: AME, Enap, Enel Green Power y Porsche, además del apoyo financiero del gobierno alemán para la planta piloto. Este proyecto se lleva a cabo en la Región de Magallanes, al sur de Chile, aprovechando los constantes vientos de la zona.

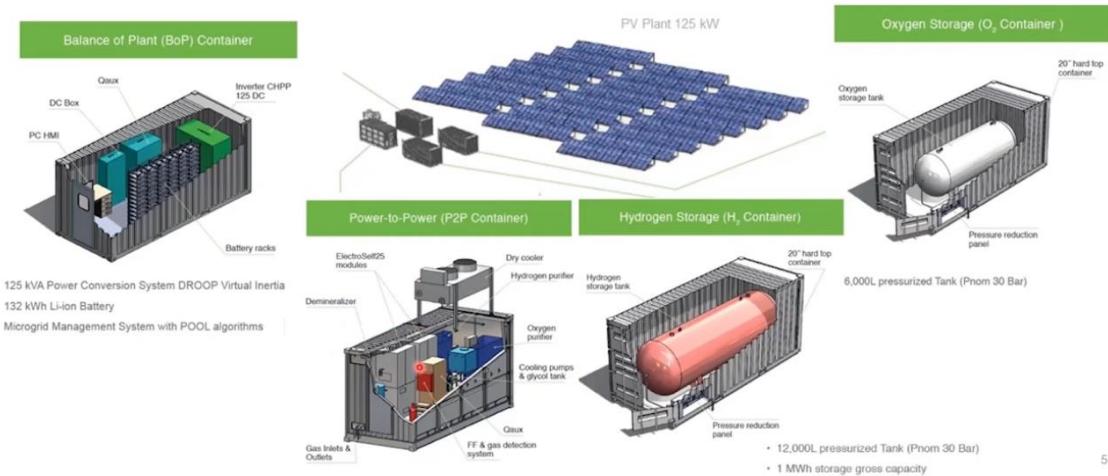
En este proyecto se produce hidrógeno vía electrólisis donde la electricidad necesaria para el proceso es obtenida mediante energía eólica y por otra parte se captura CO₂ de la atmósfera. Con el hidrógeno y el dióxido de carbono capturado se fabrican metanol y gasolina.

Es el proyecto más grande de su tipo en Latino América y uno de los más grandes a nivel mundial. Se prevé que esta planta produzca 350 toneladas de metanol al año y 130.000 litros de eCombustible a partir de 2022.

- **Proyecto Cerro Pabellón**

Planta de producción de hidrógeno verde hibridada con energía solar. Este proyecto está en desarrollo, promovido por Enel Green Power Chile y se sitúa en la Región de Antofagasta. La finalidad de este proyecto es instalar un sistema de generación distribuida basado en almacenamiento a partir de hidrógeno y baterías de litio para alimentar un sistema off-grid.

Figura 62: Esquema de equipos e instalación Proyecto Cerro Pabellón.



Fuente: Misión Cavendish Tour Macrozona Norte - Jornada 04, ENEL.

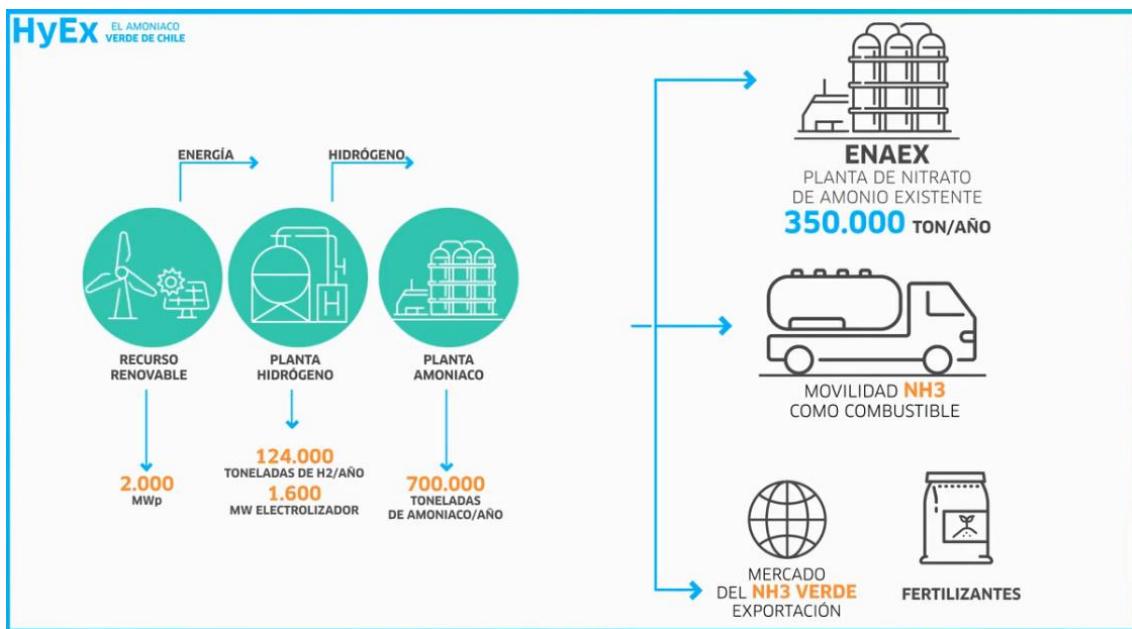
El sistema consta de una planta fotovoltaica de 125 kWp que genera energía para alimentar un container donde se genera hidrógeno vía electrólisis PEM. La instalación consta de almacenamiento tanto para oxígeno como para hidrógeno, y otro container con el acondicionamiento eléctrico de la instalación. Mediante pila de combustible, se obtiene energía eléctrica en los momentos en los que la energía fotovoltaica no tenga capacidad para alimentar un campamento de población. De cara a mantener la seguridad de la microrred, se planteó el uso de un grupo electrógeno diésel. El sistema de gestión del hidrógeno se compone por 2 electrolizadores de 25 kW cada uno y 2 pilas de combustible de 25 kW cada una, apoyados por una batería ion litio de hasta 132 kWh de almacenamiento.

- Proyecto HyEx

Engie lidera este proyecto que operará 2 GW de energías renovables, hibridadas con una planta de producción de hidrógeno verde de 1600 MW mediante electrólisis alcalina de agua para luego producir amoníaco. Este proyecto pretende alimentar a la industria minera de la Región de Antofagasta y se desarrollará en dos fases, siendo la primera la instalación de 36 MWp fotovoltaicos para probar la tecnología de electrólisis (se espera que la operación comience en 2024), y una segunda, donde se escalará hasta la capacidad total, pretendiendo llegar a este punto antes de 2030.

El proyecto tiene como usuario final ENAEX, y pretende emplear el hidrógeno generado para alimentar procesos Haber-Bosch, y utilizar el amoníaco para movilidad, y apoyar a la industria minera local de la Región de Antofagasta.

Figura 63: Proyecto HyEx, esquema conceptual de producción y usos finales.



Fuente: Diapositivas Cavendish

- **Proyecto Arichile H₂**

El proyecto ARICHILE H₂ pretende establecer un sistema de electrólisis pionero, abastecido por agua marina, y en hibridación con tecnologías renovables, principalmente fotovoltaica. Tras el estudio de viabilidad inicial se pretende dar continuidad en el mercado al proyecto, con sus consecuentes impactos y mejoras en diferentes sectores de la economía chilena. Correrá a cargo de la empresa española ARIEMA, la empresa chilena TCI Gecomp y la consultora chilena Capricornio. Se pretende realizar un proyecto piloto de 1 MW y se aspira a escalar la tecnología para obtener electrolizadores de varios MW.

5.2 DESGLOSE DE PRECIOS DE CAPEX.

5.2.1 COTIZACIONES RECIBIDAS

Para este caso se recibieron cotizaciones de tres proveedores cuyas características de equipos y valores se detallan a continuación.

5.2.1.1 PROVEEDOR 1

Tabla 22: Cotización Proveedor 1 electrolizador AEL

TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT	
Technology of electrolysis	Alkaline
Nominal power (MW)	1.25 MW
Nominal hydrogen production (kg/h)	22.3 kg/h
Plant estimated prize (USD)	550,000 USD
Stack replacement (USD)	250,000 USD
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm ³)	4.6 kWh/Nm ³
Hydrogen purity (after purification if included.)	99,999%
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	1.8 Mpa
Stack service life (hours) **	25 years (need refurbishment every 10 years)
Plant service life (years)	25 years
Control system included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of control system	40,000 USD
Water purification included? (Yes/No)	No
Please, provide individual price of water purification	15,000 USD
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	160,000 USD

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

5.2.1.2 PROVEEDOR 2

Tabla 23: Cotización Proveedor 2 electrolizador PEM 1 MW

TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT	
Technology of electrolysis	PEM
Nominal power (MW)	1,055 kW
Nominal hydrogen production (kg/h)	18,58 kg/h
Plant estimated prize (USD)	2,091,948 \$
Stack replacement (USD)	846,653 \$ This cost does not include travels and labour.
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm3)	5,24 kWh/Nm3
Hydrogen purity (after purification if included.)	Grade 5 (99.999%)
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	Between 15 to 40 barg
Stack service life (hours) **	80,000 h at full load
Plant service life (years)	20 years if maintenance is done and restack is planned after 80,000 h
Control system included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of control system	80,376 \$
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of water purification	94,729 \$
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	140,188 \$

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

Tabla 24: Cotización Proveedor 2 electrolizador PEM 2,1 MW

TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT	
Technology of electrolysis	PEM
Nominal power (MW)	2,111 kW
Nominal hydrogen production (kg/h)	37,22 kg/h
Plant estimated prize (USD)	3,246,350 \$
Stack replacement (USD)	1,693,306 \$
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm3)	5,1 kWh/Nm3
Hydrogen purity (after purification if included.)	Grade 5 (99.999%)
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	Between 15 to 40 barg
Stack service life (hours) **	80,000 h at full load
Plant service life (years)	20 years if maintenance is done and restack is planned after 80,000 h
Control system included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of control system	85,000 \$
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of water purification	126,000 \$
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	231,247 \$

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

5.2.1.3 PROVEEDOR 3

Tabla 25: Cotización Proveedor 3 electrolizador AEL o PEM

TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT	
Technology of electrolysis	1MW alkaline or 1,25 MW PEM
Nominal power (MW)	22
Nominal hydrogen production (kg/h)	22
Plant estimated prize (USD)	Estimate 2.25M-2.75M EUR for turnkey containerized electrolyzer
Stack replacement (USD)	Need NDA
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm3)	4.3 with our PEM
Hydrogen purity (after purification if included.)	99.999%
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	30 barg
Stack service life (hours) **	stack life of 80000 hours assuming 8500 operating hours per annum
Plant service life (years)	20,00
Control system included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of control system	N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of water purification	N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	N/A

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

5.2.1.4 PROVEEDOR 4

Tabla 26: Cotización Proveedor 4 electrolizador PEM

TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT	
Technology of electrolysis	PEM
Nominal power (MW)	1.25 MW
Nominal hydrogen production (kg/h)	22.1 kg/h
Plant estimated prize (USD)	2.380.000,00 USD
Stack replacement (USD)	
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm3)	4,1- 4,9
Hydrogen purity (after purification if included.)	> 99.9995 %
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	30 bar
Stack service life (hours) **	N/A
Plant service life (years)	
Control system included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of control system	N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of water purification	N/A
Hydrogen purification included? (Yes/No)	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	N/A

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

5.2.2 SELECCIÓN DE LA COTIZACIÓN PARA EL ESTUDIO ECONÓMICO

Basado en las cotizaciones recibidas enumeradas en la sección anterior y teniendo en cuenta tanto la adecuación del tamaño de planta propuesta (selección de las ofertas más cercanas a 1,2

MW) como la inclusión en la cotización de servicios auxiliares (purificación de agua, sistema de refrigeración, electrónica de potencia y sistema de control), se ha seleccionado como cotización de referencia la ofrecida por el Proveedor 4, ya que es la oferta más competitiva. Por otra parte, la información ofrecida por el Proveedor 3 se incluye a efectos informativos ya que esta fue recibida una vez que ya se habían realizado los análisis previos.

5.2.3 PRESUNTOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.

Antes de comenzar con el análisis económico, es necesario establecer una serie de suposiciones de las que se partió para realizar el análisis:

- Se ha considerado un caso de planta de electrólisis de acuerdo con las cotizaciones recibidas:
 - Electrolizador PEM de 1,25 MW.
 - Sistema de purificación de hidrógeno.
 - Sistema de refrigeración.
 - Sistema de aire de instrumentación para actuar válvulas neumáticas.
 - Sistema para nitrógeno para inertización en paradas y arranques.
 - Sistema de purificación de agua ultra pura.
 - Electrónica de potencia (incluye el acondicionador de potencia).
- Se incluye la instalación de racorería y tuberías dentro del equipo de electrólisis.
- De acuerdo con las indicaciones técnicas de los diferentes fabricantes, se propone un caso base con la inclusión de los diferentes servicios auxiliares en el precio del electrolizador (indicados en el primer punto de este listado).
- El stack puede trabajar en continuo, se establece una degradación máxima del mismo, y un cambio tras 10 años de operación. Para el coste de cambio de stack, se establece la previsión del fabricante de reducción de precio para estimar el coste.
- El almacenamiento se ha dimensionado alineado a lo especificado en el punto de Almacenamiento (sección 0), acoplando de forma estrecha la demanda y el consumo de hidrógeno. Para la cotización recibida, este almacenamiento podría redimensionarse, ya que se dispone de un electrolizador con capacidad nominal superior a la estimada en el punto 3 de este informe. No se va a realizar el sobredimensionado porque se considera una opción más viable la relocalización de la producción excedente en potenciales consumidores cercanos. De acuerdo con precios recogidos por ARIEMA y TCI, se ha llegado a los valores listados arriba. El precio de almacenamiento a 450 bar se estima en USD 450/kg H₂⁵almacenado, pudiendo variar en función al proveedor del equipo.
- Se considera un compresor de 21,4 kg/h con un consumo específico de 1,91 kWh/kg H₂ para alcanzar presiones de 450 bar. Para el cálculo de compresor se han empleado los datos procedentes del documento de NREL *“Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs: Systems Integration”* donde se lista una serie de precios en función de la capacidad de compresión. Junto con precios estimados a partir de referencias de ARIEMA, se ha llegado a los precios de CAPEX del sistema de compresión. Algunos de los

⁵ Precio referencia interna de ARIEMA para contenedores de 1000Kg de H₂ a 450bar.

proveedores que han contribuido al estudio de NREL en el que se basa este documento y que tienen distribución en América del Norte son los siguientes:

Tabla 27: Proveedores del estudio de NREL.

Almacenamiento	Compresores
FIBA Technologies, Inc.	HOFER Compressors
Hexagon Lincoln Composites	PDC Machines
Dynatek/Luxfer	Sundyne
Structural Composites, Inc.	Hydro-Pac

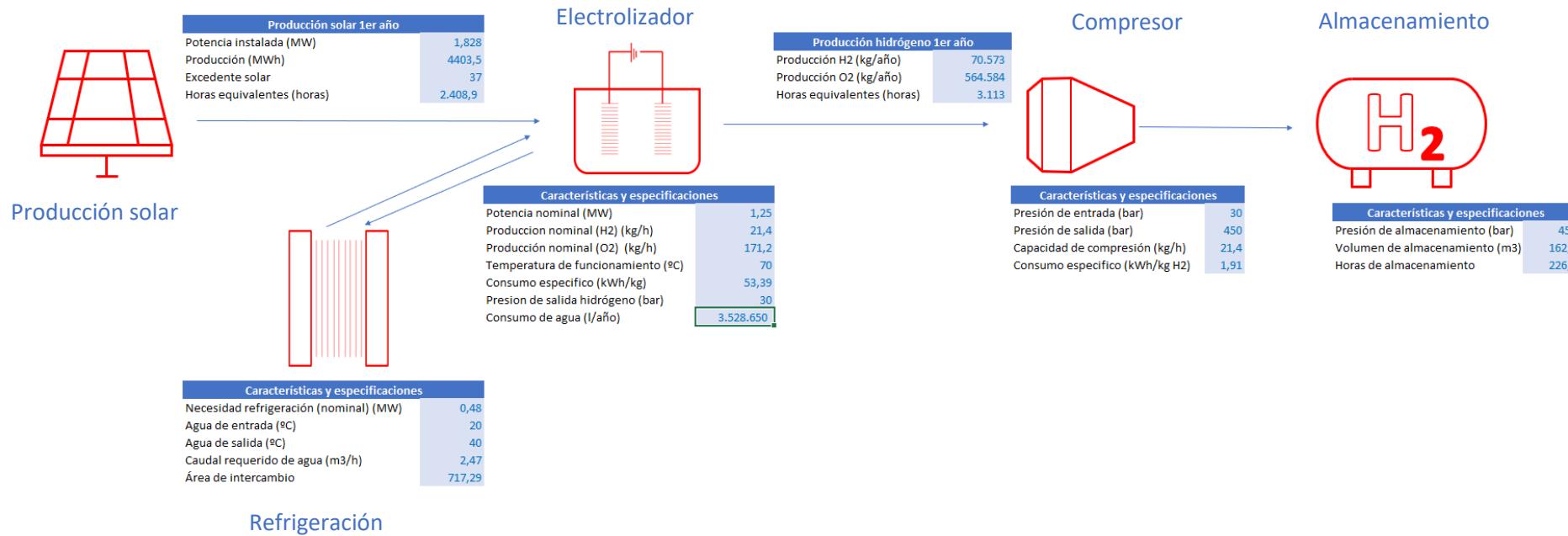
Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

- Se considera a su vez una vida útil de la instalación de 20 años, pero la amortización se va a estudiar a 15 años.
- Se va a proponer un sistema de financiación del proyecto con un 40% de financiación externa bancaria y un 60% de financiación a partir de capital propio. Las tasas de intereses esperadas son del 5% para coste de los fondos propios, y 5% de coste de la deuda. El WACC es por lo tanto de un 5%.
- No se considera la inflación para evaluar el proyecto más fácilmente.
- Se trabajará con un coste del agua de 13 dólares por metro cúbico suministrado al electrolizador (previo a la purificación del agua).
- Se estima un factor de rechazo de 5. Por cada litro de agua purificada, se necesitan 5 litros de agua de entrada por lo que se rechazan 4 litros. Por lo tanto, para producir 1 kg de hidrógeno se requieren aproximadamente 50 litros de agua, valor que puede variar dependiendo de la calidad de ésta al ingresar al tratamiento previo a la electrólisis.
- Se propondrá adicionalmente un escenario con una subvención del 30% del CAPEX del proyecto.
- Se ha considerado un 27% de impuestos sobre los beneficios.
- La eficiencia de la planta de electrólisis incluye las pérdidas en la rectificación eléctrica AC3Ph/DC (las pérdidas en el acondicionamiento de potencia solar DC/AC3Ph ya han sido consideradas en la generación fotovoltaica).

5.2.4 APROXIMACIÓN TÉCNICA A PARTIR DE DATOS DE FABRICANTE.

Con los datos obtenidos a partir del fabricante, los parámetros finales con los que se va a realizar el cálculo de viabilidad económica de la instalación son los siguientes:

Figura 64: Esquema de la instalación con los datos de la cotización.



5.2.5 CAPEX DEL PROYECTO

A continuación, se muestra el desglose del CAPEX del parque fotovoltaico y del electrolizador a partir de información interna de TCI y ARIEMA, y de la información suministrada por el fabricante del electrolizador seleccionado. El cuadro resumen de valores de CAPEX es el siguiente:

Tabla 28: CAPEX desglosado instalación de electrólisis.

Instalación de hidrógeno	Coste Unitario (USD)	Unidades	TOTAL (USD)
<i>Electrolizador</i>	2.380.000,00	1	\$ 2.380.000,00
<i>Purificación de agua</i>	Incluido	1	
<i>Compresor</i>	121.138,27	1	\$ 121.138,27
<i>Sistema de refrigeración</i>	Incluido	1	
<i>Electrónica de potencia</i>	Incluido	1	
<i>Sistema de control</i>	Incluido	1	
<i>Inginería</i>	50.000,00	1	\$ 50.000,00
<i>Almacenamiento</i>	1.818.311	1	\$ 1.818.311,21
<i>Obra civil</i>	50.000,00	1	\$ 50.000,00
<i>Transporte</i>	25.000,00	1	\$ 25.000,00
TOTAL			\$ 4.444.449,48

Fuente: Elaboración propia

Tabla 29: CAPEX desglosado instalación fotovoltaica.

Parque fotovoltaico	Unidades	Potencia (Wp)	Precio (USD/Wp)	TOTAL
<i>Modulo FV</i>	4116	445	0,23	\$ 421.272,60
<i>Soporte para módulos</i>	4116	445	0,12	\$ 219.794,40
<i>Inversores</i>	7	225000	0,04	\$ 63.000,00
<i>Inst. mecánica y eléctrica</i>	4116	445	0,22	\$ 402.956,40
<i>Cableado DC, AC y MT</i>	4116	445	0,025	\$ 45.790,50
<i>Estación Meteo - SCADA - CCTV</i>	4116	445	0,03	\$ 54.948,60
<i>Coste ingeniería</i>			0,024568415	\$ 45.000,00
<i>Vallado</i>	732	40	0,016051364	\$ 29.400,00
TOTAL				\$ 1.282.162,50

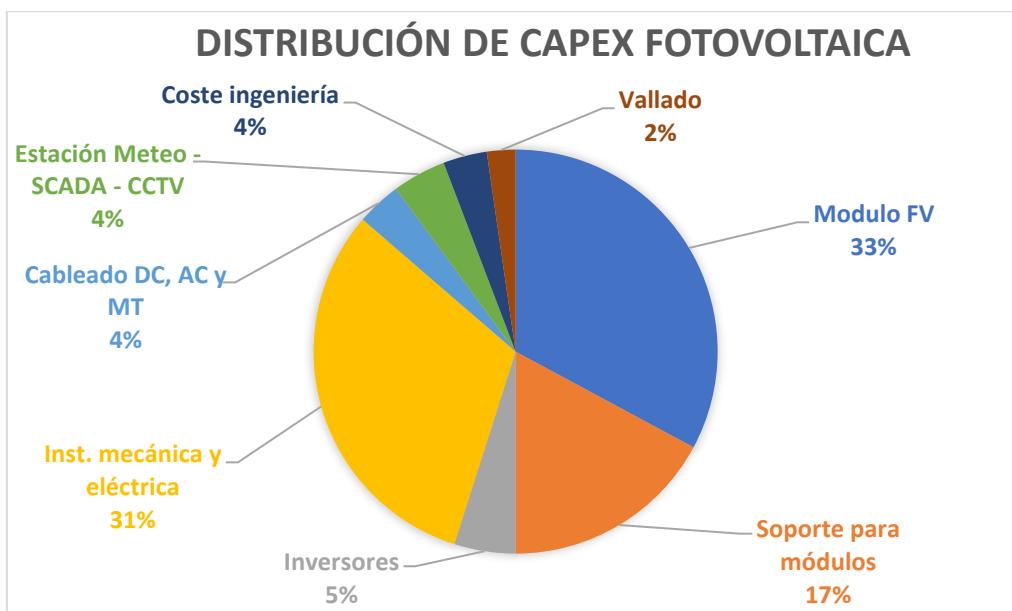
Fuente: Elaboración propia

Para el análisis económico de la instalación completa se han seguido las premisas indicadas en la sección 5.2.3. Presuntos del análisis económico y la cotización seleccionada de electrolizador. Otros aspectos relevantes a tener en cuenta para determinar el CAPEX del proyecto (FV + electrólisis + almacenamiento + compresor) son los siguientes:

- Modulo FV: Precios basados en Longi/Canadian Solar, como proveedores de paneles de acuerdo con lo especificado en el punto 2 de este documento. Es el mayor coste de la instalación fotovoltaica, suponiendo un 33% del coste total.
- Soporte fotovoltaico: El modelo utilizado es Monofila, de referencia SKYLINE fabricado por ARTECH SOLAR y diseñado con un ángulo de giro de ±60º. Las mesas están separadas por un pitch de 6 metros.
- Inversores: Se proponen precios basados en valores de Sungrow y a partir del expertise de TCI. Son necesarios un total de 7 inversores, como se especifica en el punto 2 de análisis de la instalación solar.
- Instalación mecánica y eléctrica parque fotovoltaico: Medidas de seguridad, interruptores, protecciones y demás equipos.

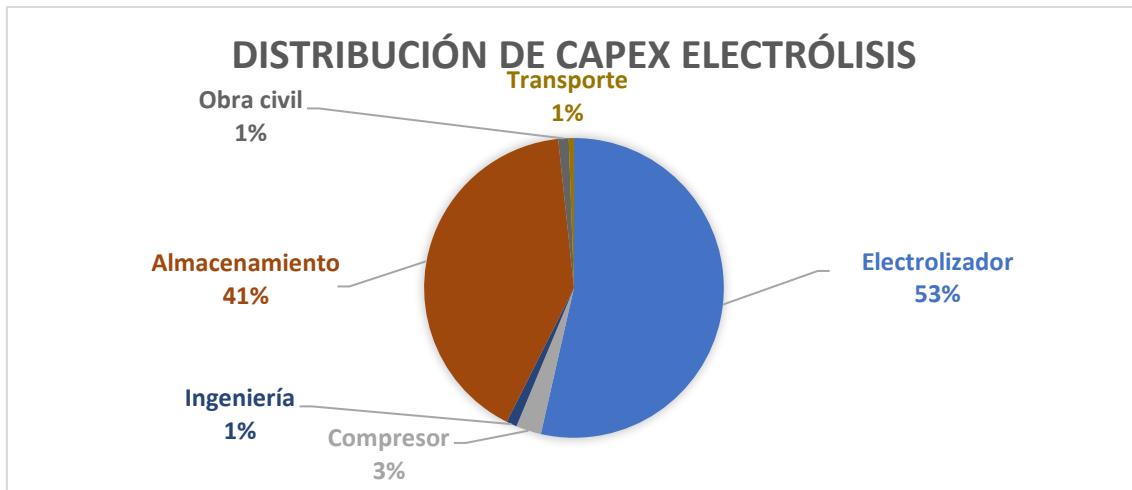
- Cableado parque fotovoltaico: Cableado de baja y media tensión necesario para conectar la instalación solar y de electrólisis. No se considera conexión a red, tal y como se comentó en el proyecto.
- Estación meteorológica: Monitorización de condiciones ambientales in situ.
- Coste de ingeniería parque fotovoltaico: Incluyendo el estudio de ingeniería y dirección de obra de la instalación FV.
- Vallado parque fotovoltaico: Vallado de seguridad que individualiza la instalación solar y evita el paso de personal ajeno a la operación del sitio.
- Ingeniería instalación hidrógeno: Valor aproximado de una ingeniería de detalle para este proyecto particularizado. Este valor podría variar en función al proveedor final de la ingeniería de detalle.
- Obra civil instalación hidrógeno: Movimiento de tierras y construcción del edificio que albergue la electrólisis. Este coste podría variar en función al proveedor final y el uso o no de un equipo de electrólisis contenerizado, que podría reducir significativamente los costes asociados a esta partida. En este caso se considera equipo en contenedor, de acuerdo con las ofertas recibidas.
- Transporte instalación hidrógeno: Se estima un coste de 25.000 USD como precio de transporte de un container de 40 pies vía marítima hasta Chile (Valparaíso) y su transporte hasta la instalación. Este es un precio estimado en base a referencias internas de los consultores. Este dato deberá ser analizado en más detalle en una etapa de ingeniería básica. Se destaca que este coste supone menos del 1% del CAPEX.

Figura 65: Distribución de CAPEX de la instalación fotovoltaica.



Fuente: Elaboración propia

Figura 66: Distribución del CAPEX porcentual de la planta de electrólisis.



Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

El coste de almacenamiento es el más elevado de toda la instalación después del costo del electrolizador. Esto se debe a la singularidad de este proyecto, ya que requiere altas cantidades de almacenamiento para suministrar el hidrógeno requerido todos los días del año. Este hecho no suele observarse en instalaciones conectadas on-grid y con posibilidad de distribución del hidrógeno.

La financiación del CAPEX se ha realizado de acuerdo con un modelo de financiación propuesto por TCI y Ariema, y se va a considerar adicionalmente un caso en el que parte del capital esté financiado a través de un modelo de financiación mediante subvención. En base a la fuente de financiación y para obtener la rentabilidad final esperada del proyecto, se ha estimado un coste de la deuda del 5% y un coste de financiación a partir de fondos propios del 5%.

Tabla 30: Supuestos de financiación propuestos.

Fuente de financiación	Porcentaje Caso 1	Porcentaje Caso 2	Coste de la financiación
Deuda bancaria (pasivo)	60%	30%	5%
Fondos propios (capital)	40%	40%	5%
Subvencionado	0%	30%	0%

Fuente: Elaboración propia

5.3 ESTUDIO DE COSTES OPERATIVOS Y LCOH

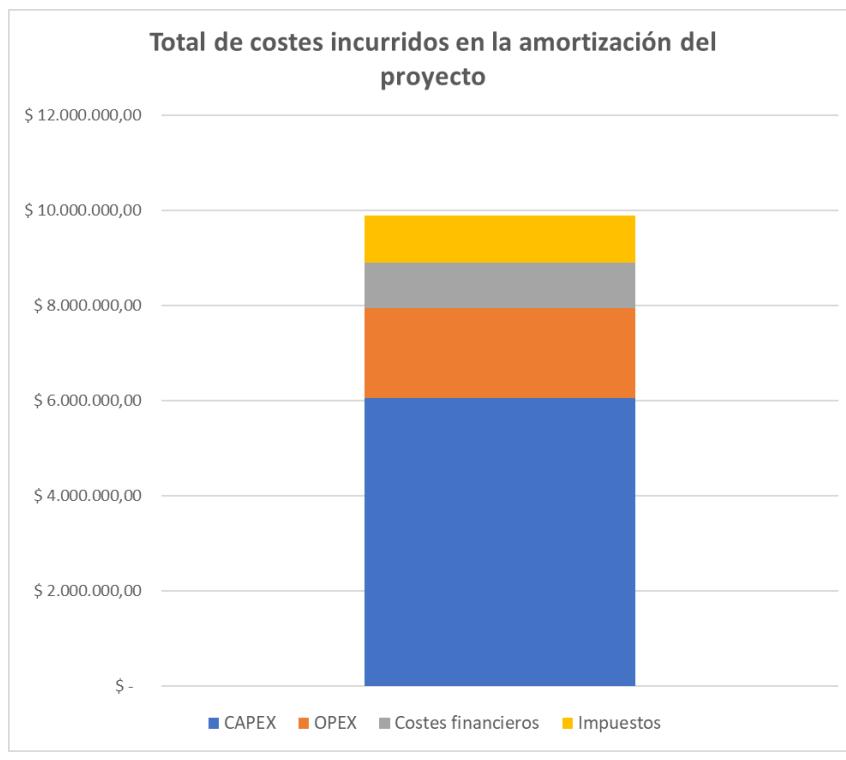
5.3.1 COSTES OPERATIVOS

Dentro de los costes operativos, al proceder la energía de alimentación del sistema fotovoltaico, no se incurren en costes de electricidad, que suele ser el factor más determinante en el coste final del hidrógeno (además del coste de CAPEX de los equipos de electrólisis). Los costes más relevantes son:

- Coste de agua: El presente estudio permite conocer el consumo de agua de red requerido para el electrolizador (10 litros por kg generado de hidrógeno), incluyendo un sistema de purificación de agua mediante osmosis inversa y desionizado, y generando un rechazo de 4 litros por cada litro de agua efectiva utilizada en el electrolizador. Se necesitan 5 litros de red totales para por cada litro de agua ultra purificada. Se incurre en coste de agua tanto para la alimentación del stack, como para refrigeración.

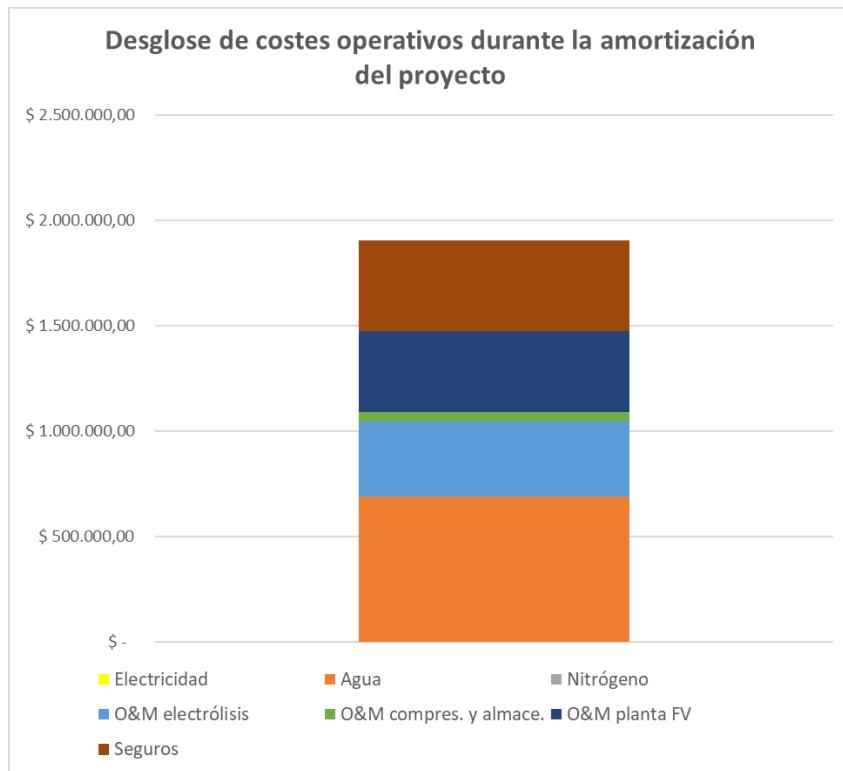
- Coste de nitrógeno: El nitrógeno se emplea para realizar ciclos de inertizado del equipo. En paradas por mantenimiento y transporte, es recomendable realizar inertizados para evitar riesgos que puedan ir asociados a la presencia de hidrógeno. Este nitrógeno se suministra en botellas individualizadas y no supone casi coste para la instalación. La instalación de un generador de nitrógeno in situ no es rentable, ya que estos equipos tienen poco tiempo de mantenimiento y no es necesario inertizar con frecuencia. En la etapa de estudio de prefactibilidad no se incluye este coste porque es despreciable respecto al resto de costes de operación analizados.
- O&M: Los costes de mantenimiento del electrolizador y la instalación fotovoltaica son relativamente bajos, ya que no presentan partes móviles. En la instalación fotovoltaica, el coste de mantenimiento incluye por ejemplo sustituciones de fusibles, reparaciones menores o costes de limpieza de los paneles fotovoltaicos (se va a establecer en un 2% del CAPEX de esta). Los OPEX del electrolizador por su parte, pueden incluir reparaciones de la electrónica de potencia y arreglos menores (se establecen en un 1% del CAPEX del electrolizador). Finalmente, el coste de mantenimiento del compresor y el almacenamiento se estima en aproximadamente un 2,5% sobre el coste del compresor.
- Cambio de stack: se incluye un cambio de stack a los 10 años de operación. Este cambio de stack suele realizarse para incrementar la vida útil de la instalación en 10 años, llegando a los 20 años de vida útil. En ocasiones el coste del cambio de stack se incluye en el OPEX. Sin embargo, dado que es un coste que se va a realizar en un momento puntual, se ha considerado parte del CAPEX, propiciándose el gasto en el año 10.
- Seguros: Se estima una partida de seguros del 0,5% sobre el coste de CAPEX de la instalación a pagar anualmente.

Figura 67: Desglose de costes incurridos en amortización del proyecto



Fuente: Elaboración propia

Figura 68: Desglose de costes operativos



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 67 se observa como el CAPEX domina el coste final del proyecto en comparación con el OPEX y que considera tanto los costos tanto de la instalación FV como la de electrólisis. El OPEX es menor ya que principalmente está dominado por el coste de la electricidad, parámetro que no se debe incluir como OPEX para este proyecto por su implicación en el CAPEX (producción de electricidad a partir de fotovoltaica). Por otro lado, cabe destacar que el cambio de stack, a pesar de incurrir en el décimo año de operación, se ha incluido dentro de los costes de CAPEX al ser un coste fijo que puede requerir de amortización.

5.3.2 LCOH

El LCOH (€/kg) es un coste valor muy útil para evaluar cualquier proyecto de hidrógeno. Viene a significar el coste total para producir un kg de hidrógeno, es una suma de todos los costes durante la vida del proyecto (CAPEX más OPEX de todos los años) dividido entre todos los kilos producidos durante toda la vida del proyecto. Tanto los costes como los kilos de hidrógeno producidos están actualizados por año con la tasa de descuento del proyecto.

$$LCOH [\text{€}/\text{kg}] = \frac{\text{CAPEX} [\text{€}] + \text{OPEX actualizado por año} [\text{€}]}{\text{kg de H2 actualizados por año} [\text{kg}]}$$

En este documento con la metodología que se ha utilizado para calcular el LCOH, también se han incluido los costes financieros y los impuestos del proyecto. Aunque los impuestos sobre los beneficios los debería pagar una empresa sobre el cómputo total de beneficios o pérdidas de toda su actividad en conjunto y no por cada proyecto por separado, se han incluido para evaluar si el proyecto es capaz de sustentarse por sí mismo. Para calcular los impuestos sobre los beneficios del proyecto es necesario darle un precio de venta al hidrógeno que servirá para

calcular los beneficios del proyecto (los ingresos menos los costes). Por lo tanto, aunque parezca poco intuitivo, el LCOH depende del precio de venta del hidrógeno.

Para todos los LCOH mostrados en este documento, se ha calculado el break-even LCOH. Este sería el LCOH para el que el resultado total de ingresos menos gastos del proyecto iguale a 0 USD (en otras palabras, para obtener un VAN de 0 USD).

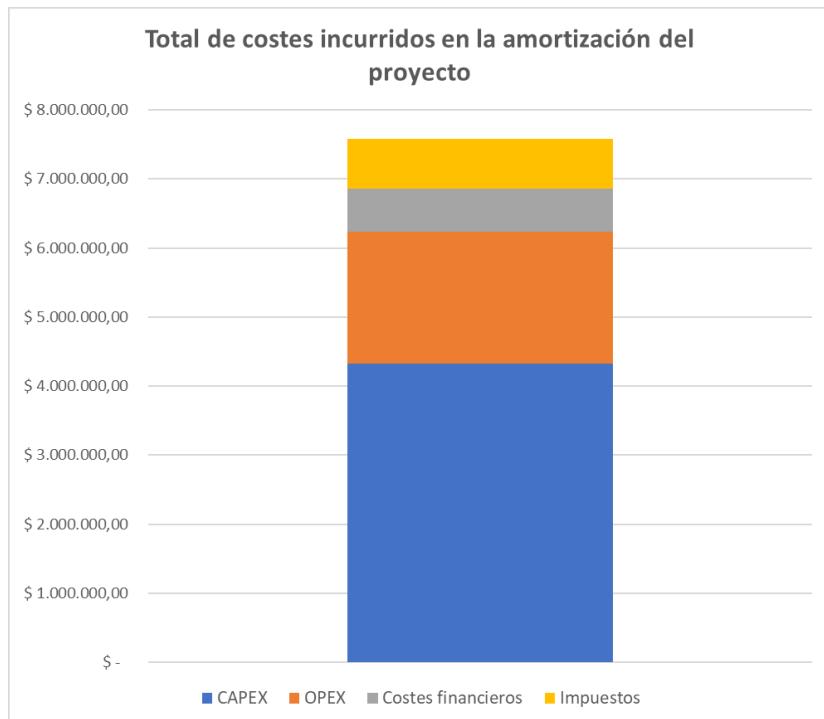
En aplicaciones de uso en automóviles, de acuerdo con datos de la IEA en su informe *“The Future of Hydrogen”*, cuando se consigan reducir los costos de las pilas de combustible a 95 USD/kW se podría hacer que los camiones de pila de combustible de hidrógeno en el segmento de servicio pesado sean competitivos con camiones híbridos diésel a un precio de hidrógeno de alrededor de 7 USD/kgH₂, en comparación con el precio de 5 USD/kg actualmente necesario para hacerlos competitivos con un camión que funciona con diésel. Para que los vehículos eléctricos de pila de combustible sean competitivos con vehículos eléctricos de batería de movilidad urbana, sin embargo, el precio del hidrógeno tendría que ser inferior a 5 USD/kgH₂.

En aplicaciones industriales, como por ejemplo uso del hidrógeno en refinerías, de acuerdo con la misma fuente enunciada más arriba, el coste de producción de hidrógeno a partir de procesos de reformado de vapor en la actualidad tiene un coste aproximado de 1,5 USD/kgH₂. Si bien es cierto que el precio del hidrógeno por electrólisis puede apoyarse en cuestiones de descarbonización y sostenibilidad, según la IEA, el precio objetivo se establece en torno a los 3 USD/kgH₂ en 2030, y el precio para poder ser económicamente competitivo es de 2 USD/kgH₂.

Considerando el caso base estudiado, en el que se analiza la producción de 160 kg/día de hidrógeno para vehículos pesados a partir de una planta fotovoltaica de 1,8 MW, un electrolizador de 1,25 MW, un almacenamiento de 4,85 toneladas y un compresor, durante un periodo de amortización durante 15 años, el valor del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) se encontraría en torno a **11,85 USD/kgH₂**. Inicialmente, no se ha considerado venta del hidrógeno producido ni del calor cogenerado pues el uso del hidrógeno producido en el proyecto es suministrar el combustible a la flota de vehículos pesados. Considerar la venta de hidrógeno a terceras empresas y, que podrían incrementar la rentabilidad del proyecto.

En el caso de contar con una subvención del 30 % sobre el valor del CAPEX, el coste total de la instalación disminuye considerablemente, y se disminuyen de gran manera los costes financieros.

Figura 69: Costes del proyecto desglosados cuando existe un subsidio del 30% del CAPEX.



Fuente: Elaboración propia.

En este caso, el valor de LCOH que rentabiliza el proyecto es de **8,90 USD/kgH₂**. La disminución del coste del hidrógeno es de aproximadamente USD 3 por cada kg de hidrógeno producido. Si bien es un precio bastante menor, el LCOH alcanzado no es competitivo de acuerdo con los valores mostrados y sigue sin justificar económicamente el proyecto.

5.3.3 COSTE DE SUSTITUCIÓN DE DIÉSEL POR HIDRÓGENO VERDE

Por parte de GNA se han provisto los datos de consumo anual de diésel que tienen actualmente.

Tabla 31: Coste del hidrógeno que permite sustituir el diésel.

Parámetro	Valor	Unidad
Consumo de hidrógeno (estimado)	0,08	kg/km
Hidrógeno por camión (anual)	5.280	kg
Coste de hidrógeno	3,25	USD/kg

Fuente: Elaboración propia.

En base a los cálculos realizados, se obtiene un coste de hidrógeno muy bajo, siendo actualmente inalcanzable con los casos propuestos (Sin subsidio: 11,85 USD/kg y con subsidio: 8,90 USD/kg). Habría que tener más información sobre las rutinas de trabajo de los camiones, puesto que el consumo de hidrógeno se ha estimado al alza, y podría ser menor. Finalmente, un punto muy relevante es que, la instalación de hidrógeno podría suponer una mayor independencia económica con respecto al combustible y al suministro. Asimismo, se destaca la valorización de sustitución de combustibles fósiles por un combustible limpio, contribuyendo a la descarbonización del sector.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES

6.1 TABLA RESUMEN DE CASOS PLANTEADOS

Para el caso estudiado, se ha elaborado una tabla resumen a partir de cuatro casos planteados:

- 1) Es el caso base previamente propuesto
- 2) El caso con un 30% del CAPEX subsidiado
- 3) Caso base sin almacenamiento y compresión
- 4) Caso tres con un 30% del CAPEX subsidiado

Tabla 32: Coste nivelado del hidrógeno a lo largo del proyecto desglosado por CAPEX, OPEX y otros costes.

0	1	2	3	4
Subvención (% sobre CAPEX)	0%	30%	0%	30%
Compresión y almacenamiento	Si	Si	No	No
CAPEX de proyecto (Millones de USD)	5,73	4,01	3,79	2,65
LCOH (USD por kg)	11,85	8,90	8,39	6,44
Influencia de CAPEX (USD/kg)	7,25	5,08	4,83	3,41
Influencia de OPEX (USD/kg)	2,28	2,24	2,02	1,97
Influencia de coste financiero (USD/kg)	1,13	0,74	0,74	0,48
Influencia de impuestos (USD/kg)	1,18	0,84	0,81	0,58

Fuente: Elaboración propia

En el caso estudiado para GNA, como queda patente de la tabla anterior, los costes de almacenamiento y compresión tienen mucho peso sobre la viabilidad económica del proyecto.

Los casos base, quedan lejos del precio objetivo del hidrógeno de 7 USD/kgH₂ que propone la IEA para aplicaciones de transporte. Cuando se eliminan las necesidades de almacenamiento y compresión, el coste baja radicalmente. Si bien es cierto que, aún en esos casos sería necesario añadir un sobrecoste de compresión para emplear el hidrógeno en maquinaria pesada, de la Tabla 28 se puede extraer que el precio de almacenamiento es un coste importante sobre el CAPEX. Adicionalmente, en los próximos años se esperan reducciones importantes en el coste de los electrolizadores PEM, diluyendo aún más el CAPEX de la instalación sobre el valor de LCOH. Si estos pronósticos son ciertos, el coste financiero disminuiría a su vez, al ser necesaria menor aportación externa para financiar el proyecto.

Asimismo, al analizar el LCOH como coste de sustitución del diésel actualmente utilizado, los resultados obtenidos son desfavorables. El principal problema para la sustitución del modelo de diésel es que se está sustituyendo un coste de combustible barato en el mercado, lo que hace imposible al hidrógeno ser competitivo. El coste nivelado de hidrógeno necesario para poder competir con el modelo actualmente existente es de 3,25 USD/kgH₂, como se vio en el punto 5.4.3. Los motivos que podrían argumentar a favor de un modelo de sustitución por hidrógeno verde son:

- Mayor independencia en el consumo de combustible y en la seguridad de suministro. El precio del mercado de combustibles es volátil y puede variar en poco tiempo. Este hecho implica mayor incertidumbre para la empresa consumidora. Si la propia empresa es capaz de proveer su propio combustible, no es necesario depender de terceros para asegurar el consumo. Actualmente en Chile hay tendencia al crecimiento en el precio del combustible y en países cercanos el coste de combustible es superior (datos

consultados en <https://es.globalpetrolprices.com/>), factor que podría acelerarse si se tienen en cuenta las medidas de descarbonización que se están promoviendo a nivel global.

- Proyecto promotor. En esta fase, siendo un proyecto promotor en la industria de hidrógeno verde y contando con tecnología de electrólisis para la producción de hidrógeno, es factible obtener subvenciones elevadas para cubrir parte de coste del proyecto.
- Descarbonización de la industria. Chile es posiblemente el país que más ha apostado por la descarbonización total de la industria en Latinoamérica, como se demuestra a raíz de los planes de descarbonización 2024 o sus programas de apoyo al hidrógeno verde. Adelantarse a futuras legislaciones y apostar por tecnologías neutras en carbono supone mayor seguridad dentro del contexto político-legal chileno.

6.2 RECOMENDACIONES FINALES

En el caso propuesto por GNA, se obtiene una capacidad de almacenamiento muy elevada debido a la variabilidad de producción fotovoltaica durante el año, con alta producción en verano y baja en invierno, lo que conlleva a realizar un almacenamiento estacional para poder mantener la demanda de hidrógeno de forma estable, 160 kg/d. Cabe destacar que el almacenamiento a presión en grandes volúmenes es todavía muy costoso, aunque como se ha mencionado anteriormente, se espera que el coste disminuya considerablemente en los próximos años.

Las posibles alternativas que se podrían realizar para disminuir la cantidad de hidrógeno almacenado de forma estacional y, por ende, afectar en el LCOH son las siguientes:

- Se recomienda la **búsqueda de offtakers en las cercanías del proyecto** para la venta de hidrógeno. Un aumento del tamaño de la planta de electrólisis permitiría cubrir en todo momento la demanda interna de GNA y vender excedentes de hidrógeno producido a terceros de forma que se aumenten los ingresos económicos y, en consecuencia, mejorar la rentabilidad de la planta.
- Otra opción recomendada es **conseguir una conexión a red (PPA) para la planta de electrólisis**, de forma que se aumenten las horas de funcionamiento del equipo, produciendo más hidrógeno. De la misma manera que en el punto anterior, se recomienda la venta de excedentes de hidrógeno producidos a offtakers en las cercanías de la planta para rentabilizar el proyecto.

Por otro lado, se enuncian otra serie de recomendaciones que permitirían obtener una mejor rentabilidad económica de la instalación:

- **Realizar un seguimiento de los costes de los equipos.** El sector del hidrógeno está evolucionando semana a semana y los fabricantes están reduciendo drásticamente sus costes debido a la entrada de inversión para llevar a cabo infraestructuras que mejoren el proceso de fabricación de los equipos y mejoras tecnológicas en los equipos.
- Es interesante **buscar oportunidades de financiación previas a desarrollar este tipo de proyectos.** Aprovechando el momento de apoyo a la descarbonización económica de los sectores claves en Chile, así como el impulso que está recibiendo la economía del hidrógeno a nivel mundial, las posibilidades de obtener subvención en este tipo de proyectos son elevadas.

- Las instalaciones de electrólisis se benefician de las **economías de escala**. Optar por instalaciones de mayor tamaño favorecería precios menores por kW instalado, escalando en mayor medida la producción de hidrógeno que el CAPEX de la instalación. Los precios ofertados por los fabricantes, de acuerdo con el know-how de ARIEMA, son precios superiores a la media. En fase proyecto, se podría llegar a reducciones en el coste del electrolizador de un 30% aproximadamente. La aparición de proyectos pioneros para fabricar electrolizadores en producción en cadena hace esperar reducciones del coste de los electrolizadores al disponer de modelos de electrolizadores estándar.
- Se destaca que el **coste del stack**, inicialmente presupuestado para el año 10 de la instalación, podría verse reducido gracias a una bajada del precio del equipo, motivado por la estandarización y por el uso de materiales menos costosos. Se podría llegar a dar el caso de que fuera ventajoso cambiar el stack de electrólisis antes del plazo establecido por motivos de coste, tanto del stack en sí mismo como operativos. Además, si el stack tiene una mayor eficiencia, el consumo eléctrico que necesitará será menor y, por ende, el OPEX se reducirá.
- En este proyecto, el **CAPEX de almacenamiento** a presión es muy elevado. Se podría plantear el almacenamiento del hidrógeno a baja presión (30 bar) y, posteriormente, comprimirlo y almacenar en tanques de alta presión de menor tamaño para su uso en maquinaria industrial. Sin embargo, esta solución requiere de mucho más espacio y aumenta el coste de la estación de repostaje necesaria para los vehículos. Asimismo, otra recomendación para reducir costes en el OPEX es optar por excluir del seguro al almacenamiento de hidrógeno. En instalaciones de hidrógeno, los problemas de mantenimiento suelen derivar mayoritariamente del compresor, al ser el único equipo con partes móviles, por lo que se podría contemplar no incluir en el seguro al almacenamiento.
- La **consecución de acuerdos de venta del oxígeno producido en industrias cercanas**, y el estudio de instalar un sistema de aprovechamiento del calor generado en el stack podrían mejorar la rentabilidad económica del proyecto. El oxígeno es un subproducto importante de la producción de hidrógeno y su uso en industrias diversas está muy extendido. Por su parte, el **calor generado** podría utilizarse en sistemas de cogeneración para suministrar calor o electricidad en otros procesos o tareas que se lleven a cabo en el campamento.
- En etapas posteriores se deberá incluir el costo asociado al Estudio o Declaración de **Impacto Ambiental del proyecto**. El proyecto se deberá considerar como “Proyecto para la producción de hidrógeno y oxígeno” para conseguir la pertinencia o Resolución de Calificación Ambiental.

Por último, también se recomienda como lecciones aprendidas del informe y en la experiencia propia de los consultores (ARIEMA y TCI) que es importante:

- **Definir claramente el uso final del hidrógeno.** La planta de electrólisis se debe diseñar en función de la demanda final de hidrógeno (contabilizando el número de camiones propulsados por pila de combustible, número de kilómetros recorrido por cada vehículo y tamaño de tanque de cada vehículo) o en función de una planta fotovoltaica (en este caso se debe tener en cuenta la limitación de uso del electrolizador por la intermitencia

de la tecnología fotovoltaica). Este punto se resume en llegar a pre-acuerdos de venta de hidrógeno en el mismo sentido que ocurre con la electricidad, es decir, Hydrogen purchase agreement (HPA), herramientas que faciliten y garanticen precios a medio largo plazo.

- **Definir claramente las condiciones y objetivos a la hora de implantar un proyecto,** estudiando bien las alternativas e incorporando proveedores y tecnología. Cuanto más definido este el proyecto y las variables de contorno, menos incertidumbre y más económico será el proyecto.
- **Buscar buenos proveedores que garantice el suministro y el soporte después de la venta.** En proyecto de esta duración es crucial garantizar el soporte, en este aspecto el mercado del hidrógeno se parece más al sector Oil&Gas.
- **Planificar no solo el coste del CAPEX sino también del OPEX.** La experiencia de ARIEMA nos indica que en muchos proyectos se consigue financiación para llevar a cabo el proyecto, pero luego por falta de apoyo para su mantenimiento, o un mal dimensionamiento del mismo, se quedan parados y sin casi uso durante la vida.

7 ANEXOS

ANEXO 1: REPORTE PVSYST, ESTUDIO VARIANTE CON INVERSOR CENTRAL Y PANEL BIFACIAL.

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Nuevo Proyecto				
Sitio geográfico	Antofagasta			País	Chile
Ubicación Tiempo definido como	Latitud	-23.65° S	Longitud	-70.40° W	
	Hora Legal	Huso horario UT-4	Altitud	26 m	
Datos meteorológicos:	Antofagasta/Cerro	Meteonorm 7.2 (1991-2010) - Sintético			
Variante de simulación :	Nueva variante de simulación				
	Fecha de simulación	28/01/21 09h33			
	Simulación para la	1.º año de funcionamiento			
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso			
Plano de seguimiento, eje inclinado Límites de rotación	Inclinación eje Fi mínimo Tracking algorithm	0° -55° Astronomic calculation	Acimut eje Fi máximo	0° 55°	
Estrategia "Retroceso" Banda inactiva Ángulo límite del retroceso	N.º de helióstatos Separación helióstatos Izquierda	26 9.00 m 0.02 m	Conjunto en cobertizos simple Ancho receptor Derecha	2.10 m 0.02 m	
	Límites de fi +/-76,1° F. ocupación del suelo (GCR) 23.4 %				
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Horizonte	Elevación Media	2.2°			
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos		Efecto eléctrico	100 %	
Sistema bifacial	Modelo Separación helióstatos Backtracking limit angle Albedo del suelo Factor de bifacialidad del módulo Transparencia del módulo	Unlimited trackers, 2D calculation 9.00 m 76.1° 30.0 % 70 % 0.0 %	Ancho helióstatos GCR Axis height above ground Factor de sombreado trasero Factor de desajuste trasero	2.14 m 23.8 % 2.10 m 5.0 % 10.0 %	
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)				
Características del conjunto FV					
Módulo FV Base de datos PVsyst original Número de módulos FV N.º total de módulos FV Potencia global del conjunto Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) Superficie total	Si-mono Fabricante En serie N.º módulos Nominal (STC) U mpp Superficie módulos	Modelo Fabricante 26 módulos 4108 1828 kWp 966 V 8929 m²	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial Longi Solar En paralelo Pnom unitaria En cond. de funciona. I mpp I mpp Superficie célula	158 cadenas 445 Wp 1668 kWp (50°C) 1727 A 8152 m²	
Inversor Base de datos PVsyst original Características Paquete de inversores	Modelo Fabricante Voltaje de funcionam. N.º de inversores	FS2235K_630V_20190103 Power Electronics 891-1310 V 1 unidades	Pnom unitaria Potencia total Relación Pnom	2310 kWac 2310 kWac 0.79	
Factores de pérdida del conjunto FV					
Suciedad del conjunto Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Fracción de pérdidas Uv (viento)	2.0 % 0.0 W/m²K / m/s	

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	6.2 mOhm	Fracción de pérdidas	1.0 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje	0.5 V	Fracción de pérdidas	0.0 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	0.0 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm.	1	Factor de pérdidas	0.4 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp	0.4 %	Dispersión RMS sobre Vmp	0.4 %/año

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Factores de pérdida del sistema

Pérdida óhmica en el Cableado	Conductores: 3x2000.0 mm ²	65 m	Fracción de pérdidas	0.3 % en STC
Indisponibilidad del sistema		2.9 días, 3 períodos	Fracción de tiempo	0.8 %

Pérdidas auxiliares	Constante (ventiladores)	5.00 kW	... del umbral de potencia	0.0 kW
---------------------	--------------------------	---------	----------------------------	--------

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

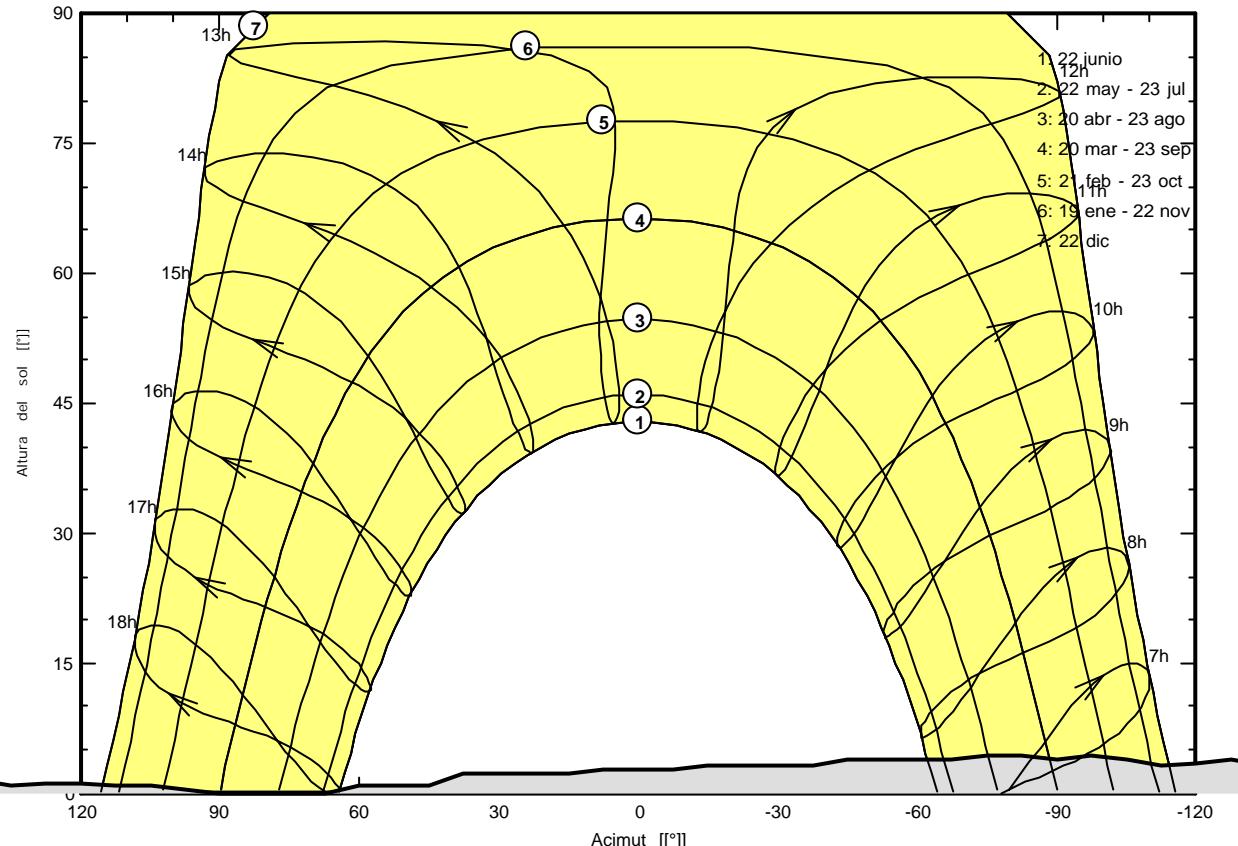
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campo	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4108	Pnom total 1828 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom 2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Horizonte	Elevación Media	2.2°	Factor Difuso	1.00
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.96

Altura [°]	1.9	1.9	2.3	2.3	3.1	3.8	3.4	3.1	3.8	4.2	3.8	4.2	4.2
Acimut [°]	-180	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Altura [°]	3.8	3.8	3.1	3.1	2.7	2.7	2.7	2.3	2.3	0.8	0.8	0.0	0.0
Acimut [°]	-68	-45	-38	-15	-8	0	8	15	38	45	60	68	90
Altura [°]	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	1.5	1.5	1.1	1.5	1.5	1.5	1.5
Acimut [°]	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173		

Horizon from PVGIS website API, Lat=-26°52"33', Long=-70°48"52', Alt=52m



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %	
Orientación Campo	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	4108	Pnom total	1828 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom	2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

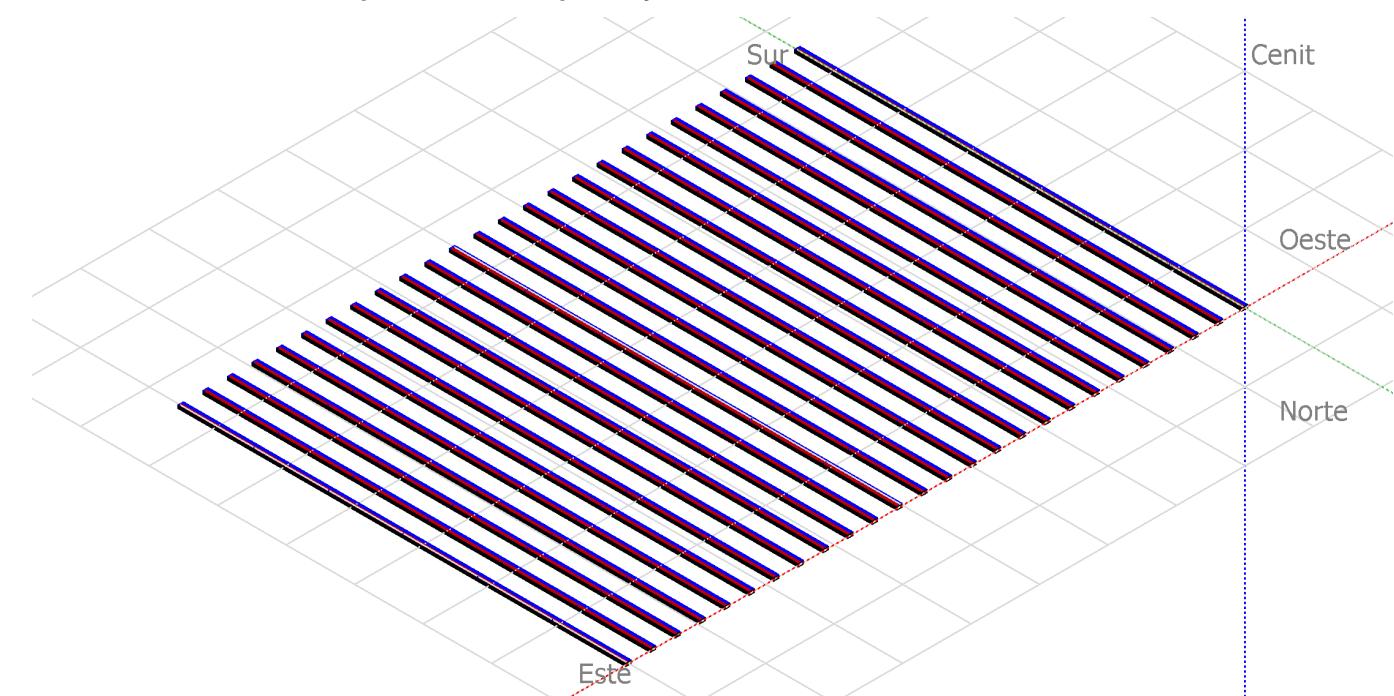
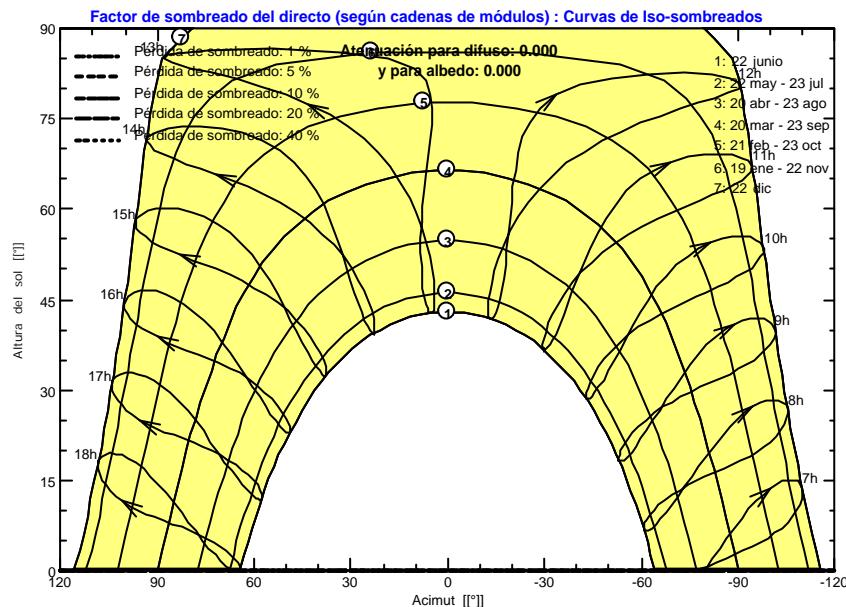


Diagrama de Iso-sombreados

Nuevo Proyecto



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

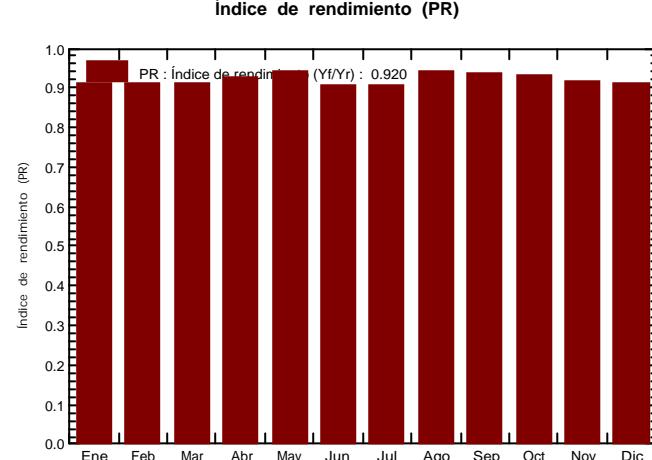
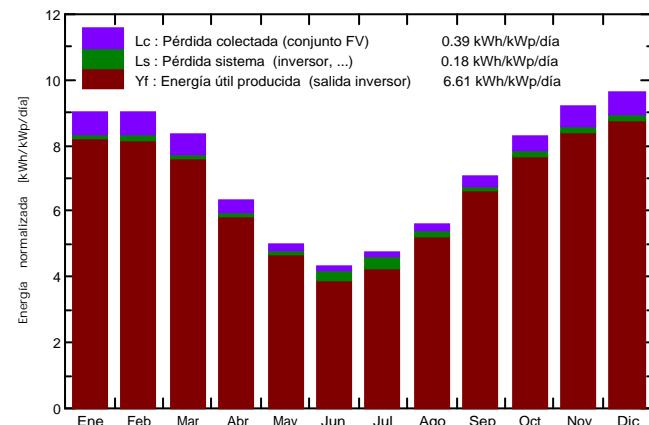
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4108	Pnom total 1828 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom 2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	4414 MWh/año	Produc. específica	2414 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	92.01 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1828 kWp



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	216.9	87.30	20.20	279.1	267.7	474.0	464.1	0.910
Febrero	190.7	69.93	19.87	251.6	241.6	427.1	418.3	0.910
Marzo	190.7	58.93	18.91	258.0	247.7	439.0	429.8	0.911
Abri	142.8	49.02	16.63	190.3	182.1	328.9	321.7	0.925
Mayo	116.2	46.74	15.22	154.1	147.3	271.7	265.3	0.942
Junio	98.8	38.39	13.83	130.1	124.4	231.6	215.9	0.908
Julio	111.1	44.46	13.71	146.8	140.3	261.3	243.7	0.908
Agosto	132.6	54.62	13.89	173.0	165.4	306.9	298.4	0.944
Septiembre	158.4	61.92	14.21	212.0	203.0	370.8	362.9	0.936
Octubre	197.3	75.78	15.59	256.0	245.6	444.9	435.4	0.931
Noviembre	209.7	74.60	16.77	275.4	263.9	471.8	461.9	0.917
Diciembre	227.3	83.62	18.63	297.7	285.3	506.7	496.3	0.912
Año	1992.4	745.29	16.44	2624.0	2514.2	4534.6	4413.7	0.920

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

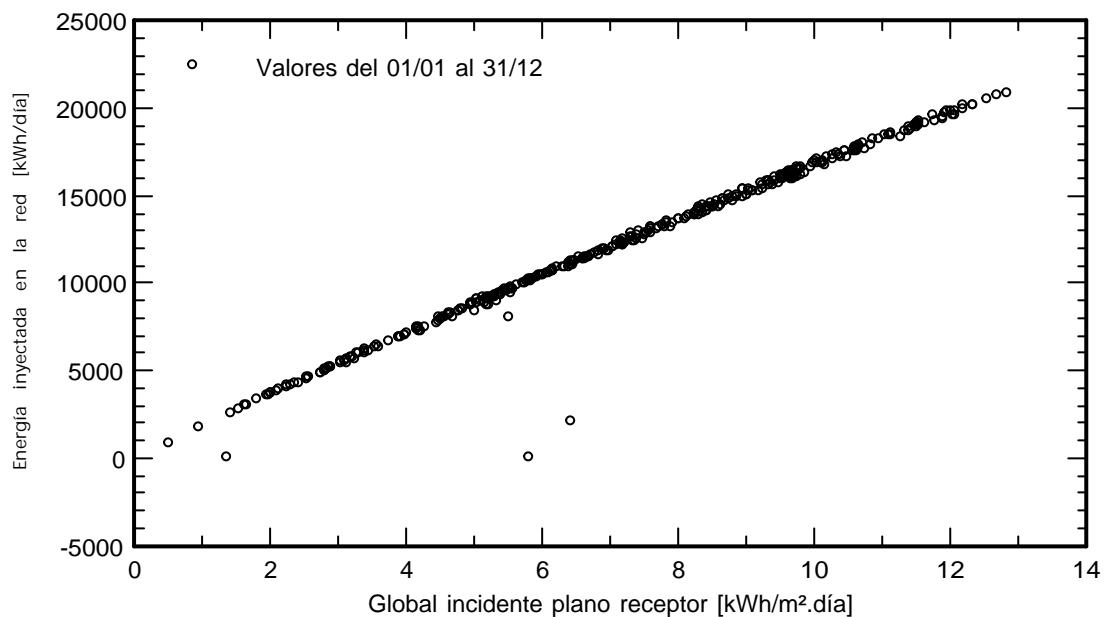
Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

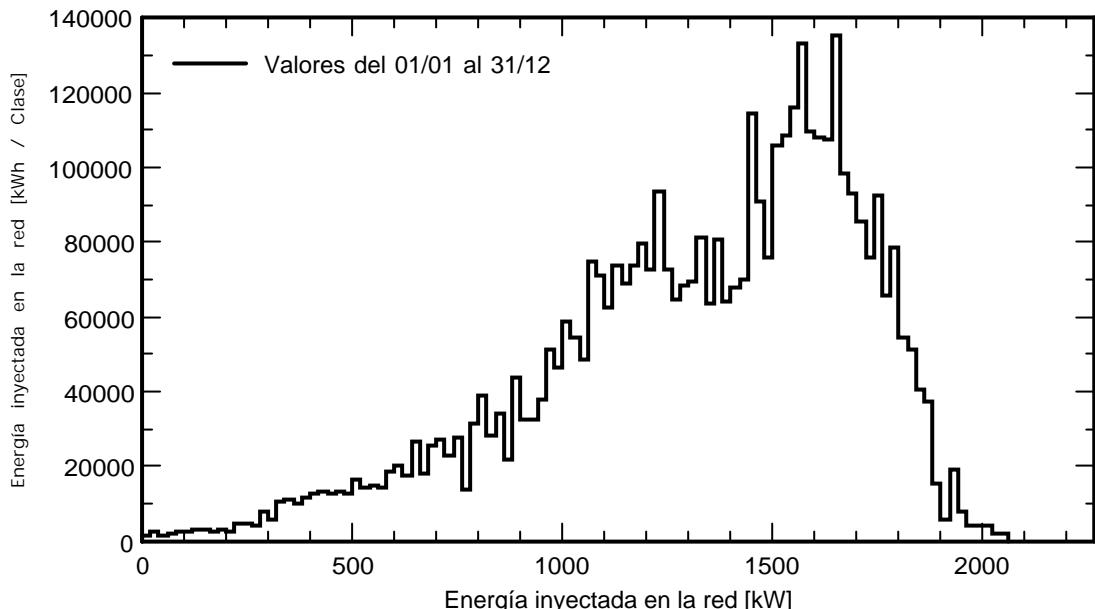
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %	
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	4108	Pnom total	1828 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom	2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

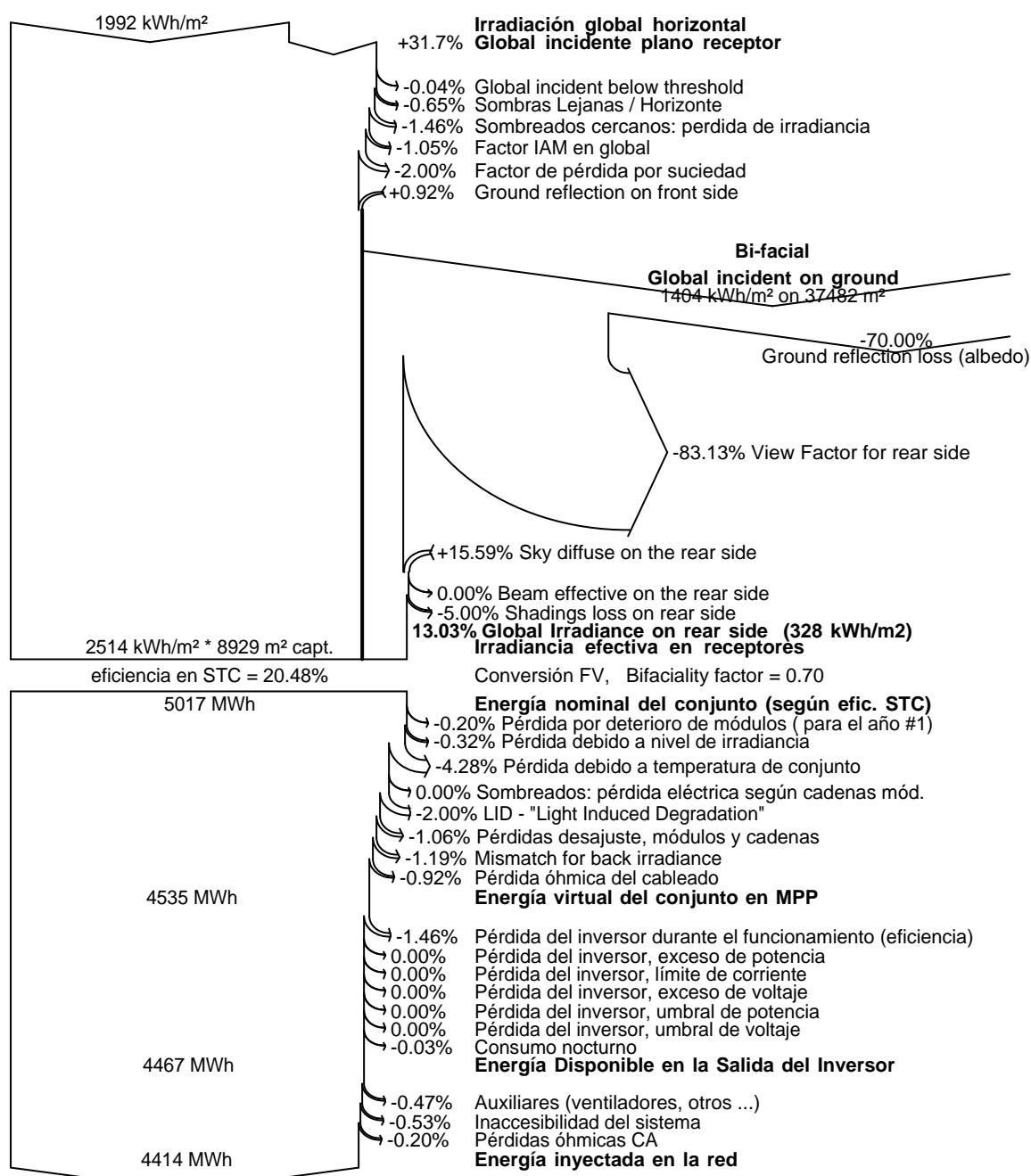
Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %	
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	4108	Pnom total	1828 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom	2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO 2: REPORTE PVSYST, ESTUDIO VARIANTE CON INVERSOR CENTRAL Y PANEL
MONOCRISTALINO.

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Nuevo Proyecto

Sitio geográfico	Antofagasta	País	Chile
Ubicación	Latitud -23.65° S Hora Legal Huso horario UT-4 Albedo 0.20	Longitud -70.40° W Altitud 26 m	
Datos meteorológicos:	Antofagasta/Cerro	Meteonorm 7.2 (1991-2010) - Sintético	

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación	26/01/21 13h21
Simulación para la	1.º año de funcionamiento

Parámetros de la simulación

Plano de seguimiento, eje inclinado	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Límites de rotación	Inclinación eje Fi mínimo Tracking algorithm	0° -55° Astronomic calculation	Acimut eje Fi máximo	0° 55°
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos Separación helióstatos	26 8.00 m	Conjunto en cobertizos simple Ancho receptor	
Banda inactiva	Izquierda	0.02 m	Derecha	0.02 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	+/-66.2°	F. ocup. del suelo (GCR)	39.7 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Canadian Solar Inc.	
Número de módulos FV		En serie	28 módulos	En paralelo 156 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	4368	Pnom unitaria 420 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	1835 kWp	En cond. de funciona. 1665 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	996 V	I mpp 1671 A
Superficie total		Superficie módulos	9650 m²	Superficie célula 8668 m ²
Inversor		Modelo	FS2235K_630V_20190103	
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Power Electronics	
Características		Voltaje de funcionam.	891-1310 V	Pnom unitaria 2310 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total 2310 kWac
				Relación Pnom 0.79

Factores de pérdida del conjunto FV

Suciedad del conjunto			Fracción de pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	6.6 mOhm	Fracción de pérdidas	1.0 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje	0.5 V	Fracción de pérdidas	0.0 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	0.0 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm.	1	Factor de pérdidas	0.4 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp	0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp	0.4 %/año

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.990	0.930	0.740	0.000

Factores de pérdida del sistema

Pérdida óhmica en el CableadoConductores: 3x2000.0 mm² 65 m

Fracción de pérdidas 0.3 % en STC

Indisponibilidad del sistema

2.9 días, 3 períodos

Fracción de tiempo 0.8 %

Pérdidas auxiliares

Constante (ventiladores) 5.00 kW ... del umbral de potencia 0.0 kW

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

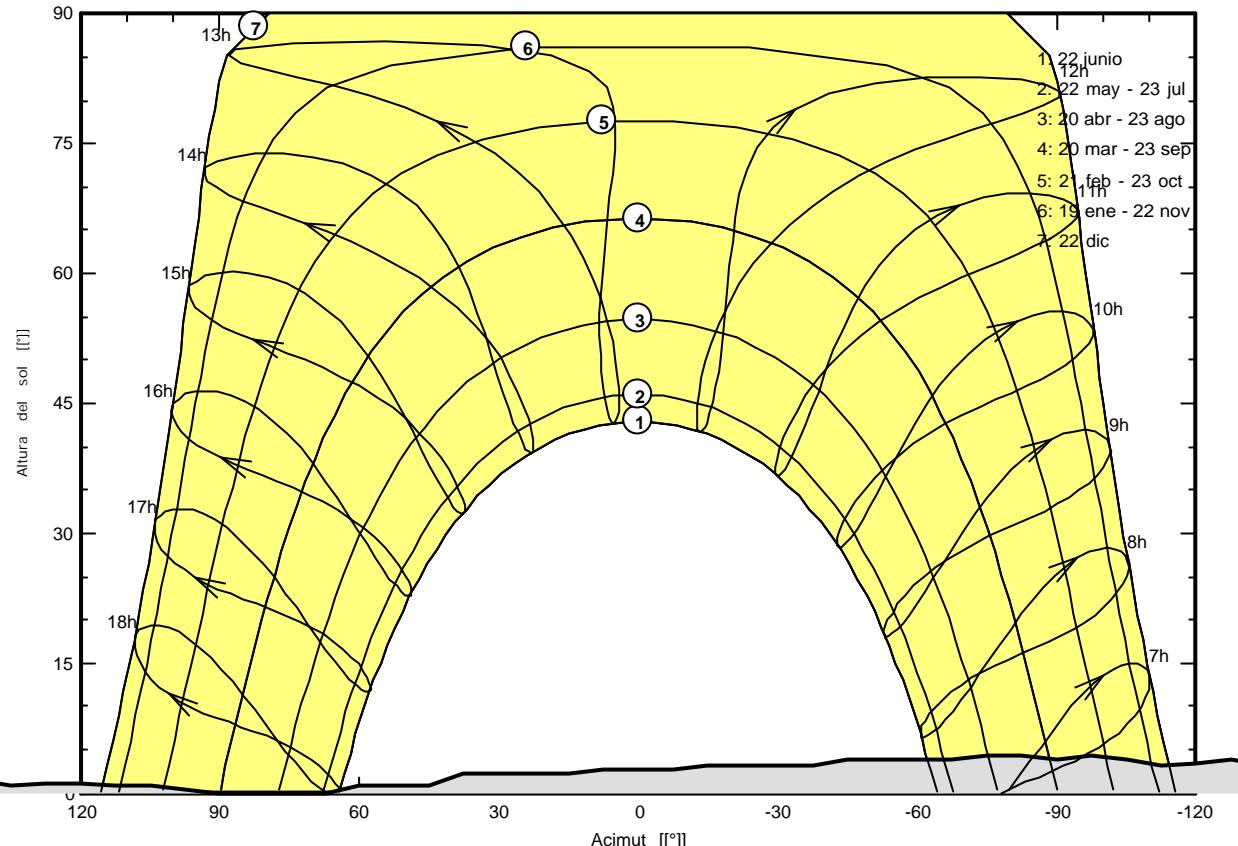
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom	2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Horizonte	Elevación Media	2.2°	Factor Difuso	1.00
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.96

Altura [°]	1.9	1.9	2.3	2.3	3.1	3.8	3.4	3.1	3.8	4.2	3.8	4.2	4.2
Acimut [°]	-180	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Altura [°]	3.8	3.8	3.1	3.1	2.7	2.7	2.7	2.3	2.3	0.8	0.8	0.0	0.0
Acimut [°]	-68	-45	-38	-15	-8	0	8	15	38	45	60	68	90
Altura [°]	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	1.5	1.5	1.1	1.5	1.5	1.5	
Acimut [°]	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173		

Horizon from PVGIS website API, Lat=-26°52"33', Long=-70°48"52', Alt=52m



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom	2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

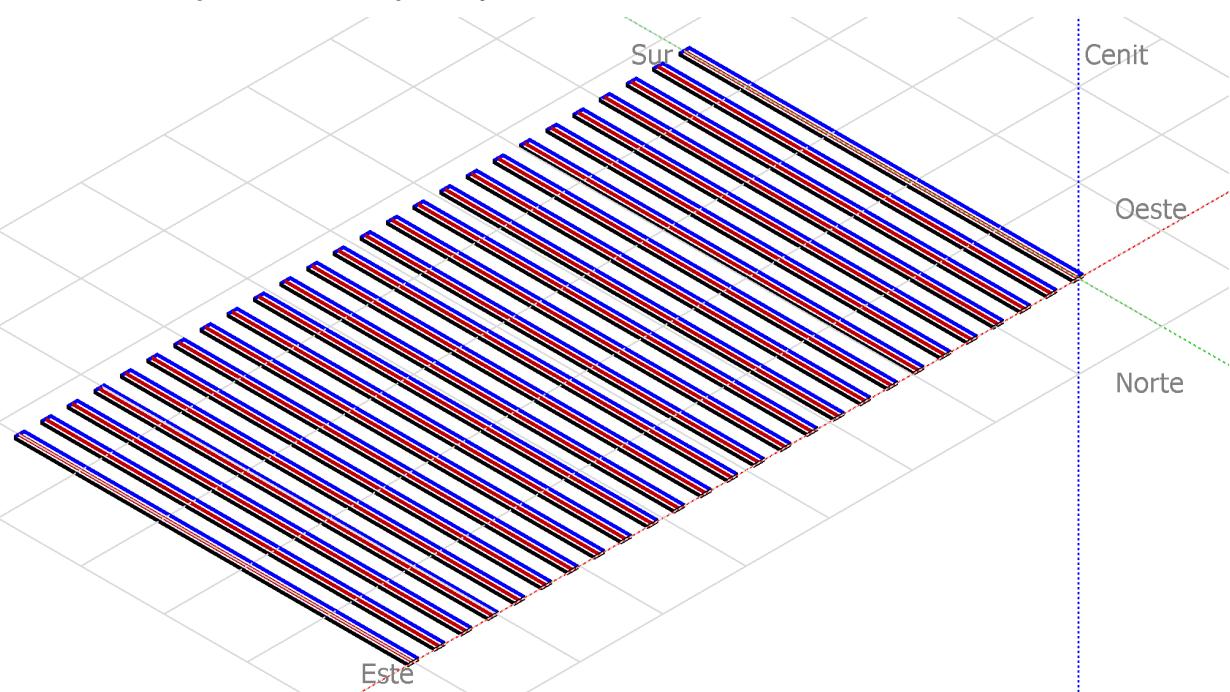
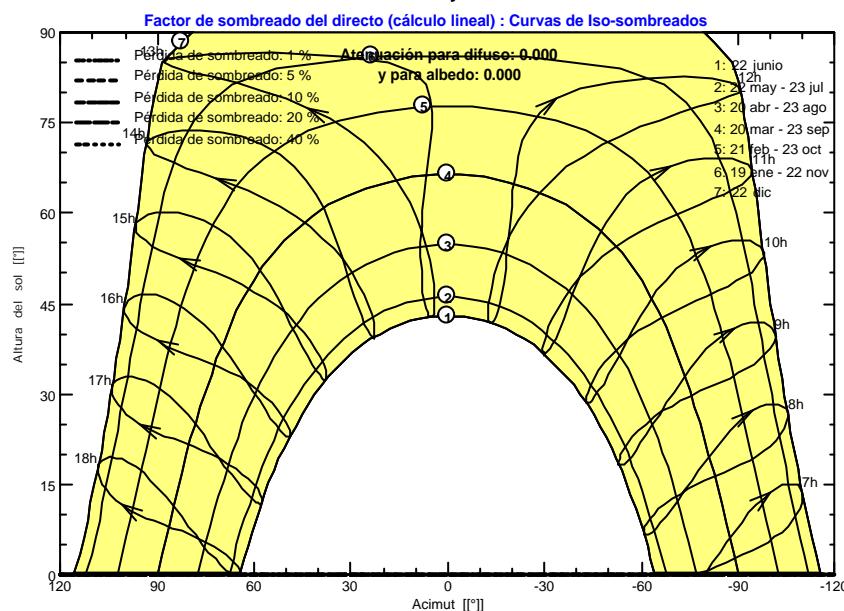


Diagrama de Iso-sombreados

Nuevo Proyecto



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

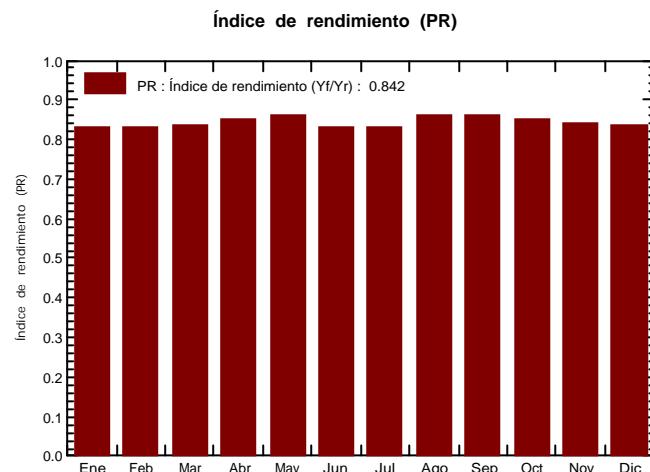
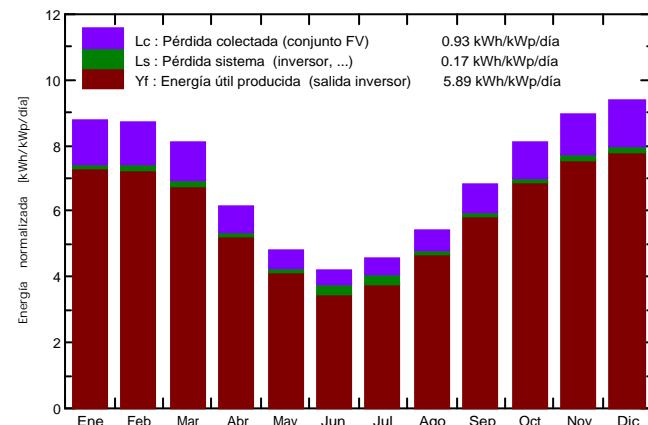
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom	2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	3941 MWh/año	Produc. específica	2148 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	84.22 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1835 kWp



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	216.9	87.30	20.20	272.1	257.7	422.9	413.8	0.829
Febrero	190.7	69.93	19.87	244.0	231.3	380.1	372.0	0.831
Marzo	190.7	58.93	18.91	250.8	238.1	393.9	385.4	0.838
Abri	142.8	49.02	16.63	184.2	174.5	293.9	287.1	0.849
Mayo	116.2	46.74	15.22	149.9	141.6	243.1	237.1	0.862
Junio	98.8	38.39	13.83	126.6	119.8	207.9	193.4	0.833
Julio	111.1	44.46	13.71	141.8	133.9	232.4	216.3	0.832
Agosto	132.6	54.62	13.89	167.8	158.5	273.4	265.5	0.862
Septiembre	158.4	61.92	14.21	204.1	193.0	328.9	321.5	0.859
Octubre	197.3	75.78	15.59	249.9	236.9	398.8	390.1	0.851
Noviembre	209.7	74.60	16.77	269.0	254.9	424.0	414.8	0.841
Diciembre	227.3	83.62	18.63	290.2	274.8	453.6	443.9	0.834
Año	1992.4	745.29	16.44	2550.5	2415.2	4053.0	3940.9	0.842

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

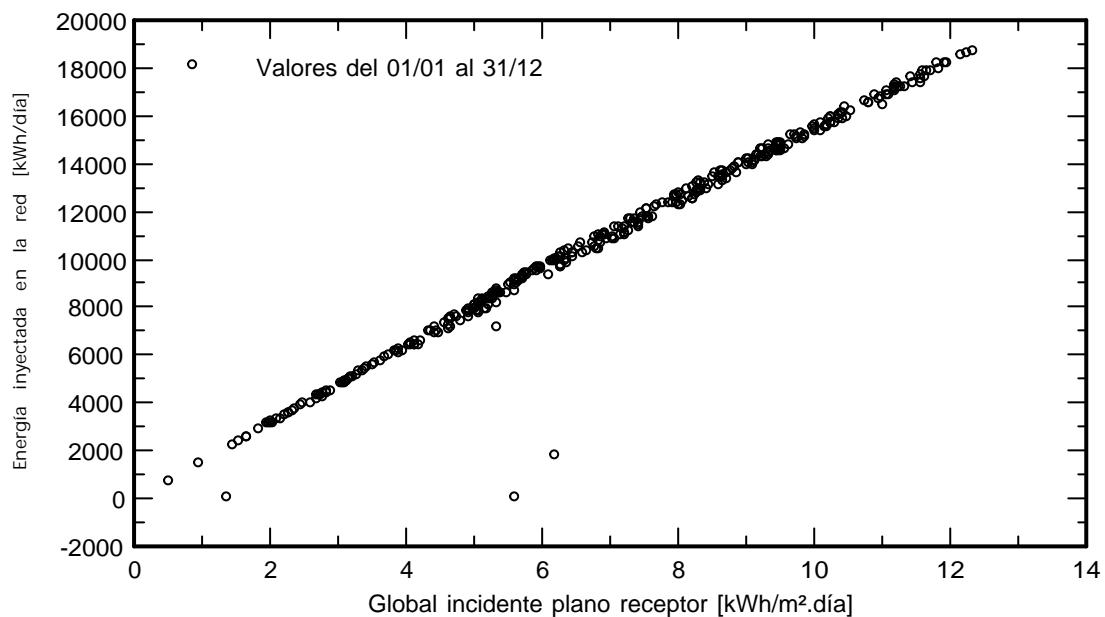
Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

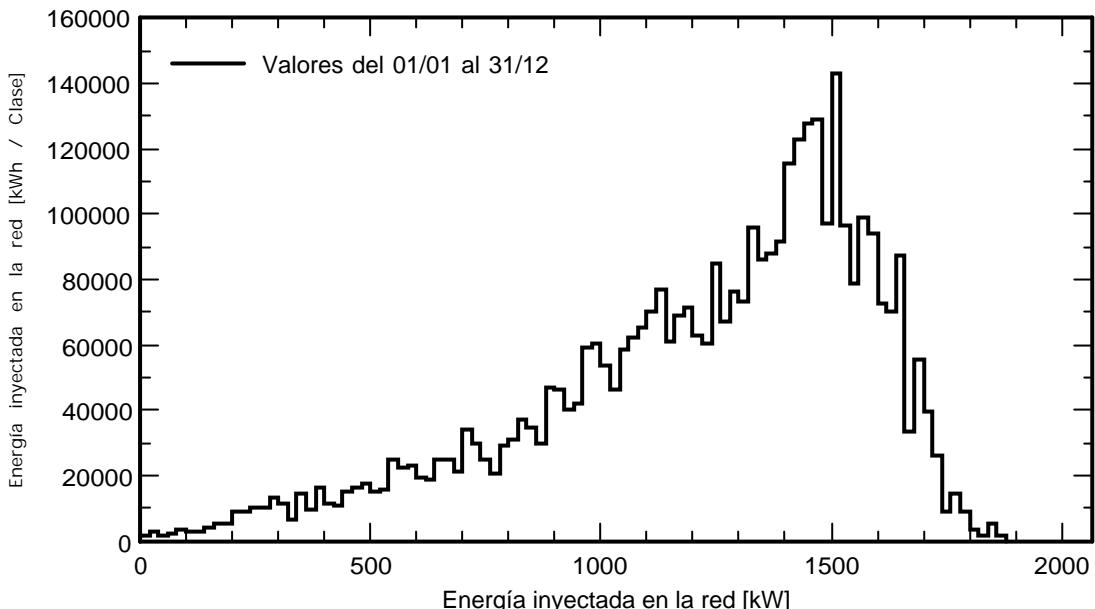
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso
Horizonte	Elevación Media	2.2°
Sombreados cercanos	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	Pnom 420 Wp Pnom total 1835 kWp Pnom 2310 kW ac

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

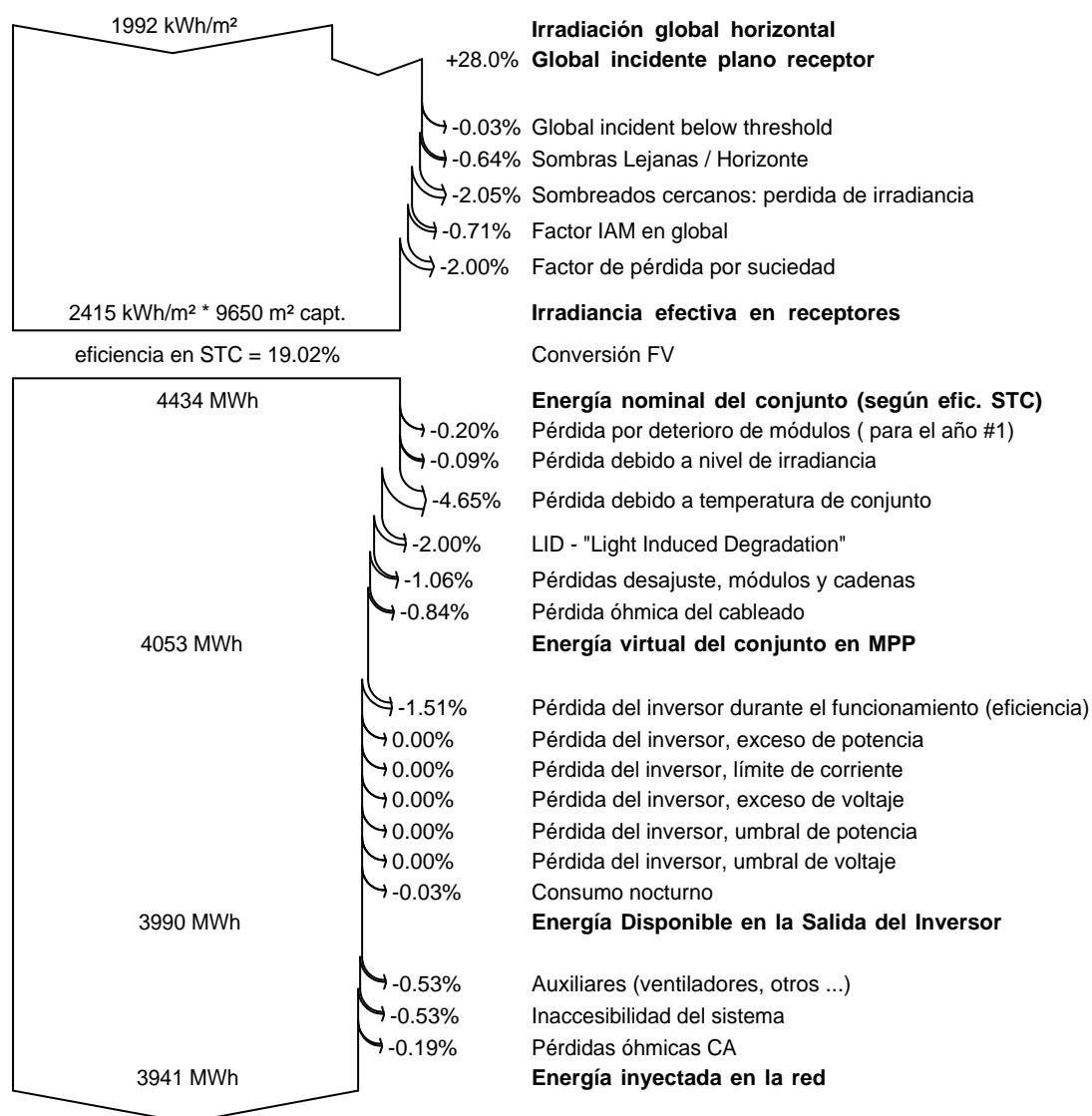
Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp
Inversor	Modelo	FS2235K_630V_20190103	Pnom	2310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO 3: REPORTE PVSYST, ESTUDIO VARIANTE CON INVERSORES STRINGS Y PANEL BIFACIAL.

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :	Nuevo Proyecto				
Sitio geográfico	Antofagasta			País	Chile
Ubicación	Latitud	-23.65° S	Longitud	-70.40° W	
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-4	Altitud	26 m	
Datos meteorológicos:	Antofagasta/Cerro	Meteonorm 7.2 (1991-2010) - Sintético			
Variante de simulación :	Nueva variante de simulación				
	Fecha de simulación	28/01/21 09h31			
	Simulación para la	1.º año de funcionamiento			
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso			
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°	
Límites de rotación	Fi mínimo	-55°	Fi máximo	55°	
	Tracking algorithm	Astronomic calculation			
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	26	Conjunto en cobertizos simple		
Banda inactiva	Separación helióstatos	9.00 m	Ancho receptor	2.10 m	
Ángulo límite del retroceso	Izquierda	0.02 m	Derecha	0.02 m	
	Límites de fi	+/- 76,1°	F. de ocup. del suelo (GCR)	23.4 %	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Horizonte	Elevación Media	2.2°			
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos		Efecto eléctrico	100 %	
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation			
	Separación helióstatos	9.00 m	Ancho helióstatos	2.14 m	
	Backtracking limit angle	76.1°	GCR	23.8 %	
	Albedo del suelo	30.0 %	Axis height above ground	2.10 m	
	Factor de bifacialidad del módulo	70 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %	
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %	
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)				
Características del conjunto FV					
Módulo FV	Si-mono	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial		
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Longi Solar		
Número de módulos FV		En serie	26 módulos	En paralelo	158 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	4108	Pnom unitaria	445 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	1828 kWp	En cond. de funciona.	1668 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	966 V	I mpp	1727 A
Superficie total		Superficie módulos	8929 m²	Superficie célula	8152 m ²
Inversor		Modelo	SG250HX		
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Sungrow		
Características	Voltaje de funcionam.	600-1500 V	Pnom unitaria	250 kWac	
			Potencia máx. (=>30°C)	250 kWac	
Paquete de inversores	Núm. de inversores	7 unidades	Potencia total	1750 kWac	
			Relación Pnom	1.04	
Factores de pérdida del conjunto FV					

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Suciedad del conjunto				Fracción de pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m ² K		Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	6.2 mOhm		Fracción de pérdidas	1.0 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje	0.5 V		Fracción de pérdidas	0.0 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"				Fracción de pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas	0.0 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas	0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm.	1		Factor de pérdidas	0.4 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp	0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp		0.4 %/año
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM):	Perfil personalizado				

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Factores de pérdida del sistema

Pérdida óhmica en el Cableado	Conductores: 3x2000.0 mm ² 65 m	Fracción de pérdidas	0.2 % en STC
Indisponibilidad del sistema	2.9 días, 3 períodos	Fracción de tiempo	0.8 %
Pérdidas auxiliares	Constante (ventiladores) 5.00 kW ... del umbral de potencia	0.0 kW	

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

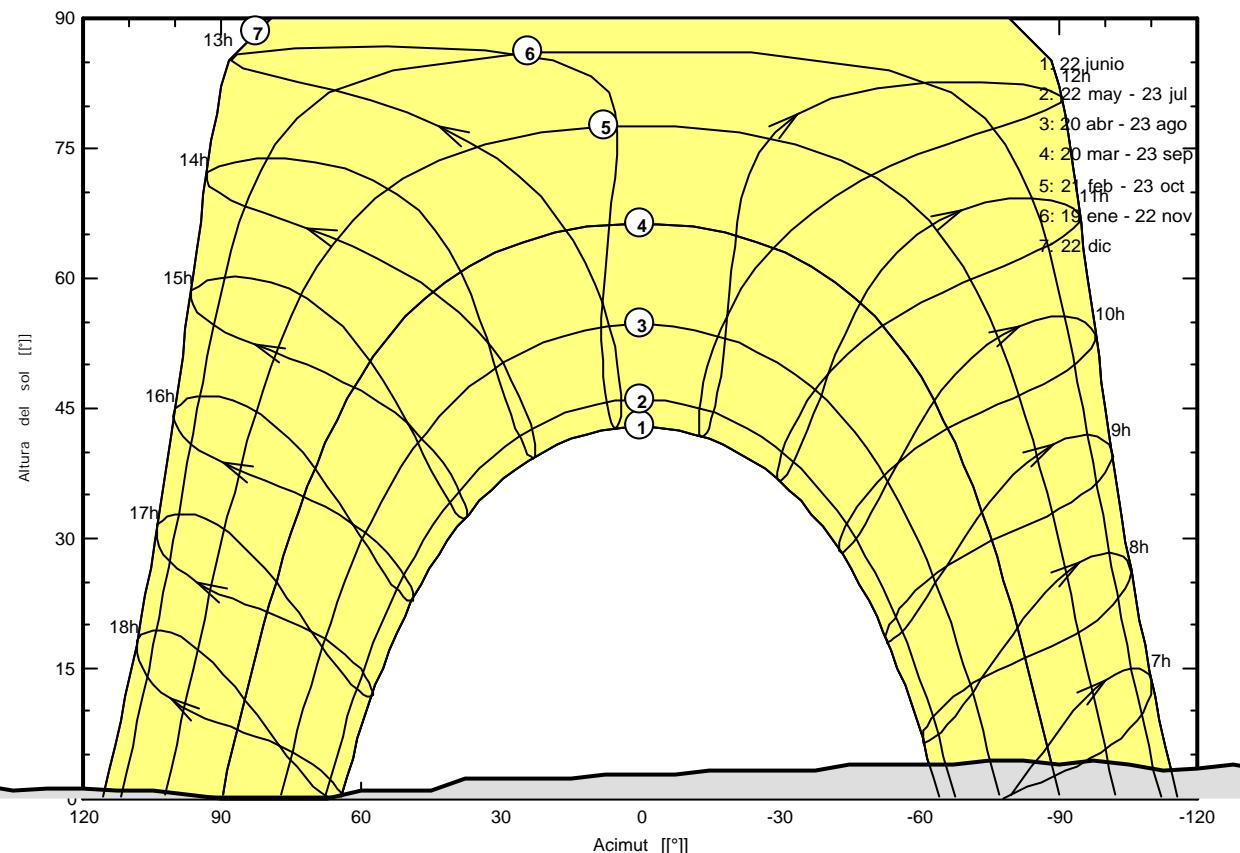
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	1828 kWp
Inversor	Modelo	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Horizonte	Elevación Media	2.2°	Factor Difuso	1.00
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.96

Altura [°]	1.9	1.9	2.3	2.3	3.1	3.8	3.4	3.1	3.8	4.2	3.8	4.2	4.2
Acimut [°]	-180	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Altura [°]	3.8	3.8	3.1	3.1	2.7	2.7	2.7	2.3	2.3	0.8	0.8	0.0	0.0
Acimut [°]	-68	-45	-38	-15	-8	0	8	15	38	45	60	68	90
Altura [°]	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	1.5	1.5	1.1	1.5	1.5		
Acimut [°]	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173		

Horizon from PVGIS website API, Lat=-26°52'33", Long=-70°48'52", Alt=52m



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %	
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	4108	Pnom total	1828 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

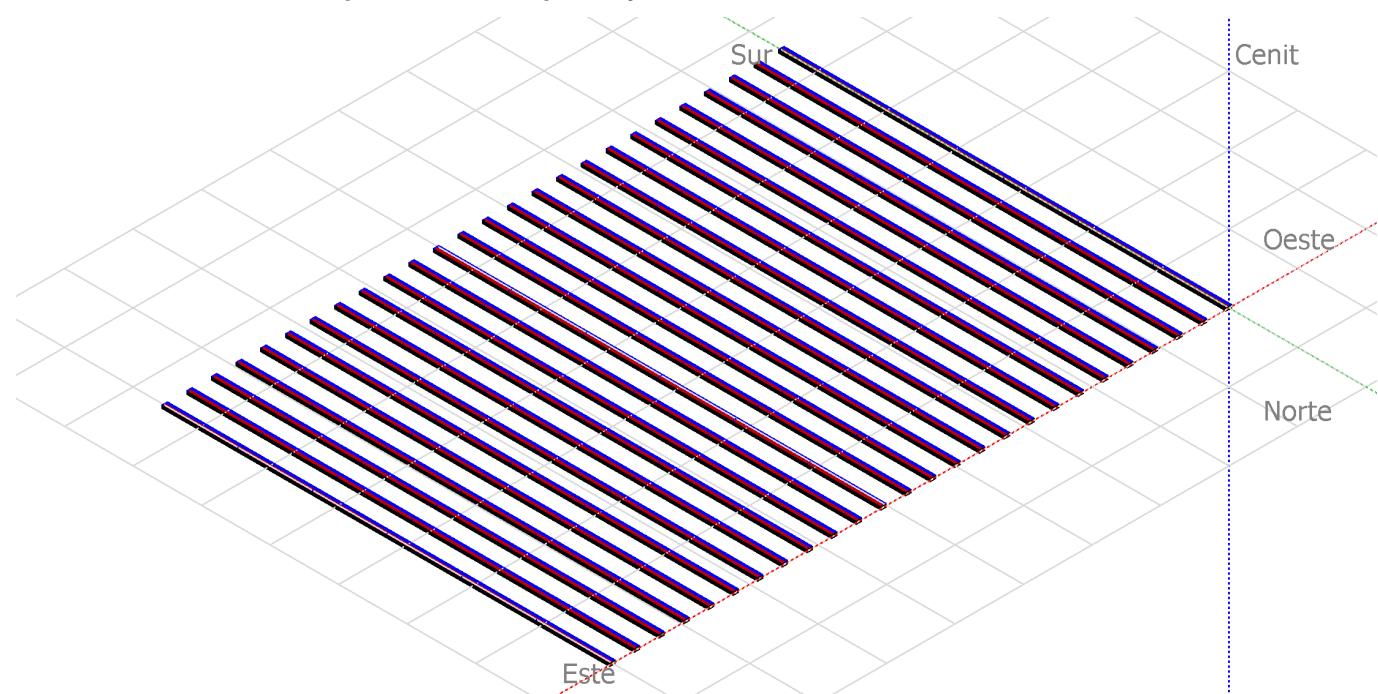
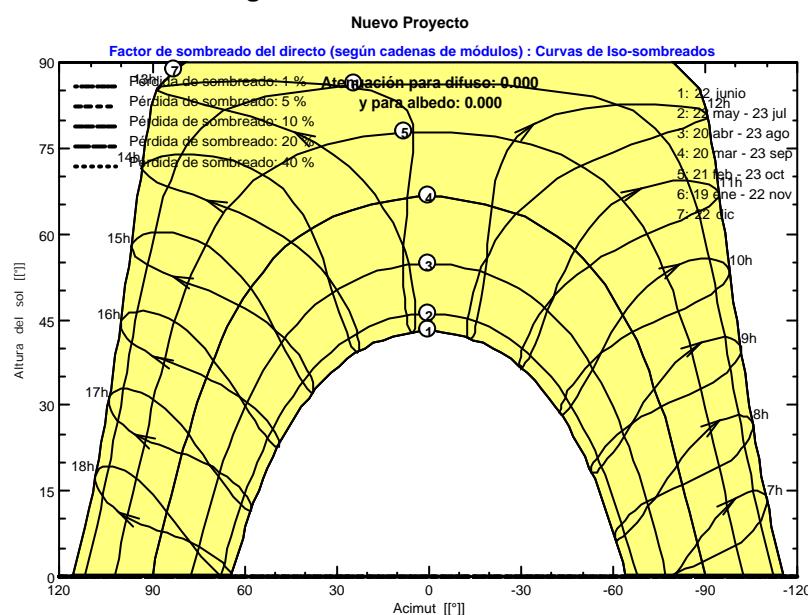


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

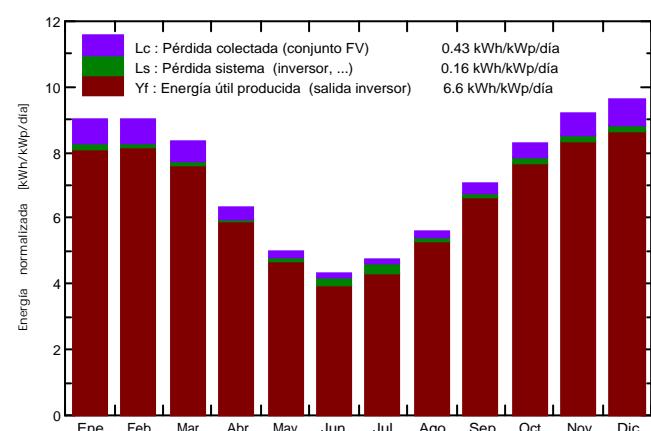
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	1828 kWp
Inversor	Modelo	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

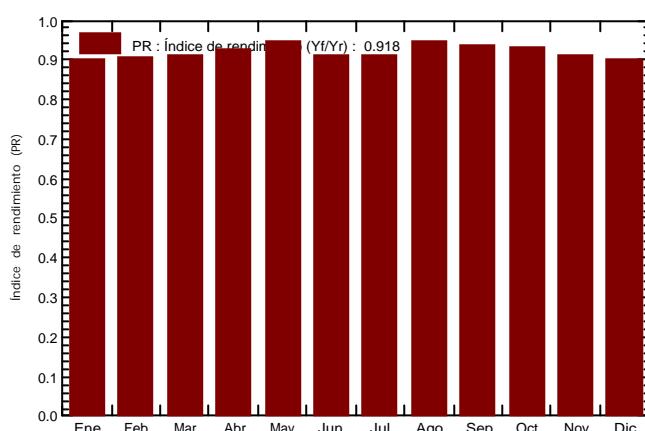
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	4403 MWh/año	Produc. específica	2409 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	91.80 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): **Potencia nominal 1828 kWp**



Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	216.9	87.30	20.20	279.1	267.7	467.9	458.9	0.899
Febrero	190.7	69.93	19.87	251.6	241.6	424.8	416.9	0.906
Marzo	190.7	58.93	18.91	258.0	247.7	438.7	430.3	0.912
Abril	142.8	49.02	16.63	190.3	182.1	328.9	322.6	0.928
Mayo	116.2	46.74	15.22	154.1	147.3	271.7	266.3	0.945
Junio	98.8	38.39	13.83	130.1	124.4	231.6	216.8	0.912
Julio	111.1	44.46	13.71	146.8	140.3	261.3	244.8	0.912
Agosto	132.6	54.62	13.89	173.0	165.4	306.9	299.4	0.947
Septiembre	158.4	61.92	14.21	212.0	203.0	370.0	363.2	0.937
Octubre	197.3	75.78	15.59	256.0	245.6	443.6	435.1	0.930
Noviembre	209.7	74.60	16.77	275.4	263.9	466.8	458.0	0.910
Diciembre	227.3	83.62	18.63	297.7	285.3	500.2	491.0	0.902
Año	1992.4	745.29	16.44	2624.0	2514.2	4512.4	4403.5	0.918

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
DiffHor Irradiación difusa horizontal
T_Amb T amb.
GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
E_Grid Energía inyectada en la red
PR Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

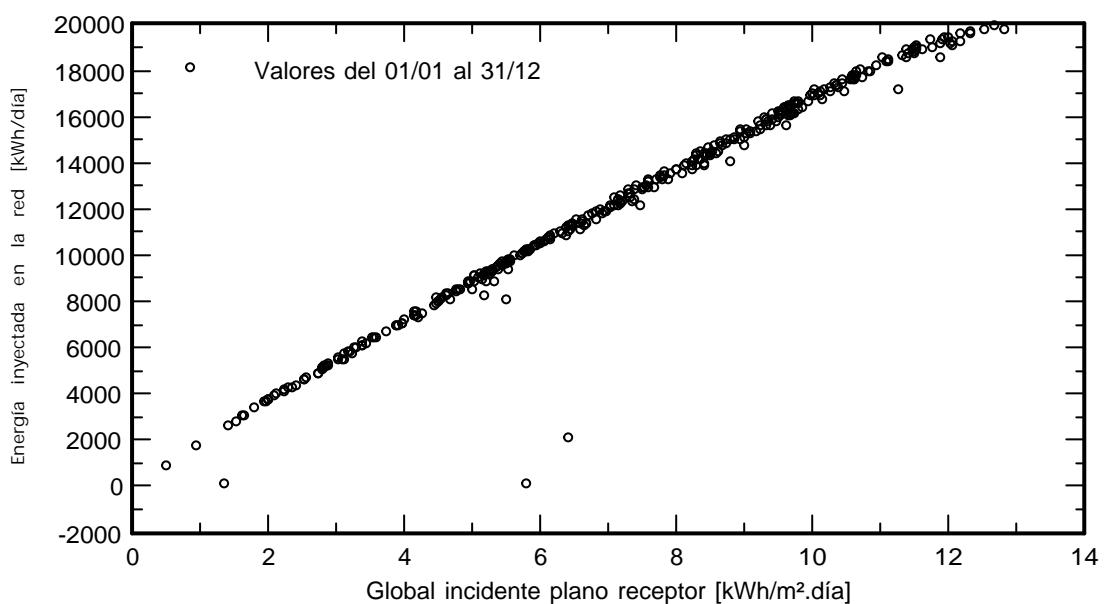
Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

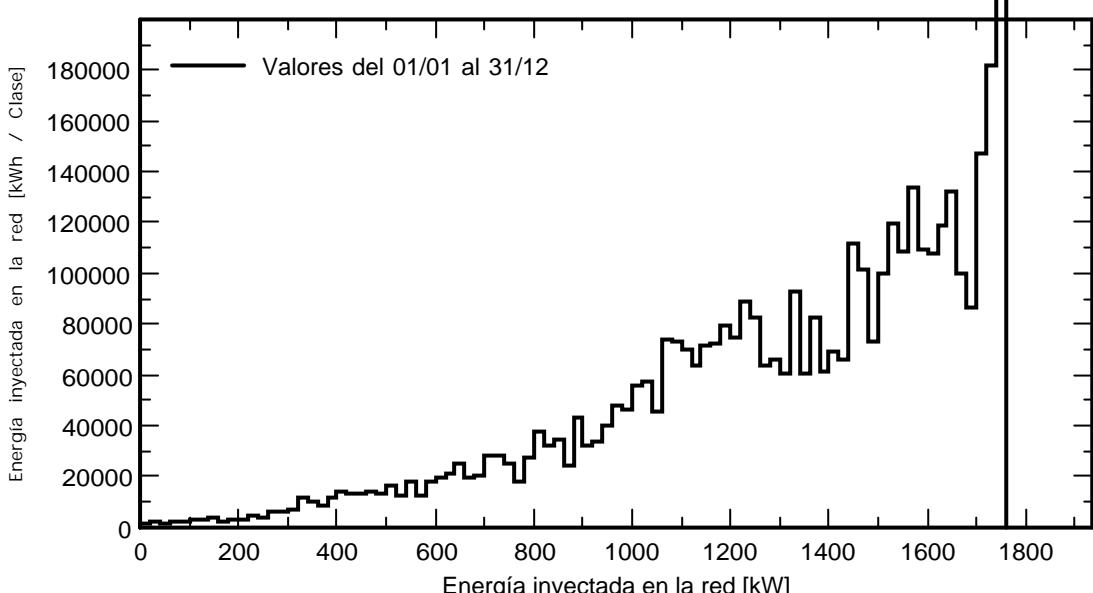
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %	
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	4108	Pnom total	1828 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

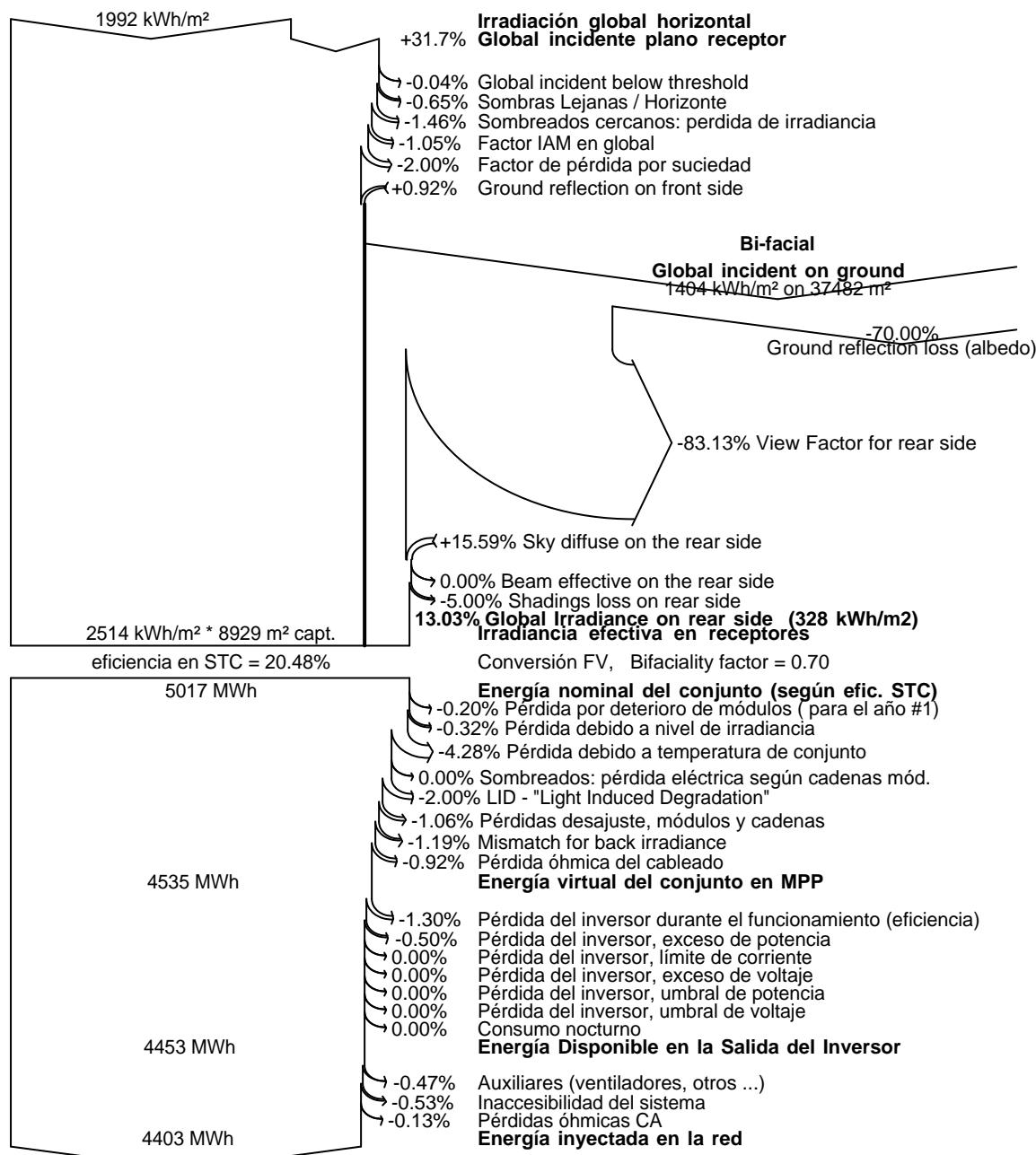
Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso	
Horizonte	Elevación Media	2.2°	
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4108	Pnom total 1828 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom 250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total 1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO 4: REPORTE PVSYST, ESTUDIO VARIANTE CON INVERSORES STRINGS Y PANEL
MONOCRISTALINO.

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Nuevo Proyecto

Sitio geográfico	Antofagasta		País	Chile
Ubicación	Latitud	-23.65° S	Longitud	-70.40° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-4	Altitud	26 m

Datos meteorológicos: **Antofagasta/Cerro** Meteonorm 7.2 (1991-2010) - Sintético

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 26/01/21 13h24
Simulación para la **1.º año de funcionamiento**

Parámetros de la simulación

Plano de seguimiento, eje inclinado	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Límites de rotación	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
	Fi mínimo	-55°	Fi máximo	55°

Tracking algorithm Astronomic calculation

Estrategia "Retroceso"

Número de helióstatos	26	Conjunto en cobertizos simple	
Separación helióstatos	8.00 m	Ancho receptor	3.17 m
Banda inactiva	Izquierda 0.02 m	Derecha	0.02 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi +/-66,2°	F. de ocup. del suelo (GCR)	39.7 %

Modelos empleados

Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm

Horizonte

Elevación Media 2.2°

Sombreados cercanos

Sombreado lineal

Necesidades del usuario :

Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Canadian Solar Inc.	
Número de módulos FV		En serie	28 módulos	En paralelo 156 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	4368	Pnom unitaria 420 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	1835 kWp	En cond. de funciona. 1665 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	996 V	I mpp 1671 A
Superficie total		Superficie módulos	9650 m²	Superficie célula 8668 m ²

Inversor

Inversor		Modelo	SG250HX	
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Sungrow	
Características	Voltaje de funcionam.	600-1500 V	Pnom unitaria	250 kWac

Paquete de inversores	Núm. de inversores	7 unidades	Potencia total	1750 kWac
			Relación Pnom	1.05

Factores de pérdida del conjunto FV

Suciedad del conjunto			Fracción de pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	6.6 mOhm	Fracción de pérdidas	1.0 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje	0.5 V	Fracción de pérdidas	0.0 % en STC

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

LID - "Light Induced Degradation"		Fracción de pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de pérdidas	0.0 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos		Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas		Fracción de pérdidas	0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm. 1	Factor de pérdidas	0.4 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp 0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp	0.4 %/año
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado			

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.990	0.930	0.740	0.000

Factores de pérdida del sistema

Pérdida óhmica en el Cableado	Conductores: 3x2000.0 mm ²	65 m	Fracción de pérdidas	0.2 % en STC
Indisponibilidad del sistema		2.9 días, 3 períodos	Fracción de tiempo	0.8 %
Pérdidas auxiliares	Constante (ventiladores)	5.00 kW	... del umbral de potencia	0.0 kW

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

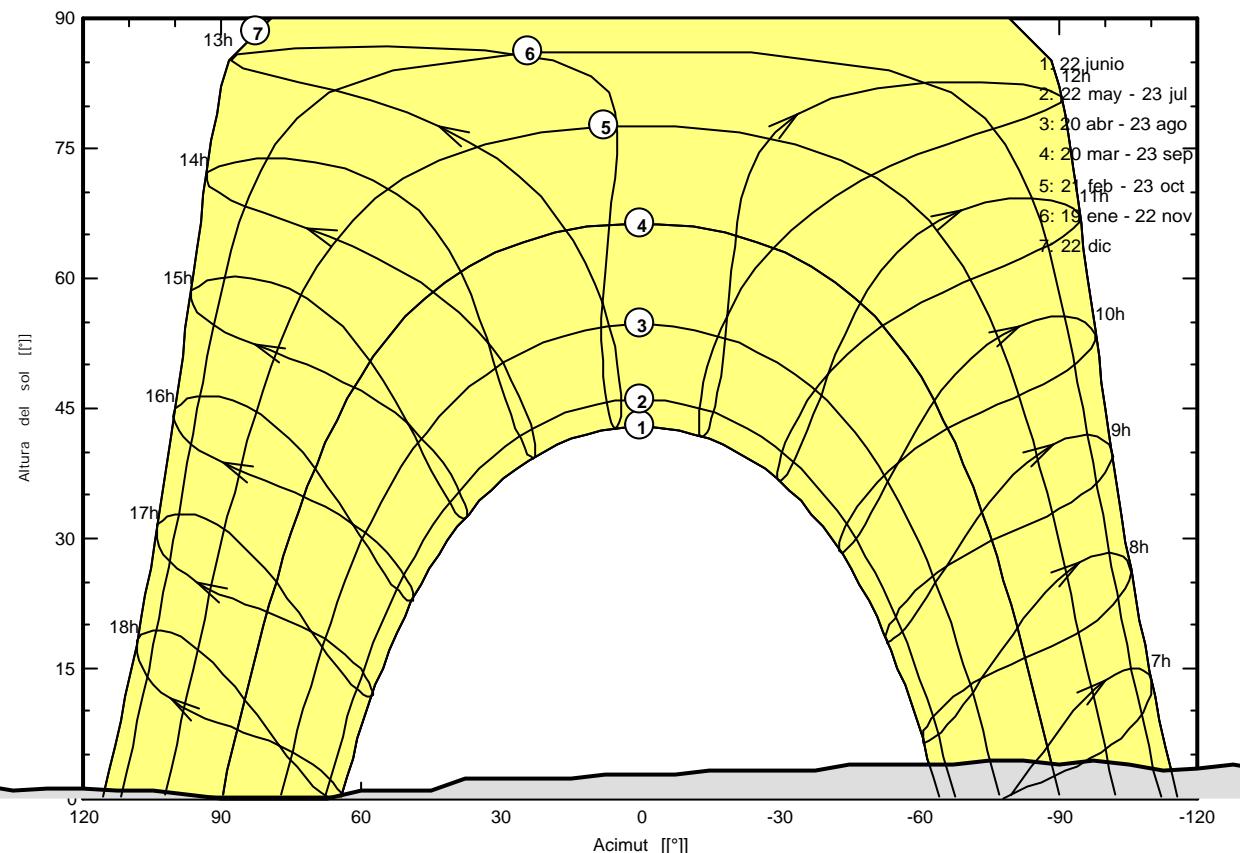
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Horizonte	Elevación Media	2.2°	Factor Difuso	1.00
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.96

Altura [°]	1.9	1.9	2.3	2.3	3.1	3.8	3.4	3.1	3.8	4.2	3.8	4.2	4.2
Acimut [°]	-180	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Altura [°]	3.8	3.8	3.1	3.1	2.7	2.7	2.7	2.3	2.3	0.8	0.8	0.0	0.0
Acimut [°]	-68	-45	-38	-15	-8	0	8	15	38	45	60	68	90
Altura [°]	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	1.5	1.5	1.1	1.5	1.5		
Acimut [°]	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173		

Horizon from PVGIS website API, Lat=-26°52'33", Long=-70°48'52", Alt=52m



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso			
Horizonte	Elevación Media	2.2°			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal				
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°	
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp	
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac	
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	1750 kW ac	
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)				

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

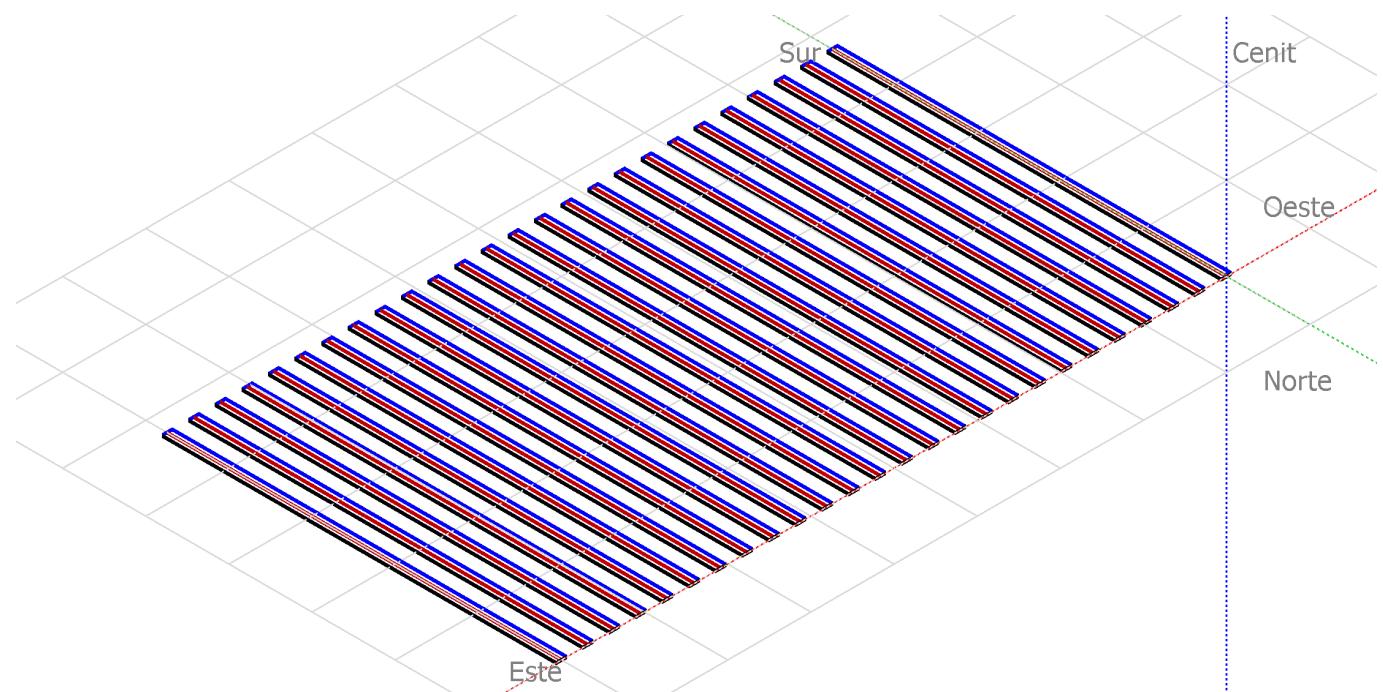
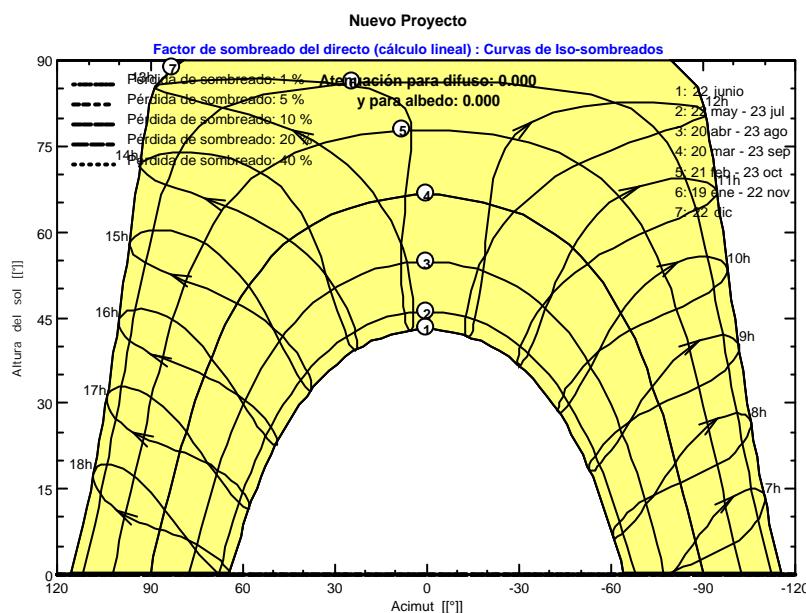


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

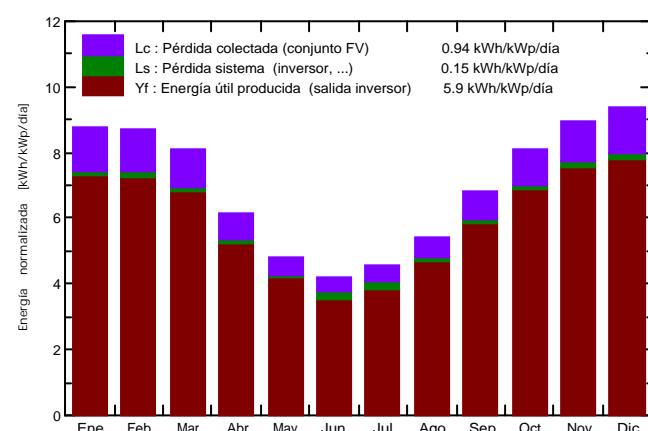
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

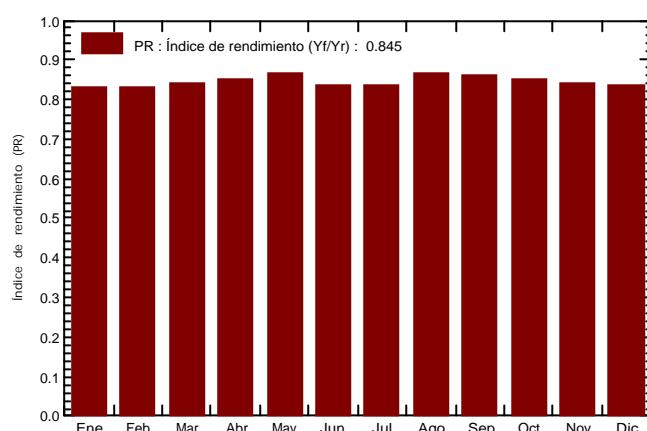
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	3953 MWh/año	Produc. específica	2155 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	84.49 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1835 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	216.9	87.30	20.20	272.1	257.7	422.3	414.3	0.830
Febrero	190.7	69.93	19.87	244.0	231.3	380.0	372.9	0.833
Marzo	190.7	58.93	18.91	250.8	238.1	393.9	386.5	0.840
Abrial	142.8	49.02	16.63	184.2	174.5	293.9	288.2	0.853
Mayo	116.2	46.74	15.22	149.9	141.6	243.1	238.2	0.866
Junio	98.8	38.39	13.83	126.6	119.8	207.9	194.4	0.837
Julio	111.1	44.46	13.71	141.8	133.9	232.4	217.6	0.836
Agosto	132.6	54.62	13.89	167.8	158.5	273.4	266.7	0.866
Septiembre	158.4	61.92	14.21	204.1	193.0	328.8	322.8	0.862
Octubre	197.3	75.78	15.59	249.9	236.9	398.8	391.1	0.853
Noviembre	209.7	74.60	16.77	269.0	254.9	423.7	415.8	0.842
Diciembre	227.3	83.62	18.63	290.2	274.8	453.0	444.6	0.835
Año	1992.4	745.29	16.44	2550.5	2415.2	4051.2	3953.1	0.845

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
DiffHor Irradiación difusa horizontal
T_Amb T amb.
GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
E_Grid Energía inyectada en la red
PR Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

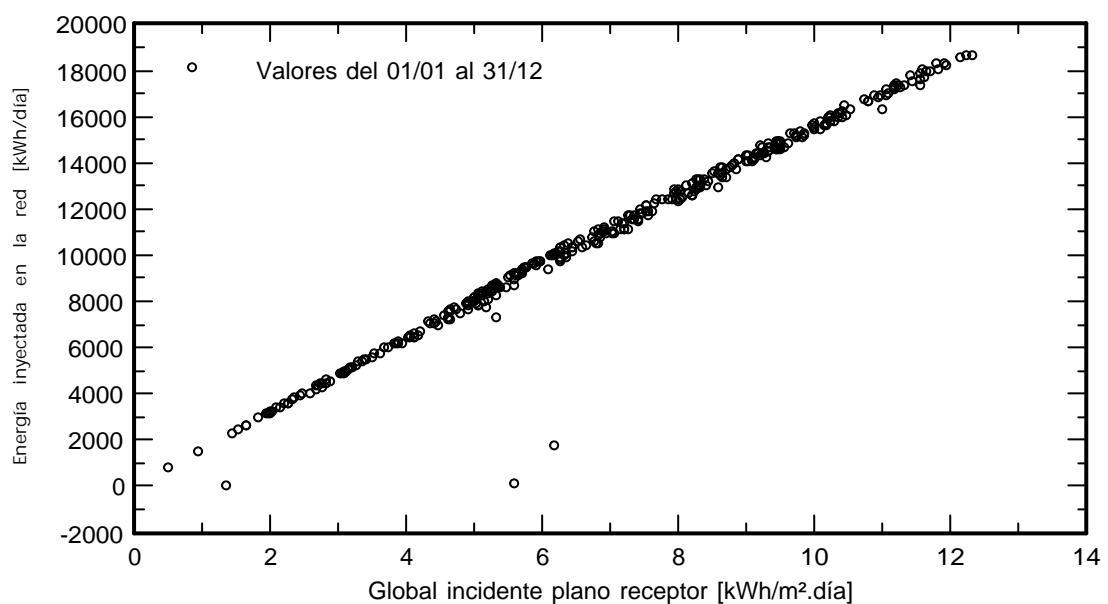
Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

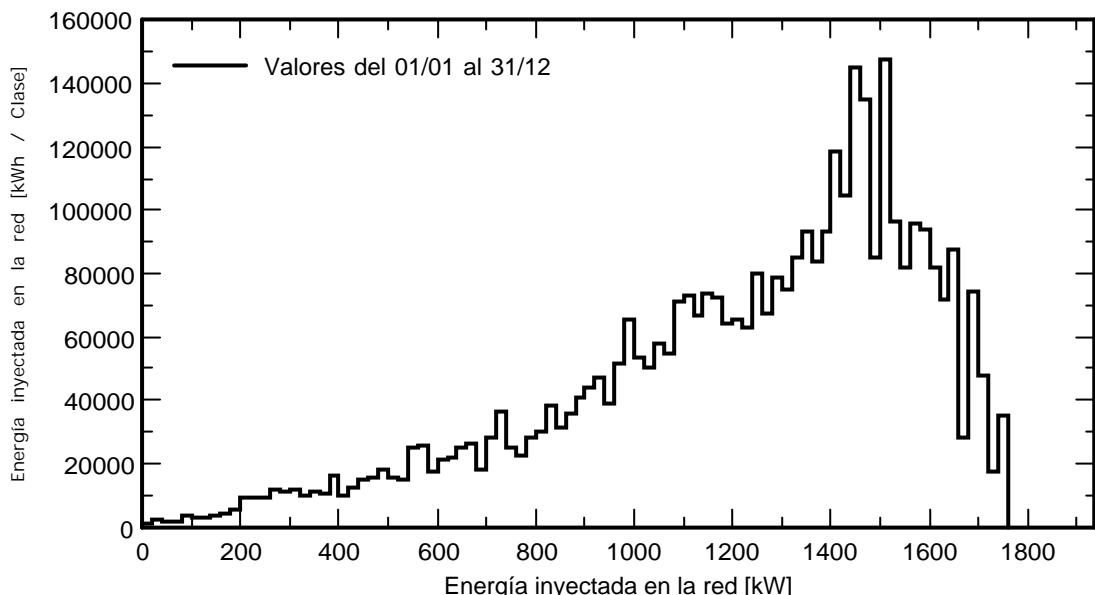
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campo	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

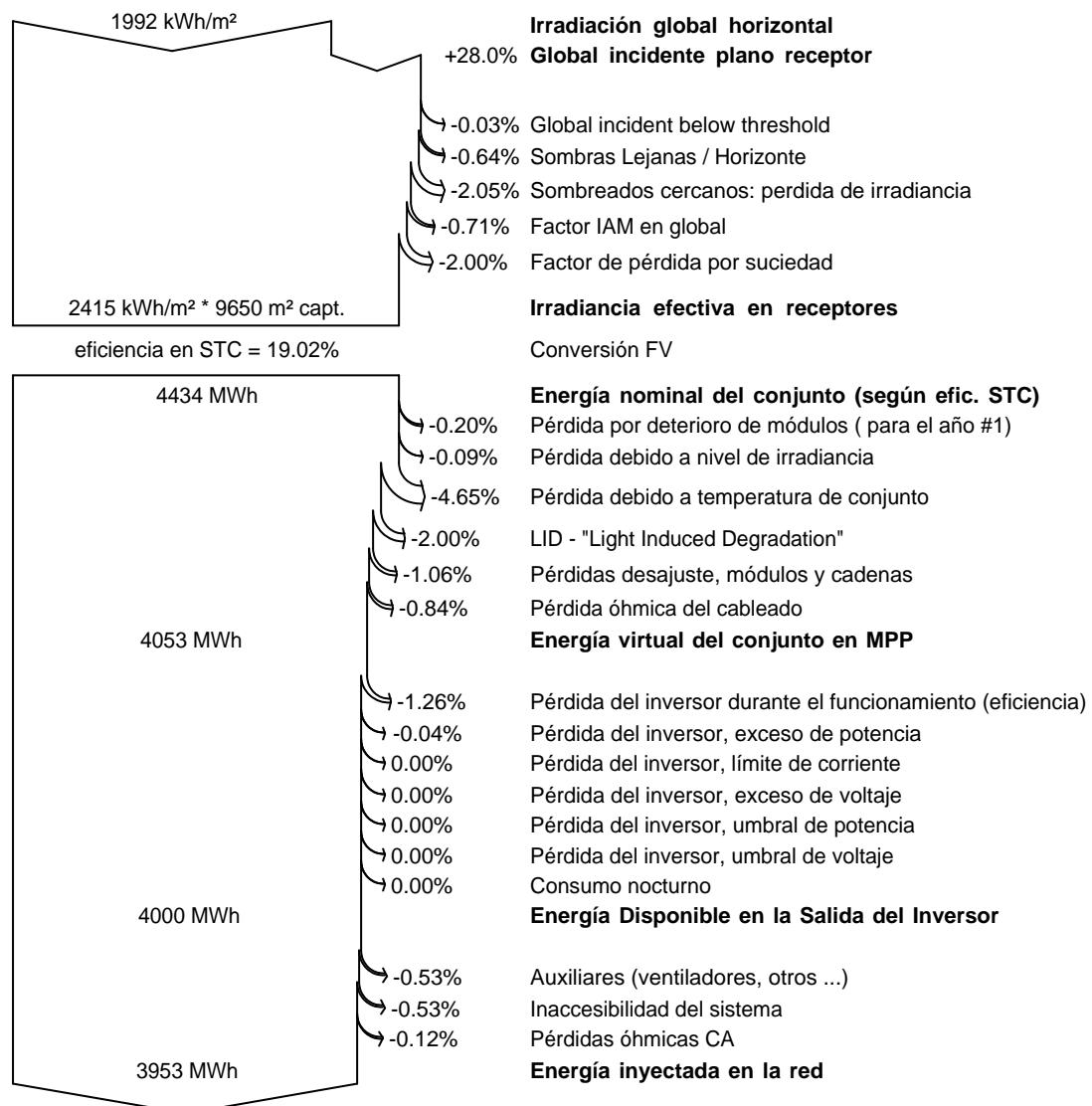
Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campo solar	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	4368	Pnom total	1835 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	7.0	Pnom total	1750 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

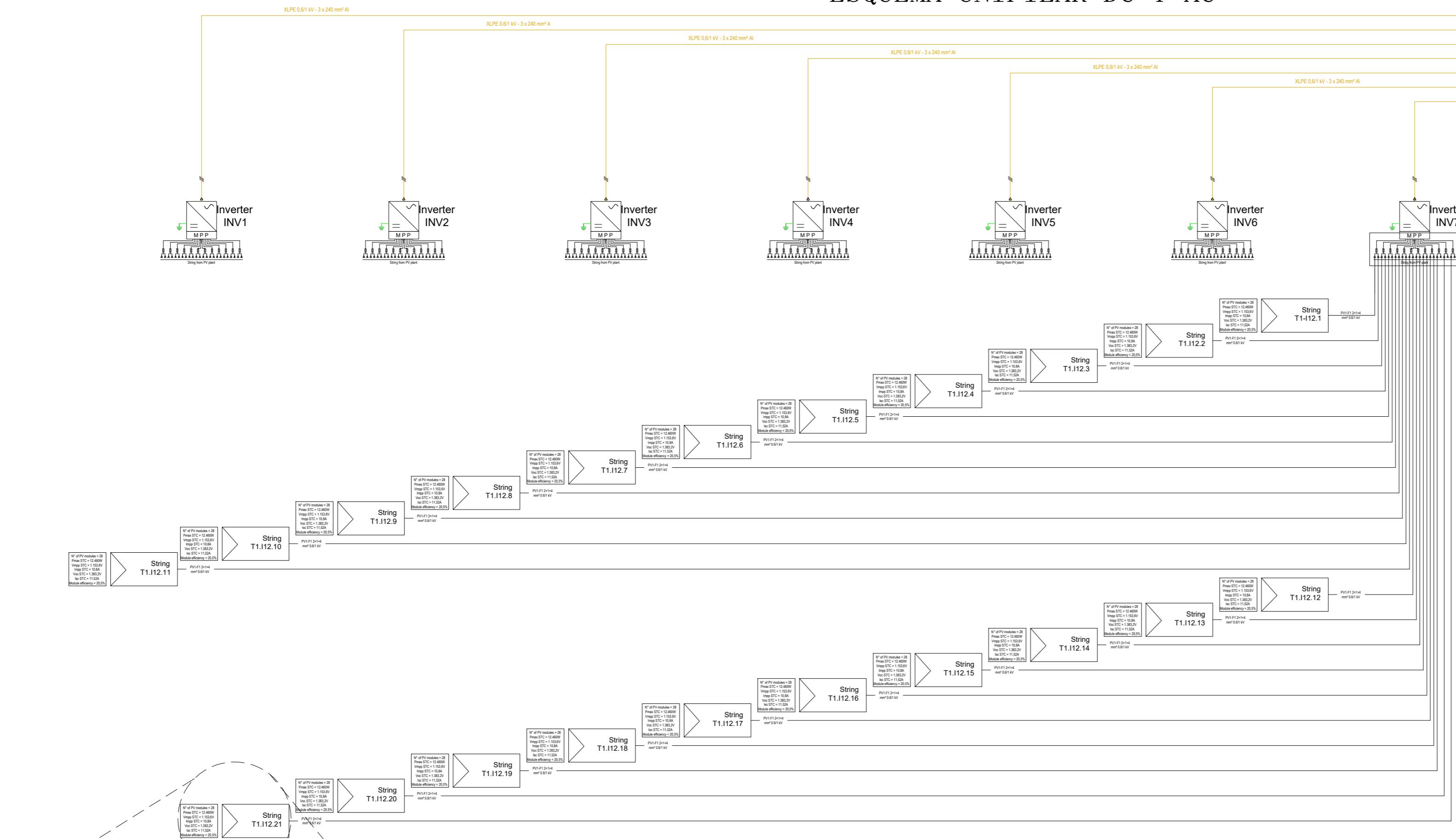
Diagrama de pérdida durante todo el año



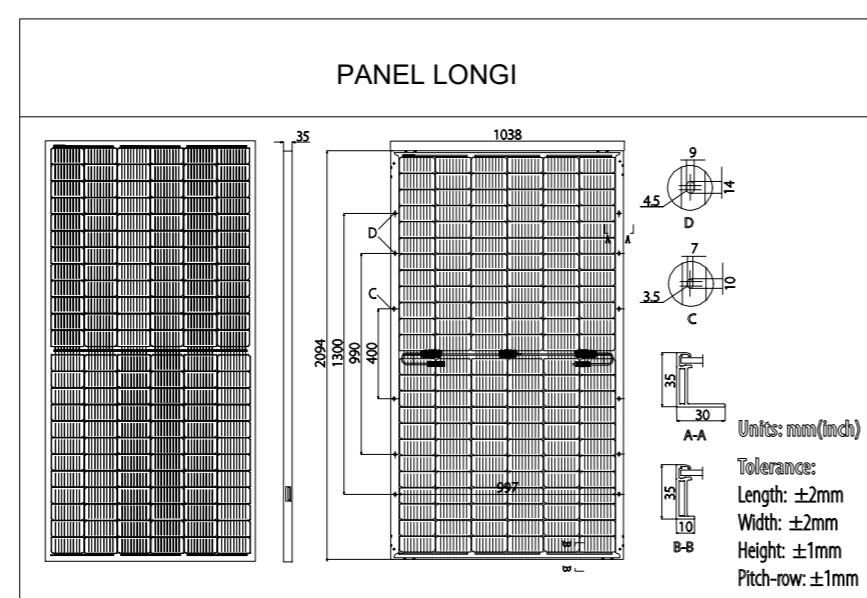
ANEXO 5: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN.

ESQUEMA UNIFILAR DC Y AC

SALA ELÉCTRICA



Nº of PV modules = 28
Pmax STC = 12.460W
Vmpp STC = 1.153,6V
Impp STC = 10,8A
Voc STC = 1.383,2V
Isc STC = 11,52A
Module efficiency = 20,5%

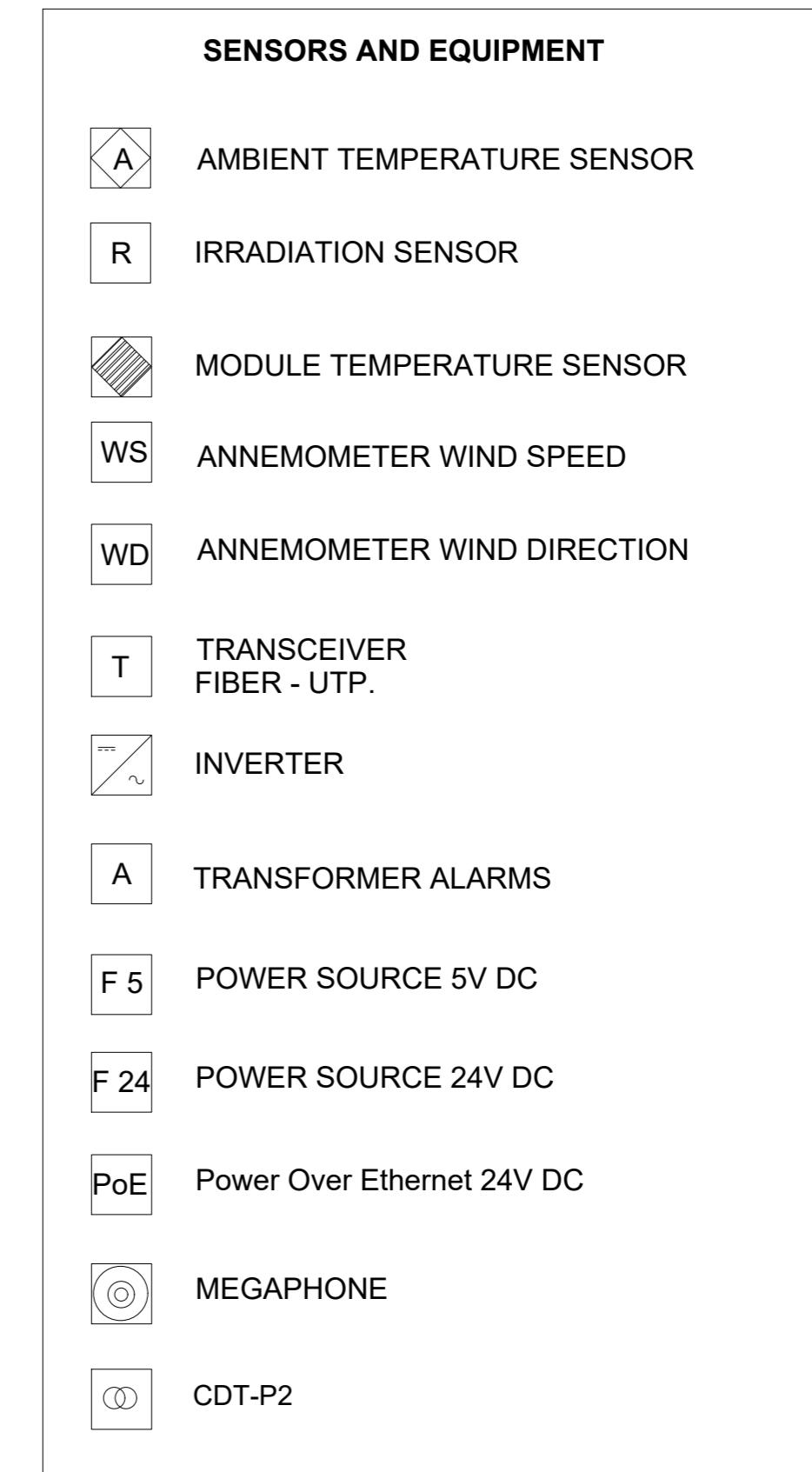
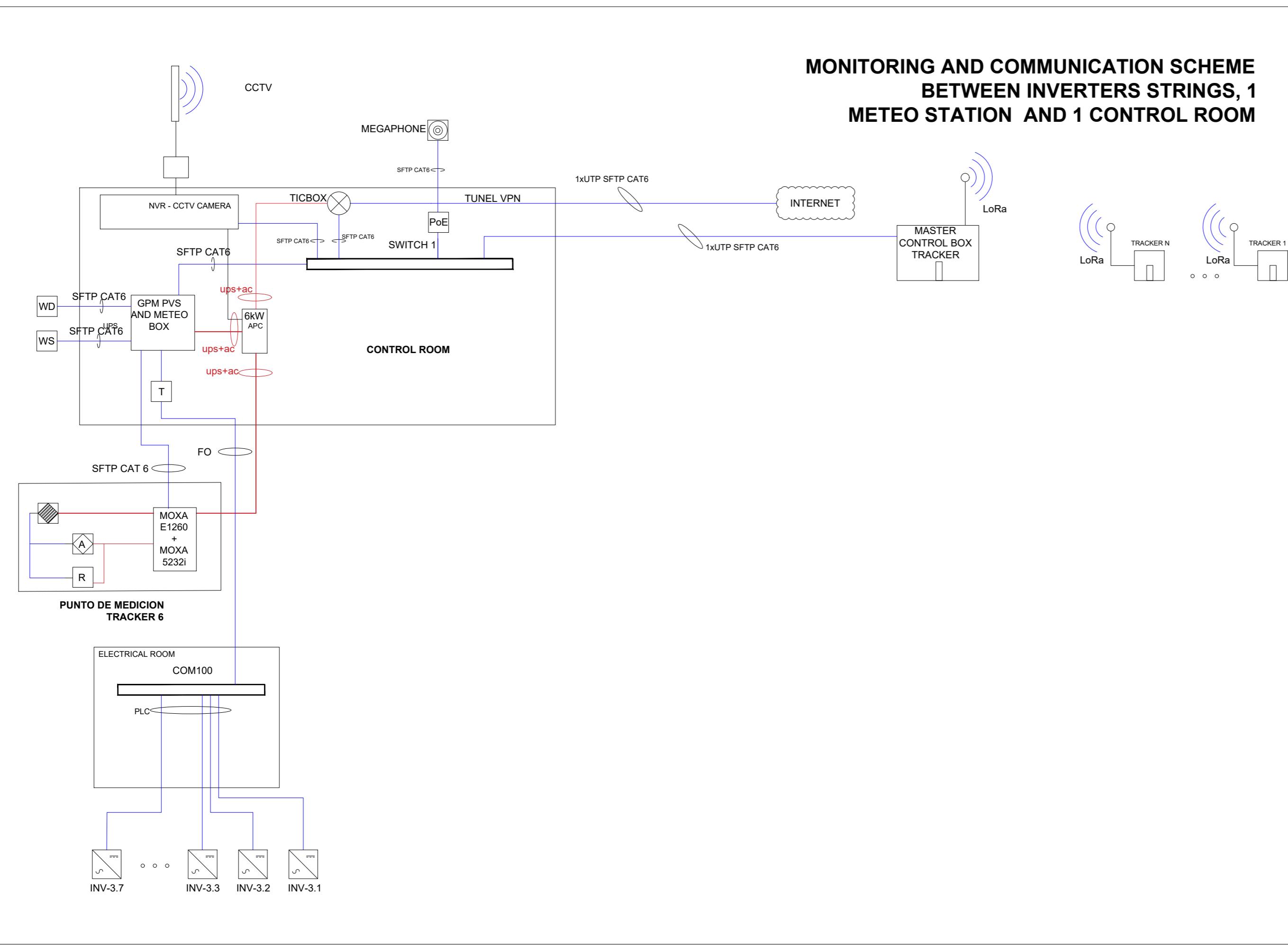


PLANTA GNA RESUMEN TÉCNICO	
MÓDULO SOLAR	
Manufacturer	LONGI
Model / Type	LR4-72HBD 445M
Power (Wp)	445
Total Quantity	4.116
Total DC Power (Wp)	1.831.620
STRINGS	
Total Strings Quantity	147
Modules x String	28
INVERTER	
Manufacturer / Model	SG 250HX
Power per Inverter (kVA)	225
Active Power per Inverter (kW)	225
Total Quantity	7
Strings per Inverter	21
TRACKER	
Model / Type	1 Axis HZ Tracker
Configuration	1V (Portrait)
Pitch	6 m
Collector Width	2.094 m
Tracker types	-
PV PLANT POWER	
Total AC Power (kW)	1.575
Total DC Power(Wp)	1.831.620
DC/AC Ratio	1,163

0B	Emisión	12/02/2021	VCS	DS	
0A	Emisión	12/01/2021	VCS	DS	
REV	DESCRIPCIÓN	FECHA	DISEÑÓ	REVISÓ	APROBÓ
LIST OF REVISIONS					
PROPIETARIO GRUPO NORTE ÁRIDO (GNA)		TITULO: Unifilar BT - CA y CC			
					
DISCIPLINA: Ingeniería Básica					
PREFACTIBILIDAD TÉCNICA TCI- GECOMP		UBICACIÓN: Región de Antofagasta, Chile			
PROYECTO: Planta GNA (1.70MW)					
FORMATO	PAGINA	ESCALA	REVISIÓN		
A2	8 de 10	N/A	OB		

ANEXO 6: DIAGRAMA SCADA.

MONITORING AND COMMUNICATION SCHEME BETWEEN INVERTERS STRINGS, 1 METEO STATION AND 1 CONTROL ROOM



0B	Emisión	12/02/2021	VCS	DS	
0A	Emisión	12/01/2021	VCS	DS	
REV	DESCRIPCIÓN	FECHA	DISEÑÓ	REVISÓ	APROBÓ
LIST OF REVISIONS					
PROPIETARIO GRUPO NORTE ÁRIDO (GNA)			TITULO: ESQUEMA SCADA		
			DISCIPLINA: Ingeniería Básica		
PREFACTIBILIDAD TÉCNICA TCI- GECOMP ARIEMA			UBICACIÓN: Región de Antofagasta, Chile		
			PROYECTO: Planta GNA (1.70MW)		
FORMATO	PAGINA	ESCALA	REVISIÓN		
A2	10 de 10	N/A	OB		

8 REFERENCIAS

- Abd Ali, Z. D., Allami, S., & Jwad, B. H. (2018). Ammonia as Hydrogen Storage Media, Sustainable Method to Hydrogen Evolution. *Journal of Physics: Conference Series*, 1032(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1032/1/012062>
- Agranat, V., Zhubrin, S., Maria, A., Hinatsu, J., Stemp, M., & Kawaji, M. (n.d.). *an Integrated Gas-Liquid Flow Analyser and Its Applications To Performance Predictions in Water Electrolysis Systems*.
- Böhm, M. (2017). *International Conference “The renewable hydrogen, new opportunities for Chile” Applications in Mining, Transport and Energy*.
- Buttler, A., & Spleiethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(February 2017), 2440–2454. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>
- Chen, P., & Hu, X. (2020). High-Efficiency Anion Exchange Membrane Water Electrolysis Employing Non-Noble Metal Catalysts. *Advanced Energy Materials*, 10(39), 1–6. <https://doi.org/10.1002/aenm.202002285>
- Chilean Solar Committee. (2019). *Hydrogen Valleys - CHILE Mission Innovation Workshop 26-27 March*. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/204-MI_Antwerp-H2_Valleys-Chile.pdf
- CORFO. (2017). *Adaptación De La Operación De Equipos Móviles Mineros De Diésel a Hidrógeno Mediante Celdas De Combustibles*. 1–18.
- David, M., Ocampo-Martínez, C., & Sánchez-Peña, R. (2019). Advances in alkaline water electrolyzers: A review. *Journal of Energy Storage*, 23(August 2018), 392–403. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.001>
- David, M., Ocampo-Martínez, C., & Sánchez-Peña, R. (2019). Advances in alkaline water electrolyzers: A review. *Journal of Energy Storage*, 23(August 2018), 392–403. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.001>
- Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (n.d.). *H₂ Applications Benchmarking in Chile*.
- Eichman, J., Harrison, K., Peters, M., Eichman, J., Harrison, K., & Peters, M. (2014). Novel Electrolyzer Applications : Providing More Than Just Hydrogen Novel Electrolyzer Applications : Providing More Than Just Hydrogen. *NREL Report, September*, 1–24. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61758.pdf>

- Gras, J. M., & Spiteri, P. (1993). Corrosion of stainless steels and nickel-based alloys for alkaline water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 18(7), 561–566. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(93\)90175-A](https://doi.org/10.1016/0360-3199(93)90175-A)
- Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., & Kolb, T. (2016). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, 85, 1371–1390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>
- Holladay, J. D., Hu, J., King, D. L., & Wang, Y. (2009). An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, 139(4), 244–260. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2008.08.039>
- IEA. (2019). The Future of Hydrogen. *The Future of Hydrogen*, June. <https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en>
- IRENA. (2019). Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. In *International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi*. <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>
- IRENA. (2018). *Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition* (Issue September). www.irena.org
- IRENA, I. R. E. A. (2019). Hydrogen : a Renewable Energy Perspective - Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. In *Irena* (Issue September).
- Jeria, T. E. B. (2018). *Green Hydrogen from Chile IRENA Innovation Week 2018*.
- Kuleshov, V. N., Kuleshov, N. V., & Kurochkin, S. V. (2020). High Efficiency Electrodes for Alkaline Electrolysis of Water. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 93(8), 1146–1151. <https://doi.org/10.1134/S1070427220080066>
- Leng, Y., Chen, G., Mendoza, A. J., Tighe, T. B., Hickner, M. A., & Wang, C. Y. (2012). Solid-state water electrolysis with an alkaline membrane. *Journal of the American Chemical Society*, 134(22), 9054–9057. <https://doi.org/10.1021/ja302439z>
- Li, D., Park, E. J., Zhu, W., Shi, Q., Zhou, Y., Tian, H., Lin, Y., Serov, A., Zulevi, B., Baca, E. D., Fujimoto, C., Chung, H. T., & Kim, Y. S. (2020). Highly quaternized polystyrene ionomers for high performance anion exchange membrane water electrolyzers. *Nature Energy*, 5(5), 378–385. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0577-x>
- Liguori, S., Kian, K., Buggy, N., Anzelmo, B. H., & Wilcox, J. (2020). Opportunities and Challenges of Low-Carbon Hydrogen via Metallic Membranes. *Progress in Energy and Combustion Science*, 80. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2020.100851>

Ministerio de Energía de Chile. (2015). *Política Energética: Magallanes y Antártica Chilena*.

Liu, Z., Sajjad, S. D., Gao, Y., Yang, H., Kaczur, J. J., & Masel, R. I. (2017). The effect of membrane on an alkaline water electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(50), 29661–29665. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.050>

Ministerio de Energía, G. (2020). *Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno*. 171.

Ministerio de Industria y Energía Uruguay. (2020). *Proyecto Verne Producción de Hidrógeno Verde y su uso en Vehículos Pesados*.

Holladay, J. D., Hu, J., King, D. L., & Wang, Y. (2009). An overview of hydrogen production technologies. *Catalysis Today*, 139(4), 244–260. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2008.08.039>

Navarro, R. M., Guil, R., & Fierro, J. L. G. (2015). Introduction to hydrogen production. *Compendium of Hydrogen Energy*, 21–61. <https://doi.org/10.1016/b978-1-78242-361-4.00002-9>

Niermann, M., Drünert, S., Kaltschmitt, M., & Bonhoff, K. (2019). Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)-techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. *Energy and Environmental Science*, 12(1), 290–307. <https://doi.org/10.1039/c8ee02700e>

Olivet, B. (2014). *Informe: Medio Ambiente Y Energía En Uruguay*. 108.

Phillips, R., & Dunnill, C. W. (2016). Zero gap alkaline electrolysis cell design for renewable energy storage as hydrogen gas. *RSC Advances*, 6(102), 100643–100651. <https://doi.org/10.1039/c6ra22242k>

Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, D. G. für I. Z. (GIZ) G. (2018). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. 135. <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/07/23185348/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>

Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442–454. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>

Ruth, M., Mayyas, A., & Mann, M. (2017). Manufacturing Competitiveness Analysis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. *Fuel Cell Seminar and Energy Exposition*, 5–11. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1550788>.

Rykær, M. (2017). *Alkaline membrane water electrolysis with non-noble catalysts*.

- Smolinka, T. (2014). Water Electrolysis: Status and Potential for Development. *Joint NOW GmbH – FCH JU*, 26. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/2_Water_Electrolysis_Status_and_Potential_for_Development.pdf
- Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., & Palzer, A. (2018). Industrialisation of water electrolysis in Germany: Opportunities and challenges for sustainable hydrogen for transport, electricity and heat. Fraunhofer Institute for Manufacturing Engineering and Automation.
- Tiktak, W. J. (2019). *Heat Management of PEM Electrolysis*. <http://resolver.tudelft.nl/uuid:c046820a-72bc-4f05-b72d-e60a3ecb8c89>
- Sunde, S. (2012). Water electrolysis technology – concepts and performance. *Sushgen Spring School, "Fuel Cells and Hydrogen Technology"*, NTNU.
- Valente, A., Iribarren, D., & Dufour, J. (2019). End of life of fuel cells and hydrogen products: From technologies to strategies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(38), 20965–20977. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.110>
- Tractebel-Engie. (2018). *Opportunities for the development of a solar hydrogen industry in the regions of Antofagasta and Atacama: Innovations for 100% renewable energy system*.
- Yakdehige, S. K. D. S. (2017). *Design of an Alkaline Electrolysis Stack*. August. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.14351.12964>
- Vincent, I., & Bessarabov, D. (2018). Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(August 2016), 1690–1704. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.258>
- Vinod Kanna, I., Vasudevan, A., & Subramani, K. (2020). Internal combustion engine efficiency enhancer by using hydrogen. *International Journal of Ambient Energy*, 41(2), 237–240. <https://doi.org/10.1080/01430750.2018.1456961>
- Water for hydrogen generators. Merck Millipore. Available at: <https://www.merckmillipore.com/ES/es/water-purification/learning-centers/applications/lab-equipment/hydrogen-generators/water-impact/SWmb.qB.Y8MAAAFAB0wQWTtF,nav?ReferrerURL=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F>
- Yde, L., Kjartansdóttir, C. K., Allebrod, F., Morgensen, M. B., Møller, P., Hilbert, L. R., & Dierking, A. (2013). *2nd Generation Alkaline Electrolysis*. March, 1–72. http://orbit.dtu.dk/files/56752020/2nd_Generation_Alkaline_Electrolysis.pdf