



Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para las entidades Aguas CAP y Energías de la Patagonia y Aysén SpA.

30 de abril de 2021

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 Schröder

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: 978-956-8066-37-6. Primera edición digital: abril 2021

Título: Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para las entidades Aguas CAP y Energías de la Patagonia y Aysén SpA.
Autor(es): GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.L, y TCI Gecomp SpA
Revisión y modificación: José Fuster Justiniano, Rodrigo Vásquez Torres, Pablo Tello Guerra
Edición: Pablo Tello Guerra.
Santiago de Chile, 2021.
154 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	11
2	Estudio de prefactibilidad solar	12
2.1	Localización del proyecto	12
2.1.1	Esquema del proceso de transformación energética	13
2.2	Antecedentes del proyecto	13
2.2.1	Topografía	13
2.2.2	Datos de Radiación y Meteorológicos	13
2.2.3	Estudio hidrológico	13
2.2.4	Análisis geotécnico	14
2.2.5	Análisis de sombras y perfil de obstáculos	14
2.2.6	Análisis del recurso solar	16
2.2.7	Capacidad máxima instalable	18
2.3	Parámetros pvsyst.	19
2.3.1	Albedo	19
2.3.2	Pérdidas por sombras	20
2.3.3	Pérdida por polvo	21
2.3.4	Pérdida o ganancia por calidad del módulo	21
2.3.5	Pérdida LID (módulos cristalinos)	21
2.3.6	Pérdidas por Mismatch	21
2.3.7	Pérdida CC	21
2.3.8	Pérdidas del Inversor	21
2.3.9	Pérdidas CA y MT	21
2.3.10	Pérdida por servicios auxiliares	21
2.3.11	Pérdida en transformadores	21
2.3.12	Limitación de Potencia Activa	21
2.3.13	Factor de Potencia	22
2.3.14	Disponibilidad	22
2.3.15	Factor de Bifacialidad	22
2.3.16	Radiación global incidente en el suelo	22
2.3.17	Pérdida por reflexión del suelo (albedo)	22
2.3.18	Factor de forma trasero	22
2.3.19	Difusa trasera	22
2.3.20	Sombras traseras	22
2.3.21	Radiación global trasera	22

2.4	Resultados de Generación Anual de Energía	22
2.5	Descripción técnica del proyecto	24
2.5.1	Sistema generador - módulos fotovoltaicos	24
2.5.2	Estructura soporte con seguimiento solar	28
2.6	Elección de inversor y distribución eléctrica de los módulos	31
2.6.1	Sistema de conversión de potencia	31
2.6.2	CUADROS DE CAMPO Y ELÉCTRICOS EN CORRIENTE CONTINUA	34
2.6.3	Protecciones en CC y CA.....	34
2.6.4	Cableado.....	35
2.6.5	Puesta a tierra	35
2.6.6	Interconexión a la red eléctrica.....	35
2.7	Plan de mantenimiento y operación.....	36
2.7.1	Monitorización y equipos de medida.....	36
2.7.2	Edificaciones, canalizaciones y obra civil	36
3	Estudio de prefactibilidad electrólisis	37
3.1	Reseña comparativa de aspectos relevantes de las diferentes tecnologías de hidrógeno	37
3.1.1	Tipos de electrolizadores	40
3.1.2	Comparativa de la tecnología de electrólisis alcalina y PEM	47
3.1.3	Listado de los principales proveedores a nivel mundial de electrólisis	58
3.2	Estudio de recurso hídrico disponible y evaluación y selección de tecnología de desalinizado adecuada.	60
3.2.1	Análisis del recurso hídrico.....	60
3.2.2	Tecnología de desalinizado	61
3.3	Reseña comparativa de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. .	62
3.3.1	Almacenamiento gaseoso	62
3.3.2	Almacenamiento líquido	63
3.3.3	Amoníaco	64
3.3.4	Líquidos orgánicos.....	65
3.3.5	Almacenamiento de hidrógeno con hidruros metálicos (almacenamiento químico) 66	
3.4	Selección de la tecnología óptima, potencia requerida y características clave.....	66
3.5	Identificación de componentes de Balance of Plant. Diseño conceptual de unidades de proceso y auxiliares de una instalación de electrólisis.	68
3.5.1	Electrolizador.....	70
3.5.2	Refrigeración del electrolizador	72
3.5.3	Sistema de compresión	73

3.5.4	Almacenamiento	74
3.6	Obra civil, eléctrica y de control necesaria para la instalación del electrolizador	75
3.6.1	Clasificación del emplazamiento	76
3.7	Dimensionamiento de rechazos generados en el proceso de electrólisis	76
3.7.1	Oxígeno como subproducto	76
3.7.2	Calor	77
3.7.3	Agua de rechazo	78
4	Integración energética: electrólisis-solar FV	78
4.1	Análisis de acoplamiento entre la tecnología fotovoltaica y electrólisis	78
4.2	Optimización de la producción de hidrógeno	82
4.3	Dimensionamiento del almacenamiento	84
4.4	Layout aproximado de electrólisis	86
4.5	Layout completo de la instalación	87
5	Análisis del sector y viabilidad.....	87
5.1	Identificación de proyectos de referencia	87
5.2	Desglose de precios de CAPEX.	90
5.2.1	Cotizaciones recibidas	90
5.2.2	Selección de la cotización para el estudio económico	91
5.2.3	Presuntos del análisis económico	91
5.2.4	Aproximación técnica a partir de datos de fabricante	94
5.2.5	Desglose de CAPEX	95
5.3	Estudio de costes operativos y LCOH	97
5.3.1	Costes operativos	97
5.3.2	LCOH.....	99
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....	114
	Anexo 3: Reporte PVSyst. Estudio variante con inversores strings y panel bifacial.	123
	Anexo 4: Reporte PVSyst. Estudio variante con inversores strings y panel monocristalino.	132
	Anexo 5: Layout completo de la instalación	141
	Anexo 6: Diagrama unifilar de la instalación.....	143
	Anexo 7: Diagrama SCADA.	145
	Anexo 8: Planos de cercado y emplazamiento	147

Anexo 9: Herramientas de financiación	149
7.1.1 Asesoría a la financiación en Latinoamérica	149
7.1.2 Oportunidades a la financiación:	149
7.1.3 Fondos de inversión privados especializados:	150
8 Referencias	151

Índice de figuras

Figura 1: Ruta para llegar a la ubicación del proyecto.....	12
Figura 2: Esquema general de proceso generación hidrógeno mediante energía eléctrica fotovoltaica.	13
Figura 3: Porcentaje de sombras por hora y por mes en un año.....	14
Figura 4: Ubicación de la planta fotovoltaica.....	15
Figura 5: Porcentaje de la hora con sombras durante cada mes.....	15
Figura 6: Localización planta fotovoltaica en Explorador Solar.	16
Figura 7: Promedio mensual de la insolación incidente en el plano horizontal e inclinado.....	17
Figura 8: Datos de temperatura promedio diaria y anual en la ubicación elegida.	18
Figura 9: Layout de propuesta de planta fotovoltaica sobre ortofoto.	19
Figura 10: Parámetros climáticos junio de 2015.....	20
Figura 11: Parámetros climáticos diciembre de 2015.....	20
Figura 12: Generación mensual planta FV en base a configuración inversores strings con paneles bifaciales (MWh)	23
Figura 13: Diagrama pérdidas planta FV en base a configuración inversores strings con paneles bifaciales.....	24
Figura 14: Pirámide de ranking de bancabilidad de módulos por marca.	26
Figura 15: Tipo y modelo del panel analizado.....	27
Figura 16: Características mecánicas y dimensiones del panel LR4-72HBD-445M.....	28
Figura 17: Distribución global de fabricantes de trackers.....	29
Figura 18: Sección transversal con distancia entre seguidores solares.	30
Figura 19: Sección transversal de detalle de postes de seguidor solar.....	30
Figura 20: Especificaciones técnicas de modelo de seguidor solar seleccionado.....	31
Figura 21: Resumen de métodos de producción y usos finales de hidrógeno.	38
Figura 22: Vías de producción de hidrógeno renovable y niveles actuales de madurez.	39
Figura 23: Esquema de la electrólisis del agua.....	40
Figura 24: Diagrama de flujo simplificado del proceso de electrólisis del agua.	40
Figura 25: Electrólisis AEL.....	41
Figura 26: Electrólisis PEM.	43
Figura 27: Funcionamiento celda de electrólisis SOEC.	45
Figura 28: Esquema de funcionamiento de un electrolizador AEM.....	46
Figura 29: Esquema de la instalación de pruebas de NREL.....	47
Figura 30: Respuesta de la frecuencia a un incremento de carga en la red.	48
Figura 31: Respuesta de la frecuencia a una caída de carga en la red.....	48
Figura 32: Comparativa de vida útil de los stacks presente y futuro.	50
Figura 33: Principales riesgos y medidas para una instalación de electrólisis.	51
Figura 34: Coste por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y a futuro.	54
Figura 35: Comparación coste tecnologías PEM y Alcalina.....	55
Figura 36: Desglose aproximado de costes para stacks alcalinos.	55
Figura 37: Desglose aproximado de costes para stacks PEM.....	56
Figura 38: Coste de hidrógeno producido en función a tasa de uso de la instalación.	57
Figura 39: Datos de calidad del agua disponible en la instalación.....	61
Figura 40: Comparación de los diferentes tipos de depósitos para hidrógeno gas presurizado.....	63
Figura 41: Tanque de hidrógeno líquido.	64
Figura 42: Esquema de proceso de transformación en amoniaco y su posterior reconversión en hidrógeno.	64

Figura 43: Proceso de conversión de amoniaco en hidrógeno para uso en pilas de combustible.	65
Figura 44: Proceso de transformación de hidrógeno en LOHC.	66
Figura 45: Calendario Programas de Innovación Corfo 2021.	67
Figura 46: Mapa conceptual de componentes de la instalación.	69
Figura 47: Diagrama de flujo de un stack de electrólisis PEM.	69
Figura 48: Producción promedio diaria de hidrógeno durante BOL del electrolizador PEM.	70
Figura 49: Esquemas de las versiones más básicas de purificación de hidrógeno electrolítico.	72
Figura 50: Tipos de compresores empleados en hidrógeno, con rango de operación.	73
Figura 51: Compresor de diafragma.	74
Figura 52: Producción promedio diaria de oxígeno durante BOL del electrolizador PEM.	77
Figura 53: Estimación irradiancia horaria anual.	80
Figura 54: Irradiancia promedio durante los días promedio en la zona de la instalación.	81
Figura 55: Análisis de sensibilidad de almacenamiento y excedente solar frente a la potencia de electrólisis instalada.	83
Figura 56: Modelo de almacenamiento de hidrógeno en container de 450 bar.	84
Figura 57: Factor de compresibilidad frente a presión de hidrógeno.	85
Figura 58: Tamaño aproximado de tamaño del almacenamiento con respecto a la planta solar.	86
Figura 59: Layout aproximado de una instalación de electrólisis de 1 MW.	86
Figura 60: Equipos mínimos incluidos en el layout de una instalación de electrólisis.	87
Figura 61: Esquema de instalación del proyecto Hoasis.	87
Figura 62: Esquema de instalación del proyecto Haru Oni.	88
Figura 63: Esquema de equipos e instalación Proyecto Cerro Pabellón.	89
Figura 64: Proyecto HyEx, esquema conceptual de producción y usos finales.	90
Figura 65: Esquema de la instalación con los datos de la cotización.	94
Figura 66: Distribución de CAPEX de la instalación fotovoltaica.	96
Figura 67: Distribución de CAPEX de la planta de electrólisis.	96
Figura 68: Desglose de costes incurridos en amortización del proyecto.	98
Figura 69: Desglose de costes operativos del proyecto.	98
Figura 70: Desglose de costes del proyecto cuando existe un subsidio del 30% del CAPEX.	100
Figura 71.- Ejemplos de financiación por Venture Capital en proyectos de hidrógeno. 10 proyectos de mayor cuantía en los últimos 24 meses. Fuente: i3connect (https://i3connect.com/tag/hydrogen)	149

Índice de tablas

Tabla 1: Ubicación y coordenadas del proyecto.	12
Tabla 2: Datos de radiación en la ubicación.	17
Tabla 3: Listado de fabricantes de paneles incluidos como Tier 1.	26
Tabla 4: Resumen resultados más representativos diferentes variantes estudiadas.	32
Tabla 5: Especificaciones técnicas de inversor seleccionado.	33
Tabla 6: Características CC y CA del inversor.	34
Tabla 7: Parámetros típicos de operación de un electrolizador alcalino.	41
Tabla 8: Ventajas y desventajas de electrolizadores alcalinos.	43
Tabla 9: Parámetros de funcionamiento típicos de electrolizadores PEM.	44
Tabla 10: Ventajas y desventajas electrolizadores PEM.	44
Tabla 11: Parámetros operativos de una celda de producción de syngas vía SOEC.	45
Tabla 12: Ventajas y desventajas electrolizadores SOEC.	46

Tabla 13: Listado de fabricantes de electrolizadores.....	59
Tabla 14: Características y especificaciones técnicas preliminares de los electrolizadores.....	70
Tabla 15: Características y especificaciones técnicas del intercambiador de calor para la refrigeración.....	73
Tabla 16: Características y especificaciones técnicas del compresor.....	74
Tabla 17: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento.....	75
Tabla 18: Excedente solar y consumo electrólisis.....	78
Tabla 19: Datos de consumo de la electrólisis en función a la generación de un año promedio.....	82
Tabla 20: Horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador en función a la potencia nominal.....	83
Tabla 21: Características y especificaciones técnicas del almacenamiento.....	84
Tabla 22: Resumen de posibilidades de almacenamiento frente a área ocupada para cada escenario.....	85
Tabla 23: Cotización Proveedor 1 electrolizador PEM.....	90
Tabla 24: Cotización Proveedor 2 electrolizador PEM.....	91
Tabla 25: Cotización Proveedor 3 electrolizador PEM.....	91
Tabla 26: Proveedores de compresores.....	92
Tabla 27: CAPEX desglosado instalación de electrólisis.....	95
Tabla 28: CAPEX desglosado instalación fotovoltaica.....	95
Tabla 29: Distribución de fuentes de financiación.....	97
Tabla 30: 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
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
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
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 temperature 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 Aguas CAP y EPA SpA. ambas empresas pertenecientes al grupo CAP, la primera dedicada al tratamiento y potabilización de agua, ubicada en Caldera, Región de Atacama y la segunda se dedica a la generación de energía y centra sus actividades en la Región de Aysén.

El informe estudia a nivel conceptual-prefactibilidad la viabilidad técnico-económica de una planta de producción de 289 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 de 2,99 MWcc y 2,7 MWca, en un terreno de aproximadamente 8 hectáreas, ubicado en la comuna de Caldera, Región de Atacama 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 seleccionaron dos electrolizadores PEM de 1,25 MW cada uno para contar con una potencia total de 2,5 MW y así 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, camiones 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 11,46 USD/kgH₂, con un costo de inversión (CAPEX) de aproximadamente MMUSD 4,5 para la planta de electrólisis con todos los equipos auxiliares incluidos y aproximadamente MMUSD 2,1 para la planta solar FV. Cabe destacar, el porcentaje del CAPEX que representa el almacenamiento asociado a hidrógeno, suponiendo un 19% de éste.

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 off-takers 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 Aguas CAP sobre una zona ubicada a unos 100 metros al oeste de donde se ubica la planta desaladora. De las 17,7 hectáreas, se ocuparán en torno a 7,8 hectáreas, y se ubicará en un predio a unos 30 km al norte de Caldera y a unos 80 km al noroeste de la ciudad de Copiapó, Región de Atacama.

En la Tabla 1 se presentan las coordenadas decimales del punto central de la ubicación del proyecto y su altitud:

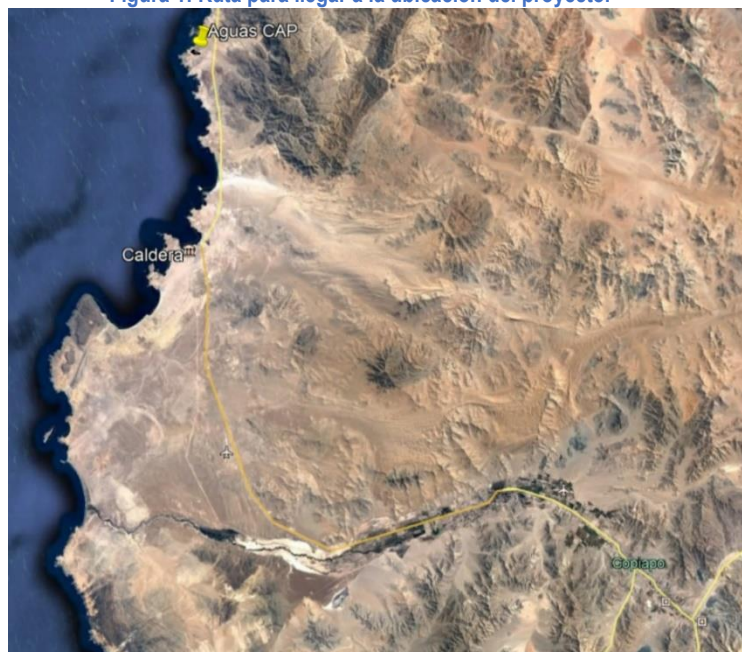
Tabla 1: Ubicación y coordenadas del proyecto.

Nombre	Aguas CAP – EPA SpA
Ubicación	Ruta 5 Norte, km 905, comuna de Caldera Región de Atacama - Chile
Coordenadas	- 26° 52', -70° 48'
Elevación	40 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 Copiapó.

Figura 1: Ruta para llegar a la ubicación del proyecto.

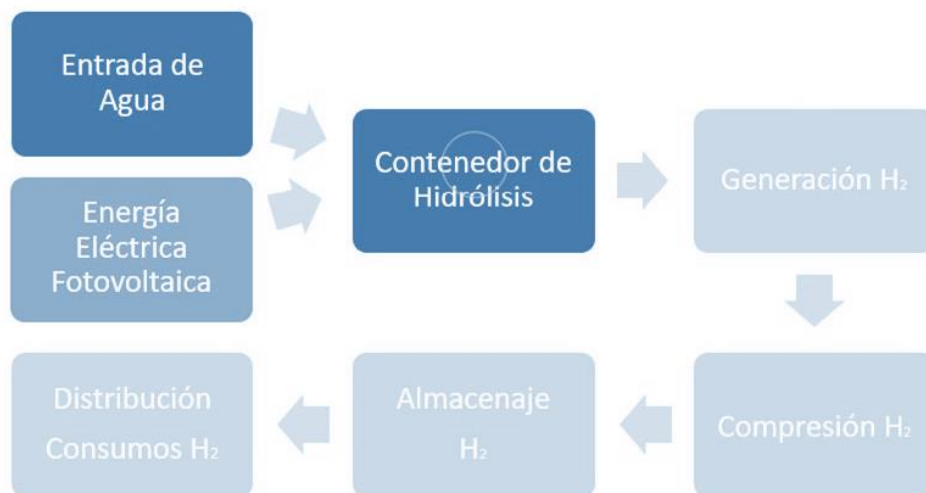


Fuente: Google Maps

2.1.1 ESQUEMA DEL PROCESO DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA

La energía producida por la planta fotovoltaica será utilizada en el proceso de electrólisis del agua para la generación de hidrógeno verde. Las instalaciones que se proyectan para la transformación de la energía eléctrica fotovoltaica en vector energético mediante electrólisis serían las siguientes:

Figura 2: Esquema general de proceso generación hidrógeno mediante energía eléctrica fotovoltaica.



Fuente Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

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 utilizó para los prediseños previos. Este programa posee una amplia base de datos de los principales componentes usados en una instalación fotovoltaica del mercado internacional.

Para la comprobación de los datos obtenidos por el programa PVSyst, se ha utilizado el programa denominado Explorador Solar¹. Programa del Ministerio de Energía, desarrollado originalmente por la Universidad de Chile.

2.2.1 TOPOGRAFÍA

Para este estudio previo se han tomado los datos obtenidos del programa Google Earth Pro.

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 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, desarrollado por la Universidad de Chile, para comprobar los valores obtenidos. Para ello, se han visualizado los datos mensuales del Explorador Solar, serie temporal mensual que abarca desde 01/1999 a 06/2018.

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

¹ <http://solar.minenergia.cl/inicio>.

fotovoltaico, y de esta forma, verificar el posible riesgo de inundación. Este estudio estaba fuera del alcance del presente informe, pero debe elaborarse antes de la ejecución de la planta.

2.2.4 ANÁLISIS GEOTÉCNICO

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

2.2.5 ANÁLISIS DE SOMBRAS Y PERFIL DE OBSTÁCULOS

2.2.5.1 SOMBRAS 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 de altura de terreno de 90 metros de resolución, considerando la topografía dentro de un radio de 180 kilómetros, proyectadas por los obstáculos topográficos en el entorno del sitio.

La Figura 3, extraída del reporte del Explorador Solar, muestra el porcentaje de sombras mensualmente y en cada hora durante un año.

Figura 3: Porcentaje de sombras por hora y por mes en un año.

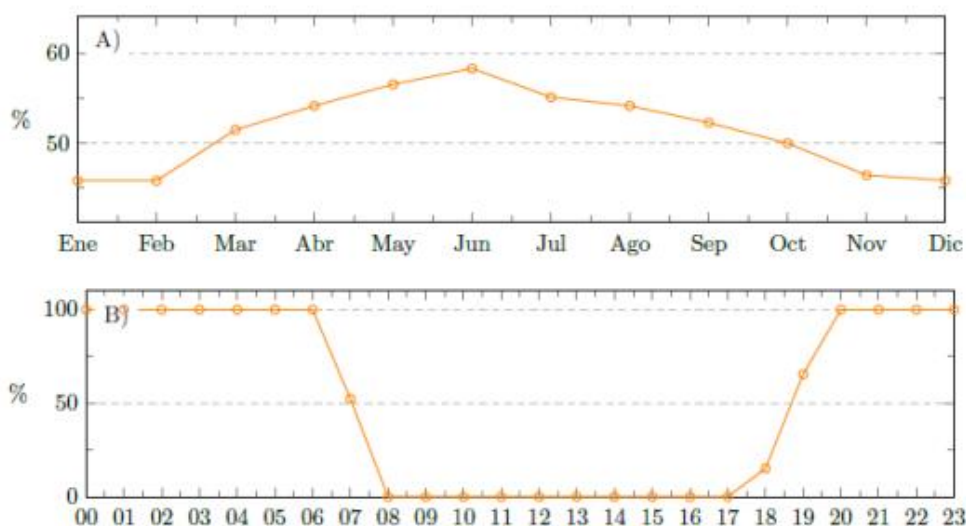
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	45.83	45.83	51.5	54.17	56.56	58.33	55.13	54.17	52.29	50.0	46.45	45.86

(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	52.36	0.0	0.0	0.0	0.0

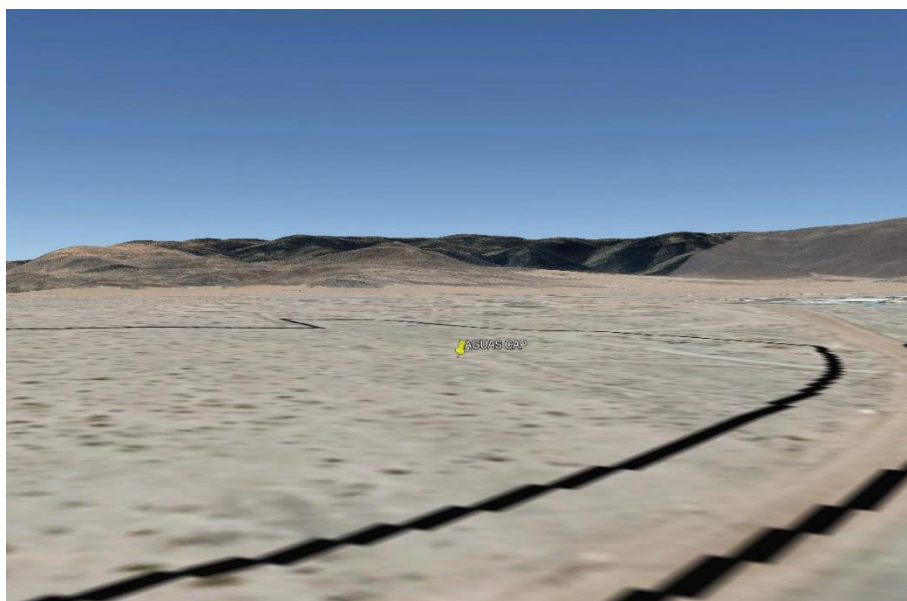
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.07	65.49	100.0	100.0	100.0	100.0

(b) Porcentaje del año con sombras en cada hora.



Fuente: Reporte Explorador Solar

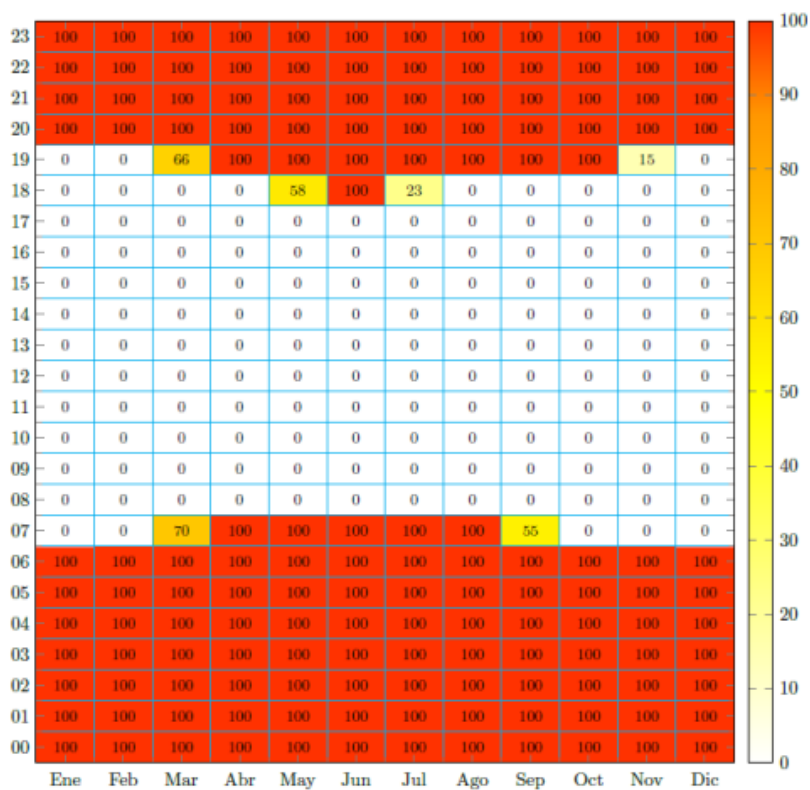
Figura 4: Ubicación de la planta fotovoltaica.



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 5: Porcentaje de la hora con sombras durante cada mes.



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 de manera importante a 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 atmosfera, y así posibilita construir campos de alta resolución espacial y temporal de la radiación solar incidente.

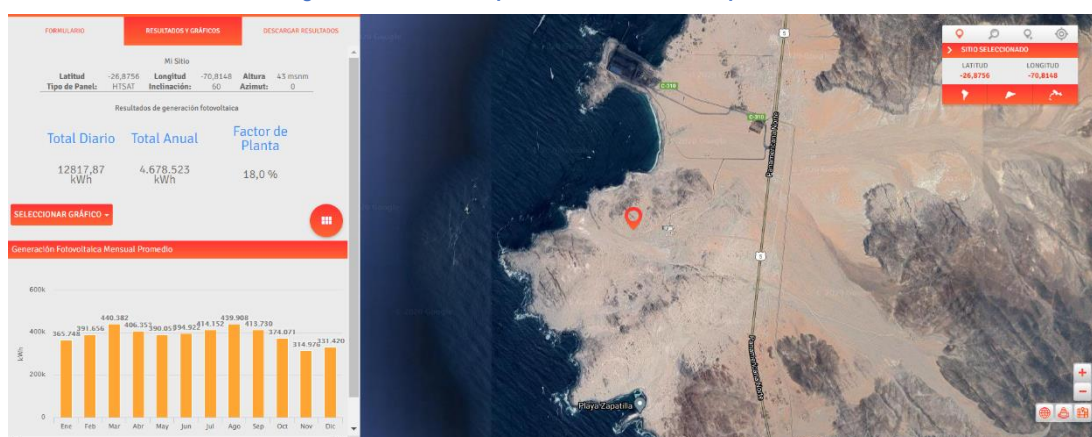
El Explorador Solar en Chile incluye mapas de radiación solar en superficie calculados con metodología que utiliza un modelo de transferencia radiativa de la radiación con los distintos tipos de nubes, cuyas características son estimadas a partir de imágenes del satélite geoestacionario GOES EAST, a 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 la base 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 información que da el Explorador Solar para esta parte del documento ya que incorpora una imagen más detallada de la zona donde se ubicaría la actuación que la que aporta PVSyst (ver Figura 6).

Figura 6: Localización planta fotovoltaica en Explorador Solar.



Fuente: Reporte Explorador Solar.

Estos valores se exportaron como varios archivos tipo Excel en formato CSV, bien para su importación a PVSyst, bien 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.

La Tabla 2 y Figura 7, 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	5.83	5.66	4.33	3.1	2.33	2.27	2.44	3.02	3.66	4.08	4.47	5.58
Difusa	1.24	1.11	1.05	0.93	0.83	0.73	0.75	0.86	1.02	1.21	1.34	1.29
Global	7.07	6.77	5.38	4.03	3.16	3.0	3.19	3.88	4.68	5.29	5.81	6.87

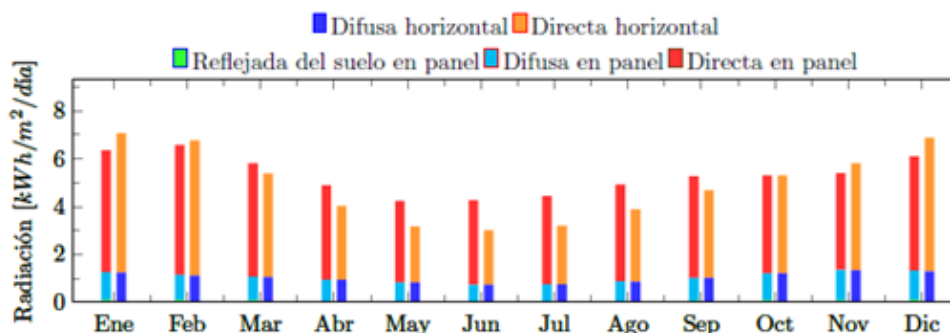
(a) Radiación incidente en el plano horizontal

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	5.09	5.43	4.75	3.96	3.4	3.54	3.68	4.04	4.25	4.09	4.04	4.79
Difusa	1.17	1.05	0.99	0.88	0.79	0.69	0.71	0.82	0.96	1.14	1.27	1.22
Suelo	0.09	0.09	0.07	0.05	0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
Global	6.35	6.57	5.81	4.89	4.23	4.27	4.43	4.91	5.27	5.3	5.39	6.1

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

Fuente: Reporte Explorador Solar

Figura 7: Promedio mensual de la insolación incidente en el plano horizontal e inclinado.

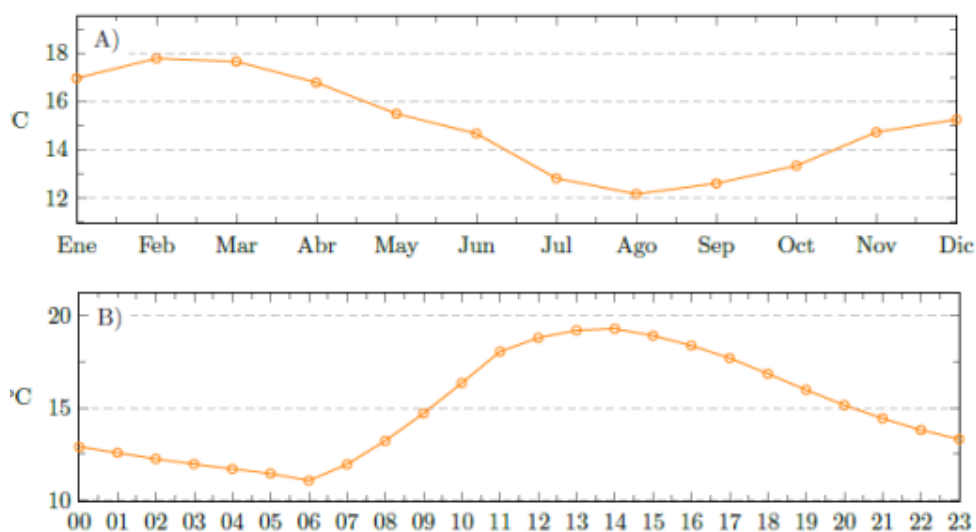


Fuente: Reporte Explorador Solar

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 8: 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	16.95	17.77	17.64	16.77	15.48	14.66	12.81	12.16	12.6	13.33	14.72	15.24
(a) Temperatura promedio mensual.												
Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
°C	12.89	12.57	12.24	11.96	11.7	11.45	11.07	11.95	13.22	14.7	16.34	18.04
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
°C	18.78	19.19	19.27	18.9	18.36	17.69	16.84	15.97	15.14	14.43	13.8	13.31
(b) Temperatura promedio para cada hora.												



Fuente: Explorador Solar

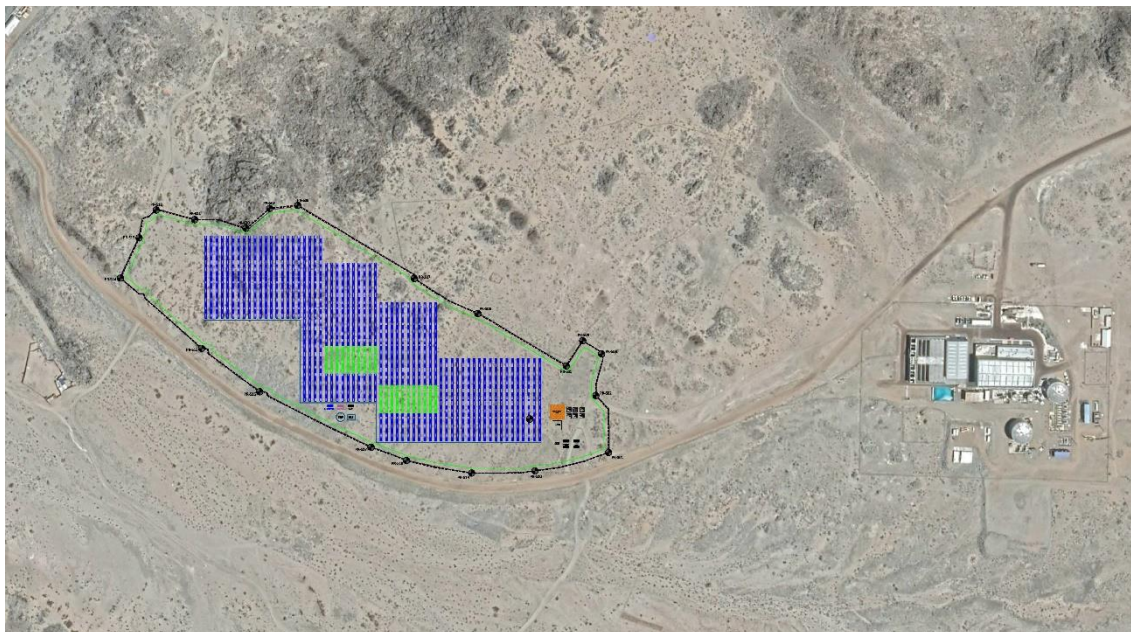
El reporte muestra adicionalmente gráficos y tablas de promedios de los valores de viento, nubosidad y sombras topográficas.

2.2.7 CAPACIDAD MÁXIMA INSTALABLE

2.2.7.1 INTRODUCCIÓN AL TERRENO SOLAR

Se considera una zona aproximada de 7,8 hectáreas formada por la totalidad de partes que componen la planta fotovoltaica, con una determinada forma irregular. 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 (estudio prefactibilidad). Cuando se disponga de más datos, como orografía, estudio geotécnico y geoeléctrico, estudio de vientos en la zona, etc.; se podría realizar una configuración más detallada de la planta. Se ha tomado este diseño por experiencia en otros proyectos ejecutados. A continuación, se adjunta un layout con la propuesta sobre ortofoto.

Figura 9: Layout de propuesta de planta fotovoltaica sobre ortofoto.



Fuente: Google Earth Pro.

2.2.7.2 LAYOUT

En la documentación gráfica adjunta a esta propuesta, Anexo 5: Layout completo de la instalación, se presenta la distribución de la planta y una tabla resumen de esta.

2.3 PARÁMETROS PVSYST.

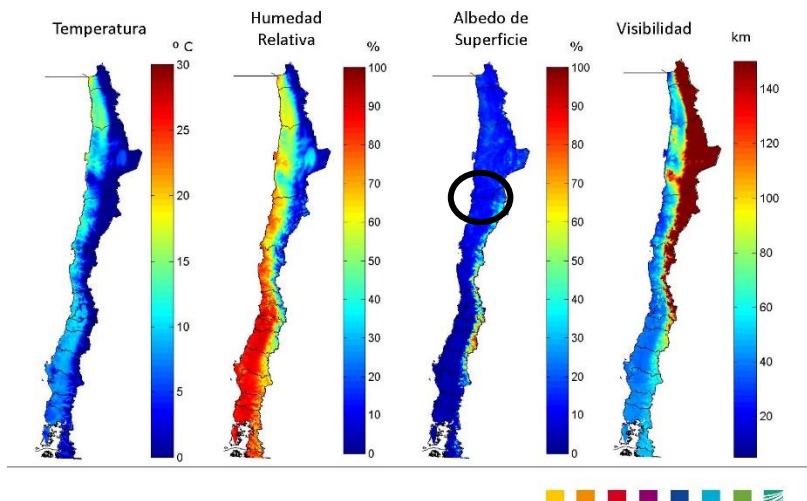
La optimización que se presenta ha sido realizada con PVSyst versión 6.88, tomando los datos de partida de radiación solar y meteorológicos de la base Meteonorm, y considerando unos valores de los parámetros de simulación que se detallan en el siguiente apartado.

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

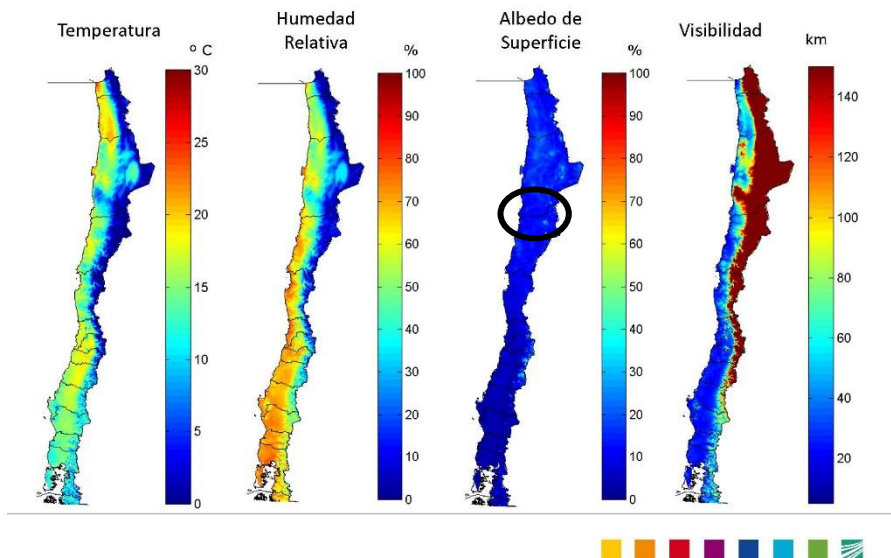
El porcentaje de albedo correspondiente a la radiación reflejada que llega a los paneles, al depender del tipo de terreno y de los elementos cercanos que pudieran reflejar radiación sobre los paneles, se ha estimado en un 20%, según las imágenes siguientes:

Figura 10: Parámetros climáticos junio de 2015



Fuente: Center for Solar Energy Technologies Fraunhofer Chile Research

Figura 11: Parámetros climáticos diciembre de 2015.



Fuente: Center for Solar Energy Technologies Fraunhofer Chile Research

2.3.2 PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Estas se dividen en las pérdidas lejanas, que tienen que ver por los cerros u objetos lejanos definidos en el horizonte; y las pérdidas 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 evite 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 a definir son el pitch, de 6 metros en el presente proyecto; el ángulo de giro de los trackers, que se ha fijado 60°, 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 0° una vez analizada la información extraída de la topografía.

2.3.3 PÉRDIDA POR POLVO

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

2.3.4 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 con su ficha técnica. PVSyst calcula un valor por defecto de acuerdo con la tolerancia de potencia ofrecida por el fabricante, y ese mismo es el usado en las simulaciones.

2.3.5 PÉRDIDA LID (MÓDULOS CRISTALINOS)

Del inglés Light Induced Degradation, 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.

2.3.6 PÉRDIDAS POR MISMATCH

Estas pérdidas son debidas a que, en un string de módulos, la corriente más baja de uno solo de los módulos, fija la corriente de todo el string. Se simula con el valor por defecto del 1,06 % en condiciones de máxima generación STC.

2.3.7 PÉRDIDA CC

Son las pérdidas óhmicas en los conductores en corriente CC. Se toma un valor del 1,5% en STC, valor por defecto en PVSyst. 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.

2.3.8 PÉRDIDAS DEL INVERSOR

Las más significativas son las pérdidas de eficiencia durante la operación, y que 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.

2.3.9 PÉRDIDAS CA Y MT

Son las pérdidas óhmicas en los conductores en corriente CA 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.

2.3.10 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 centrales como el del presente proyecto.

2.3.11 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 será 0.

2.3.12 LIMITACIÓN DE POTENCIA ACTIVA

El parque fotovoltaico se ha dimensionado en 3 MWp siguiendo las indicaciones establecidas en los términos de referencia de la licitación. Se toma este dato como dato de partida para el análisis solar y para el análisis de electrólisis.

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

- Potencia máxima por inversor = $250 \text{ kW} \times 12 = 3.000 \text{ kW}$.
- Potencia nominal inversor = $12 \times 225 \text{ kW} = 2.700 \text{ kW}$.

2.3.13 FACTOR DE POTENCIA

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

2.3.14 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 definen varios parámetros específicos para módulos bifaciales.

2.3.15 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.

2.3.16 RADIACIÓN GLOBAL INCIDENTE EN EL SUELO

Es la radiación total incidente bajo la instalación (Directa y Difusa).

2.3.17 PÉRDIDA POR REFLEXIÓN DEL SUELO (ALBEDO)

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

2.3.18 FACTOR DE FORMA TRASERO

Es el porcentaje de radiación reflejado recibido por la parte trasera. (El valor considerado es de -77.12%).

2.3.19 DIFUSA TRASERA

Es la radiación difusa que lleva a la parte trasera del módulo. (El valor considerado es de +20.28%).

2.3.20 SOMBRAS TRASERAS

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

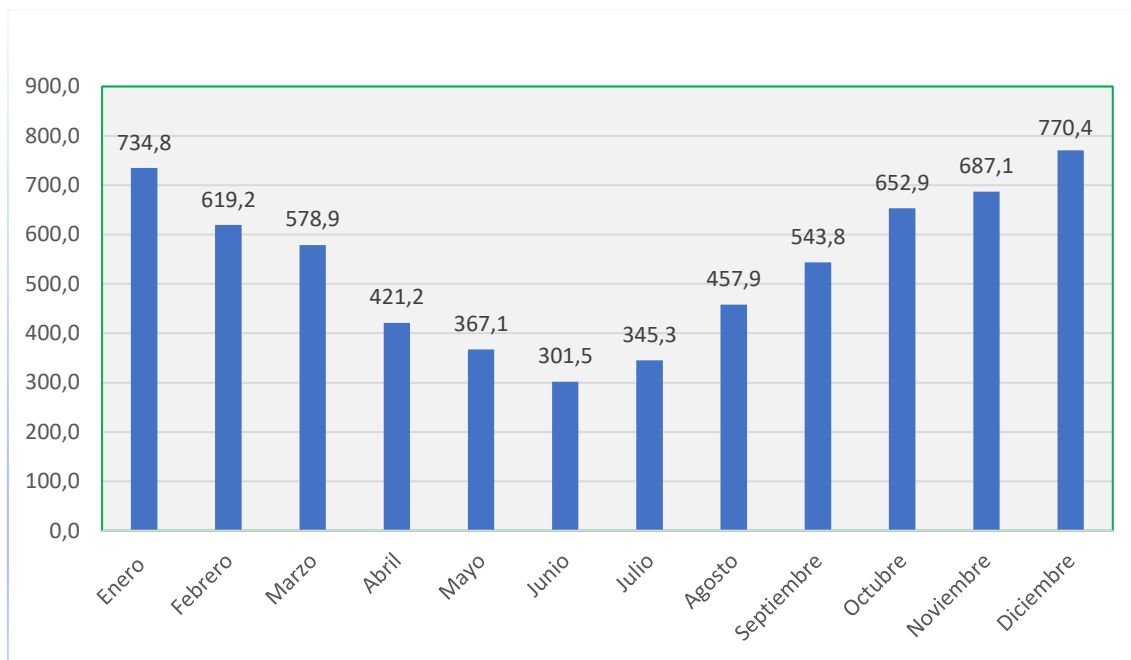
2.3.21 RADIACIÓN GLOBAL TRASERA

Es la suma de todas las contribuciones de radiación anteriores.

2.4 RESULTADOS DE GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA

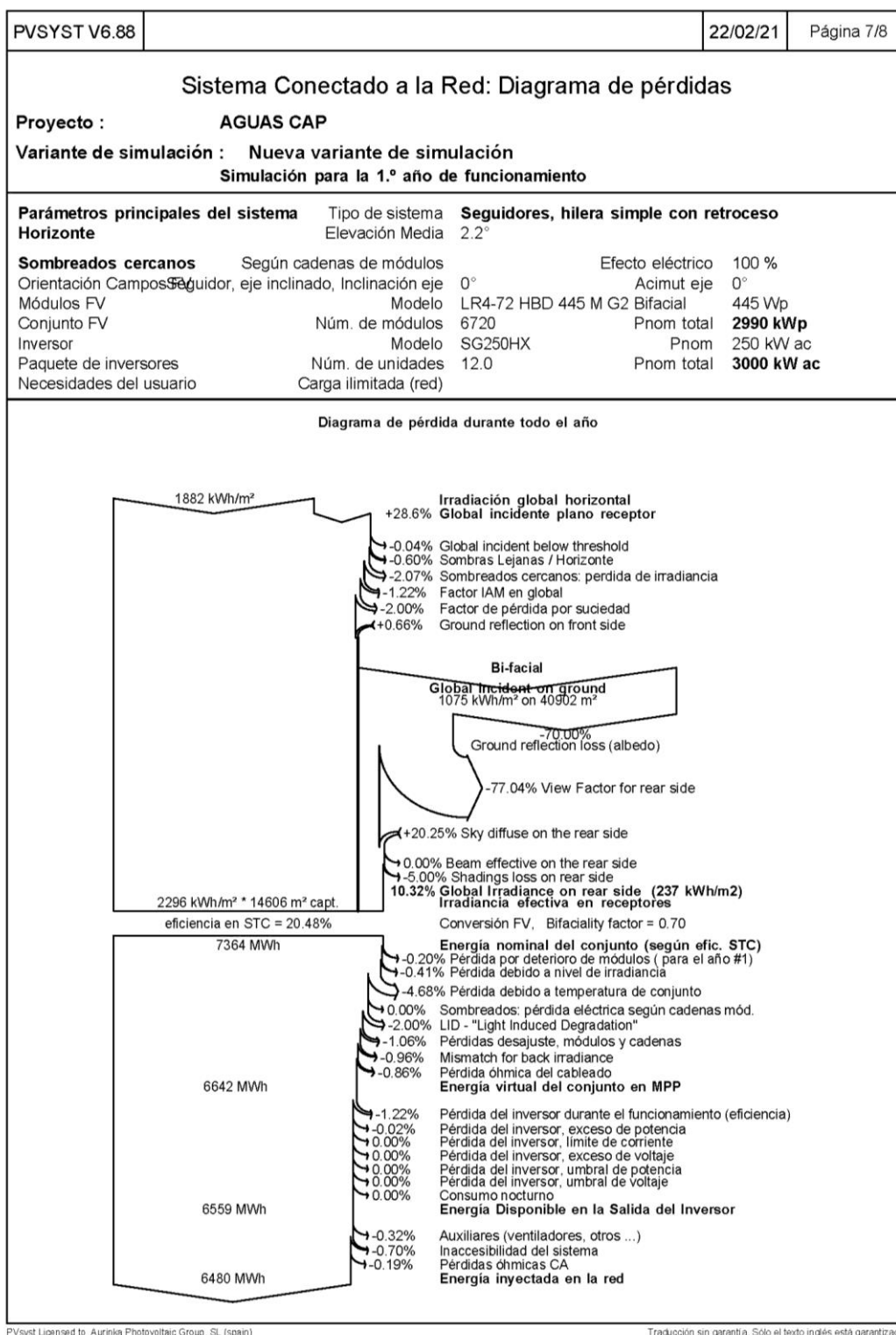
Se adjunta un resumen del resultado de energía generada cada mes de la propuesta considerada:

Figura 12: Generación mensual planta FV en base a configuración inversores strings con paneles bifaciales (MWh)



Fuente: Reporte PVSyst.

Figura 13: Diagrama pérdidas planta FV en base a configuración inversores strings con paneles bifaciales.



PVsystem Licensed to: Aurinka Photovoltaic Group, SL (Spain)

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Fuente: Reporte PVSyst.

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	

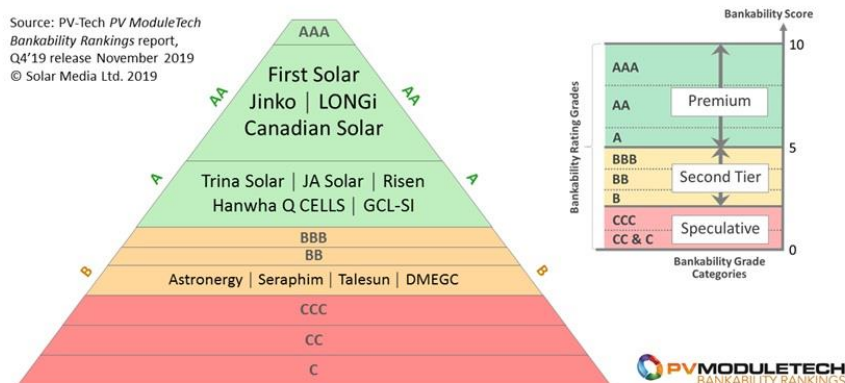
Fuente: <https://selectra.es>

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, se adjunta figura con un ranking de bancabilidad en función del tipo de módulo:

Figura 14: Pirámide de ranking de bancabilidad de módulos por marca.

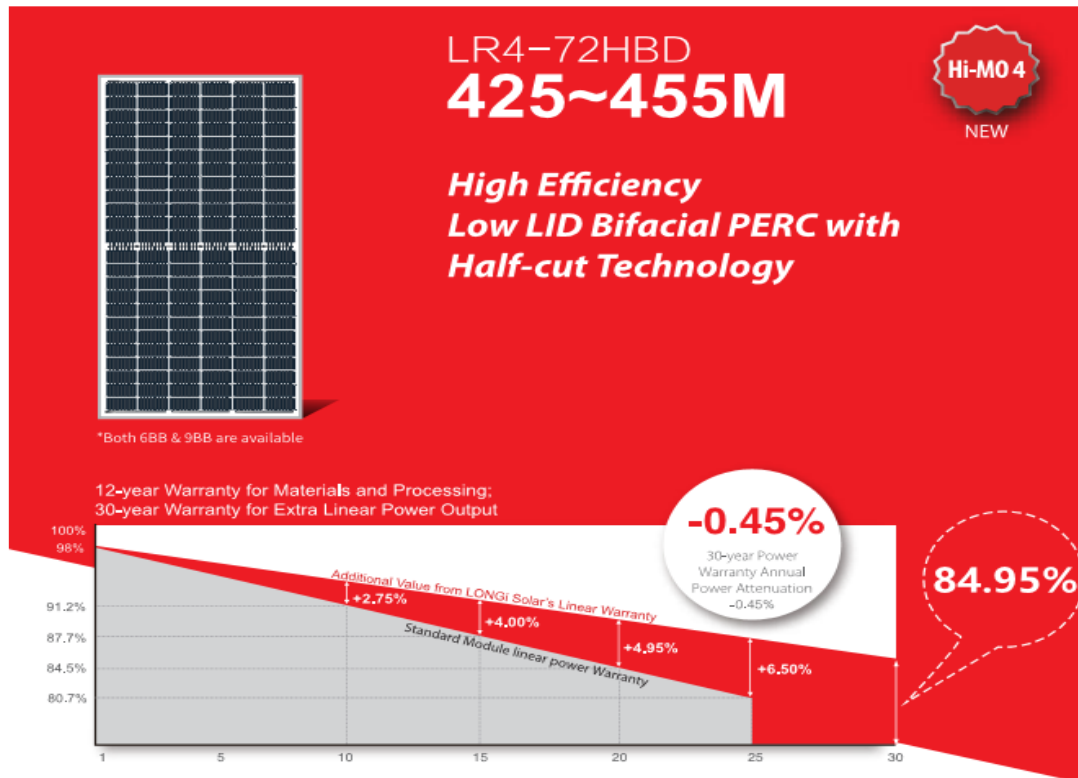
PV ModuleTech Bankability Rankings: Q4'19 Pyramid



Fuente: PV Module Tech

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

Figura 15: Tipo y modelo del panel analizado.



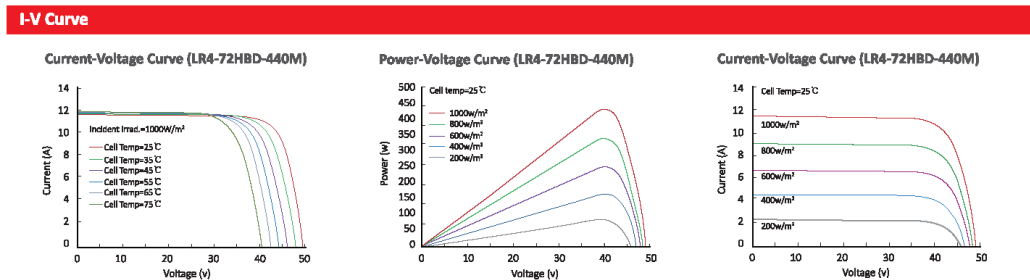
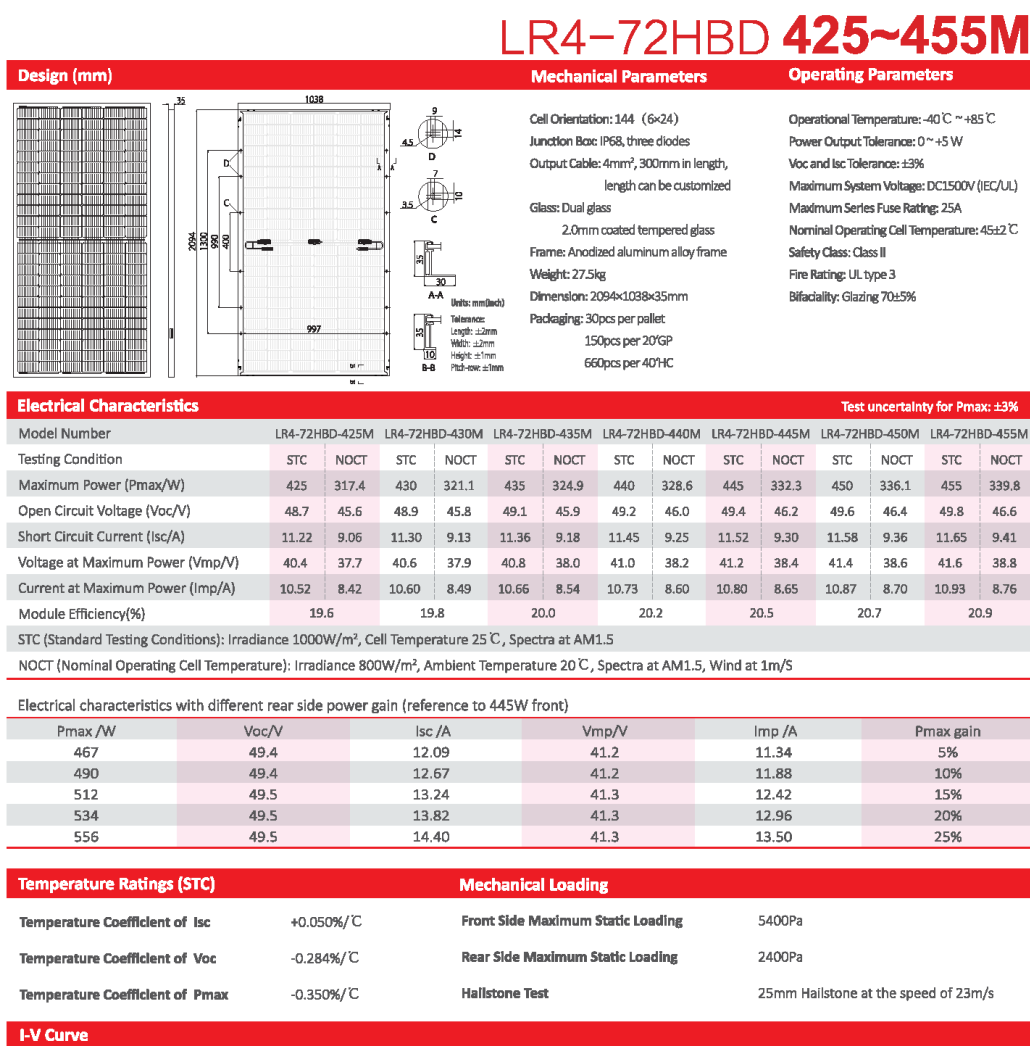
Fuente: <https://es.longi-solar.com>

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 tabla:

Figura 16: 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.

20200401V11

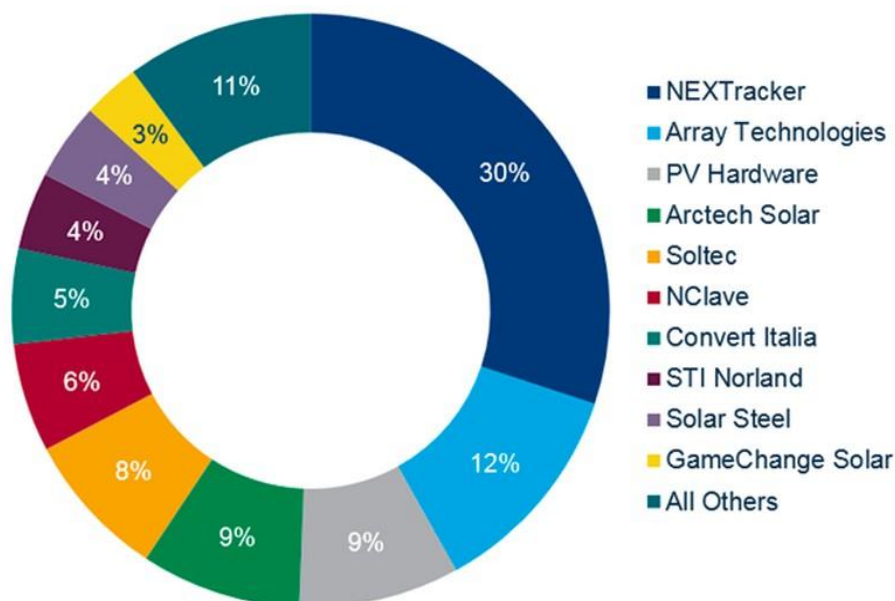
Fuente: <https://es.longi-solar.com>

2.5.2 ESTRUCTURA SOPORTE CON SEGUIMIENTO SOLAR

El modelo utilizado es Monofila, de referencia SKYLINE fabricado por ARTECH SOLAR 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. Otra 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 17: Distribución global de fabricantes de trackers.



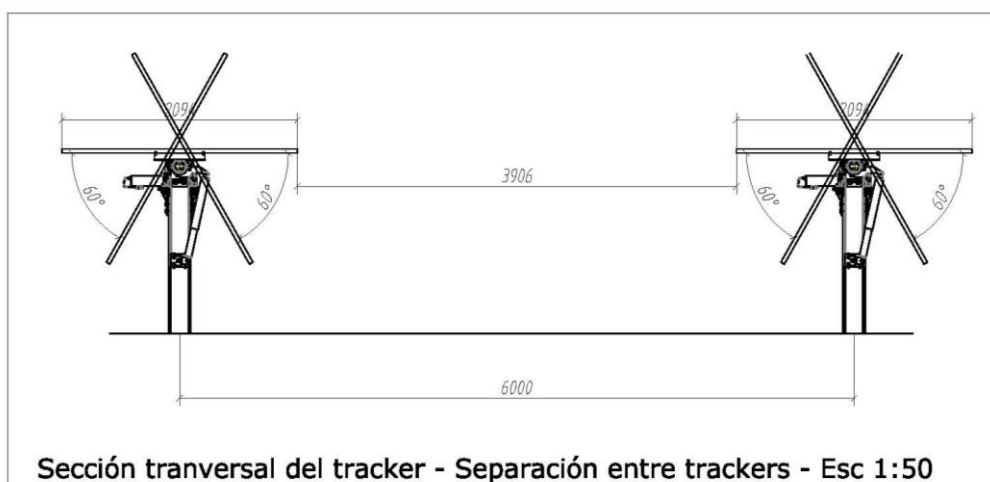
Fuente: Wood Mackenzie Power & Renewables.

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 de iones de litio de los trackers se puede usar para colocar el rastreador en la posición de seguridad cuando sea necesario.

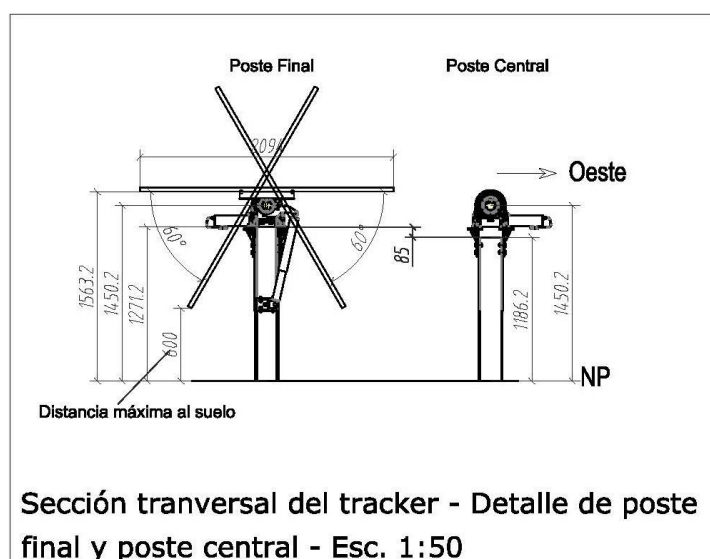
En la siguiente figura, a modo de ejemplo, se muestra un esquema de una sección del seguidor y su altura sobre el terreno. La profundidad de hincado dependerá del PULL OUT TEST, siendo los valores normales empleados entre 1,50 y 2,00 metros:

Figura 18: Sección transversal con distancia entre seguidores solares.



Fuente: <http://arctechsolar.com>

Figura 19: Sección transversal de detalle de postes de seguidor solar.



Fuente: <http://arctechsolar.com>

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

Figura 20: Especificaciones técnicas de modelo de seguidor solar seleccionado.

 SKYLINE TRACKER SPECIFICATIONS	
Tracking Type	Independent horizontal single-axis tracker
Tracking Range	±60°
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 ≥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: Arctech Solar.

2.6 ELECCIÓN DE INVERSOR Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LOS MÓDULOS

2.6.1 SISTEMA DE CONVERSIÓN DE POTENCIA

Los diferentes elementos que constituyen el sistema de conexión a la sala eléctrica, generalmente se disponen dentro de un container 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.

2.6.1.1 INVERSORES DE STRING

De acuerdo a la solución técnica considerada, la planta solar contaría con inversores de string de 250 kVA de potencia nominal. 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. Se puede observar de los resultados de Tabla 4, que el uso de paneles bifaciales, implica un incremento tanto en el PR como en la energía generada.

El coeficiente de rendimiento (en inglés performance ratio) se define en porcentaje la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. Es una

magnitud, independiente del lugar de ubicación, de la calidad de una instalación fotovoltaica 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.

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	2985,00	3465,00	6450,60	89,30%
INVERSOR CENTRAL + PANELES MONOCRISTALINOS	2999,00	3465,00	6086,00	83,80%
INVERSORES STRINGS + PANELES BIFACIALES	2990,00	3000,00	6480,10	89,52%
INVERSORES STRINGS + PANELES MONOCRISTALINOS	2999,00	3000,00	6101,20	84,00%

Fuente: Elaboración propia en base a reportes PVSyst

Como se observa, el rendimiento y generación de energía son prácticamente iguales en las propuestas de prediseño que se ha realizado. Una vez se dispongan de más datos, se podría afinar más en los resultados obtenidos, pero se estima que éstos serán muy parecidos a los que se indican en la Tabla 1.

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 en los que se dividiría la actuación, el resto de la planta podría seguir generando energía. Además, se conseguiría una producción y rendimientos similares con una potencia nominal en inversión inferior.

Como se había visto en puntos anteriores, el panel elegido para la propuesta es el modelo LR4-72HBD 445M, de la marca Longi Solar (2.5.1).

En la Tabla 5 se muestran las especificaciones técnicas de los inversores seleccionados fabricadas por Sungrow.

Tabla 5: Especificaciones técnicas de inversor seleccionado.

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 – 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 / Adjustable 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
Overvoltage 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 C15-712-1:2013, 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 disponibilidad de este tipo de inversores 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 esta propuesta. 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.

2.6.2 CUADROS DE CAMPO Y ELÉCTRICOS EN CORRIENTE CONTINUA

2.6.2.1 STRING BOXES EN CC

Se diseñó la instalación para su funcionamiento óptimo para una cantidad total de módulos que van ordenados en strings de 28 módulos en serie cada uno, contando la planta solar con un total de 240 strings, que hacen una potencia pico de 2.990.400 Wp, para 6.720 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 continua, que cuenta con 2 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT).

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

Tabla 6: Características CC y CA del inversor.

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 – 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 % I _n
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, ya sea 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 electrolización.

2.7 PLAN DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN.

2.7.1 MONITORIZACIÓN Y EQUIPOS DE MEDIDA

2.7.1.1 MONITORIZACIÓN Y ESTACIÓN METEOROLÓGICA

La planta contará con un sistema de monitorización y control o 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 desatendida², 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.

2.7.1.2 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. Dicho equipo cumple con las exigencias de acceso remoto por parte del coordinador eléctrico nacional (CEN), en caso de venta de energía al sistema eléctrico.

2.7.1.3 ESQUEMA DE MONITOREO Y COMUNICACIONES

En el Anexo 7 se adjunta 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 (Anexo 5).

2.7.2 EDIFICACIONES, CANALIZACIONES Y OBRA CIVIL

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

2.7.2.1 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.

² Que no es necesaria la presencia de personal para su control. Se podría hacer de forma remota.

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.
- Fundaciones para sala de control y bodega.

2.7.2.2 INSTALACIÓN DE FAENAS

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

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

2.7.2.3 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. Para la propuesta se han estimado dimensiones superiores a lo especificado.

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

2.7.2.4 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 interconexionado con la parte donde se produce la electrolización.

3 ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD ELECTRÓLISIS

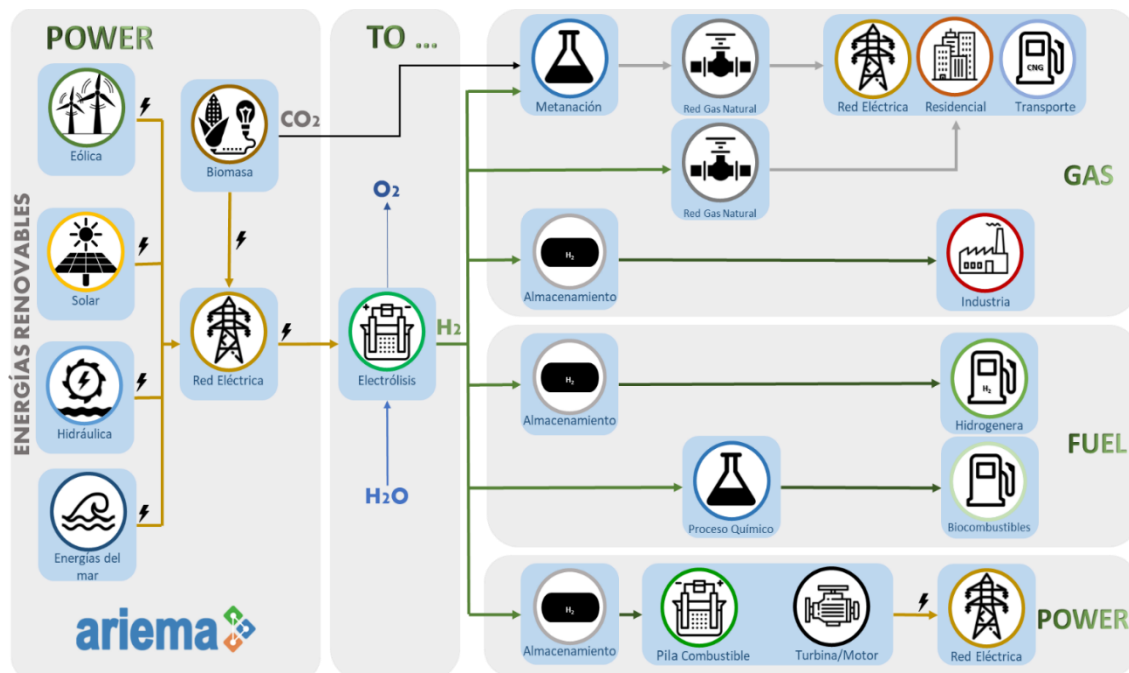
3.1 RESEÑA COMPARATIVA DE ASPECTOS RELEVANTES DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO

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 21: Resumen de métodos de producción y usos finales de hidrógeno.

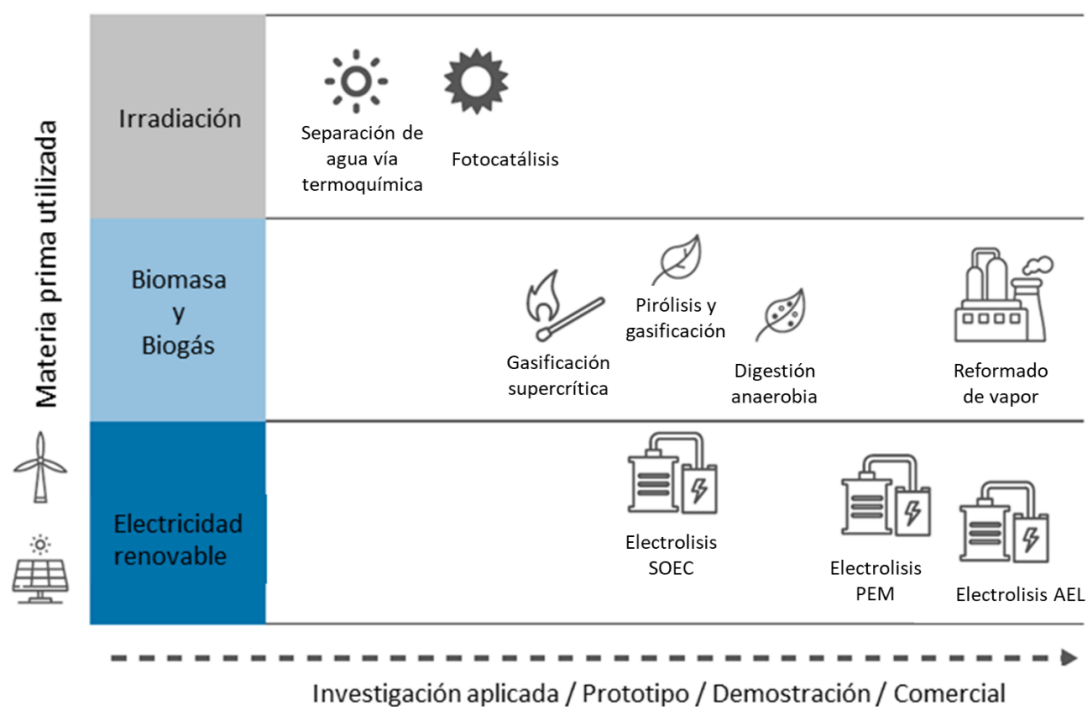


Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

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 21 y Figura 22) 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 fotocatalisis o la gasificación.

Figura 22: 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. 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 23). 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

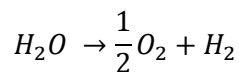
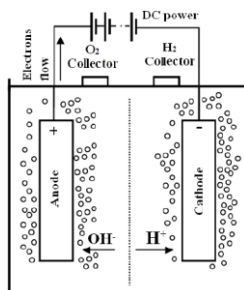


Figura 23: Esquema de la electrólisis del agua.

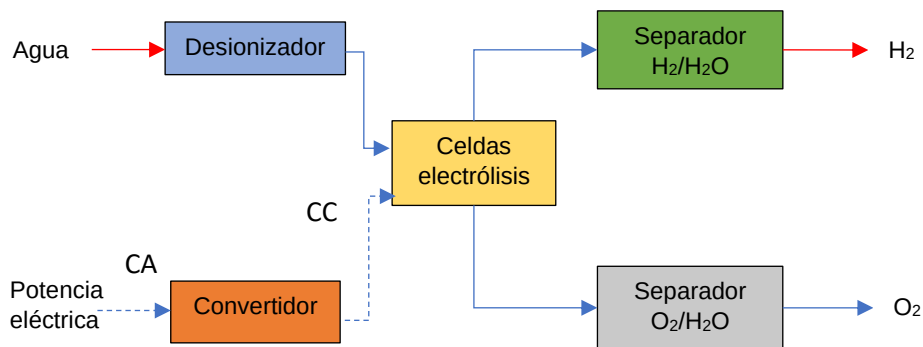


Fuente: Sizing and Economic Analysis of Hybrid PV/PEMFC Systems for Remote Areas Residential Utilization, Mohammed, A. et al. (2015).

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, 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 24: Diagrama de flujo simplificado del proceso de electrólisis del agua.



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

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).

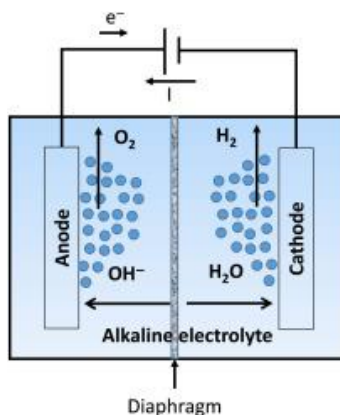
3.1.1 TIPOS DE ELECTROLIZADORES

3.1.1.1 ELECTROLIZADORES ALCALINOS

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 25: 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 7: 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 8:

Tabla 8: Ventajas y desventajas de electrolizadores alcalinos.

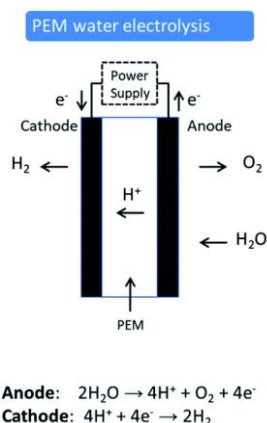
Ventajas	Desventajas
Tecnología de electrólisis desarrollada (vida útil de hasta 100,000 h)	Rango de producción limitado entre el 20% y el 100% - Variación dinámica del suministro eléctrico limitada, dependiendo fabricante
Baja degradación ($< 3\mu V/h$)	Las membranas separadoras no evitan la mezcla de H_2 - 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 ($< 1 \text{ mW/cm}^2$)
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 así 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 26. 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 9: 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 µS 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.

Como resumen en la Tabla 10 se recogen las ventajas, desventajas y prioridades de mejora.

Tabla 10: Ventajas y desventajas electrolizadores PEM.

Ventajas	Desventajas
Alta conductividad de protones (0.1 S cm⁻¹) en la membrana (20-300 µm)	Alto coste de componentes
Alta presión de trabajo (hasta 300 bar): producción de H₂ 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	

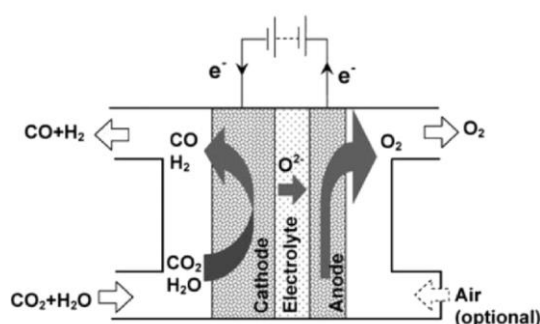
Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

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 coste 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 27: 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 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 11 mientras que las ventajas y desventajas se detallan en la Tabla 12.

Tabla 11: 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
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 12: 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 incrementar la eficiencia si se realizar un aprovechamiento térmico del calor producido en el stack	Presentan un alto coste energético por la elevada temperatura a la que deben operar

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

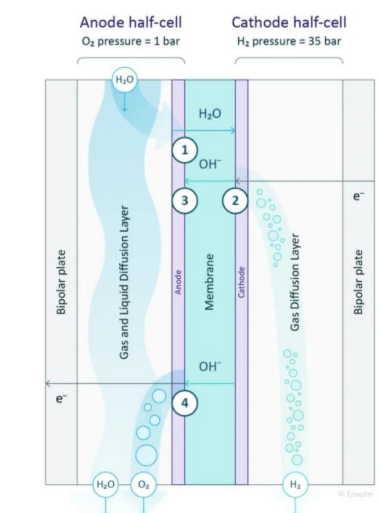
3.1.1.4 ELECTROLIZADORES AEM

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 permita 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 28: 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 para 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 consideraron datos de NREL, sobre aplicaciones donde el electrolizador está conectado a red, y se trabaja con un generador asíncrono de 120 kW. El esquema de interconexión es el de la Figura 29

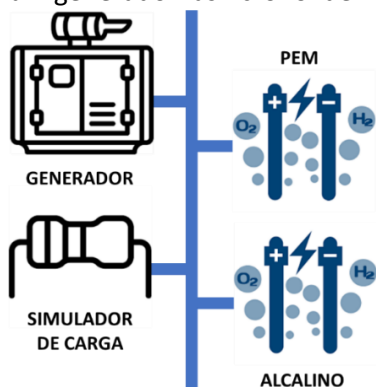
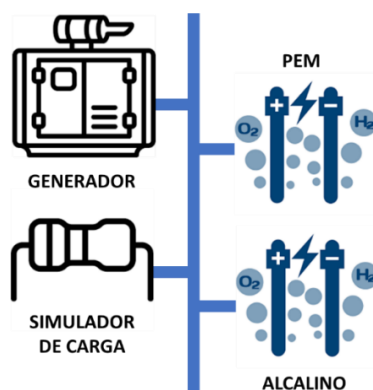


Figura 29. Esquema de la instalación de pruebas de NREL.

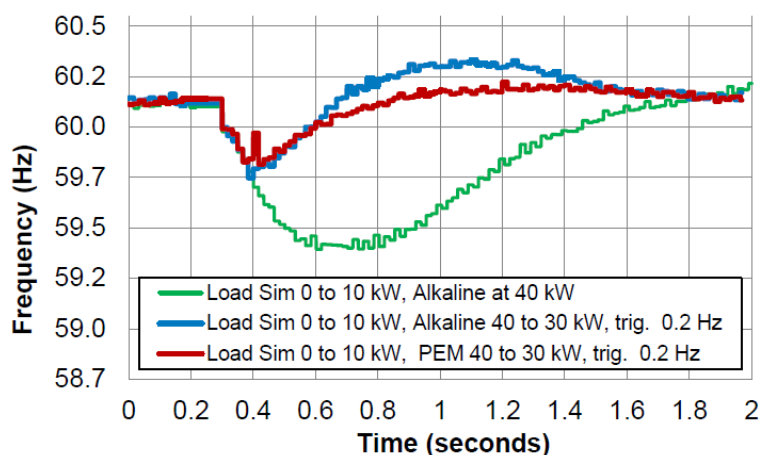


Fuente: NREL

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 30), se extraen los siguientes tiempos de respuesta, con una activación de la electrónica de potencia tras una variación de 0.2 Hz:

Figura 30: Respuesta de la frecuencia a un incremento de carga en la red.

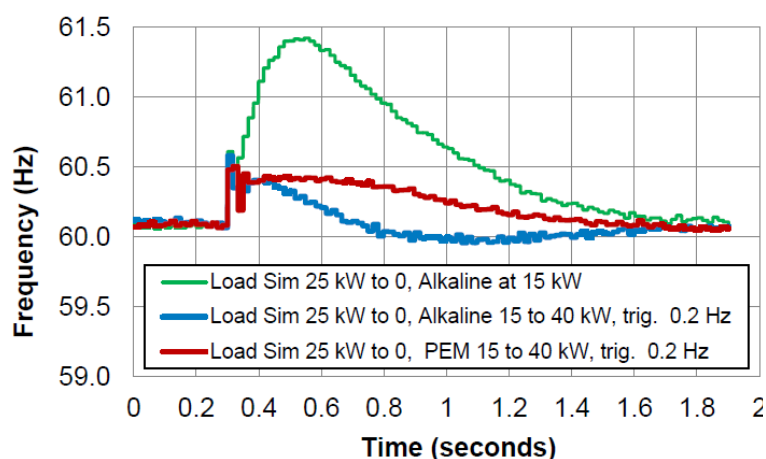


Fuente: NREL

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 31:

Figura 31: 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 en sus stacks, 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.

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 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, en múltiples ocasiones, sobre todo para plantas de electrólisis en el rango de megavatios, las plantas están compuestas por varios stacks. Por ejemplo, en el caso de una planta de electrólisis alcalina compuesta por varios stacks, el rango de potencia difiere a lo establecido para una unidad de stack. Una planta compuesta por dos 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 sucede lo mismo, para una planta compuesta por varios stacks el rango de operación sería 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 ajustarlas 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, Añadir 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.

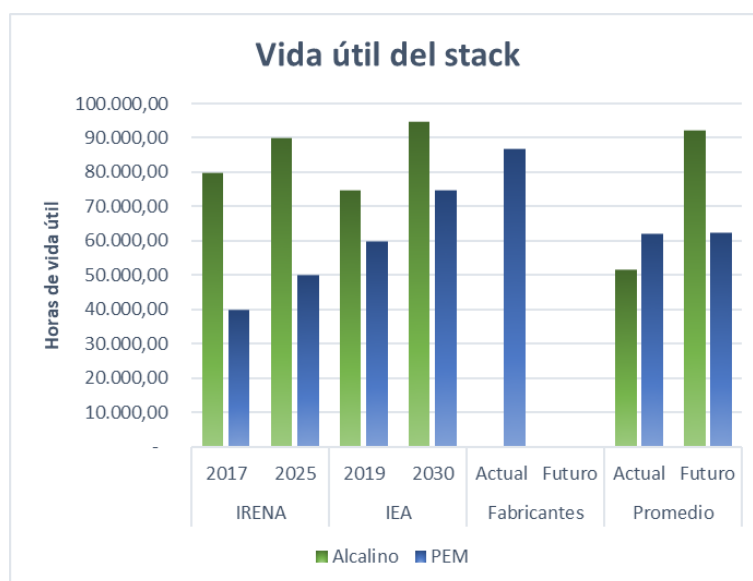
Este tipo de modificaciones no son las condiciones estándar de los equipos que actualmente son más comerciales para el rango de cientos de kilovatios a pocos megavatios (< 5MW) que normalmente están diseñados para conexiones en redes en alterna. La solución *a priori* más factible sería un sistema de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

3.1.2.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE DURACIÓN, 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 32, el tiempo de vida de los stacks PEM es menor que los equipos 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 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 32: 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 33: 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, por último, 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 cualificado 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 alcalina, 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 $-40^{\circ}C$. 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.

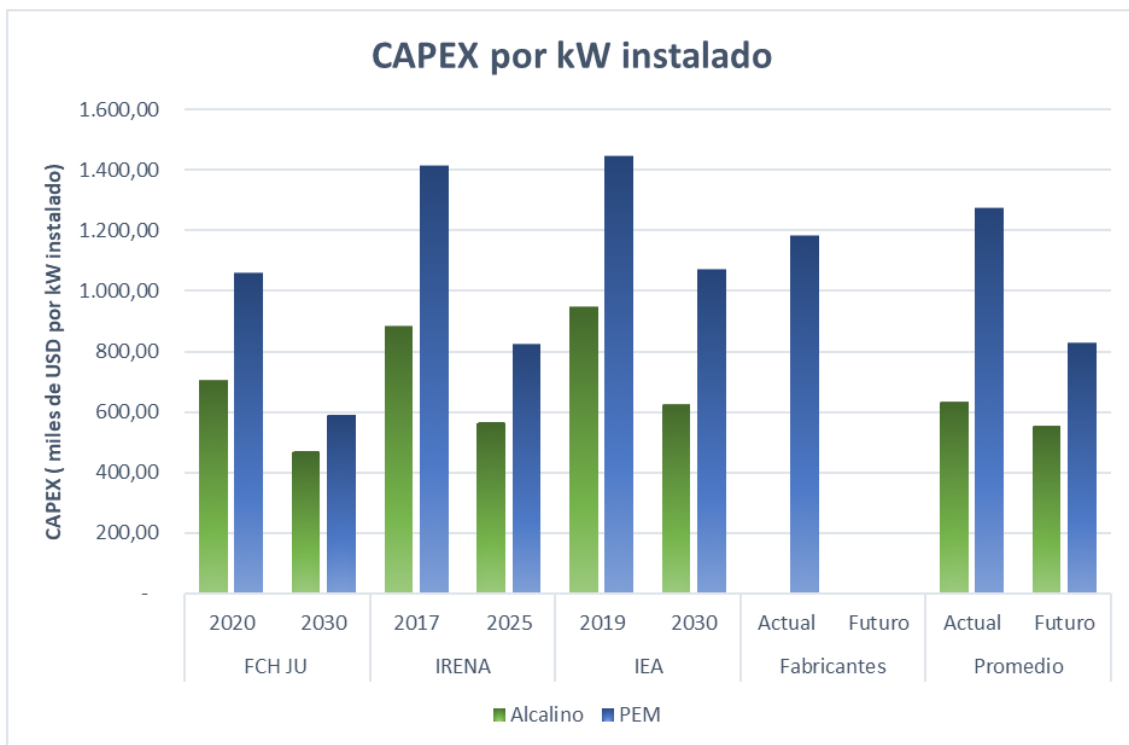
3.1.2.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTES

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 34: 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.

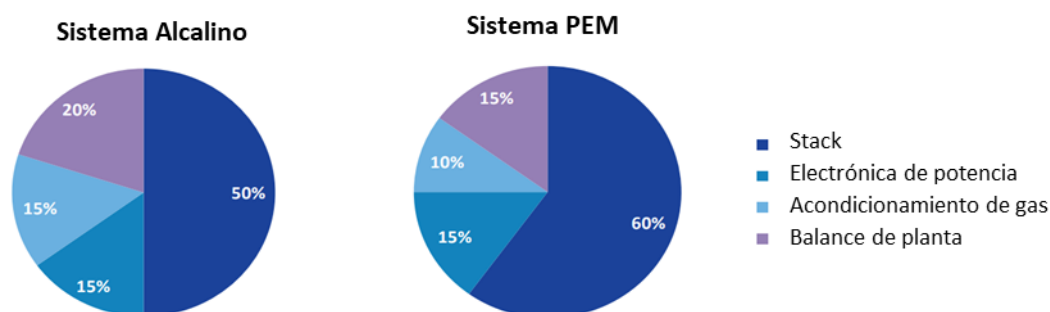
Hasta la fecha, los sistemas PEM representan hasta el doble de coste que los sistemas AEL, sin embargo, los expertos predicen que los sistemas AEL han alcanzado su pico en términos de reducción de costes, por lo que la reducción a futuro será muy baja en comparación con los PEM.

En la Figura 34 se observa el coste por kW extraído de diversas fuentes de confianza para valores de instalaciones del orden de decenas de MW. Sin embargo, el coste mostrado por los fabricantes corresponde a una planta de 2,3 MW. 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 35, 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 35: Comparación coste tecnologías PEM y Alcalina.



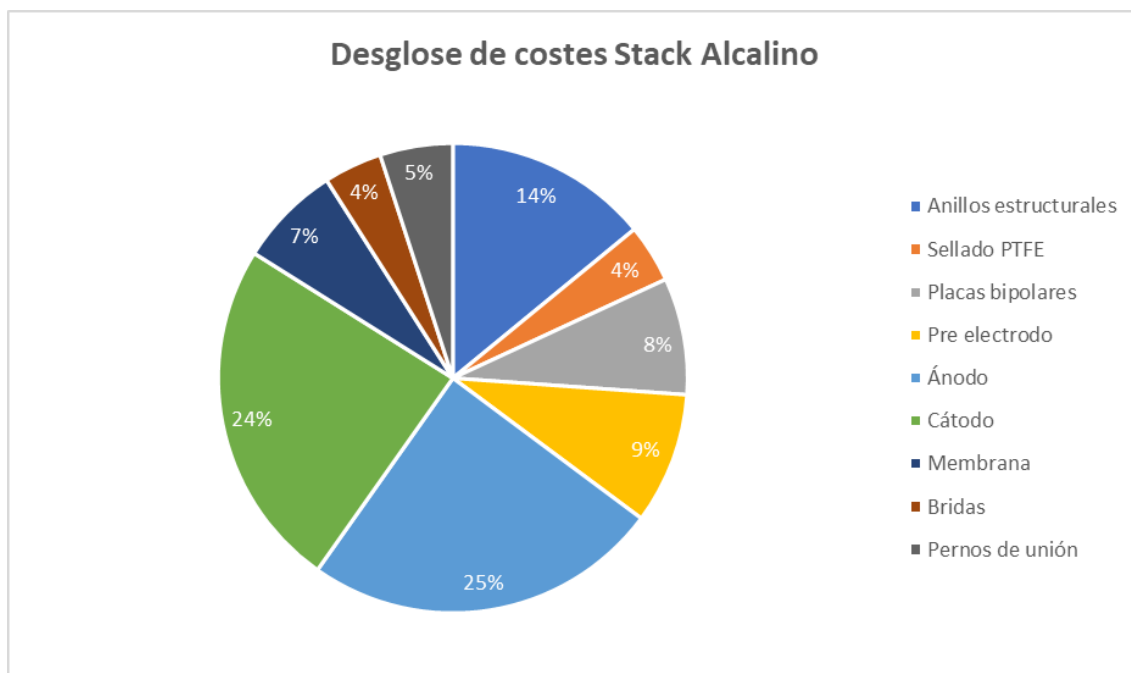
Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU (Bertuccioli, L., et al., 2014) (traducido por ARIEMA)

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 materiales preciosos (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 36: 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

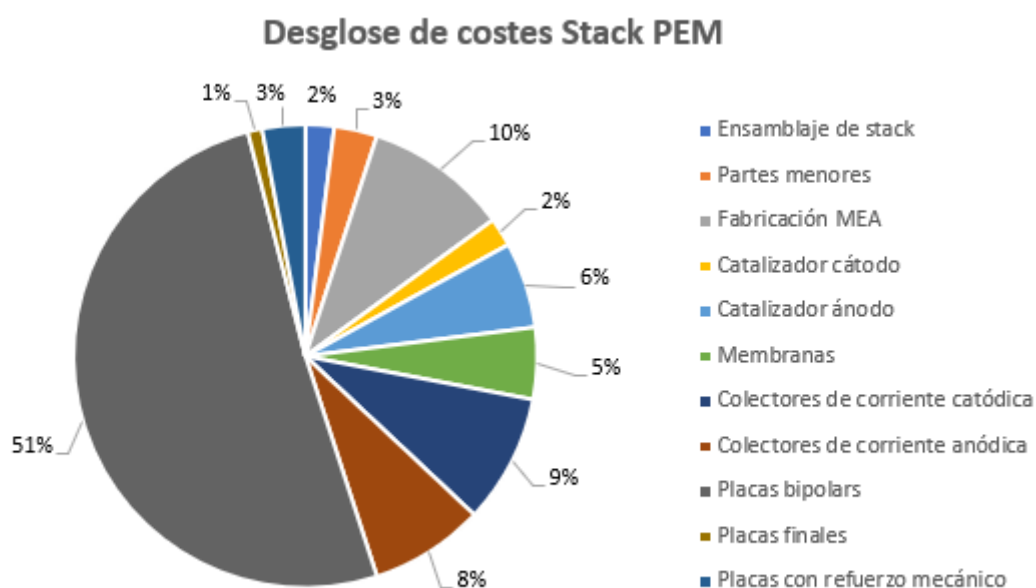
de nuevos materiales para incrementar las densidades de carga desde valores de 0,5 A/cm² a 1 A/cm² en 2030 para alcanzar los pronósticos deseados y actualmente publicados en Green Deal.

3.1.2.8.2 COSTE STACK PEM

Observando el caso de los electrolizadores PEM de la Figura 37, 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 Titanio (Ti) por ejemplo para las placas bipolares y Platino (Pt) para la fabricación de MEA entre otros, los cuales incrementan el precio.

Figura 37: Desglose aproximado de costes para stacks PEM.



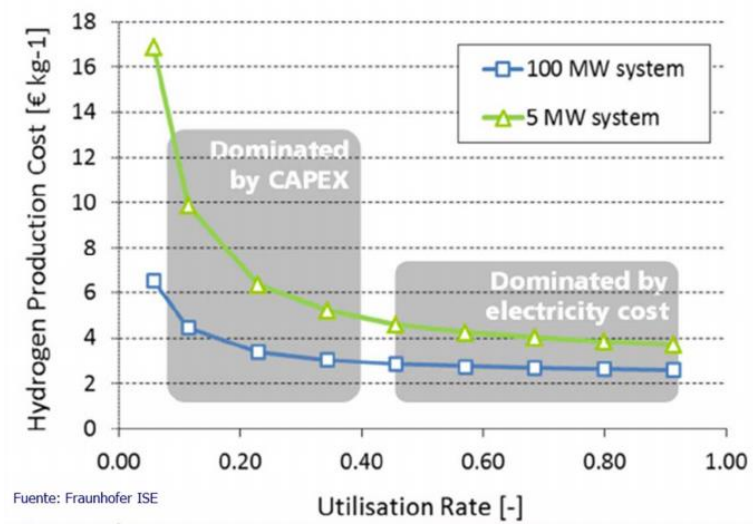
Fuente: Study on development of water electrolysis in the EU (Bertuccioli, L., et al., 2014) (Traducido por ARIEMA)

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



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

En la

Figura 38 se hace una estimación del coste del hidrógeno en función al tamaño y al factor de capacidad de la instalación. Este coste, a mayor factor de capacidad de la instalación, es más dependiente del coste al que se adquiriera 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 13: Listado de fabricantes de electrolizadores

Grado de interés	Empresa	Logo	País	Know-how electrólisis	Experiencia acumulada
1	ITM Power		Reino Unido	Alcalina	
	Nel Hydrogen		Noruega	PEM y Alcalina	More than 3.000 electrolyzers
	Cummins		Canadá	PEM y Alcalina	
	McPhy		Francia	Alcalina	
2	H ₂ B ₂		España	PEM	7,5 MW
	H-TEC		Alemania	PEM	
	Areva H ₂ Gen		Francia	PEM	
	Thyssenkrupp		Alemania	Alcalina	
3	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 electrólisis: 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.

En la sección 0, 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 Aguas CAP – EPA SpA., que es el mostrado en la Figura 39, se plantean dos opciones de abastecimiento, una primera en donde el abastecimiento se podría hacer a partir de agua remineralizada (400-500 $\mu\text{S}/\text{cm}$), o a partir de agua osmotizada (100-250 $\mu\text{S}/\text{cm}$). 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.

Figura 39: Datos de calidad del agua disponible en la instalación.

Parámetro		Agua Remineralizada	Agua Osmotizada
Parámetro	Unidad	Valores máximo	Valores máximo
Turbidez	UNT	<1,5	<1,0
Color Verdadero	Unidad Pt / Co	<5	<5
Olor	...		
Sabor	...		
pH		7,0 - 9,0	6,0 - 7,5
Aluminio	mg/L	0.01	0.01
Amoníaco	mg N/ L	0.01	0.01
Bario	mg/L	0.03	0.03
Berilio	mg/L	0.01	0.01
Boro	mg/L	0.75	0.75
Cadmio	mg / L	0.001	0.001
Cianuro	mg / L	0.01	0.01
Cloruros	mg / L	300	300
Cobalto	mg/L	0.01	0.01
Cobre	mg / L	0.01	0.01
Fenoles	mg / L	0.001	0.001
Cromo total	mg / L	0.01	0.01
Detergente	mg SAAM/L	0.1	0.1
Fluoruro	mg / L	0.1	0.1
Hierro	mg / L	0.05	0.05
Litio	mg/L	0.05	0.05
Litio (Cítricos)	mg/L	0.05	0.05
Magnesio	mg / L	5	5
Manganeso	mg / L	0.01	0.01
Mercurio	mg / L	0.0005	0.0005
Molibdeno	mg/L	0.005	0.005
Níquel	mg/L	0.01	0.01
Nitratos	mg N / L	0.1	0.1
Plata	mg/L	0.01	0.01
Plomo	mg / L	0.01	0.01
Residuos Filtrables	mg/L	10	10
Selenio	mg / L	0.005	0.005
Sulfatos	mg / L	20	20
Vanadio	mg/L	0.05	0.05
Zinc	mg / L	0.25	0.25
Sólidos disueltos totales	mg / L	600	600
Estroncio 90	pCi/L	1	1
Radio 226	pCi/L	0.1	0.1
Actividad Beta Total	pCi/L	10	10
Actividad Beta Corregida	pCi/L	1	1
Actividad Alfa	pCi/L	0.1	0.1
Cloro Libre	mg Cl2/L	N/A	N/A
LSI		-0,5 a + 0,5	-0,1 a 0

Conductividad Eléctrica.	µS/ cm	400 - 500	100-250
--------------------------	--------	-----------	---------

Fuente: Reporte calidad de agua Aguas CAP – EPA SpA.

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.

Habitualmente, los electrolizadores deben incorporar como mínimo un proceso de ósmosis inversa y desionizado. En este caso, a pesar de existir un proceso de osmosis previamente, la conductividad del agua se encuentra en rango de agua para uso doméstico, por lo que el equipo de electrólisis debe incorporar una segunda osmosis y un proceso de deionización. Se supone que el agua pasa por un pretratamiento previo para adecuar a uso doméstico dentro de la misma instalación de desalinizado. Los pasos mínimos para tratar el agua son los siguientes:

- **Ósmosis inversa:** La 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:

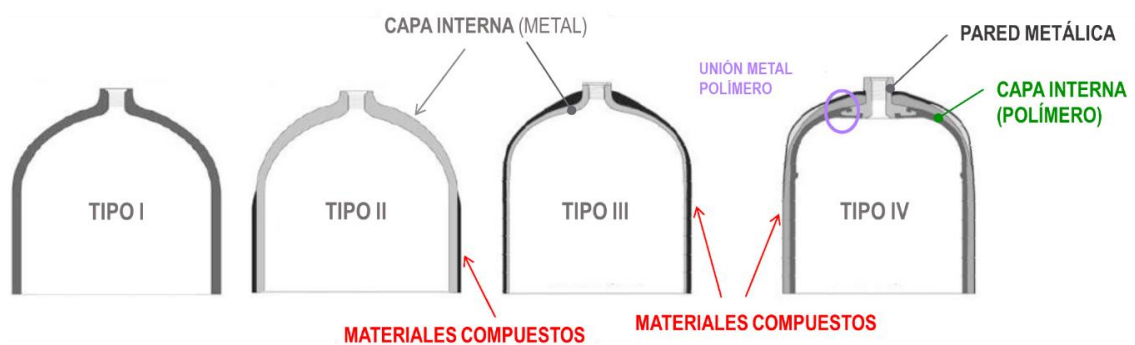
- **Tipo I:** depósitos de metal puro (generalmente de acero inoxidable o acero al carbono, aunque también pueden encontrarse de aluminio). Son depósitos muy pesados de paredes gruesas que suelen operar hasta presiones de 200 bar. Se emplean como sistema de almacenamiento económico en aplicaciones estacionarias, donde el volumen y el peso del depósito no son factores limitantes, como por ejemplo en los laboratorios.
- **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: 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 40: 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 que la evaporación del hidrógeno almacenado. Es habitual que, con el paso del tiempo, este tipo de depósitos sufran pérdidas de hidrógeno por evaporación. 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 ventear, 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 para un sistema de almacenamiento líquido son menos voluminosos y ocupan menor espacio; sin embargo, las distancias de seguridad que se deben mantener respecto a este tipo de almacenamiento son superiores.

Figura 41: Tanque de hidrógeno líquido.

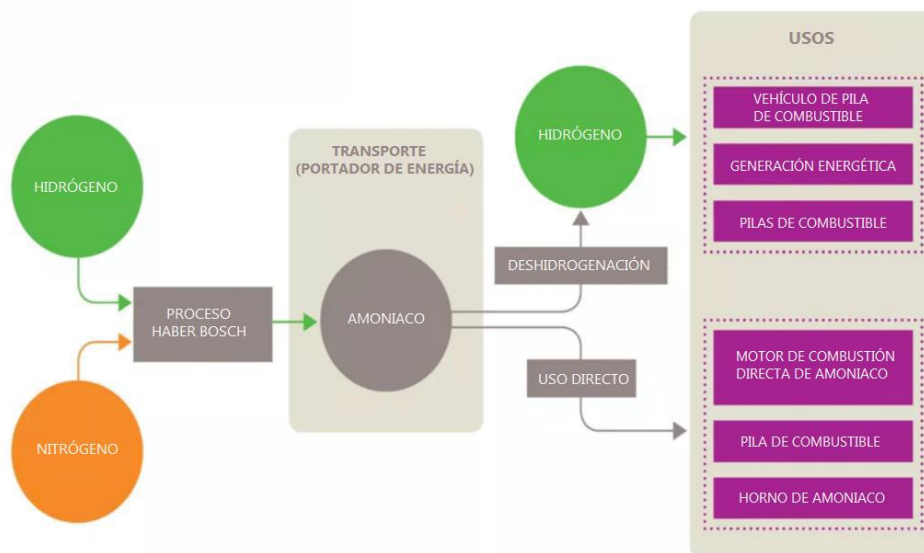


Fuente: <https://H2stationmaps.com/hydrogen-stations>

3.3.3 AMONIACO

Una de las opciones más utilizadas para almacenar hidrógeno es la conversión de hidrógeno puro en amoníaco mediante el proceso Haber Bosch. El amoníaco 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 42: Esquema de proceso de transformación en amoníaco 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)

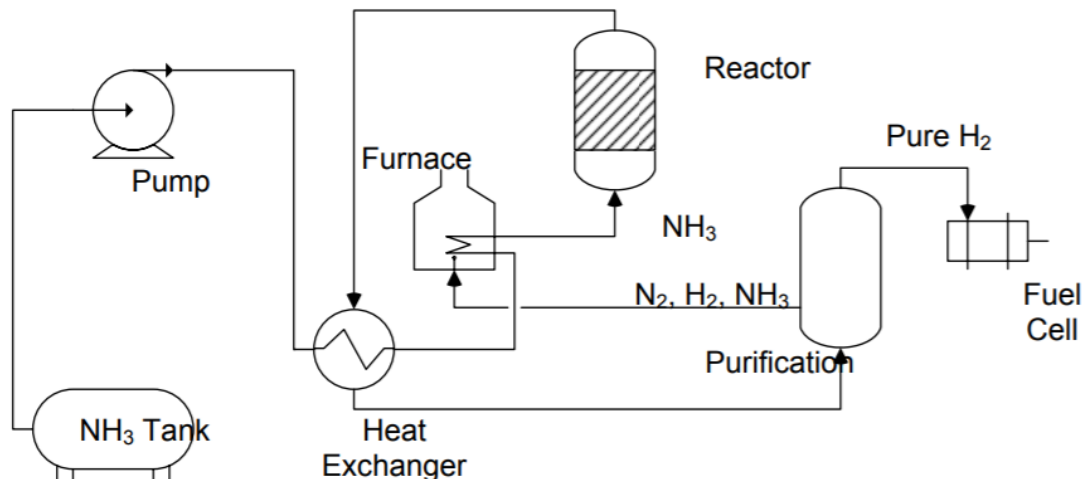
El amoníaco tiene varias ventajas como su densidad volumétrica (5 kg de hidrógeno están contenidos en 56 litros (15 gal.) de amoníaco a temperatura ambiente), su facilidad para ser licuado o su fácil almacenamiento a baja presión (20-30 bar). Sin embargo, para poder reconvertir el hidrógeno a partir de amoníaco, 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 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 pura (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 43: Proceso de conversión de amoníaco en hidrógeno para uso en pilas de combustible.



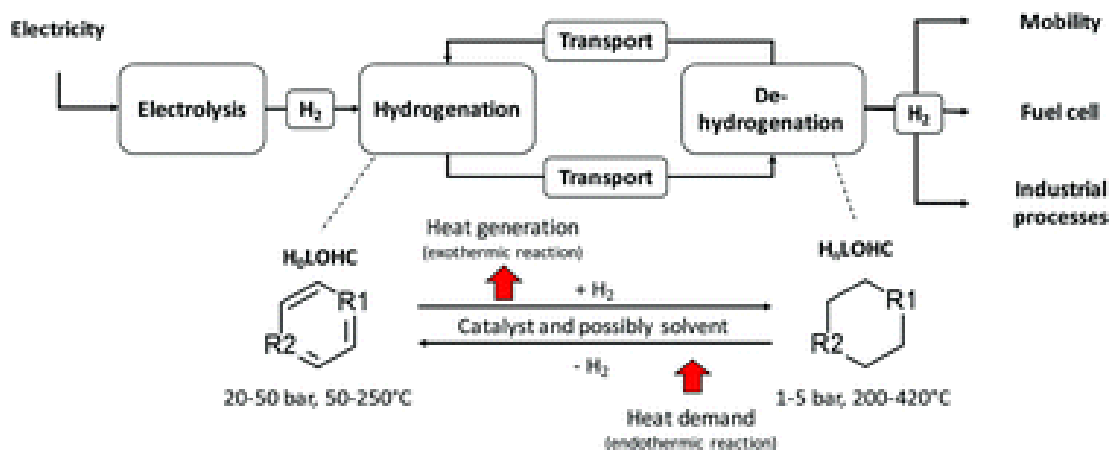
Fuente: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto_nh3_H2_storage_white_paper_2006.pdf

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 procesamiento, 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 44: 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 amoníaco y los líquidos orgánicos (LOHC) permiten almacenar y transportar hidrógeno de forma más sencilla, sin embargo, suponen un sobre coste 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 primero en cumplir con una demanda mínima de 60 kg/día de hidrógeno y, posteriormente, en maximizar la producción de hidrógeno a partir de la planta fotovoltaica prevista de 3 MW. Dado que con la planta fotovoltaica se cumple la premisa de producción de 60 kg/día, se va a considerar el estudio como instalación off grid basándose en las horas equivalentes solares para la producción de hidrógeno, aunque se realizarán recomendaciones de mejora del proyecto entre las que se incluirá la conexión a red. 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 13 se dedican a la fabricación de instalaciones multimegavatio (>5MW) como HydrogenPro, John 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, debido a que la tecnología PEM posee un TRL ligeramente inferior a la tecnología alcalina podría ser susceptible de recibir financiamiento a nivel internacional por su nivel de madurez. A continuación, se exponen algunas de las convocatorias de CORFO anunciadas para 2021:

Figura 45: 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
CONSOLIDA 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

Quedan recogidas más alternativas en el Anexo 9: Herramientas de financiación de este documento.

- 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 se atiende 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:

Para realizar el estudio tecno-económico del electrolizador PEM se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- El diseño del electrolizador se va a realizar optimizando la energía solar producida. Para ello, se realiza un análisis de sensibilidad (sección 4.2 de este mismo documento)
- El almacenamiento debe ser suficiente para contar con hasta dos días de producción nominal de la instalación.
- Se establece consumo del grupo electrolizador preliminar en 55 kWh/kg de acuerdo con datos internos de ARIEMA. En el Punto 4, se contrastará con información provista por proveedores.
- El almacenamiento va a realizarse a 450 bar, para disponer en caso de tener que alimentar equipos de alto tonelaje minero. Esto determinará el consumo específico del compresor.
- Se prevé consumo en distancias largas, por lo que el almacenamiento va a considerarse móvil. Se ha considerado un camión con capacidad de transportar hidrógeno, esto se revisará en más detalle en secciones posteriores.

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

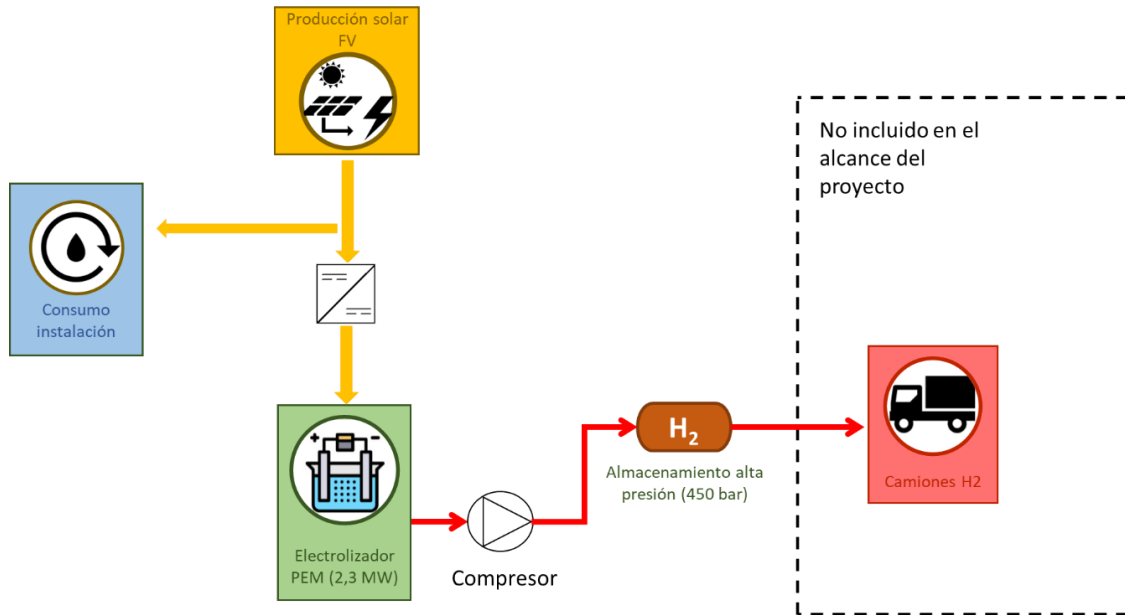
3.5 IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES DE BALANCE OF PLANT. DISEÑO CONCEPTUAL DE UNIDADES DE PROCESO Y AUXILIARES DE UNA INSTALACIÓN DE ELECTRÓLISIS.

El proyecto en estudio se centra en la producción de hidrógeno para el abastecimiento de equipos de alto tonelaje minero y su posible transporte al Sector Mina. Para poder asegurar que la producción es suficiente para abastecer las necesidades durante todo el año, es necesario contar con almacenamiento buffer, ya que, al estar provisto únicamente con energía solar, hay que 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 región estudiada. Se debe tener en cuenta 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. Puesto que la finalidad del hidrógeno es abastecimiento de equipos de alto tonelaje minero, se ha considerado la presencia de un compresor que permita alcanzar 450 bares 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 46: Mapa conceptual de componentes de la instalación.

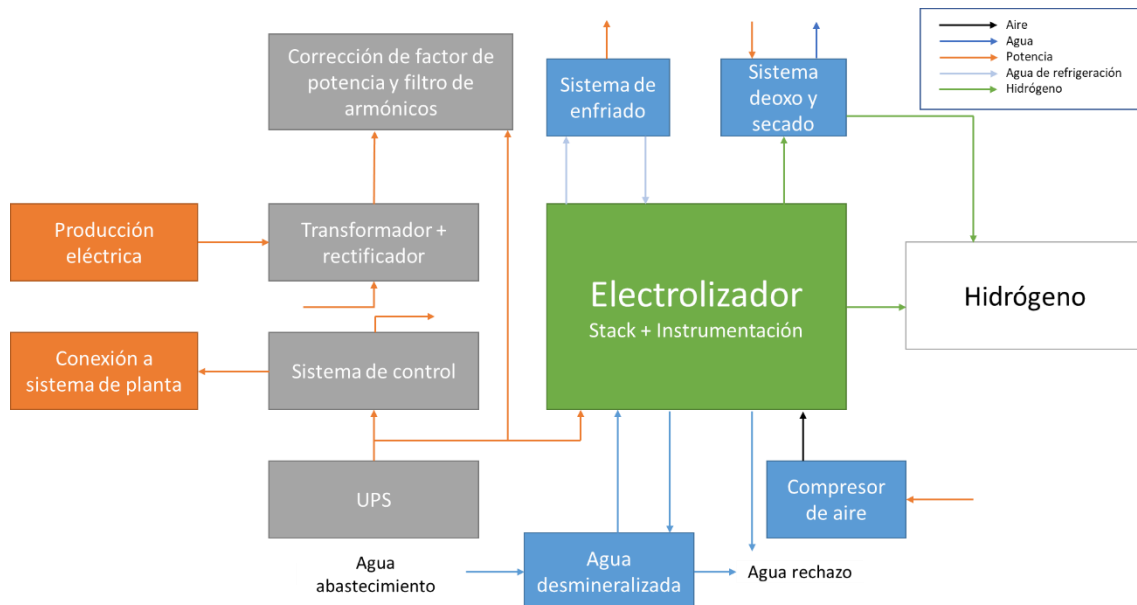


Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

En la Figura 46 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 47: Diagrama de flujo de un stack de electrólisis PEM.

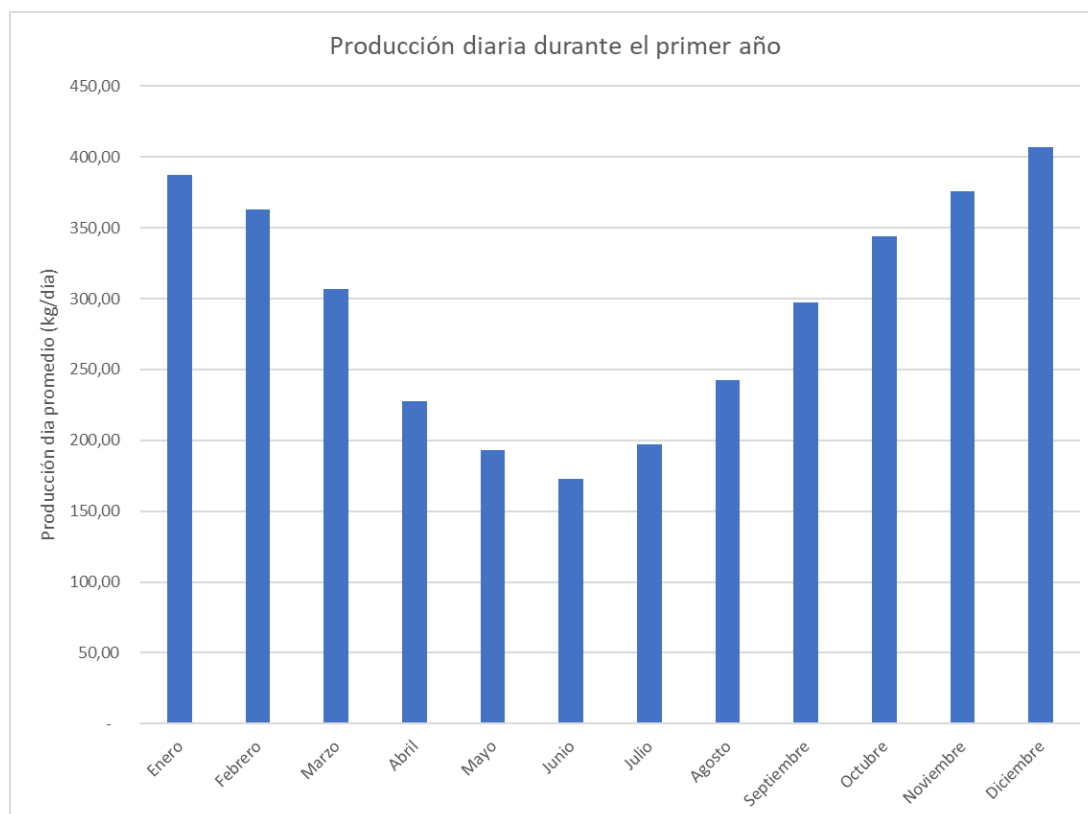


Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

3.5.1 ELECTROLIZADOR

Como se ha comentado previamente, para realizar el diseño del electrolizador se ha considerado un electrolizador PEM. La potencia por instalar necesaria, como se especificó previamente, es de 2,3 MW. El estudio de los días promedio de producción de hidrógeno permite obtener la siguiente gráfica (ver Figura 48) que representa la producción de hidrógeno durante el primer año de funcionamiento, sin considerar por lo tanto pérdidas por degradación del stack:

Figura 48: Producción promedio diaria de hidrógeno durante BOL del electrolizador PEM.



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

Se obtiene una producción media aproximada de 293 kg por día de funcionamiento, llegando algunos días de invierno a producciones de 170 kg/día.

Tabla 14: Características y especificaciones técnicas preliminares de los electrolizadores.

Características y especificaciones	
Potencia nominal	2,3 MW
Producción nominal (H ₂)	41,8 kg/h
Producción nominal (O ₂)	334,5 kg/h
Temperatura de funcionamiento	70
Consumo específico electrolizador (kWh/kg, BOL)	55
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 (BOP) DEL ELECTROLIZADOR

- Tratamiento de agua

La tecnología PEM necesita agua ultrapura para alimentar la pila como se especificó en la sección 3.2 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.

En este proyecto, se requerirán dos etapas de purificación de agua. Se deberá considerar una primera etapa de purificación del agua previa a la etapa que suelen incluir los propios fabricantes de electrolizadores en los equipos.

- Acondicionamiento de potencia eléctrica

Las redes eléctricas utilizan corriente alterna (CA) para la generación y la 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.

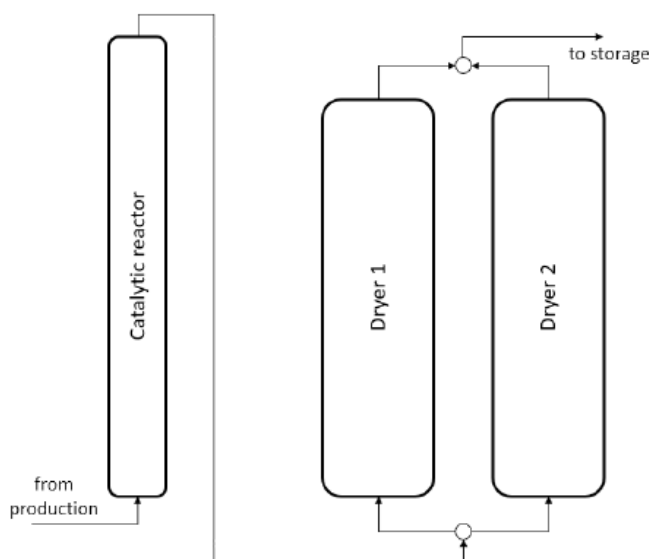
- Gestión térmica

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 49: 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 49) 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 el stack 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, además, 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. Temperaturas inferiores implican pérdida de eficiencia en el proceso, y temperaturas superiores implican degradación y pérdida de vida útil.

Se considera una temperatura del agua aproximada de 20 °C, 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. Si bien es cierto que de acuerdo con recomendaciones de Aguas CAP – EPA SpA. la temperatura de suministro es menor, se consideran 20°C por seguridad.

Tabla 15: Características y especificaciones técnicas del intercambiador de calor para la refrigeración.

Características y especificaciones	
Necesidad de refrigeración (funcionamiento nominal)	0,69 MW
Temperatura agua de entrada	20
Temperatura agua de salida	40
Caudal requerido de agua	10 m ³ /h
Área de intercambio de calor	A definir por el proveedor

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.

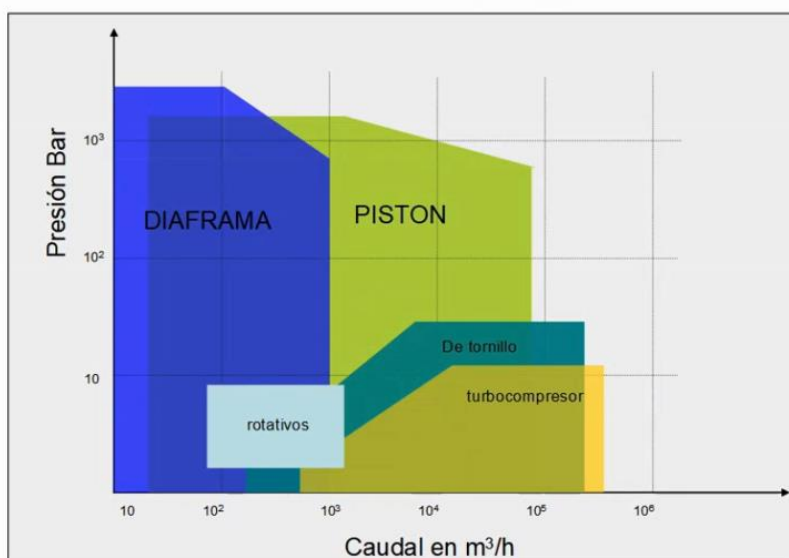
Para optimizar la refrigeración, el sistema suele disponer de un control integrado de la temperatura que optimiza el funcionamiento de este sistema. Debe considerarse que los valores listados en la tabla previa son a funcionamiento nominal y pueden variar en función de las especificaciones de los intercambiadores 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 temperada.

Se ha solicitado información sobre este subsistema a los fabricantes de electrolizadores, teniendo en cuenta que 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 siguiente figura.

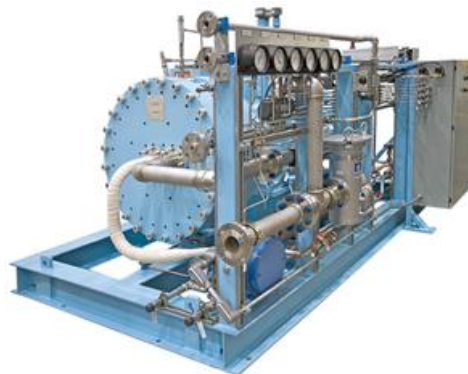
Figura 50: Tipos de compresores empleados en hidrógeno, con rango de operación.



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 50, se puede observar que, en función al caudal generado, en estas condiciones los compresores preferidos son los de diafragma o de pistón. Para este tamaño, **se considera compresor de diafragma como preferido** en esta aplicación.

Figura 51: Compresor de diafragma.



Fuente: PDC Machines

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, 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 permiten que la entrada y salida del gas se 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. El compresor estimado para esta aplicación cumple con los siguientes requisitos técnicos:

Tabla 16: 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	42 kg/h / 497 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.

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 17: 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	2 días de producción (65 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 elija, 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 2,3 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 CC 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 CAP – EPA SpA. 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, 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 pueden agrupar 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, anteriores, 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 cuatro litros de agua por cada litro purificado cuya composición dependerá de la del agua ingresada originalmente.

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

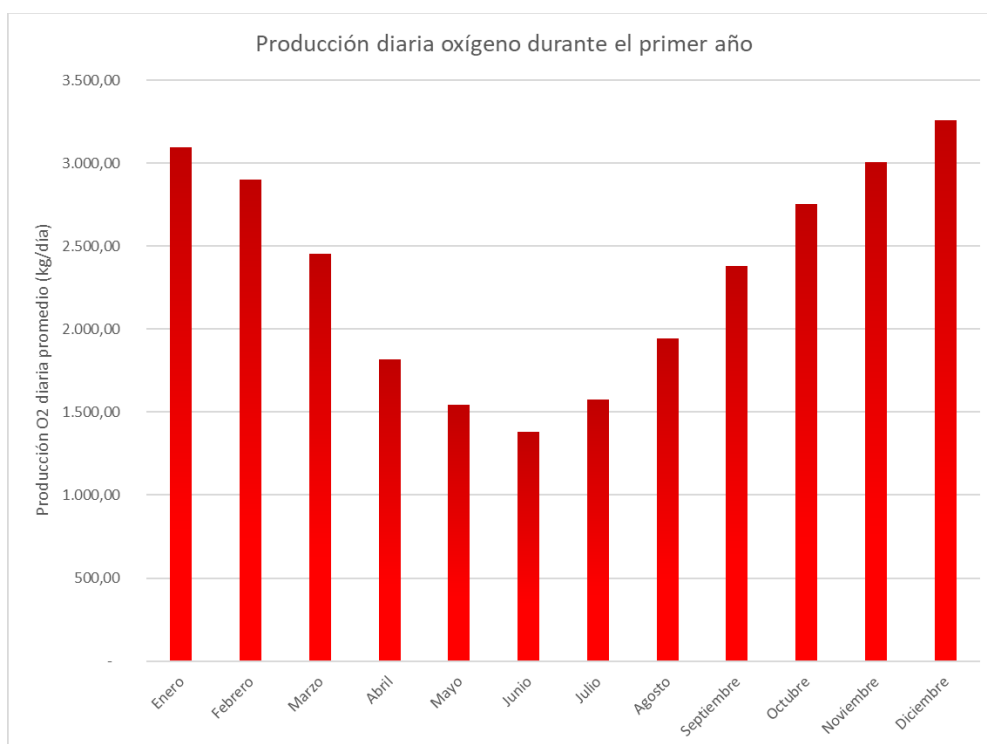
3.7.1 OXÍGENO COMO SUBPRODUCTO

La producción diaria de oxígeno se estima en la Figura 52. Inicialmente, el oxígeno es considerado como un subproducto y se ventea, 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 52: 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 2,3 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 la que existe agua de rechazo. La primera de ellas se explica en detalle en la sección 3.2 Estudio del recurso hídrico. 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. Inicialmente no se considera la venta de excedentes fotovoltaicos a red por lo que se propone disponer dicho excedente a consumos internos de la planta de Aguas CAP. Tamaños excesivamente grandes de electrólisis conseguirían trabajar sin apenas excedente solar, pero su coste de inversión es más alto y requieren un mayor coste de almacenamiento, siendo a altas presiones este factor un concepto crucial. Además, sistemas sobredimensionados podrían producir poco 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).

El criterio preliminar escogido 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 los que acusan la gran variación estacional, casi desapareciendo en invierno.

Según se aprecia en la siguiente Tabla 18, una vez descontado el consumo en la electrólisis, el excedente solar es mínimo.

Tabla 18: Excedente solar y consumo electrólisis.

Consumo electrólisis	99,8%
Excedente solar	0,2%

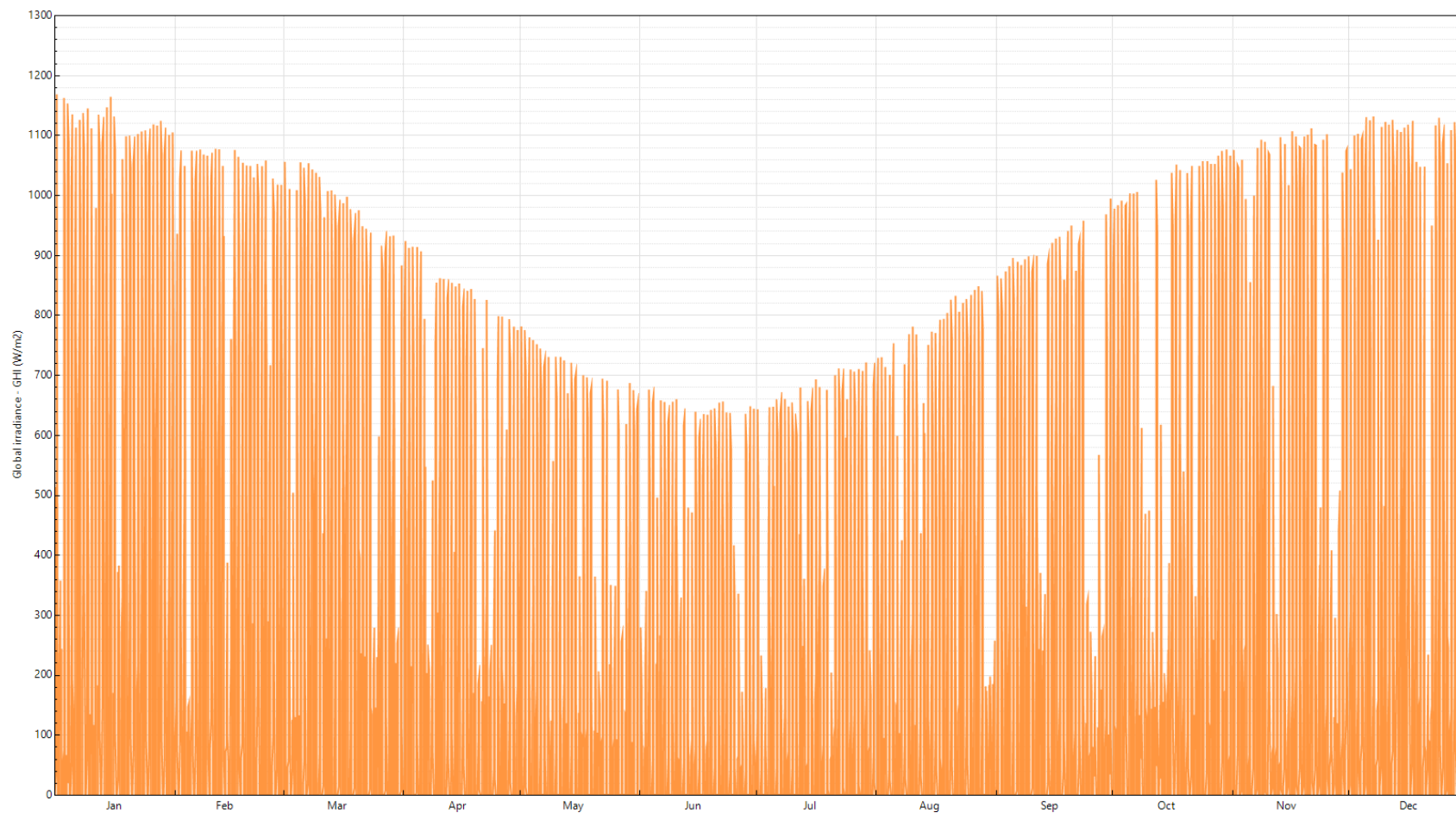
Fuente: Elaboración propia ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Dado el tamaño de la instalación solar fotovoltaica, se producen excedentes en los mejores meses de radiación solar, pero de acuerdo con el análisis de sensibilidad realizado, en el cual se entrará en detalle en la sección 4.2, esta configuración es el valor que minimiza los excedentes solares y permite una producción más ajustada.

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.

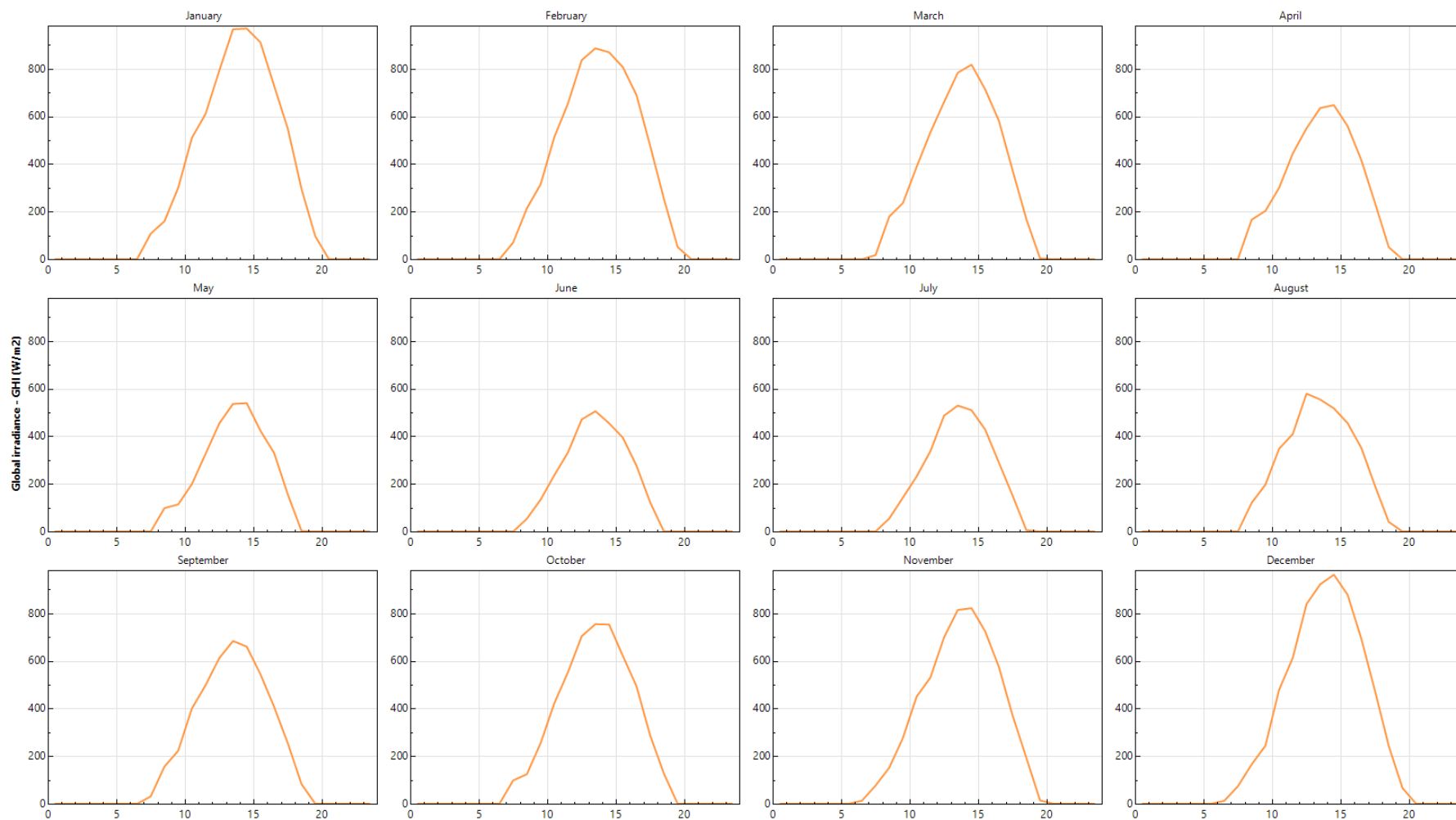
En las siguientes figuras, se puede observar una estimación de producción solar diaria y en los días promedio realizada con el software System Advisor Model (SAM) en la región:

Figura 53: Estimación irradiancia horaria anual.



Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L. a partir de System Advisor Model (SAM)

Figura 54: Irradiancia promedio durante los días promedio en la zona de la instalación.



Fuente: Elaborado por ARIEMA Energía y Medioambiente S.L. a partir de System Advisor Model (SAM)

Como se puede observar en las figuras previas, hay una variación en cuanto a radiación directa entre invierno y verano, llegando a valores de diferencia de hasta 400 W/m². En el caso de Chile, la generación estimada es muy superior entre los meses de octubre y marzo por sobre el invierno. 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 nublados.

Tabla 19: Datos de consumo de la electrólisis en función a la generación de un año promedio.

Año	Consumo electrólisis [kWh/día]
Enero	23.462
Febrero	21.974
Marzo	18.567
Abril	13.777
Mayo	11.713
Junio	10.458
Julio	11.944
Agosto	14.706
Septiembre	18.021
Octubre	20.843
Noviembre	22.772
Diciembre	24.668
Consumo anual (MWh/año)	6.469
Excedente anual (MWh/año)	11
Producción anual (kg/año)	112.497
Producción día promedio (kg/día)	308

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

En la tabla anterior 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 observa la producción de días promedio y la producción final anual.

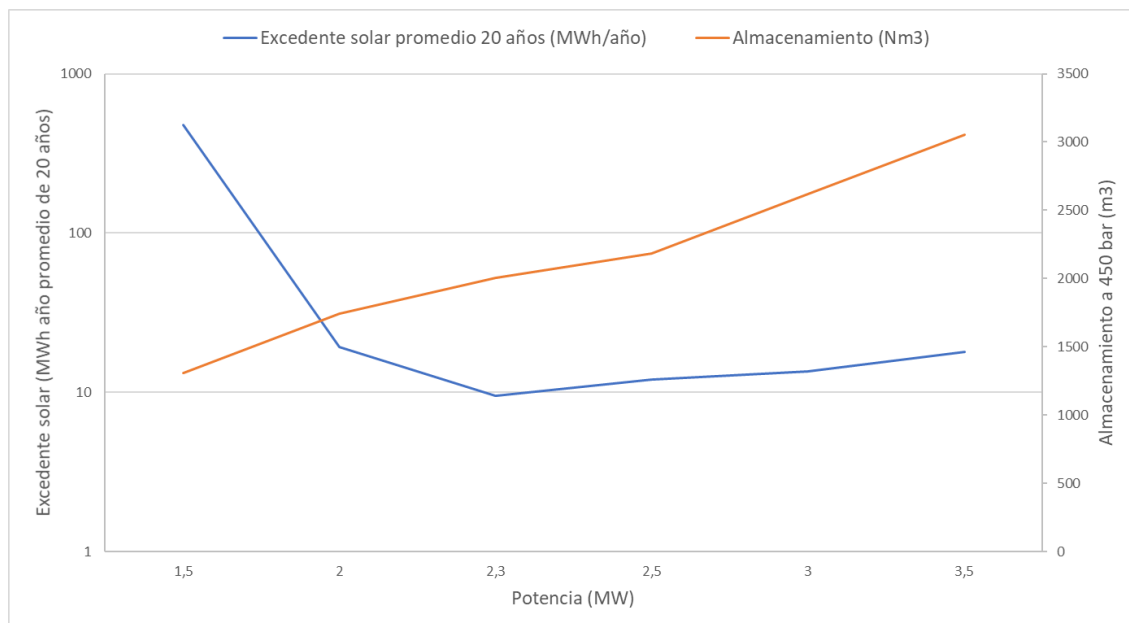
4.2 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Como se mencionó anteriormente, los excedentes de producción solar van a suministrarse a la planta de desalinización de Aguas CAP- EPA SpA., pero se va a perseguir un objetivo de dimensionado a minimizar excedentes, maximizando la producción de hidrógeno. Adicionalmente en este caso, al tener una demanda de hidrógeno constante a lo largo del año y distribuida de manera uniforme, sobredimensionar demasiado el electrolizador puede llevar a incrementar demasiado el espacio y el coste del almacenamiento. Por lo tanto, se han seguido 3 criterios para optimizar la producción:

- 1) Reducir, en la medida de lo posible, los excedentes de generación solar, maximizando la producción de hidrógeno.
- 2) Fijar el almacenamiento de hidrógeno en dos días.
- 3) 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 una mayor degradación del stack asociada a ello.

Puesto que no existe una demanda impuesta (aunque inicialmente en los TDR se estableció en 60 kg/día), si el cálculo se basa en el punto 1), la instalación debería estar en torno a 2,5 MW de potencia para poder realizar un acoplamiento fotovoltaico adecuado.

Figura 55: Análisis de sensibilidad de almacenamiento y excedente solar frente a la potencia de electrólisis instalada.



Fuente: Elaboración propia.

Visualizando la figura anterior, se observa que el valor óptimo está en 2,3 MW instalados, en el cual se generan la mínima cantidad de excedentes solares. Valores por encima de 2,3 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 umbral mínimo de aporte energético que necesita el equipo para empezar funcionar. Si la generación solar instantánea es menor que el umbral mínimo del electrolizador, éste tendrá que entrar en reposo. Para el presente estudio se ha supuesto, a partir de especificaciones tecnológicas generales, que el umbral mínimo para arrancar el electrolizador es un 5% de su capacidad nominal.

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

Tabla 20: Horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador en función a la potencia nominal³

Potencia (MW)	1,5	2	2,3	2,5	3	3,5
Horas equivalentes	3574	3017	2642	2431	2024	1735

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

Como es de esperar, el mejor acople se obtiene a la potencia más baja (más horas equivalentes al año y mayor factor de planta), ya que el electrolizador trabaja más horas en su potencia nominal, pero también incrementa los excedentes de energía, al no casar de forma perfecta con la producción. Pese a que el valor óptimo se encuentra en 2,3 MW, hay que tener en consideración que este no es fácil de encontrar en el mercado de electrólisis y resulta más factible hallar potencias de electrolizadores en torno a 2 MW o 2,5 MW; sin embargo, esto

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

depende en gran medida del fabricante del electrolizador, ya que el diseño de potencia del stack suele ser múltiplo de la potencia unitaria de celda, lo cual depende del fabricante en particular.

4.3 DIMENSIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO

A partir de la información introducida en la 0 Almacenamiento, se detallan algunas de las condiciones que se han tenido en cuenta para el dimensionamiento del almacenamiento en este proyecto:

- Se debe realizar una primera carga sin consumo del almacenamiento para obtener un valor buffer y así alcanzar la presión mínima que el tanque debe mantener. 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.
- No se consideran desfases importantes entre carga del almacenamiento y consumo del hidrógeno, por lo que no se va a exceder nunca la capacidad del almacenamiento. Un almacenamiento de dos días sobre la producción nominal se considera suficiente.
- Se seleccionan los depósitos tipo II como los más adecuados para la aplicación propuesta, almacenamiento in-situ a presión.

Anteriormente en el punto de diseño (sección 0), se realizó una primera aproximación del dimensionado del almacenamiento de hidrógeno a 450 bar:

Tabla 21: 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	2 días de producción (68,9 m ³ a 450 bar)
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.

Se ha considerado almacenamiento en contenedores móviles tipo II como el mostrado en la Figura 56 para este caso, ya que permite transportar el almacenamiento sin mayor problema y permite el empleo del hidrógeno generado en distancias.

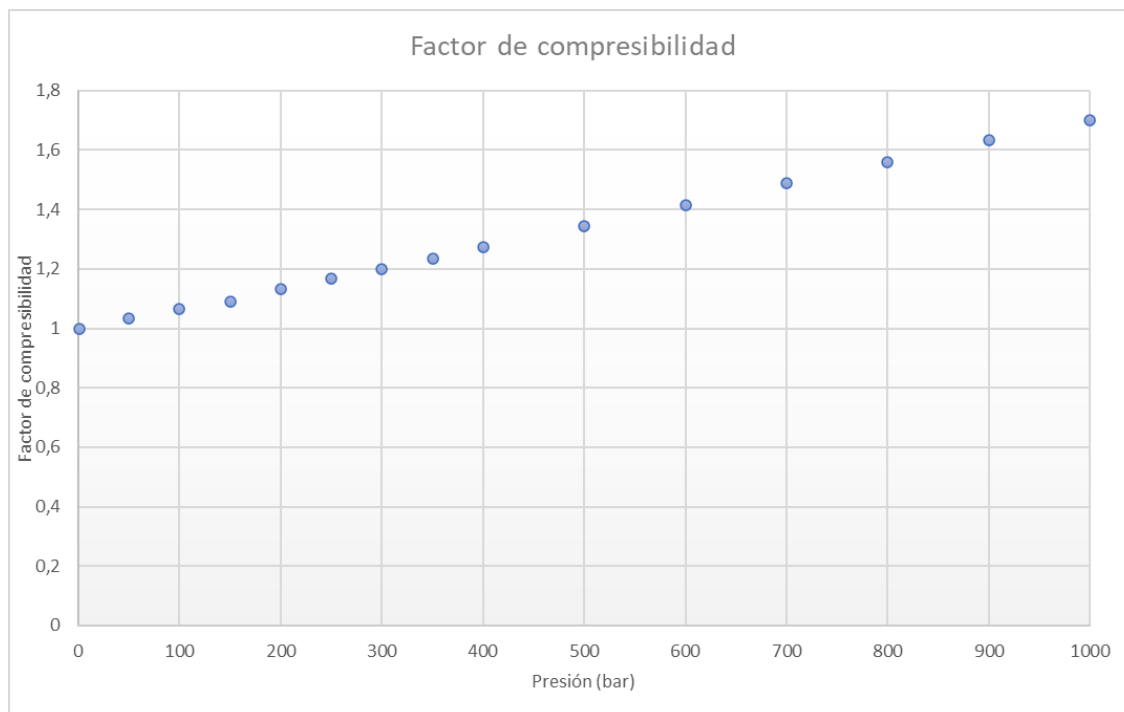
Figura 56: Modelo de almacenamiento de hidrógeno en container de 450 bar.



Fuente: UMOE. 450 bar.

Uno de los valores clave que determinará el tamaño necesario de almacenamiento es el de la 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 57: 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 22: Resumen de posibilidades de almacenamiento frente a área ocupada para cada escenario.

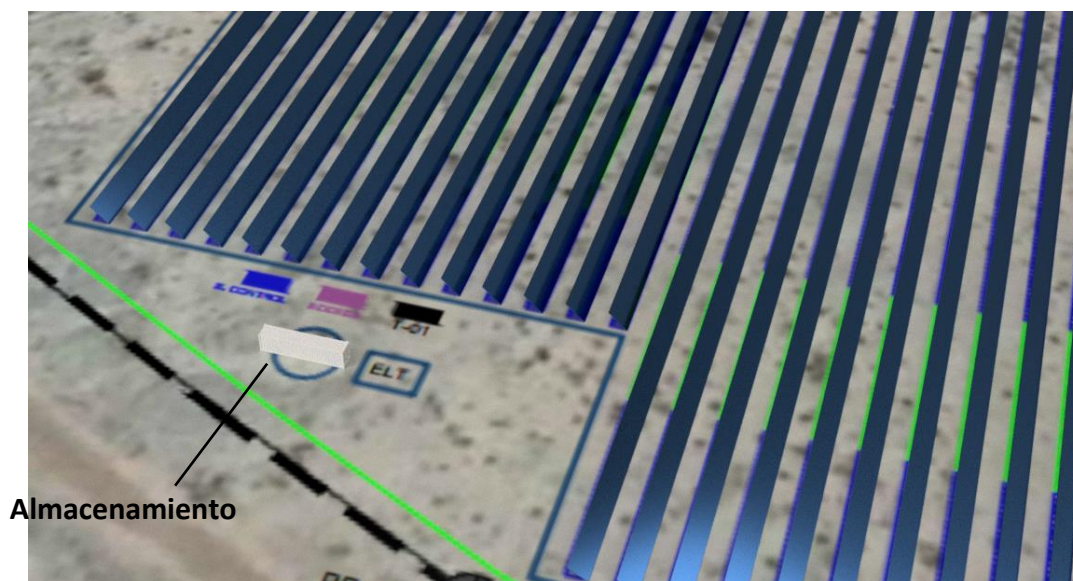
P almacenamiento (bar)	FC	Volumen real (m3)	Área ocupada (m2)
450	1,31	68,9	120,9
500	1,35	63,7	113,2
550	1,38	59,4	105,6
700	1,49	50,3	90,4
900	1,63	42,8	82,8

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 e instalaciones especialmente diseñadas 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.

En este proyecto, se recomienda almacenar el hidrógeno a una presión similar a la presión requerida en el uso final: vehículos pesados. 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). Además, presiones muy elevadas, aunque disminuyen las necesidades espacio, podrían suponer mayor CAPEX por la necesidad de racorería apta para presiones elevadas. Como se comentó anteriormente, a nivel comercial, 450 bar de presión es la solución óptima para este tipo de instalación. En la Figura 58 se puede observar una aproximación del espacio ocupado del almacenamiento para el caso de 450 bar.

Figura 58: Tamaño aproximado de tamaño del almacenamiento con respecto a la planta solar.

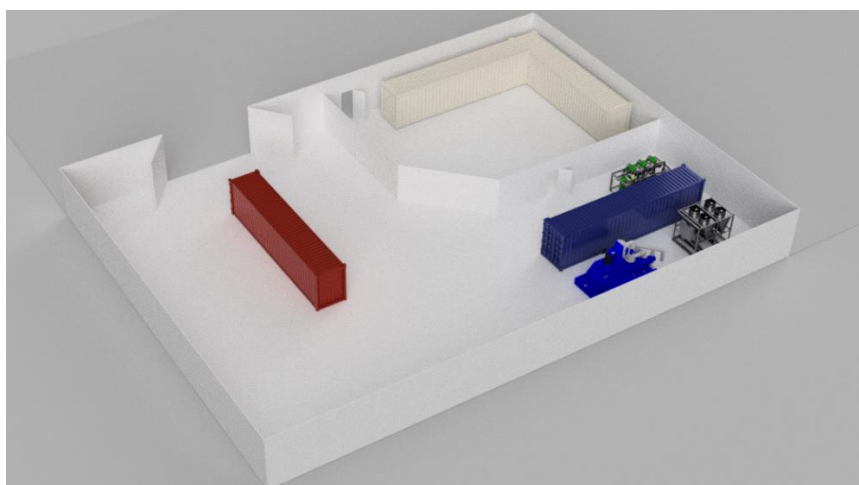


Fuente: Elaboración propia.

4.4 LAYOUT APROXIMADO DE ELECTRÓLISIS

En las siguientes figuras se puede ver el espacio ocupado del total de una implantación 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. Los valores deberían definirse en etapa proyecto posterior.⁴

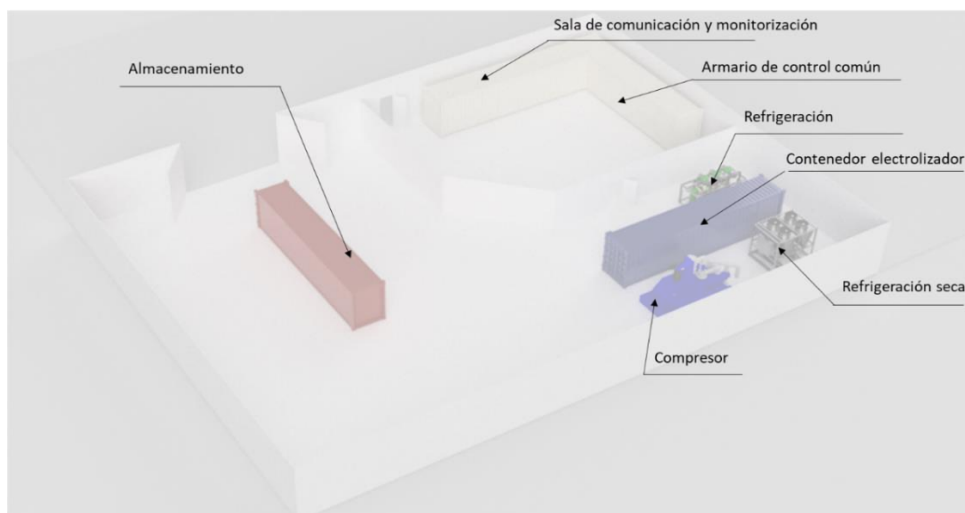
Figura 59: Layout aproximado de una instalación de electrólisis de 1 MW.



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

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 60: Equipos mínimos incluidos en el layout de una instalación de electrólisis.⁵



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

4.5 LAYOUT COMPLETO DE LA INSTALACIÓN

Se adjunta en el Anexo 5 el plano con un layout aproximado que indica cómo debería implementarse la instalación de electrólisis y la instalación de producción fotovoltaica en su conjunto.

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 61: Esquema de instalación del proyecto Hoasis.



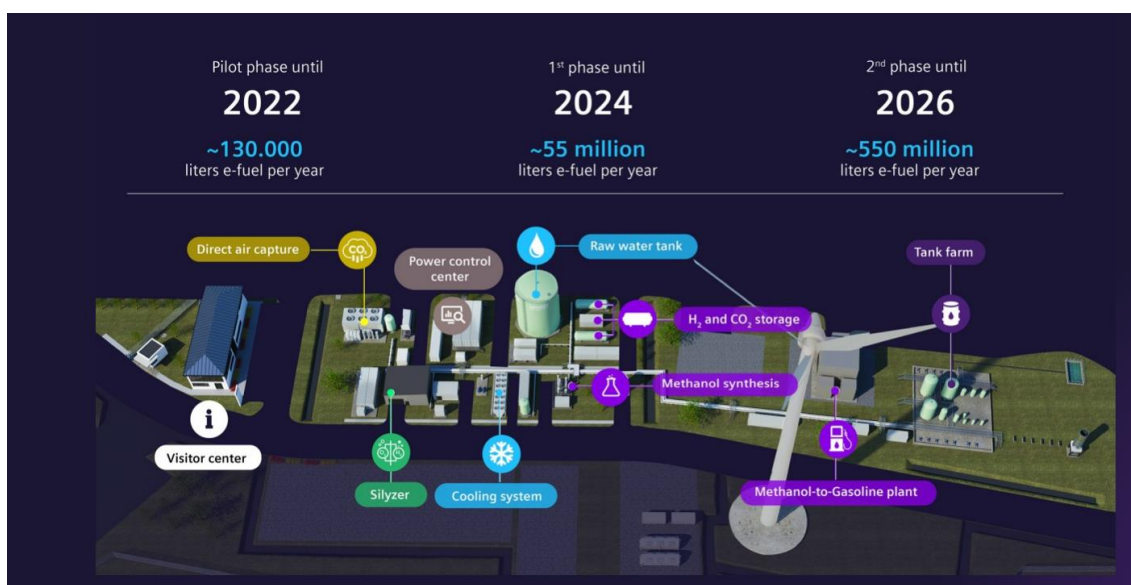
Fuentes: <https://www.tci-gecomp.com/wp-content/uploads/2020/10/HOASIS-CAVENDISH-13-OCTUBRE-compressed.pdf>

⁵ Este caso es extrapolable a potencias de hasta 3 MW. A partir de esta capacidad, es difícil encontrar soluciones contenerizadas.

Este proyecto supone la instalación de 3 GWp de energía solar fotovoltaica, la 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 62: 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.

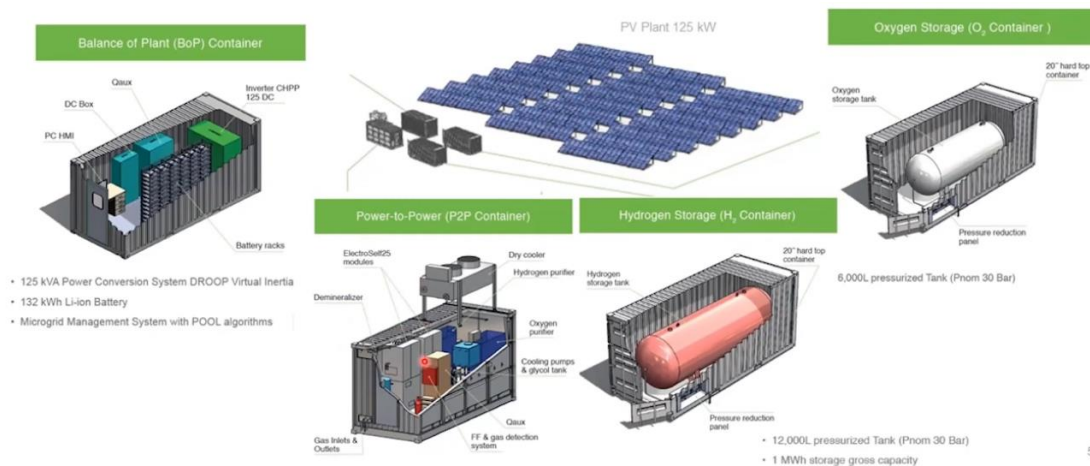
En este proyecto se produce hidrógeno vía electrólisis donde la electricidad necesaria para el proceso es obtenida mediante energía eólica y por otra parte se captura CO₂ de la atmósfera. Con el hidrógeno y el dióxido de carbono capturado se fabrican metanol y gasolina.

Es el proyecto más grande de su tipo en Latinoamérica 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 63: Esquema de equipos e instalación Proyecto Cerro Pabellón.



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

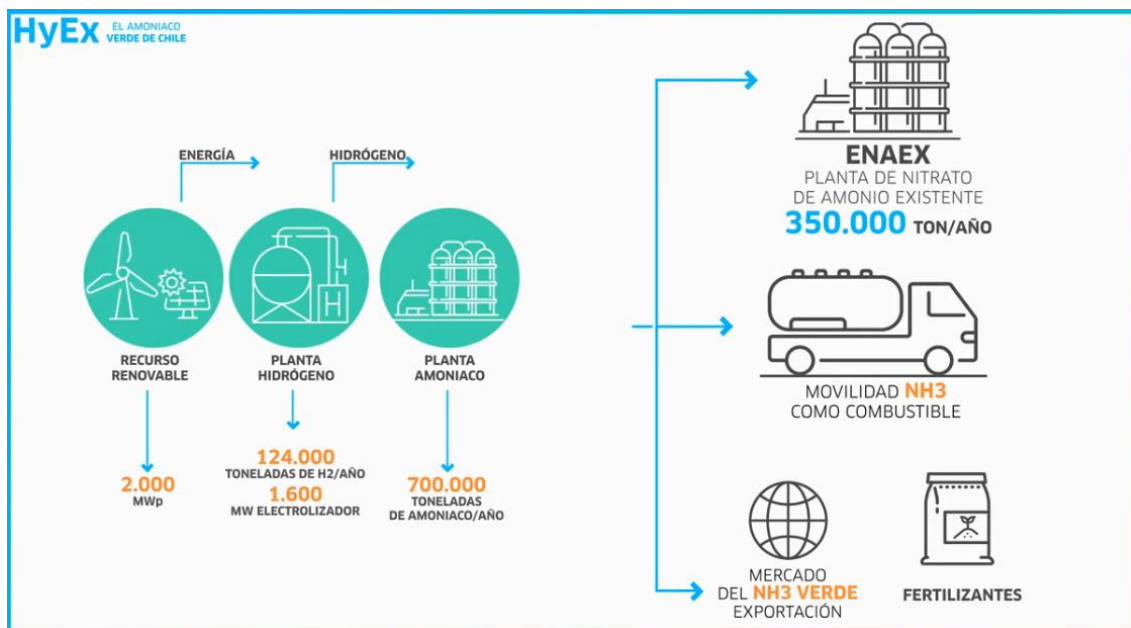
El sistema consta de una planta fotovoltaica de 125 kWp que genera energía para alimentar un container donde se genera hidrógeno vía electrólisis PEM. La instalación consta de almacenamiento tanto para oxígeno como para hidrógeno, y otro container con el acondicionamiento eléctrico de la instalación. 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 ión 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 64: Proyecto HyEx, esquema conceptual de producción y usos finales.



Fuente: Diapositivas Cavendish

- Proyectos 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 23: Cotización Proveedor 1 electrolizador PEM

MAIN DATA			
Nominal power (MW) *	2,3		1,5
Nominal hydrogen production (kg/h)	~44,8		~27
TECHNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT			
Technology of electrolysis	PEM		PEM
Nominal power (MW)	2.5 MW		1.25 MW
Nominal hydrogen production (kg/h)	44.3 kg/h		22.1 kg/h
Plant estimated prize (USD)		2.960.000,00 USD	2.075.000,00 USD
Stack replacement (USD)	1,080,000 USD 2021, forecasted to ~ \$780,000 USD by 2030		540,000 USD 2021, forecasted to~ \$320,000 by 2030
Stack efficiency (100% load, BOI) (kWh/Nm ³)	4,50		4,50
Hydrogen purity (after purification if included.	> 99.9995 %		> 99.9995 %
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	30 bar		30 bar
Stack service life (hours) **	87000,00		87000,00
Plant service life (years)	20,00		20,00
Control system included? (Yes/No)	Yes		Yes
Please, provide individual price of control system	N/A		N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes		Yes
Please, provide individual price of water purification	N/A		N/A
Hydrogen purification included? (Yes/No)	Yes		Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	120,000 USD		105,000 USD

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

5.2.1.2 PROVEEDOR 2

Tabla 24: Cotización Proveedor 2 electrolizador PEM

MAIN DATA		
Nominal power (MW) *	2,3	1,5
Nominal hydrogen production (kg/h)	~44,8	~27
TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT		
Technology of electrolysis	PEM	PEM
Nominal power (MW)	2,392 kW	1,055 kW
Nominal hydrogen production (kg/h)	42.83 kg/h	18.58 kg/h
Plant estimated prize (USD)	4,064,842 \$	2,091,948 \$
Stack replacement (USD)	1,762,976 \$ This cost does not include travels and labour.	846,653 \$ This cost does not include travels and labour.
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm ³)	5,24 kWh/Nm ³	5,24 kWh/Nm ³
Hydrogen purity (after purification if included.	Grade 5 (99.999%)	Grade 5 (99.999%)
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	Between 15 to 40 barg	Between 15 to 40 barg
Stack service life (hours) **	80,000 h at full load	80,000 h at full load
Plant service life (years)	20 years if maintenance is done and restack is planned after 80,000 h	20 years if maintenance is done and restack is planned after 80,000 h
Control system included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of control system	113,237 \$	80,376 \$
Water purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of water purification	94,729 \$	94,729 \$
Hydrogen purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	231,247 \$	140,188 \$

Fuente: Elaboración propia en base a información de proveedor

5.2.1.3 PROVEEDOR 3

Tabla 25: Cotización Proveedor 3 electrolizador PEM

MAIN DATA		
Nominal power (MW) *	2,3	1,5
Nominal hydrogen production (kg/h)	~44,8	~27
TECNO-ECONOMIC DATA OF QUOTED EQUIPMENT		
Technology of electrolysis	PEM	PEM
Nominal power (MW)	2.5 MW	1.25 MW
Nominal hydrogen production (kg/h)	45	23
Plant estimated prize (USD)	3.5 to 4 M USD	2.75 to 3 M USD
Stack replacement (USD)		
Stack efficiency (100% load, BOL) (kWh/Nm ³)	4,30	4,30
Hydrogen purity (after purification if included.	99.999%	99.999%
Hydrogen pressure (outlet from electrolyzer)	30 barg	30 barg
Stack service life (hours) **	stack life of 80000 hours assuming 8500 operating hours per annum	stack life of 80000 hours assuming 8500 operating hours per annum
Plant service life (years)	20,00	20,00
Control system included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of control system	N/A	N/A
Water purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of water purification	N/A	N/A
Hydrogen purification included? (Yes/No)	Yes	Yes
Please, provide individual price of hydrogen purification	N/A	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 2,3 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 1, 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 dicho análisis:

- Sistema de tratamiento de agua previo al electrolizador. Se utilizará la información suministrada por la empresa. Sistema de purificación de agua con un coste de 210.000 USD. Con un OPEX:
 - Operación y mantenimiento 4.000 USD/mes.
 - Potencia: 0,5 kWh/m³ agua ultra pura.
 - Químicos y consumibles: 0,05 USD/m³ agua ultra pura.
- Se ha considerado un caso de planta de electrólisis de acuerdo con las cotizaciones recibidas
 - Electrolizador PEM de 2,5 MW de acuerdo con lo cotizado por el Proveedor 1.

- 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. Sistema incluido dentro del electrolizador. Se requerirá también el sistema de purificación mencionado más arriba.
- Electrónica de potencia incluido dentro de la planta de electrólisis (incluye rectificador y 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 4.3), 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 inicialmente (2,5 MW – cotización). 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 H₂ ⁶almacenado, pudiendo variar en función al proveedor del equipo.
- Se considera un compresor de 42 kg/h con un consumo específico de 2 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 a capacidad de compresión. Junto con precios estimados a partir de referencia de ARIEMA, se ha llegado a los precios de CAPEX del sistema de compresión. Algunos de los 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 26: Proveedores de compresores

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

Fuente: Elaboración propia en base a estudio NREL

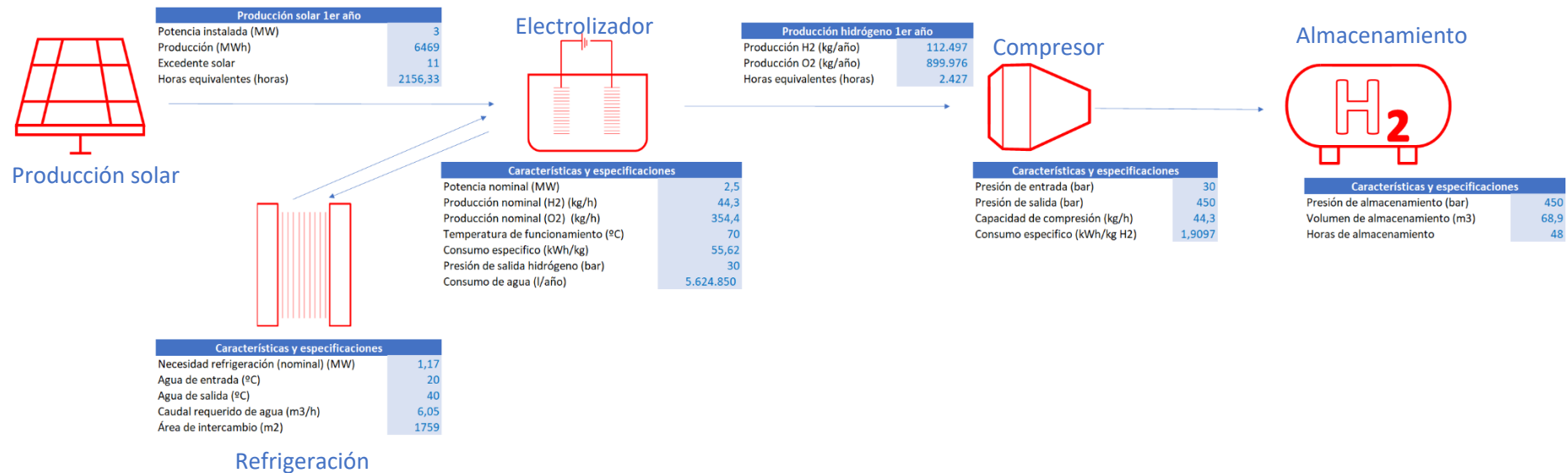
⁶ Precio referencia interna de ARIEMA para contenedores de 1000Kg de H₂ a 450bar.

- Aunque se considera una vida útil máxima de la instalación de 20 años dada por los fabricantes, la amortización y el estudio se realizara a 15 años para ajustarse mejor a la realidad de cuanto se espera que duren los equipos.
- Se va a proponer un sistema de financiación del proyecto con un 60% de financiación externa bancaria y un 40% de financiación a partir de capital propio.
- La deuda bancaria se repagará a 15 años con una tasa de interés del 6,0%.
- El WACC (tasa de descuento) es de un 8,0%.
- No se considera la inflación para evaluar el proyecto más fácilmente.
- Se trabajará con un coste del agua de 2,29 USD/m³ suministrado al electrolizador (previo a la purificación del agua).
- Se ha considerado un 27% de impuestos sobre los beneficios.
- Se propondrá adicionalmente un escenario con una subvención del 30% del CAPEX del proyecto.
- 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.
- 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 65: Esquema de la instalación con los datos de la cotización.



Fuente: Elaboración propia

5.2.5 DESGLOSE DE CAPEX

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 27: CAPEX desglosado instalación de electrólisis.

Instalación de hidrógeno	Coste Unitario (USD)	Unidades	TOTAL (USD)
Electrolizador	2.960.000,00	1	\$ 2.960.000,00
Purificación de agua previa	210.000,00	1	\$ 210.000,00
Compresor	250.767,53	1	\$ 250.767,53
Sistema de refrigeración	Incluido	1	
Electrónica de potencia	Incluido	1	
Sistema de control	Incluido	1	
Ingeniería	50.000,00	1	\$ 50.000,00
Almacenamiento	867.927,65	1	\$ 867.927,65
Obra civil	150.000,00	1	\$ 150.000,00
Transporte	20.000,00	1	\$ 20.000,00
TOTAL			\$ 4.508.695,18

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 28: CAPEX desglosado instalación fotovoltaica.

Parque fotovoltaico	Unidades	Potencia (Wp)	Precio (USD/Wp)	TOTAL
Modulo FV	6720	445	0,23	\$ 687.792,00
Soporte para módulos	6720	445	0,12	\$ 358.848,00
Inversores	12	225000	0,04	\$ 108.000,00
Inst. mecánica y eléctrica	6720	445	0,22	\$ 657.888,00
Cableado DC, AC y MT	6720	445	0,03	\$ 74.760,00
Estación Meteo - SCADA - CCTV	6720	445	0,03	\$ 89.712,00
Coste ingeniería			0,02	\$ 45.000,00
Vallado	1358	40	0,03	\$ 54.320,00
TOTAL				\$ 2.076.320,00

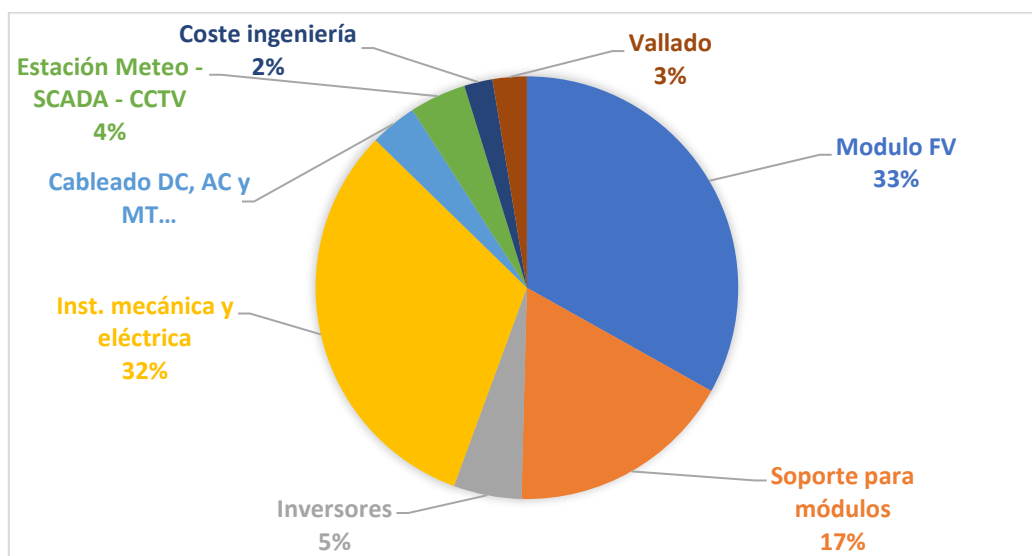
Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis económico de la instalación completa se han seguido las premisas indicadas en la sección 5.2.1. 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:

- Módulo 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 diseñado con un ángulo de giro de $\pm 60^\circ$. Las mesas están separadas por un pitch de 6 metros.
- Inversores: Se proponen precios basados en valores de Sungrow y a partir del know-how de TCI. Son necesarios un total de 12 inversores, como se especifica en el punto 2 de análisis de la instalación solar.
- Instalación mecánica y eléctrica: Medidas de seguridad, interruptores, protecciones y demás equipos.
- Cableado: 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.

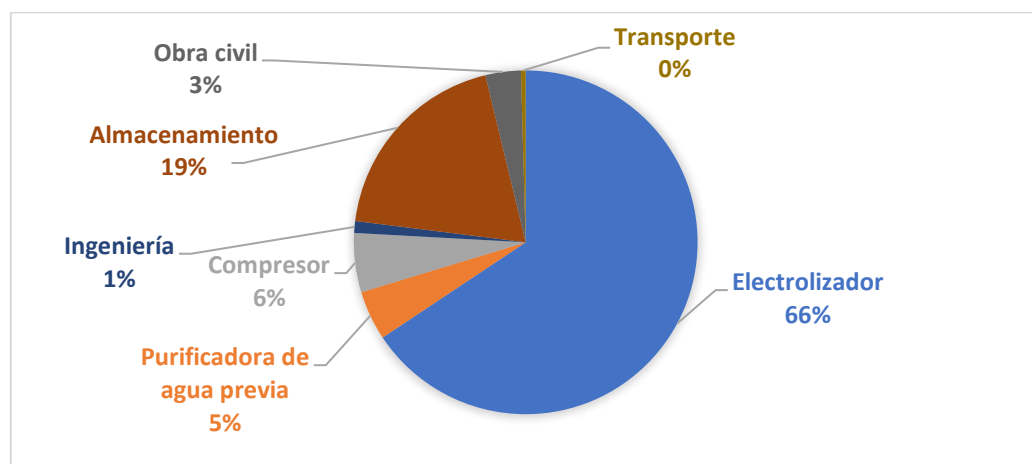
- Coste de ingeniería: Incluyendo el estudio de ingeniería y dirección de obra de la instalación FV.
- Vallado: Vallado de seguridad que individualiza la instalación solar y evita el paso de personal ajeno a la operación del sitio.
- Ingeniería instalación hidrógeno: Valor aproximado de una ingeniería 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 66: Distribución de CAPEX de la instalación fotovoltaica.



Fuente: Elaboración propia

Figura 67: Distribución de CAPEX de la planta de electrólisis.



Fuente: Elaboración propia

Se observa como en la distribución de CAPEX de electrólisis el electrolizador supone el coste principal, suponiendo más de un 70% del CAPEX. Asimismo, se destaca que otros costes como la obra civil, la ingeniería o el transporte suponen un coste muy bajo en comparación.

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 este financiado a través de un modelo de financiación. 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 6%, un coste de financiación a partir de fondos propios del 11%.

Tabla 29: Distribución de fuentes de financiación.

Fuente de financiación	Porcentaje Caso 1	Porcentaje Caso 2	Coste de la financiación
Deuda bancaria (pasivo)	60%	42%	6%
Fondos propios (capital)	40%	28%	11%
Subvencionado	0%	30%	0%

Fuente: Elaboración propia

5.3 ESTUDIO DE COSTES OPERATIVOS Y LCOH

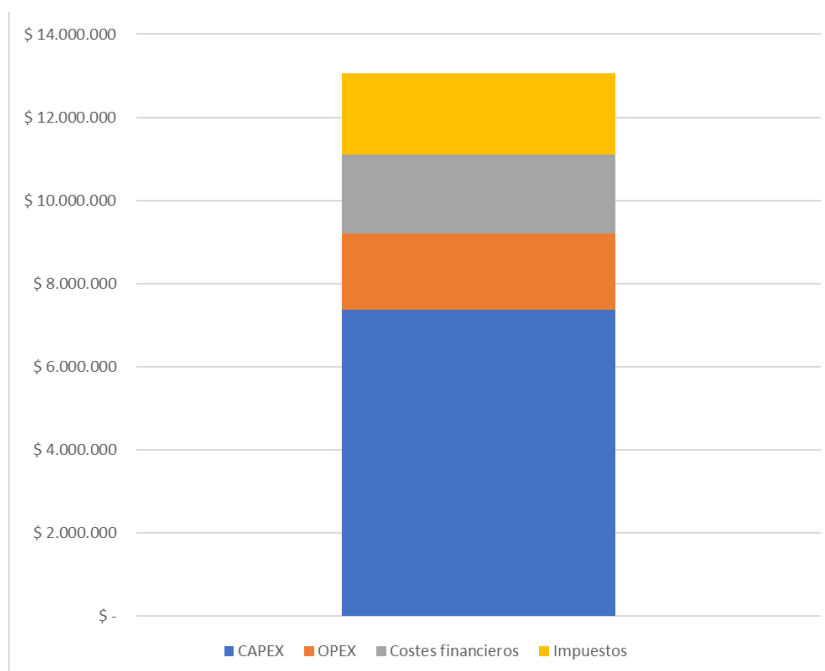
5.3.1 COSTES OPERATIVOS

Dentro de los costes operativos, al proceder la energía de alimentación del sistema fotovoltaico, no se incurren en costes de electricidad, que suelen ser lo que en mayor medida determinan el coste final del hidrógeno (además del elevado 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.
- **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.
- **O&M:** Los costes de mantenimiento del electrolizador y la instalación fotovoltaica son relativamente bajos. 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.
- **O&M planta purificadora de agua previa:** Además del agua de rechazo, también se consideran los costes operativos de la planta purificadora de agua previa al paso de purificación del propio electrolizador. Se consideran 4.000 USD/mes en operación y mantenimiento, 0,5 kWh/m³ de agua purificada, y 0.05 USD/m³ de agua purificada en químicos y consumibles.

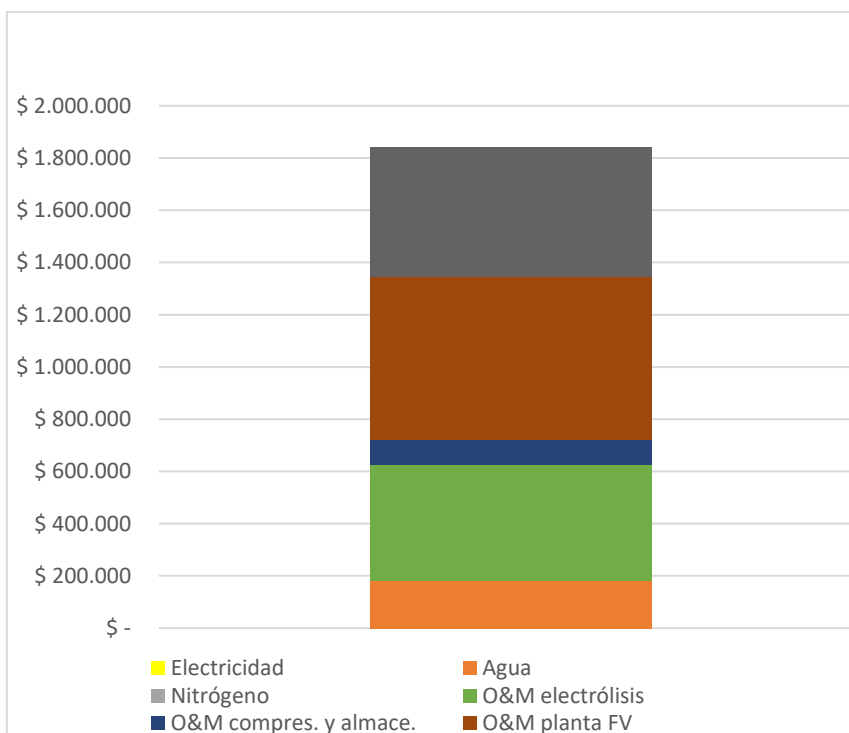
- Cambio de stack: se incluye un cambio de stack a los 10 años de operación. Este cambio de stack suele realizarse para incrementar la vida útil de la instalación en 10 años, llegando a los 20 años de vida útil. En ocasiones el coste del cambio de stack se incluye en el OPEX. Sin embargo, dado que es 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 68: Desglose de costes incurridos en amortización del proyecto



Fuente: Elaboración propia

Figura 69: Desglose de costes operativos del proyecto



Fuente: Elaboración propia

En la figura de arriba se observa como el CAPEX domina el coste final del proyecto en comparación con el OPEX porque se considera dentro del CAPEX la instalación de ambas tecnologías, PV y 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.

$$LCOH \text{ [€/kg]} = \frac{CAPEX \text{ [€]} + OPEX \text{ actualizado por año [€]}}{kg \text{ de H}_2 \text{ actualizados por año [kg]}}$$

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.

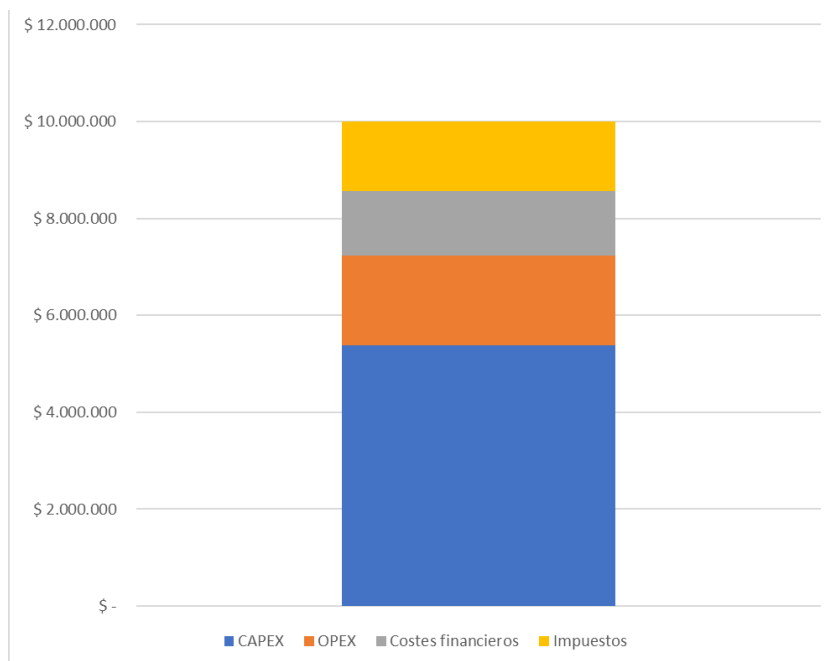
En aplicaciones industriales, sin embargo, el coste de producción de hidrógeno a partir de procesos de reformado de vapor cae a un precio de 1,5 USD/kgH₂. Si bien es cierto que el precio del hidrógeno por electrólisis puede apoyarse en cuestiones de descarbonización y sostenibilidad, según la IEA, el precio objetivo se establece en torno a los 3 USD/kgH₂, y el precio para poder ser económicamente competitivo es de 2 USD/kgH₂.

Considerando el caso base estudiado con un electrolizador de 2,5 MW durante un periodo de amortización durante 15 años, el valor coste nivelado del hidrógeno (LCOH) se encontraría en torno a **10,76 USD/kgH₂**. No se ha considerado venta del oxígeno producido como subproducto, ni del calor cogenerado, que podrían incrementar la rentabilidad del proyecto.

En el caso de contar con una financiación del 30 % sobre el valor del CAPEX, el coste total de la instalación disminuye considerablemente, y se disminuyen de gran manera los costes financieros. Se ha seguido el criterio de mantener el WACC al 8%, por lo que la financiación restante del proyecto se obtiene en un 42% a partir de deuda bancaria, mientras que el 28% restante es aportado como capital propio.

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 70: Desglose de costes del proyecto cuando existe un subsidio del 30% del CAPEX.



Fuente: Elaboración propia

En este caso, el valor de LCOH que rentabiliza el proyecto es de USD 8,01 /kgH₂, quedando cerca del precio objetivo previsto de venta en hidrogena.

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 subvencionado
- 3) Caso base sin almacenamiento y compresión
- 4) Caso tres con un 30% del CAPEX subvencionado

Tabla 30: Coste nivelado del hidrógeno a lo largo del proyecto desglosado por CAPEX, OPEX y otros costes

Casos planteados	1	2	3	4
Subvención (% sobre CAPEX)	0%	30%	0%	30%
Compresión y almacenamiento	Si	Si	No	No
CAPEX de proyecto (Millones de USD)	6,59	4,61	5,47	3,83
LCOH (USD por kg)	10,76	8,01	9,10	6,82
Influencia de CAPEX (USD por kg)	6,06	4,32	5,09	3,65
Influencia de OPEX (USD por kg)	1,52	1,48	1,37	1,33
Influencia de coste financiero (USD por kg)	1,56	1,06	1,28	0,87
Influencia de impuestos (USD por kg)	1,61	1,15	1,36	0,97

Fuente: Elaboración propia

En el caso estudiado para Aguas CAP y Energía de la Patagonia y Aysén, queda remarcada la necesidad de depender de financiación externa para rentabilizar instalaciones de este tamaño. En el caso base, se obtiene un LCOH muy cercano a los precios objetivo a medio plazo del hidrógeno para aplicaciones de transporte, pero queda ligeramente por encima. Basado en el *know-how* de ARIEMA en tecnologías de electrólisis, se podrían obtener reducciones considerables de CAPEX por kW instalado al contar con potencias superiores. A su vez, 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.

En cuanto a la repartición de costes, se observa que la influencia del coste del CAPEX y del OPEX influyen aproximadamente de manera similar en el coste final del hidrógeno (en el caso financiado al 30%). Si la instalación pudiese funcionar en condiciones on-grid e incrementar las horas nominales de funcionamiento del electrolizador a partir de acuerdos bilaterales o PPAs renovables, se podrían diluir aún más los costes de CAPEX dentro del precio final del hidrógeno, lo que incrementaría la rentabilidad final de proyecto.

6.2 RECOMENDACIONES FINALES

El proyecto analizado en este informe se centra en la implementación de un piloto para la producción y suministro de hidrógeno a partir de una planta fotovoltaica de 3 MW y un electrolizador de 2,5 MW (electrolizador cotizado), para consumos en vehículos industriales. Los resultados obtenidos de LCOH muestran que con el diseño actual no se alcanzan valores competitivos en el mercado (11,46 USD/kg frente a los 7 USD/kg, coste comercial). Las posibles alternativas que se podrían realizar para optimizar el LCOH del proyecto son las siguientes:

- Se recomienda **conseguir una conexión a red** (PPA) de la planta de electrólisis, de forma que se aumenten las horas de funcionamiento del equipo, produciendo más hidrógeno
- 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 tecnologías 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.
- Cabe remarcar que, de acuerdo con proyectos previamente estudiados por ARIEMA, una **tasa de rentabilidad** del 8% en este proyecto es bastante elevada. Proyectos con este nivel de inversión, promotores en descarbonización, son complicados para alcanzar una rentabilidad económica sin subvenciones y apoyos externos.
- La franja de los 2,5 MW marca un límite donde las ventajas de una y otra tecnología no permite decantarse claramente por una u otra, ya que una tecnología facilitara su instalación, operación, pero a en largo plazo por eficiencia tendrá un coste superior (tecnología PEM) y la otra tecnología presenta complicaciones en el desarrollo inicial del proyecto al requerir de unas instalaciones más complejas, pero podría alcanzar precios inferiores de coste de hidrógeno (tecnología alcalina). En términos generales, 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 de proyecto, se podría llegar a reducciones en el coste del electrolizador de un 30% aproximadamente. La aparición de proyectos pioneros para obtener 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.
- 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 en procesos que se lleven a cabo en la desalinizadora. Igualmente, este calor podría utilizarse en procesos de tratamiento del agua para posterior electrólisis, situación que se encuentra en análisis de tecnologías pre comerciales (TRL 4 – 5)
- 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.

Cabe destacar, que este proyecto cuenta ya con un terreno disponible para su ejecución, con un preanálisis de impacto ambiental y de impacto en las comunidades, por lo que su ejecución en el corto-medio plazo es alcanzable.

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 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 de este, se quedan parados y sin casi uso durante la vida.

7 ANEXOS

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

PVSYST V6.88	EPA / AGUAS CAP				28/01/21	Página 1/8
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto :		Inversor Centralizado				
Sitio geográfico		Burro Muerto/Caldera/Atacama			País	Chile
Ubicación		Latitud	-26.88° S	Longitud	-70.81° W	
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT-4	Altitud	52 m	
		Albedo	0.20			
Datos meteorológicos:		Burro Muerto	Meteonorm 7.2, Sat=28% - Sintético			
Variante de simulación : Nueva variante de simulación						
		Fecha de simulación	28/01/21 09h16			
		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	28 Conjunto en cobertizos simple			
		Separación helióstatos	9.00 m	Ancho receptor	3.17 m	
Banda inactiva		Izquierda	0.02 m	Derecha	0.02 m	
Ángulo límite del retroceso		Límites de fi +/- 69.0°	Factor de ocupación del suelo (GCR)		35.3 %	
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	3.21 m	
		Backtracking limit angle	69.0°	GCR	35.7 %	
		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	258 cadenas
Núm. total de módulos FV			Núm. módulos	6708	Pnom unitaria	445 Wp
Potencia global del conjunto			Nominal (STC)	2985 kWp	En cond. de funciona.	2723 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)			U mpp	966 V	I mpp	2820 A
Superficie total			Superficie módulos	14580 m²	Superficie célula	13311 m²
Inversor			Modelo	FS3350K_630V_20190103		
Base de datos PVsyst original			Fabricante	Power Electronics		
Características			Voltaje de funcionam.	891-1310 V	Pnom unitaria	3465 kWac
Paquete de inversores			Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	3465 kWac
					Relación Pnom	0.86
Factores de pérdida del conjunto FV						
Suciedad del conjunto				Fracción de pérdidas	2.0 %	
Factor de pérdidas térmicas			Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	3.8 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 mm²	65 m	Fracción de pérdidas	0.5 % 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 : Inversor Centralizado

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

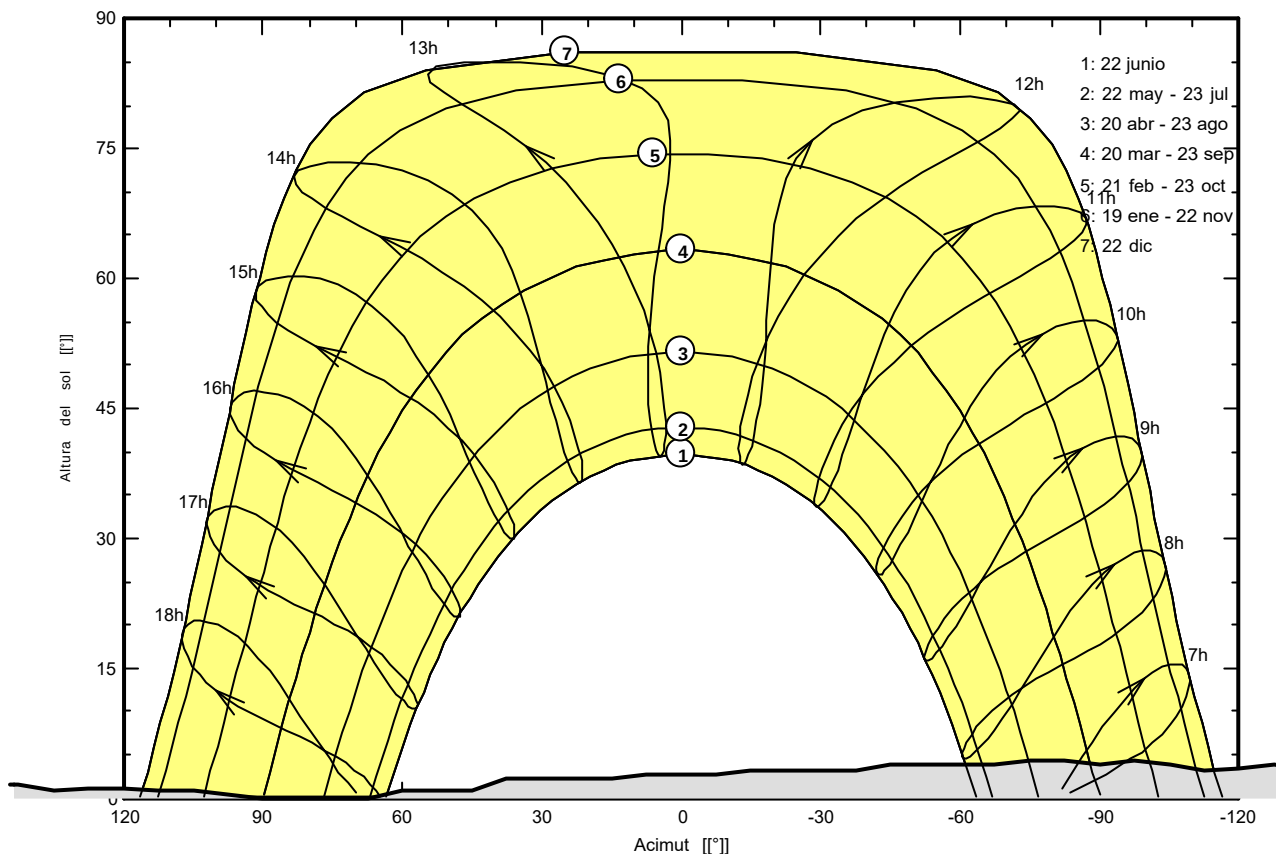
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial
Conjunto FV	Núm. de módulos	6708
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	Pnom total 2985 kWp Pnom 3465 kW ac

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

Horizon from PVGIS website API, Lat=-26°52'32', Long=-70°48'51', Alt=52m



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Inversor Centralizado

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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	6708	Pnom total 2985 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103	Pnom 3465 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

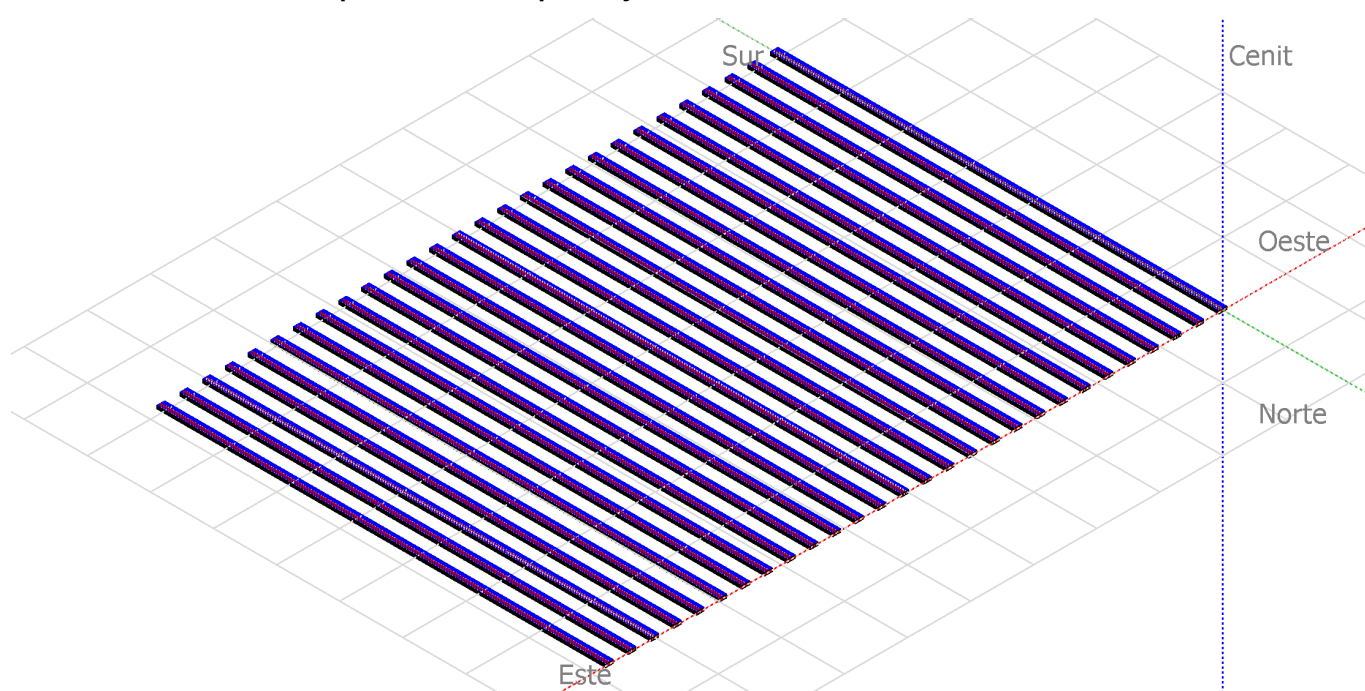
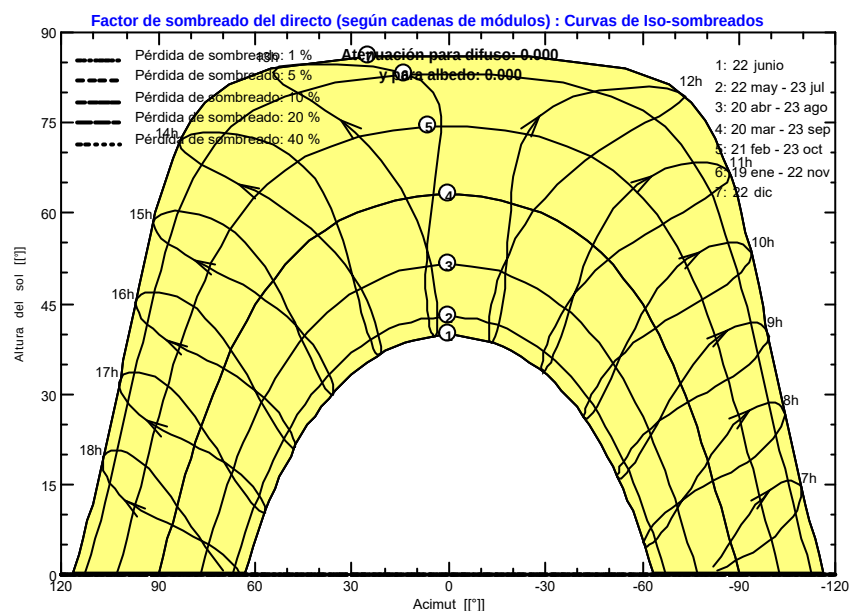


Diagrama de Iso-sombreados

Inversor Centralizado



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Inversor Centralizado

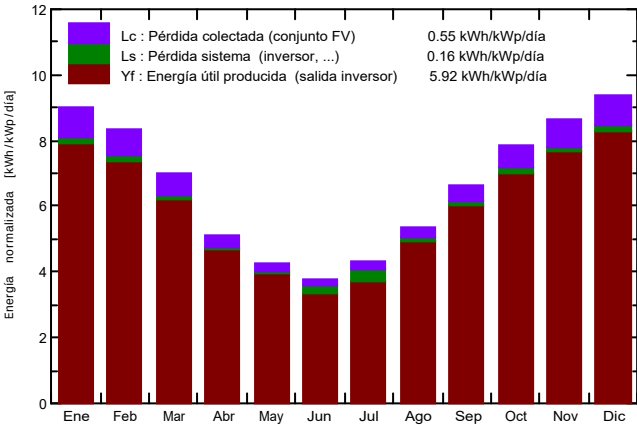
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

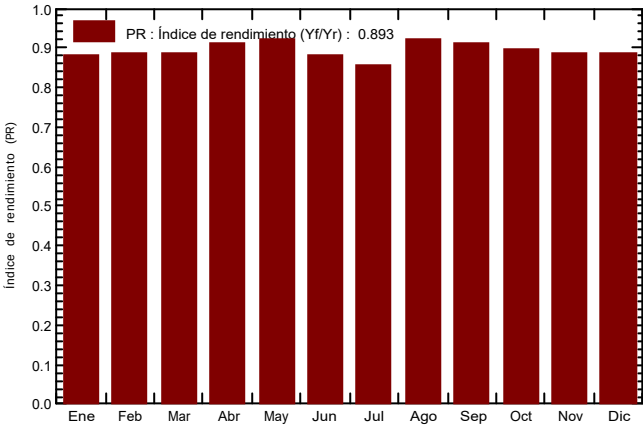
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %	
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	6708	Pnom total	2985 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103	Pnom	3465 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	Energía producida	6451 MWh/año	Produc. específica 2161 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	89.27 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2985 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	218.9	91.37	21.74	278.4	264.4	747.2	732.2	0.881
Febrero	181.9	73.98	21.35	233.5	221.9	628.8	616.3	0.884
Marzo	167.0	65.62	19.94	217.2	205.9	588.2	576.2	0.889
Abril	122.0	54.92	16.95	154.4	145.9	428.0	419.2	0.910
Mayo	103.5	44.75	14.44	132.8	125.5	373.1	365.4	0.922
Junio	88.6	36.93	12.43	113.8	107.5	322.9	300.0	0.883
Julio	101.7	41.92	12.36	134.1	126.6	378.8	343.5	0.858
Agosto	127.3	49.79	13.70	165.9	157.3	466.2	455.8	0.920
Septiembre	153.1	59.43	15.09	198.7	188.6	552.0	541.0	0.912
Octubre	190.8	74.20	18.00	243.1	231.2	663.4	649.9	0.896
Noviembre	200.2	74.02	19.15	258.4	245.5	698.2	683.9	0.887
Diciembre	227.2	90.67	20.53	290.5	275.7	782.7	767.0	0.885
Año	1882.5	757.60	17.12	2420.7	2296.0	6629.5	6450.6	0.893

Leyendas:

GlobHor

DiffHor

T_Amb

GlobInc

Irradiación global horizontal

Irradiación difusa horizontal

T amb.

Global incidente plano receptor

GlobEff

EArray

E_Grid

PR

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

Energía efectiva en la salida del conjunto

Energía inyectada en la red

Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Inversor Centralizado

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema

Horizonte

Tipo de sistema

Elevación Media

Seguidores, hilera simple con retroceso

2.2°

Sombreados cercanos

Según cadenas de módulos

Efecto eléctrico 100 %

Orientación Camposol

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

6708

Pnom total

2985 kWp

Inversor

Modelo

FS3350K_630V_20190103

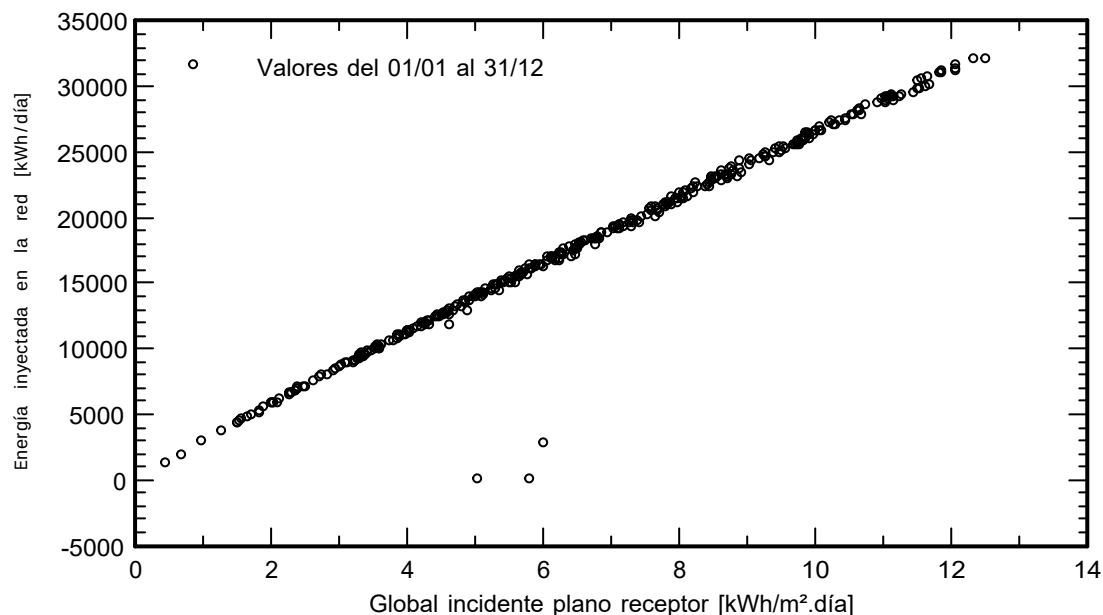
Pnom

3465 kW ac

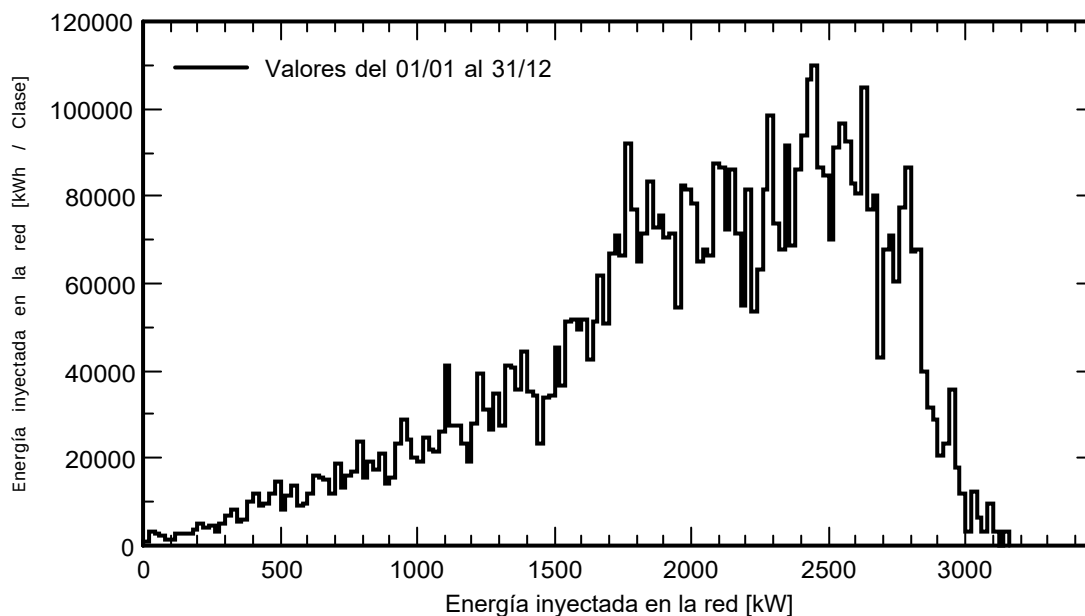
Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto :

Inversor Centralizado

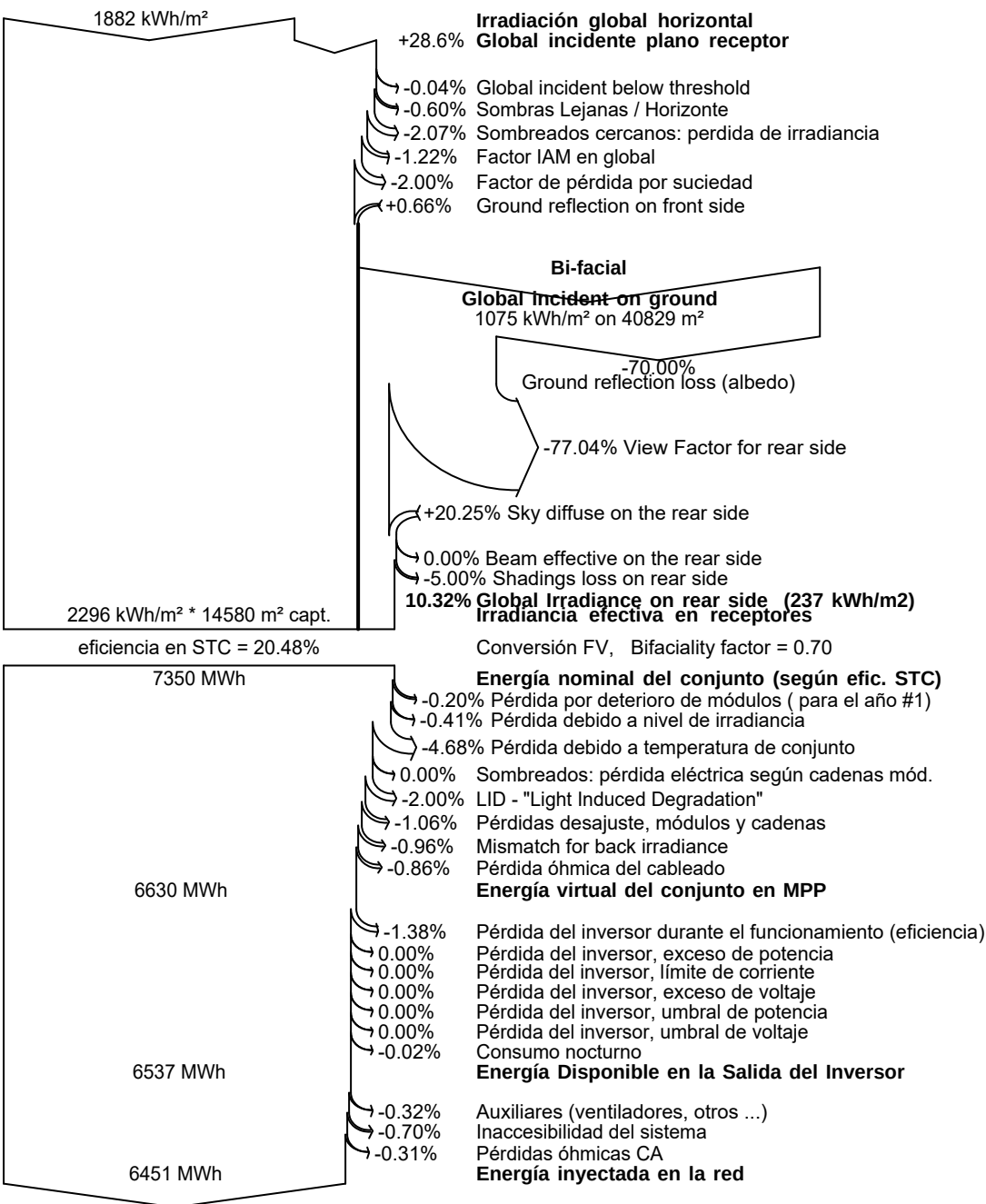
Variante de simulación :

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, Inclinação eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	6708	Pnom total 2985 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103	Pnom 3465 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : Inversor Centralizado

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

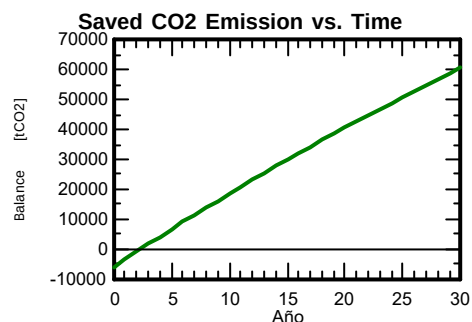
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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	6708	Pnom total 2985 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103	Pnom 3465 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Produced Emissions	Total:	6013.68 tCO2	
	Source:	Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	Total:	77019.7 tCO2	
	System production:	6450.56 MWh/año	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	398 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Chile
CO2 Emission Balance	Total:	60813.7 tCO2	

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	2.65 kgCO2/kg
Quantity	2990 kWp	336000 kg
Subtotal [kgCO2]	5121718	891966



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

PVSYST V6.88	EPA / AGUAS CAP				28/01/21	Página 1/8
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto :		Inversor Centralizado				
Sitio geográfico		Burro Muerto/Caldera/Atacama			País	Chile
Ubicación		Latitud	-26.88° S	Longitud	-70.81° W	
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT-4	Altitud	52 m	
		Albedo	0.20			
Datos meteorológicos:		Burro Muerto	Meteonorm 7.2, Sat=28% - Sintético			
Variante de simulación : Nueva variante de simulación						
		Fecha de simulación	28/01/21 09h10			
		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	28 Conjunto en cobertizos simple			
		Separación helióstatos	9.00 m	Ancho receptor	3.17 m	
Banda inactiva		Izquierda	0.02 m	Derecha	0.02 m	
Ángulo límite del retroceso		Límites de fi +/- 69.0°	Factor de ocupación del suelo (GCR)		35.3 %	
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Horizonte		Elevación Media	2.2°			
Sombreados cercanos		Según cadenas de módulos		Efecto eléctrico	100 %	
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	255 cadenas
Núm. total de módulos FV			Núm. módulos	7140	Pnom unitaria	420 Wp
Potencia global del conjunto			Nominal (STC)	2999 kWp	En cond. de funciona.	2722 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)			U mpp	996 V	I mpp	2732 A
Superficie total			Superficie módulos	15774 m²	Superficie célula	14168 m²
Inversor			Modelo	FS3350K_630V_20190103		
Base de datos PVsyst original			Fabricante	Power Electronics		
Características			Voltaje de funcionam.	891-1310 V	Pnom unitaria	3465 kWac
Paquete de inversores			Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	3465 kWac
					Relación Pnom	0.87
Factores de pérdida del conjunto FV						
Suciedad del conjunto				Fracción de pérdidas	2.0 %	
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto	4.0 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 0.5 % 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 :

Inversor Centralizado

Variante de simulación :

Nueva variante de simulación

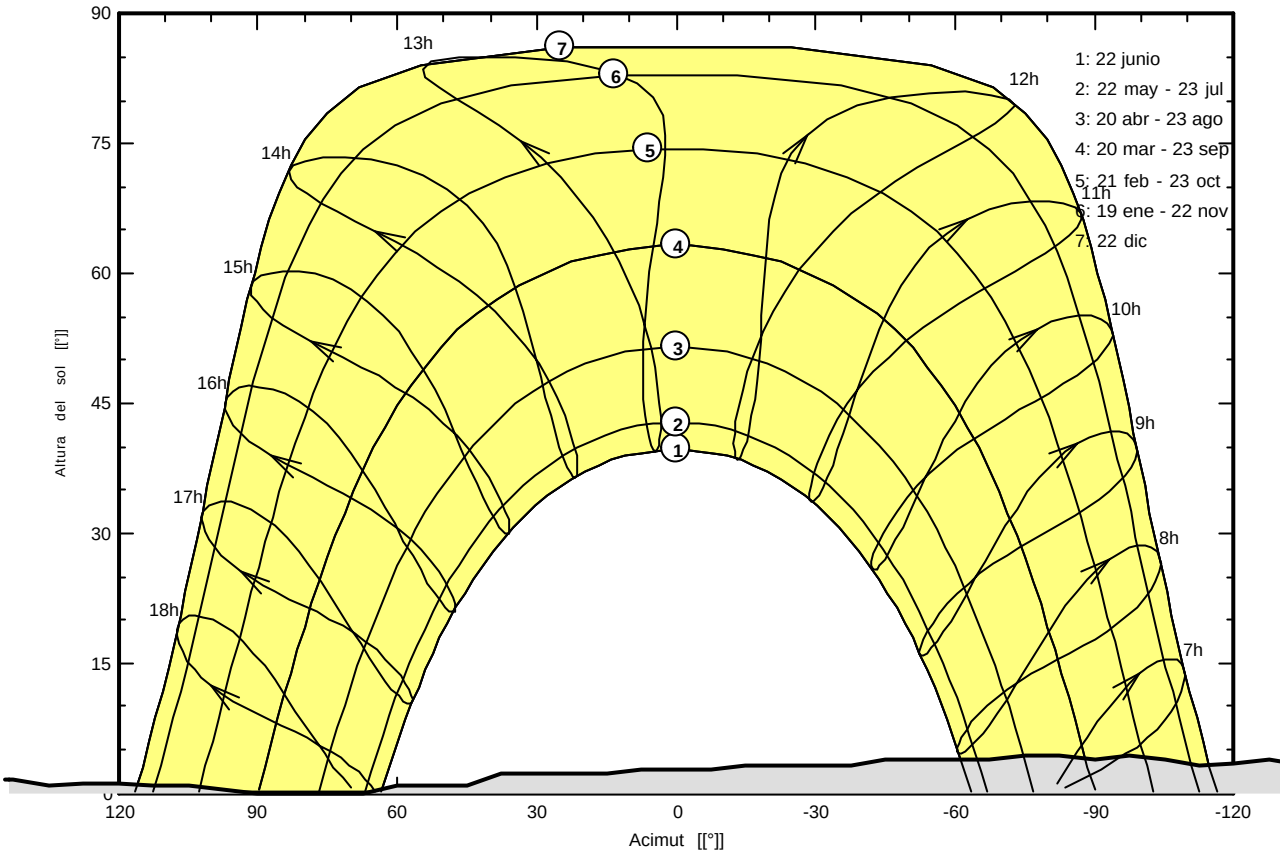
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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	CS3W-420P 1500V SE	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7140	Pnom total 2999 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103	Pnom 3465 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	2.7	2.3	2.3	0.8	0.8	0.0
Acimut [°]	-68	-45	-38	-15	-8	0	0	8	15	38	45	60	68
Altura [°]	0.0	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	1.5	1.5	1.1	1.5	1.5	
Acimut [°]	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	

Horizon from PVGIS website API, Lat=-26°52'32', Long=-70°48'51', Alt=52m



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Inversor Centralizado

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema

Horizonte

Tipo de sistema

Elevación Media

Seguidores, hilera simple con retroceso

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

CS3W-420P 1500V SE

Pnom

420 Wp

Conjunto FV

Núm. de módulos

7140

Pnom total

2999 kWp

Inversor

Modelo

FS3350K_630V_20190103

Pnom

3465 kW ac

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

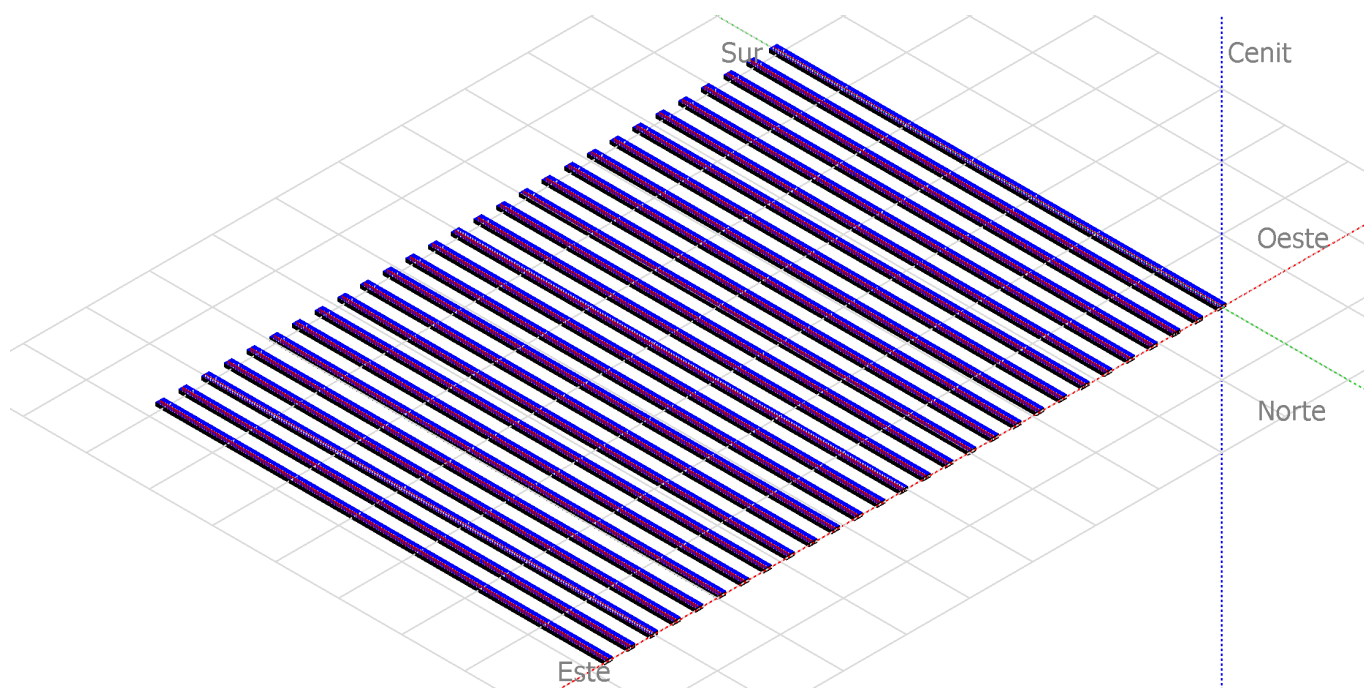
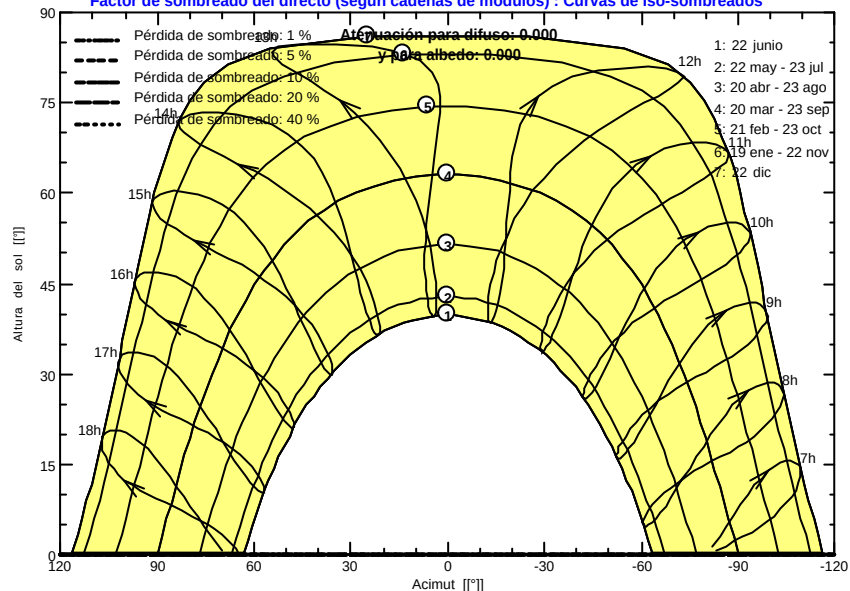


Diagrama de Iso-sombreados

Inversor Centralizado

Factor de sombreado del directo (según cadenas de módulos) : Curvas de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Inversor Centralizado

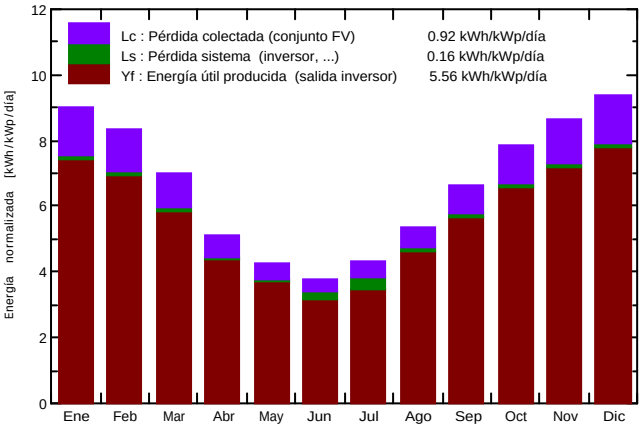
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

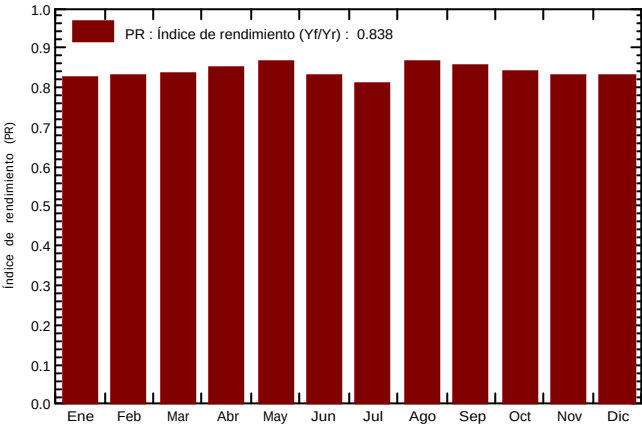
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso		
Horizonte	Elevación Media	2.2°		
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %	
Orientación Campo, Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°	
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7140	Pnom total	2999 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103	Pnom	3465 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación				
Producción del sistema	Energía producida	6086 MWh/año	Produc. específica	2029 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	83.84 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2999 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	218.9	91.37	21.74	278.4	263.6	702.5	688.5	0.825
Febrero	181.9	73.98	21.35	233.5	221.3	592.1	580.3	0.829
Marzo	167.0	65.62	19.94	217.2	205.3	555.1	543.7	0.835
Abril	122.0	54.92	16.95	154.4	145.6	402.8	394.4	0.852
Mayo	103.5	44.75	14.44	132.8	125.4	352.9	345.5	0.868
Junio	88.6	36.93	12.43	113.8	107.6	306.4	284.3	0.833
Julio	101.7	41.92	12.36	134.1	126.7	360.0	326.2	0.811
Agosto	127.3	49.79	13.70	165.9	157.1	441.8	432.0	0.868
Septiembre	153.1	59.43	15.09	198.7	188.2	521.9	511.6	0.858
Octubre	190.8	74.20	18.00	243.1	230.4	624.6	611.9	0.840
Noviembre	200.2	74.02	19.15	258.4	244.9	658.7	645.2	0.833
Diciembre	227.2	90.67	20.53	290.5	275.0	736.9	722.2	0.829
Año	1882.5	757.60	17.12	2420.7	2291.1	6255.8	6086.0	0.838

Leyendas:

GlobHor

DiffHor

T_Amb

GlobInc

Irradiación global horizontal

Irradiación difusa horizontal

T amb.

Global incidente plano receptor

GlobEff

EArray

E_Grid

PR

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

Energía efectiva en la salida del conjunto

Energía inyectada en la red

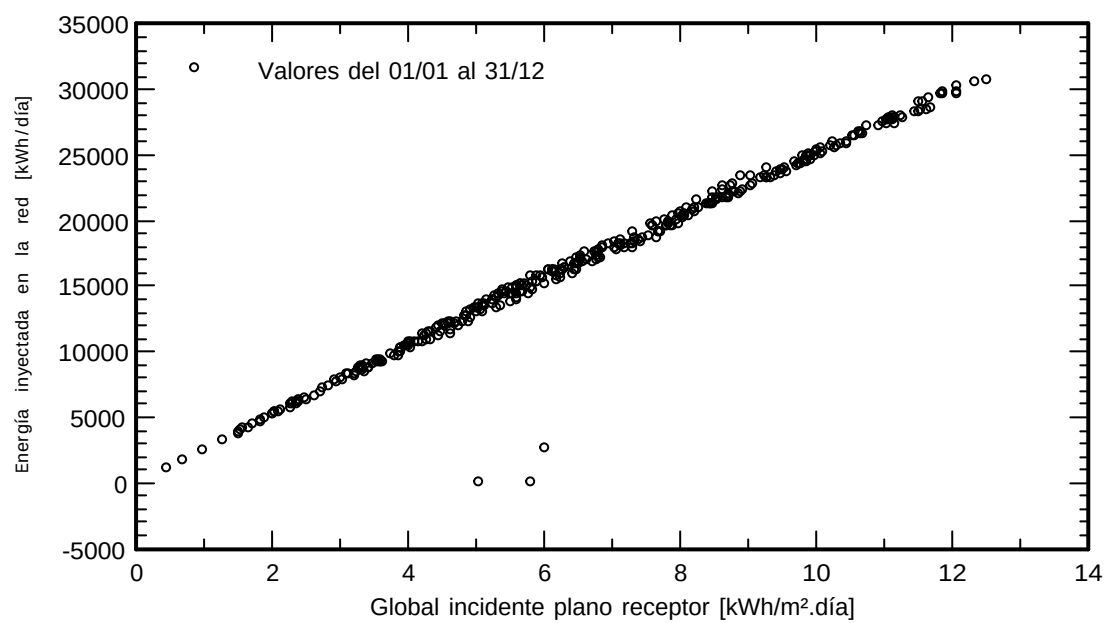
Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

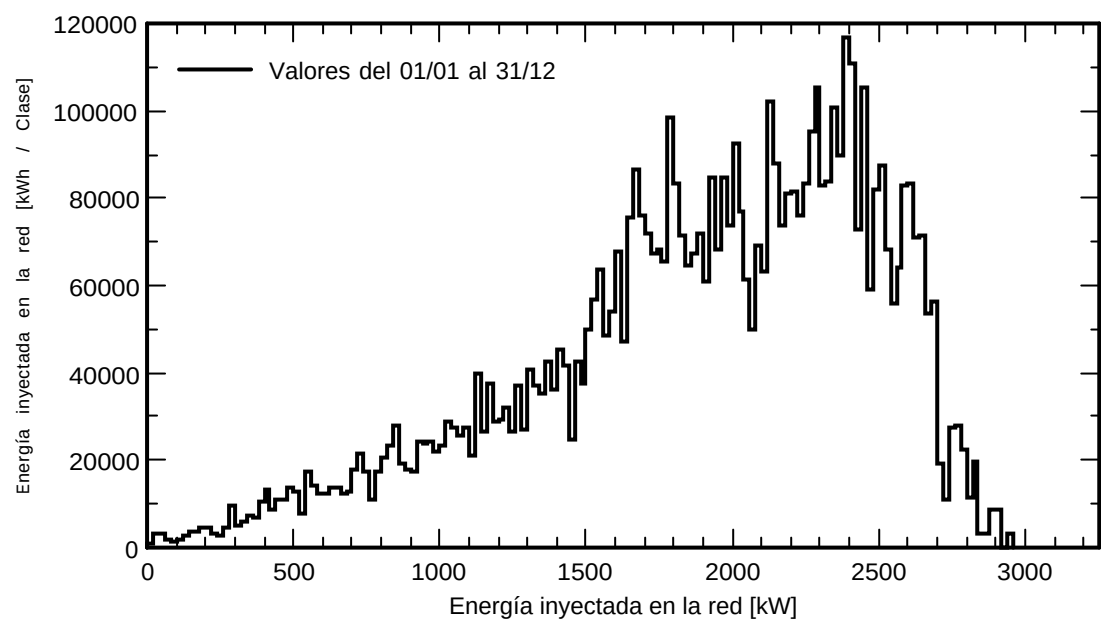
Proyecto : Inversor Centralizado
Variante de simulación : Nueva variante de simulación
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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	CS3W-420P 1500V SE	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7140	Pnom total 2999 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103	Pnom 3465 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

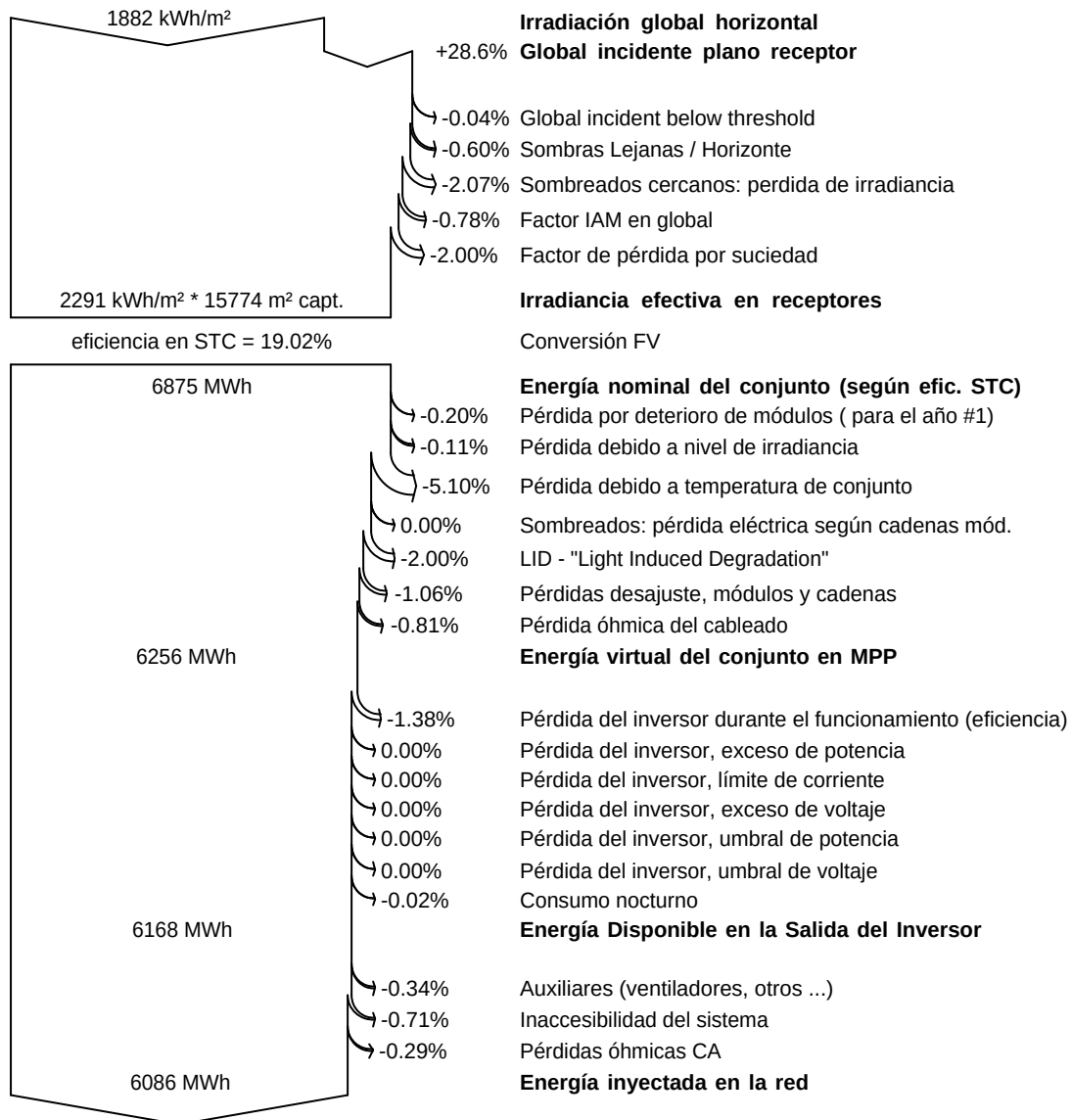
Proyecto : Inversor Centralizado

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	CS3W-420P 1500V SE Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7140 Pnom total 2999 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103 Pnom 3465 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : Inversor Centralizado

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

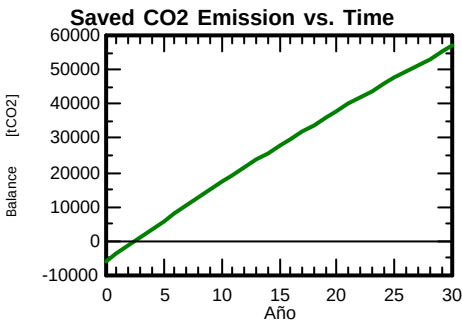
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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	CS3W-420P 1500V SE	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7140	Pnom total 2999 kWp
Inversor	Modelo	FS3350K_630V_20190103	Pnom 3465 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Produced Emissions	Total:	6013.68 tCO2	
	Source:	Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	Total:	72666.4 tCO2	
	System production:	6085.96 MWh/año	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	398 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Chile
CO2 Emission Balance	Total:	57036.4 tCO2	

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1815 kgCO2/kWp	2.65 kgCO2/kg
Quantity	2822 kWp	336000 kg
Subtotal [kgCO2]	5121718	891966



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

PVSYST V6.88		22/02/21		Página 1/8	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto : AGUAS CAP					
Sitio geográfico		Burro Muerto		País Chile	
Ubicación		Latitud	-26.88° S	Longitud	-70.81° W
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT-4	Altitud	52 m
		Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:		Burro Muerto	Meteonorm 7.2, Sat=28% - Sintético		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación					
		Fecha de simulación	22/02/21 18h18		
		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	28 Conjunto en cobertizos simple		
		Separación helióstatos	9.00 m	Ancho receptor	3.17 m
Banda inactiva		Izquierda	0.02 m	Derecha	0.02 m
Ángulo límite del retroceso		Límites de fi	Acto 60.0°		Ocupación del suelo (GCR) 35.3 %
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	3.21 m
		Backtracking limit angle	69.0°	GCR	35.7 %
		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	28 módulos	En paralelo	240 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	6720	Pnom unitaria	445 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	2990 kWp	En cond. de funciona.	2728 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1040 V	I mpp	2623 A
Superficie total		Superficie módulos	14606 m²	Superficie célula	13335 m²
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	12 unidades	Potencia total	3000 kWac
				Relación Pnom	1.00
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/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	4.4 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 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 : AGUAS CAP

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

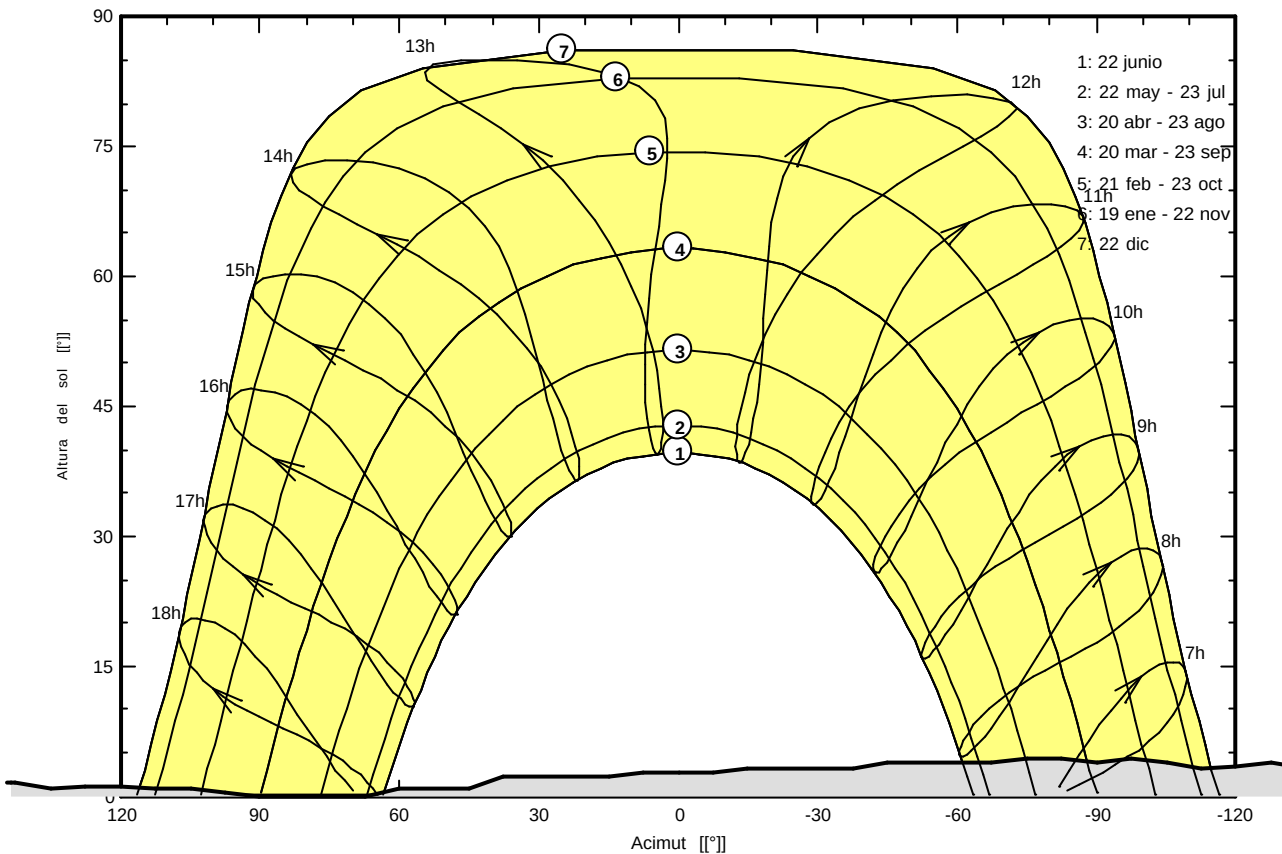
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial	445 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	2990 kWp
Inversor	Modelo	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	3000 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°52'32', Long=-70°48'51', Alt=52m



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : AGUAS CAP

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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial
Conjunto FV	Núm. de módulos	6720
Inversor	Modelo	SG250HX
Paquete de inversores	Núm. de unidades	12.0
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	
		Acimut eje 0°
		Pnom total 2990 kWp
		Pnom 250 kW ac
		Pnom total 3000 kW ac

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

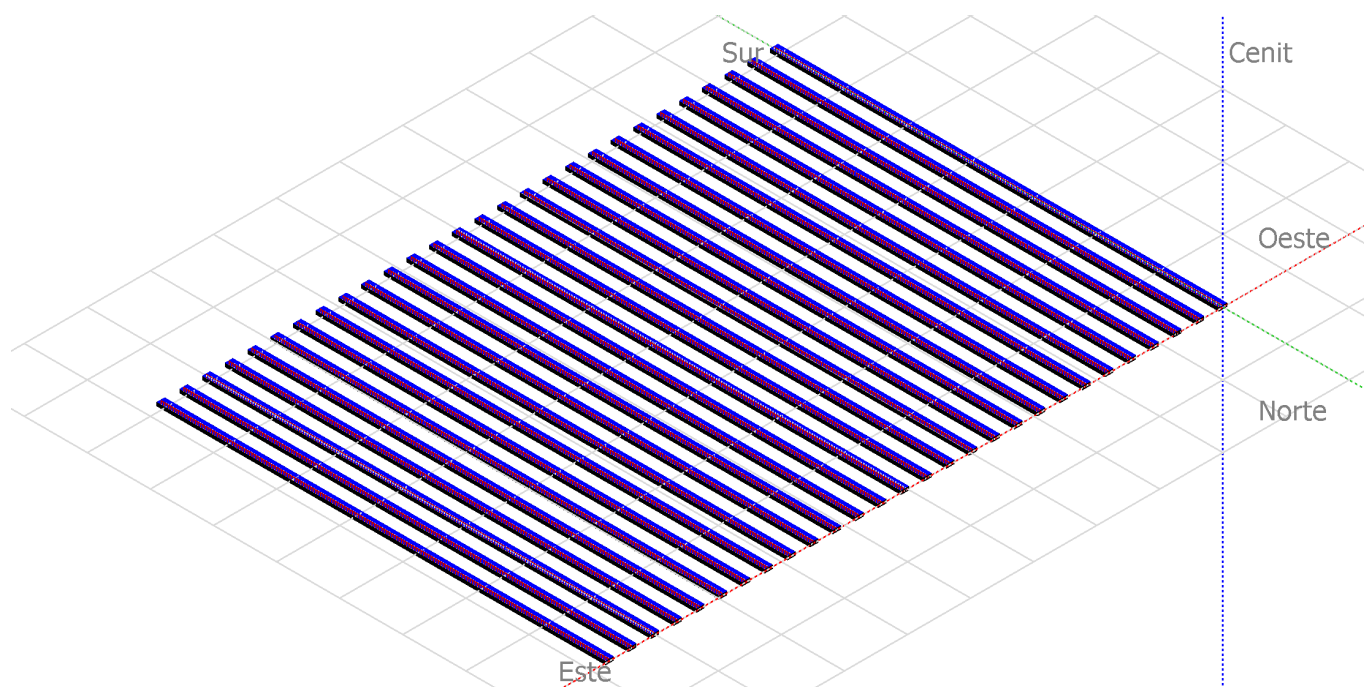
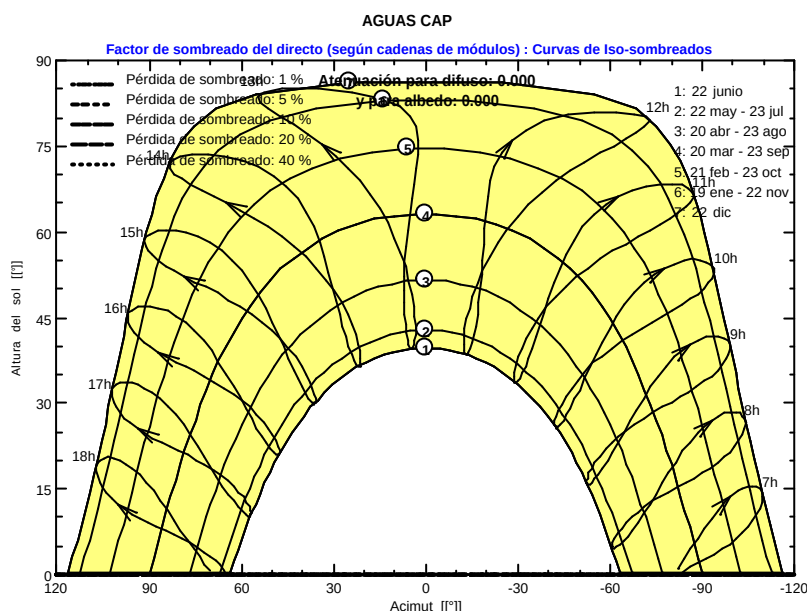


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : AGUAS CAP

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

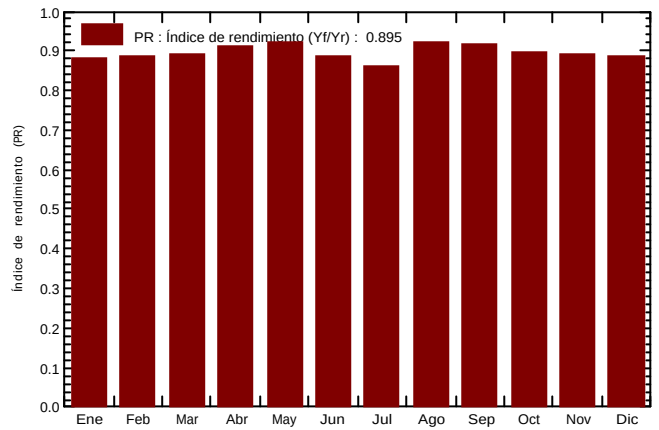
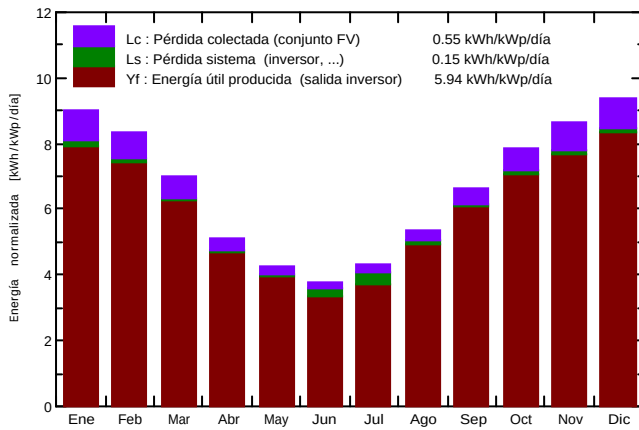
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso
Horizonte	Elevación Media	2.2°
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico 100 %
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial
Conjunto FV	Núm. de módulos	6720
Inversor	Modelo	SG250HX
Paquete de inversores	Núm. de unidades	12.0
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	
		Pnom total 2990 kWp
		Pnom 250 kW ac
		Pnom total 3000 kW ac

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	6480 MWh/año	Produc. específica	2167 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	89.52 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2990 kWp

Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	218.9	91.37	21.74	278.4	264.4	747.9	734.8	0.883
Febrero	181.9	73.98	21.35	233.5	221.9	629.9	619.2	0.887
Marzo	167.0	65.62	19.94	217.2	205.9	589.3	578.9	0.892
Abril	122.0	54.92	16.95	154.4	145.9	428.8	421.2	0.912
Mayo	103.5	44.75	14.44	132.8	125.5	373.8	367.1	0.924
Junio	88.6	36.93	12.43	113.8	107.5	323.5	301.5	0.886
Julio	101.7	41.92	12.36	134.1	126.6	379.5	345.3	0.861
Agosto	127.3	49.79	13.70	165.9	157.3	467.0	457.9	0.923
Septiembre	153.1	59.43	15.09	198.7	188.6	553.0	543.8	0.915
Octubre	190.8	74.20	18.00	243.1	231.2	664.6	652.9	0.898
Noviembre	200.2	74.02	19.15	258.4	245.5	699.3	687.1	0.889
Diciembre	227.2	90.67	20.53	290.5	275.7	783.6	770.4	0.887
Año	1882.5	757.60	17.12	2420.7	2296.0	6640.3	6480.1	0.895

Legendas:	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 : AGUAS CAP

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema

Horizonte

Tipo de sistema

Elevación Media

Seguidores, hilera simple con retroceso

2.2°

Sombreados cercanos

Según cadenas de módulos

Efecto eléctrico 100 %

Orientación Camposol

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

6720

Pnom total

2990 kWp

Inversor

Modelo

SG250HX

Pnom

250 kW ac

Paquete de inversores

Núm. de unidades

12.0

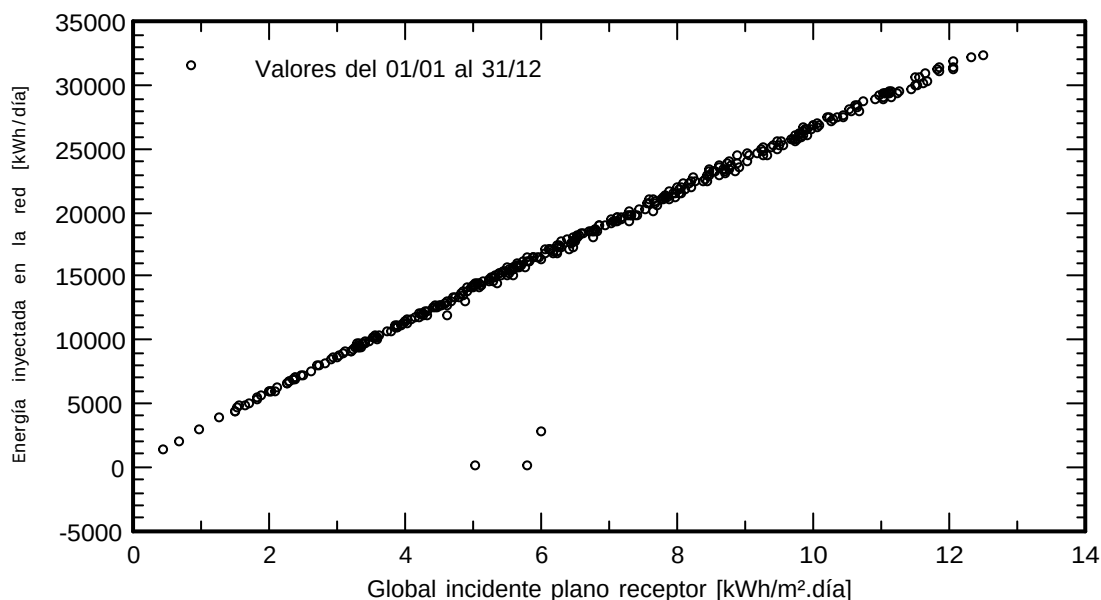
Pnom total

3000 kW ac

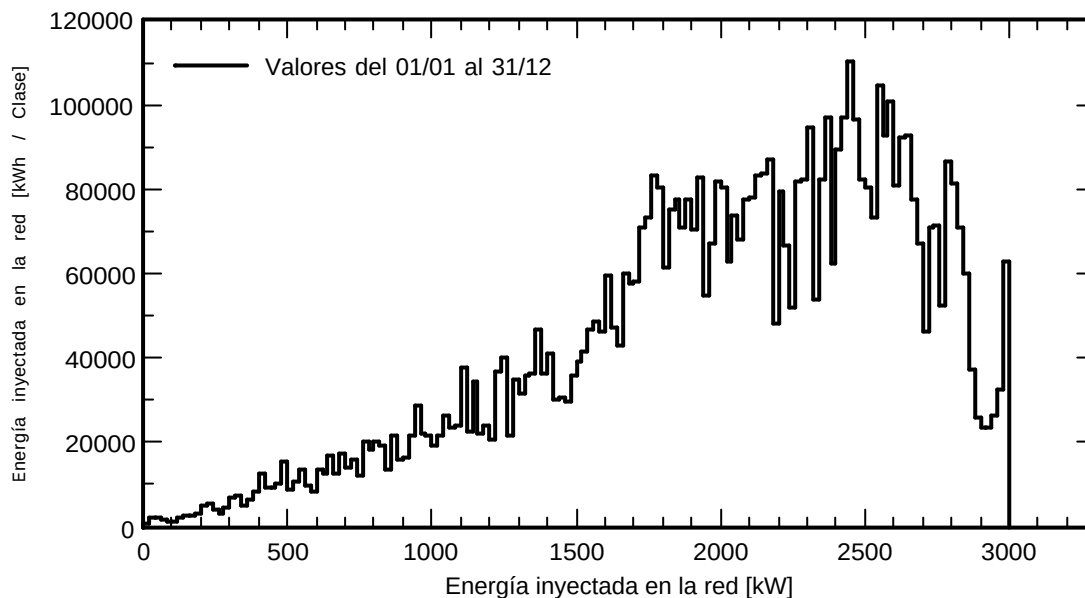
Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

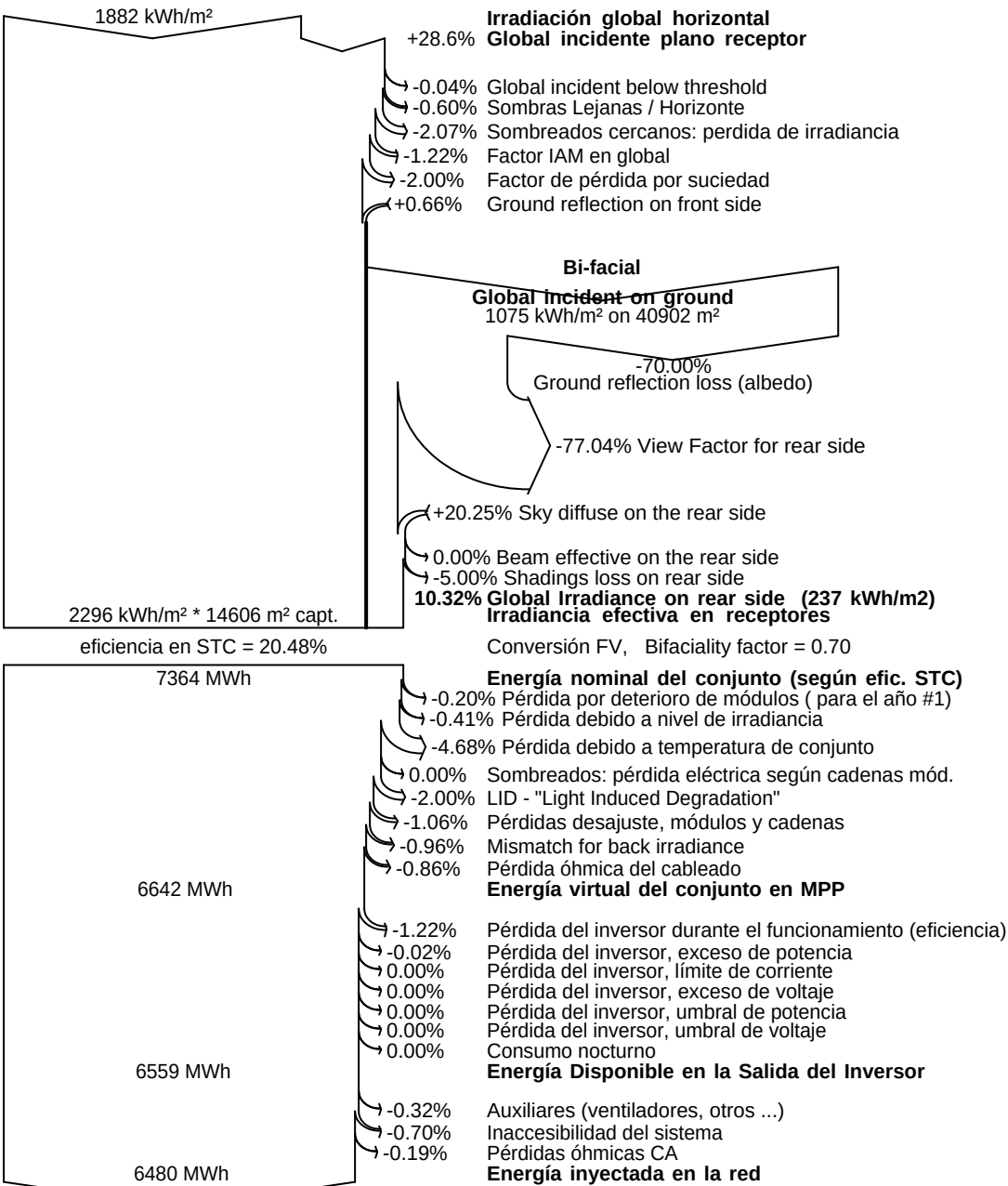
Proyecto :AGUAS CAP

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 Camposol	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	6720	Pnom total	2990 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	12.0	Pnom total	3000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : AGUAS CAP

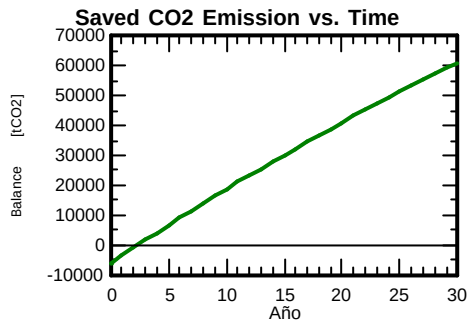
Variante de simulación : Nueva variante de simulación
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 445 M G2 Bifacial
Conjunto FV	Núm. de módulos	6720
Inversor	Modelo	SG250HX
Paquete de inversores	Núm. de unidades	12.0
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	
		Pnom total 2990 kWp
		Pnom 250 kW ac
		Pnom total 3000 kW ac

Produced Emissions	Total: 6013.68 tCO2	
	Source:	Detailed calculation from table below
Replaced Emissions	Total: 77372.4 tCO2	
	System production:	6480.10 MWh/año
		Lifetime: 30 years
		Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	398 gCO2/kWh
	Source:	IEA List
		Country: Chile
CO2 Emission Balance	Total: 61119.6 tCO2	

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	2.65 kgCO2/kg
Quantity	2990 kWp	336000 kg
Subtotal [kgCO2]	5121718	891966



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

PVSYST V6.88					22/02/21	Página 1/8
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto :		AGUAS CAP				
Sitio geográfico		Burro Muerto			País	Chile
Ubicación		Latitud	-26.88° S	Longitud	-70.81° W	
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT-4	Altitud	52 m	
		Albedo	0.20			
Datos meteorológicos:		Burro Muerto	Meteonorm 7.2, Sat=28% - Sintético			
Variante de simulación : Nueva variante de simulación						
		Fecha de simulación	22/02/21 18h14			
		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		28 Conjunto en cobertizos simple		
		Separación helióstatos		9.00 m	Ancho receptor	3.17 m
Banda inactiva		Izquierda		0.02 m	Derecha	0.02 m
Ángulo límite del retroceso		Límites de fi		60.00° Ocupación del suelo (GCR) 35.3 %		
Modelos empleados		Transposición		Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte		Elevación Media		2.2°		
Sombreados cercanos		Según cadenas de módulos		Efecto eléctrico		100 %
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	255 cadenas
Núm. total de módulos FV			Núm. módulos	7140	Pnom unitaria	420 Wp
Potencia global del conjunto			Nominal (STC)	2999 kWp	En cond. de funciona.	2722 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)			U mpp	996 V	I mpp	2732 A
Superficie total			Superficie módulos	15774 m²	Superficie célula	14168 m²
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	12 unidades	Potencia total	3000 kWac
					Relación Pnom	1.00
Factores de pérdida del conjunto FV						
Suciedad del conjunto				Fracción de pérdidas	2.0 %	
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto	4.0 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	0.3 % 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 : AGUAS CAP

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 Camposol

Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje

0°

Acimut eje

0°

Módulos FV

Modelo

CS3W-420P 1500V SE

Pnom

420 Wp

Conjunto FV

Núm. de módulos

7140

Pnom total

2999 kWp

Inversor

Modelo

SG250HX

Pnom

250 kW ac

Paquete de inversores

Núm. de unidades

12.0

Pnom total

3000 kW ac

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Horizonte

Elevación Media

2.2°

Factor Difuso 1.00

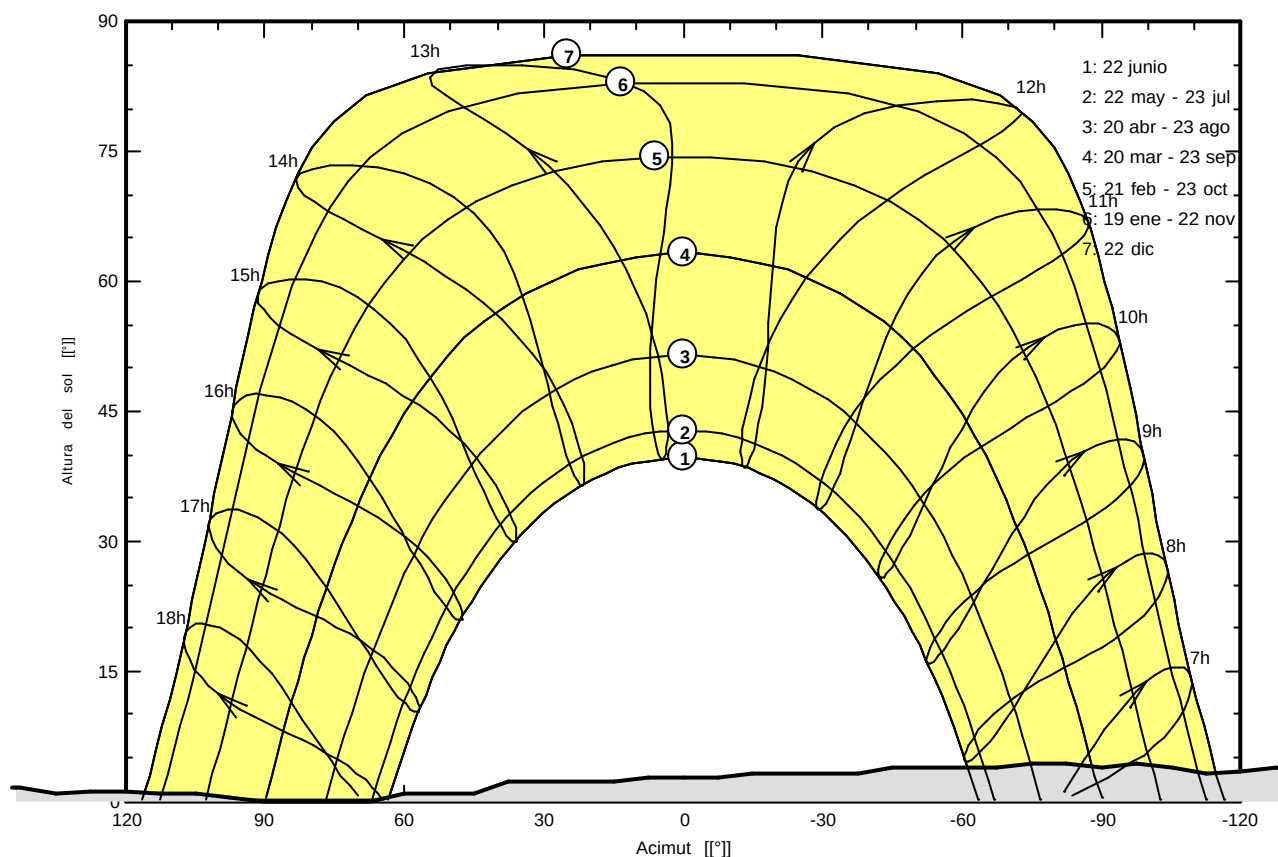
Factor Albedo

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°52'32', Long=-70°48'51', Alt=52m



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : AGUAS CAP

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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	7140	Pnom total	2999 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	12.0	Pnom total	3000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

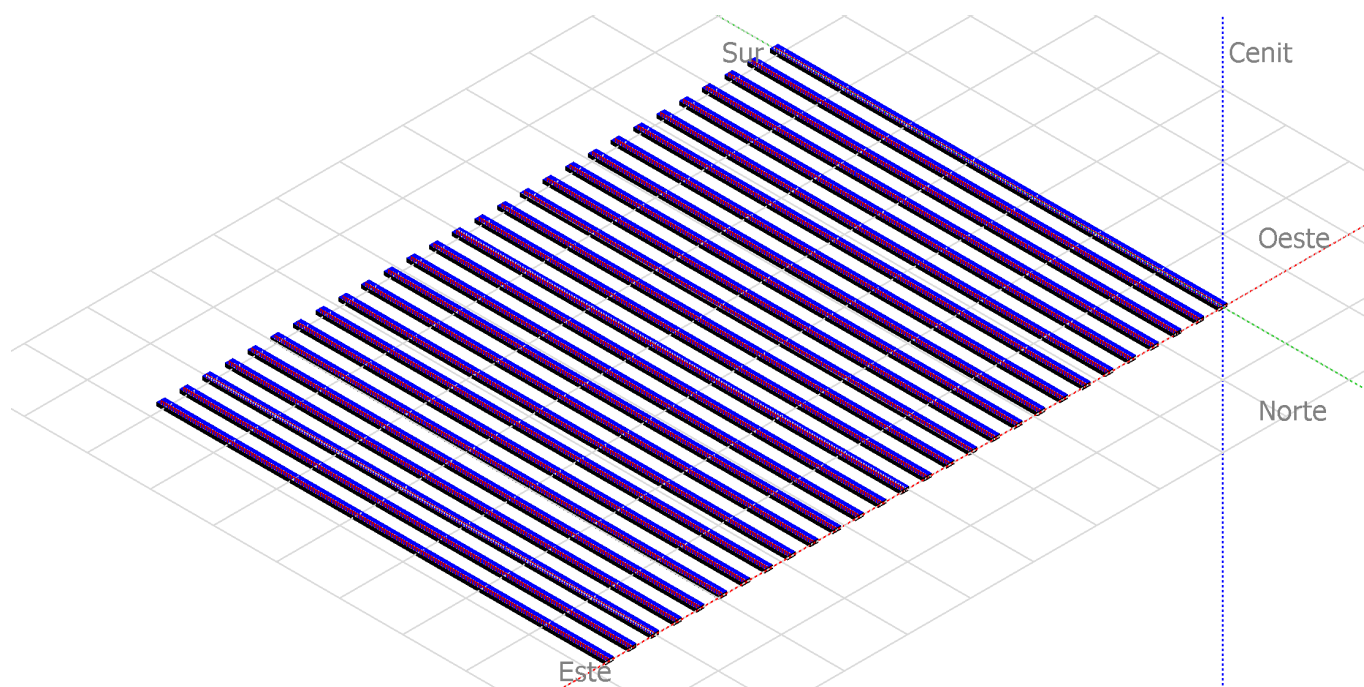
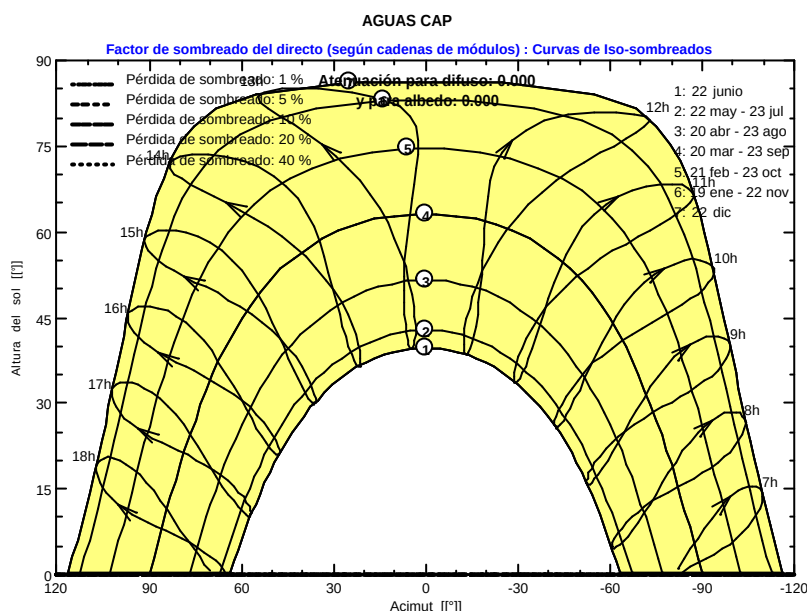


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : AGUAS CAP

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

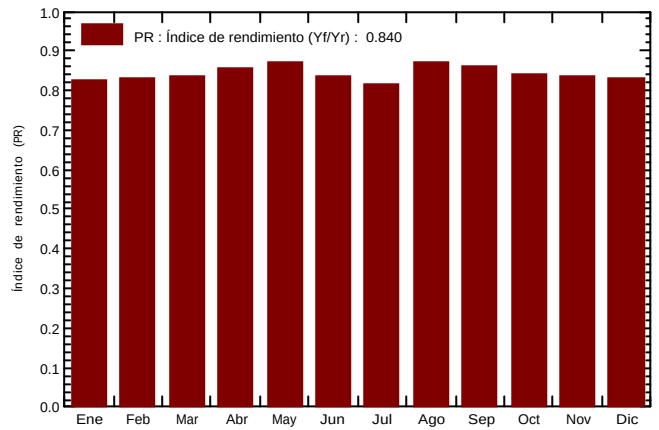
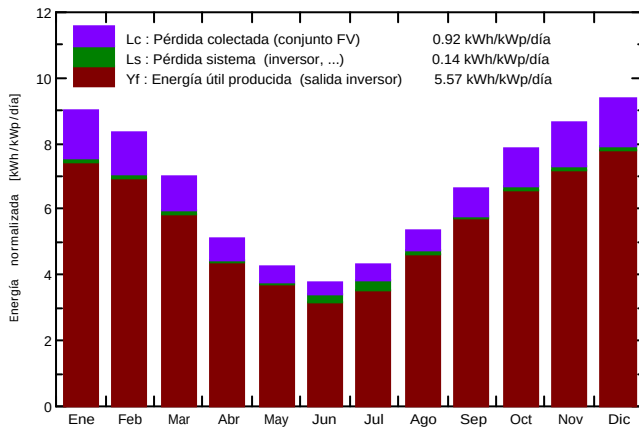
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Seguidores, hilera simple con retroceso
Horizonte	Elevación Media	2.2°
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico 100 %
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3W-420P 1500V SE
Conjunto FV	Núm. de módulos	7140
Inversor	Modelo	SG250HX
Paquete de inversores	Núm. de unidades	12.0
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	
		Pnom 420 Wp
		Pnom total 2999 kWp
		Pnom 250 kW ac
		Pnom total 3000 kW ac

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	6101 MWh/año	Produc. específica	2035 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	84.05 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2999 kWp

Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	218.9	91.37	21.74	278.4	263.6	702.5	689.8	0.826
Febrero	181.9	73.98	21.35	233.5	221.3	592.1	581.8	0.831
Marzo	167.0	65.62	19.94	217.2	205.3	555.1	545.0	0.837
Abril	122.0	54.92	16.95	154.4	145.6	402.8	395.4	0.854
Mayo	103.5	44.75	14.44	132.8	125.4	352.9	346.4	0.870
Junio	88.6	36.93	12.43	113.8	107.6	306.4	285.1	0.835
Julio	101.7	41.92	12.36	134.1	126.7	360.0	327.3	0.814
Agosto	127.3	49.79	13.70	165.9	157.1	441.8	433.1	0.870
Septiembre	153.1	59.43	15.09	198.7	188.2	521.9	513.1	0.861
Octubre	190.8	74.20	18.00	243.1	230.4	624.6	613.3	0.841
Noviembre	200.2	74.02	19.15	258.4	244.9	658.7	647.0	0.835
Diciembre	227.2	90.67	20.53	290.5	275.0	736.9	724.1	0.831
Año	1882.5	757.60	17.12	2420.7	2291.1	6255.8	6101.2	0.840

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 :

AGUAS CAP

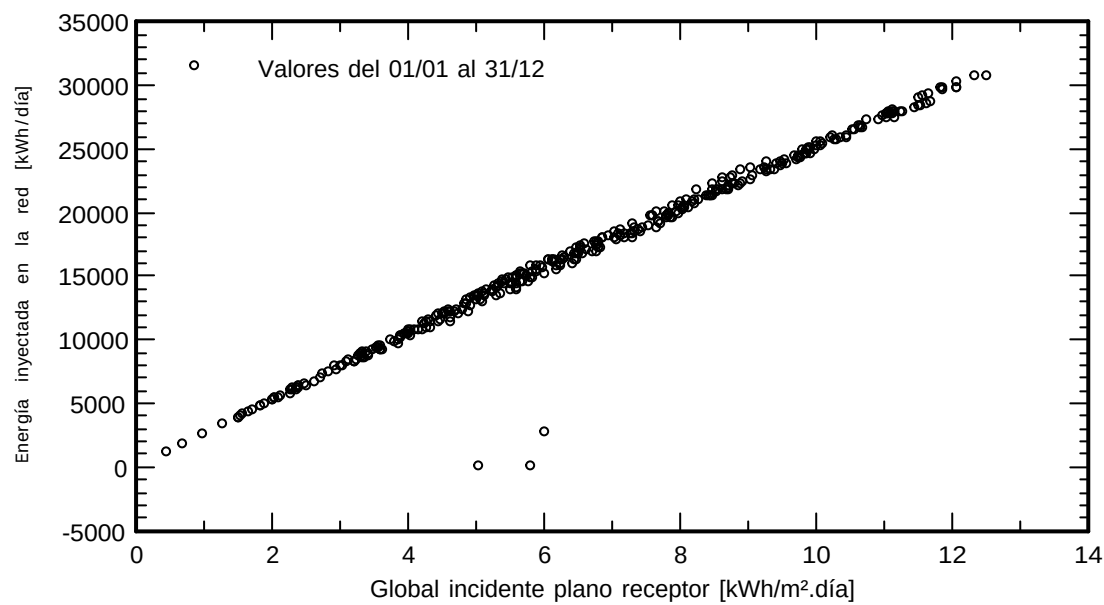
Variante de simulación :

Nueva variante de simulación

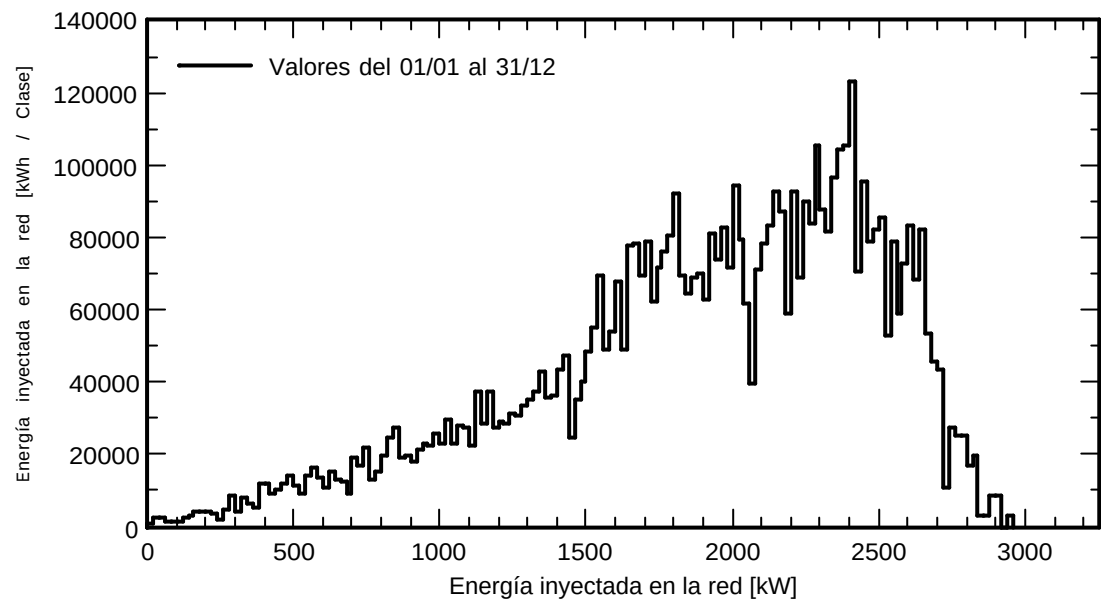
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	2999 kWp
Inversor	Modelo	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	3000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema

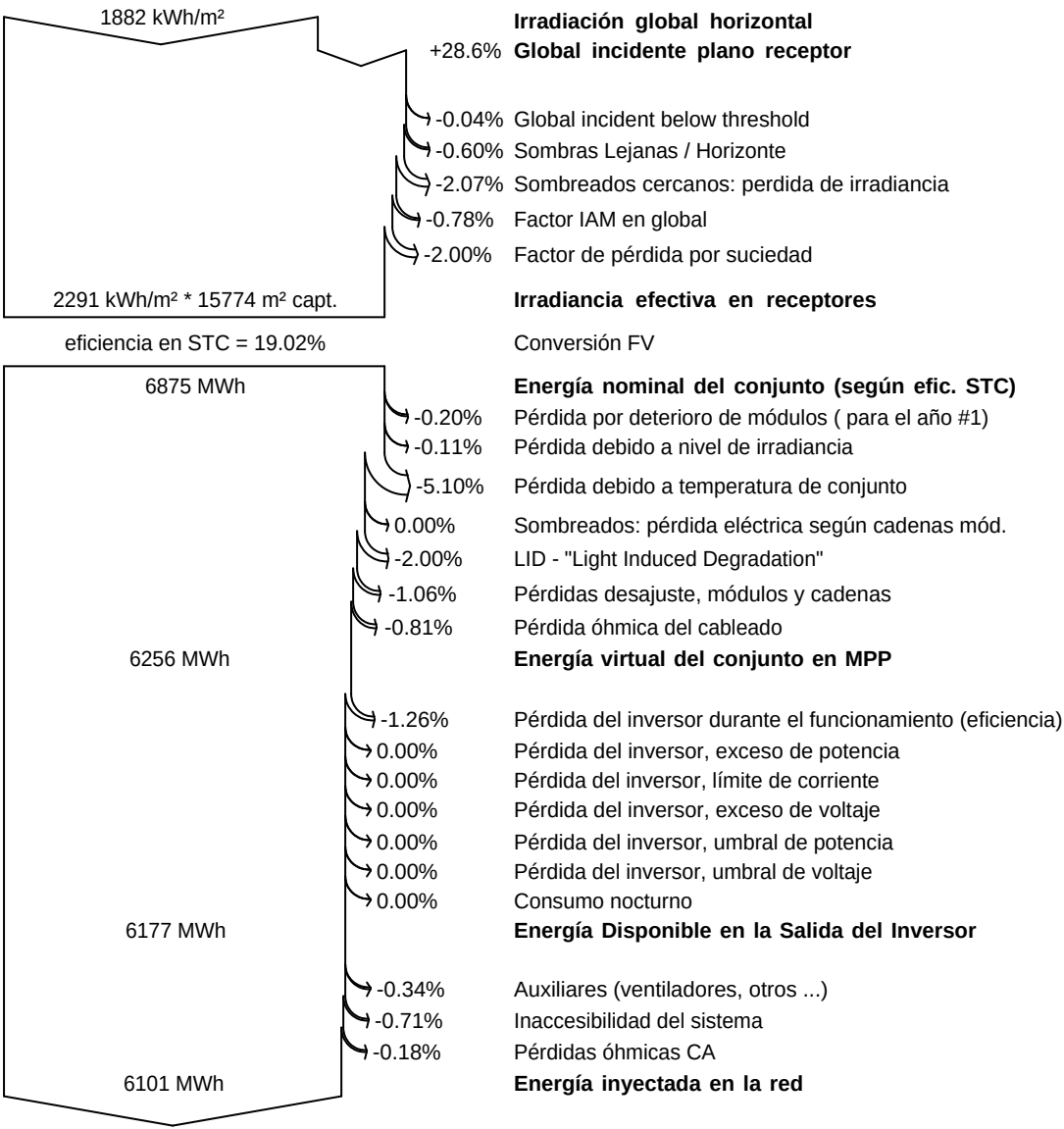


Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : AGUAS CAP
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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	2999 kWp
Inversor	Modelo	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	3000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : AGUAS CAP

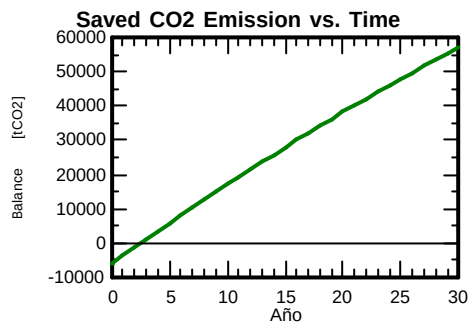
Variante de simulación : Nueva variante de simulación
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

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 Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	2999 kWp
Inversor	Modelo	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	3000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Produced Emissions	Total:	6013.68 tCO2	
	Source:	Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	Total:	72848.8 tCO2	
	System production:	6101.24 MWh/año	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	398 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Chile
CO2 Emission Balance	Total:	57194.7 tCO2	

System Lifecycle Emissions Details:

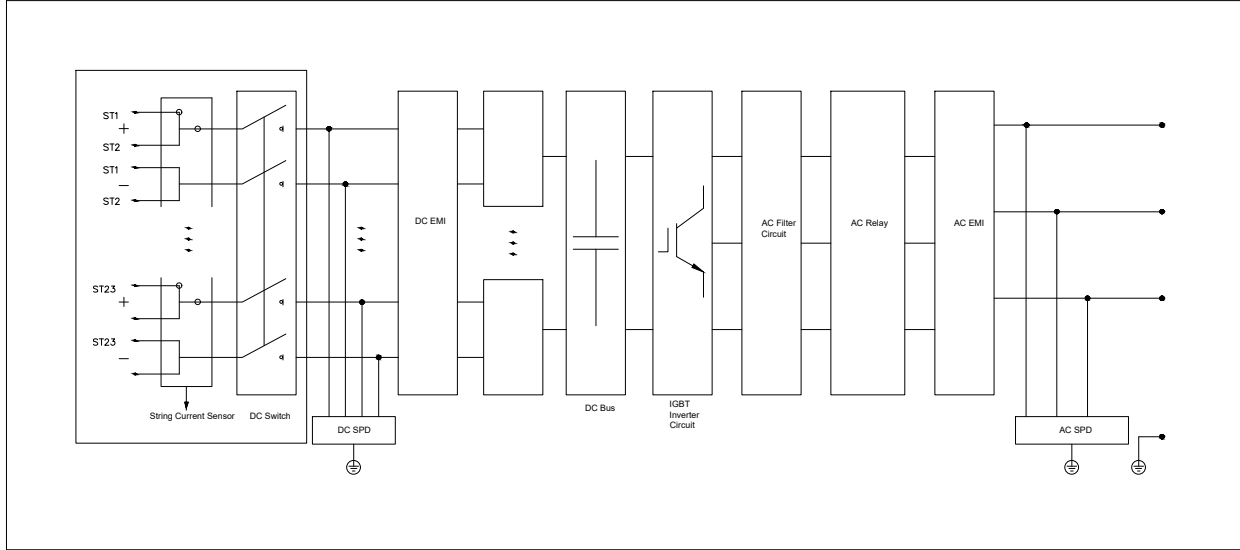
Item	Modules	Supports
LCE	1815 kgCO2/kWp	2.65 kgCO2/kg
Quantity	2822 kWp	336000 kg
Subtotal [kgCO2]	5121718	891966



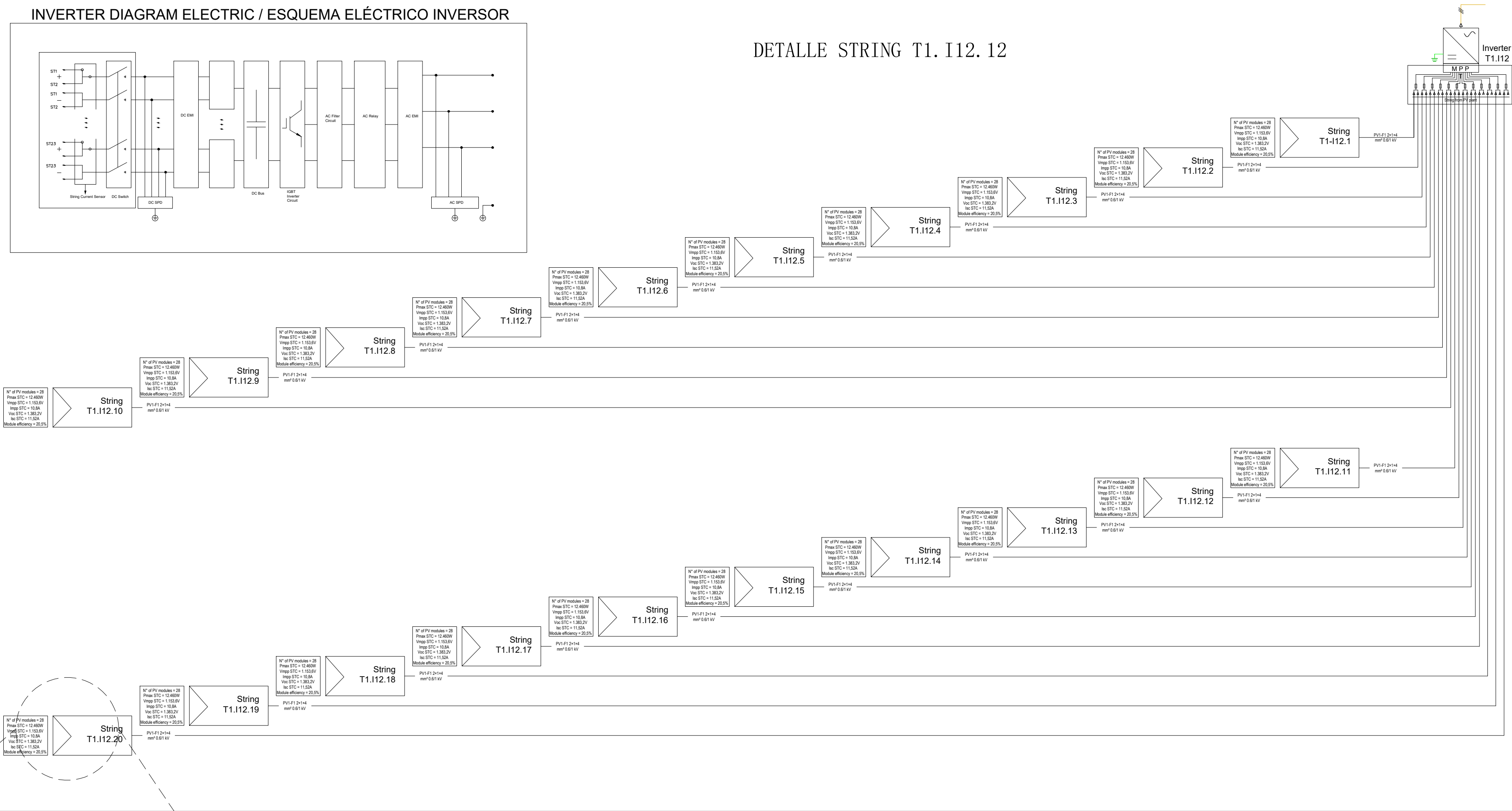
ANEXO 5: LAYOUT COMPLETO DE LA INSTALACIÓN

ANEXO 6: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN

INVERTER DIAGRAM ELECTRIC / ESQUEMA ELÉCTRICO INVERSOR

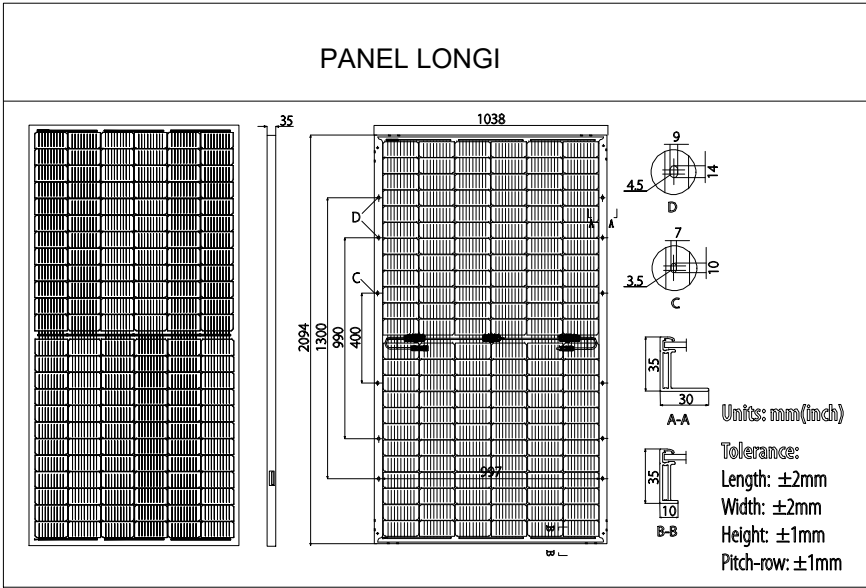


DETALLE STRING T1.I12.12



N° 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%

String
T1.I12.20



RESUMEN TÉCNICO	
MÓDULO SOLAR	
Manufacturer	LONGI
Model / Type	LR4- 72HBD 445M
Power (Wp)	445
Total Quantity	6.720
Total DC Power (Wp)	2.990.400
STRINGS	
Total Strings Quantity	240
Modules x String	28
INVERTER	
Manufacturer / Model	SG 250HX
Power per inverter (kVA)	225
Active Power per Inverter (kW)	225
Total Quantity	12
Strings per Inverter	20
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)	2.700
Total DC Power(Wp)	2.990.400
DC/AC Ratio	1,108

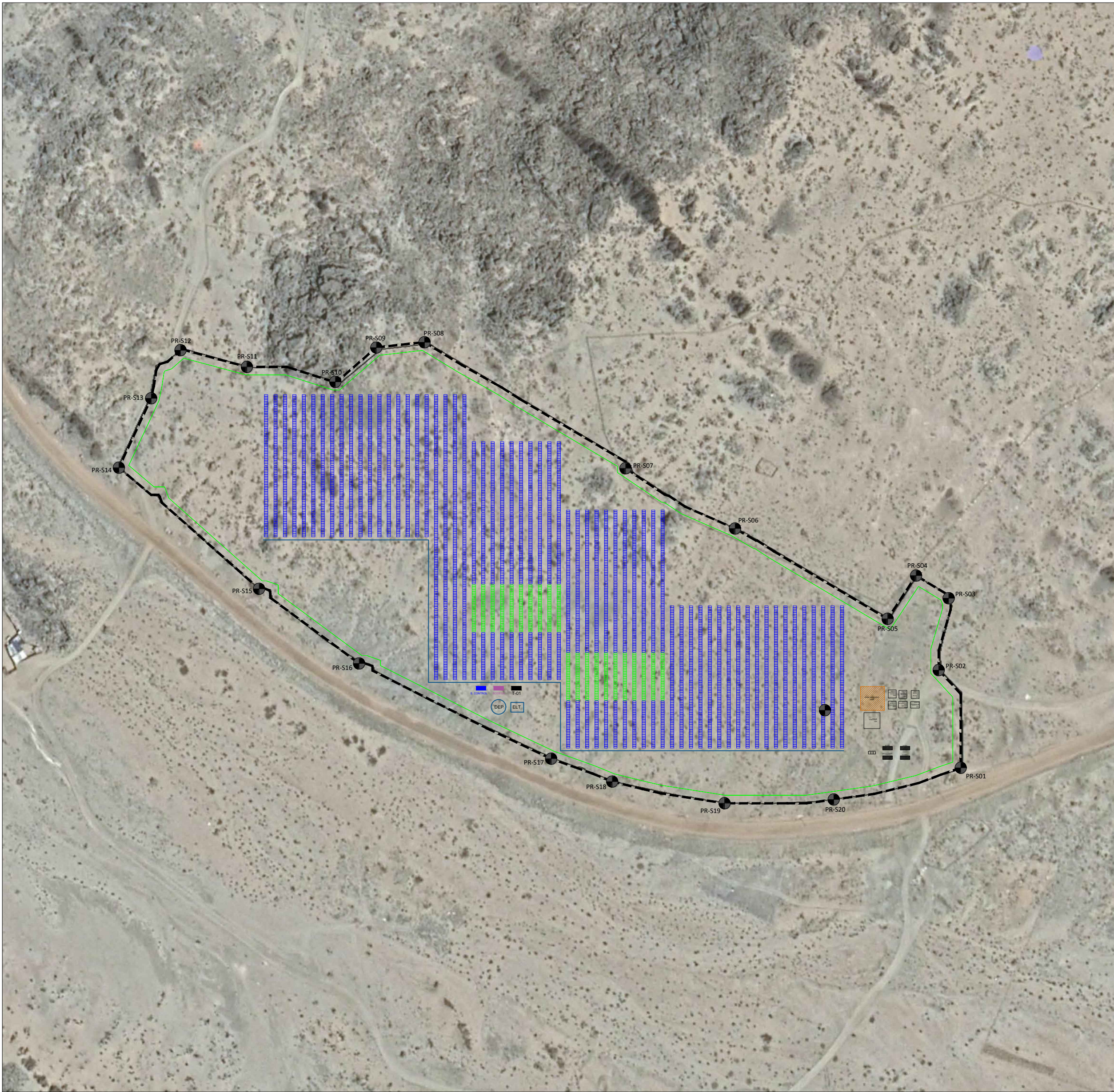
0B	Emisión	19/02/2021	VCS	DS	
0A	Emisión	03/02/2021	VCS	DS	
REV	DESCRIPCIÓN	FECHA	DISEÑO	REVISÓ	APROBÓ
LIST OF REVISIONS					
PROPIETARIO PLANTA AGUAS CAP		TITULO: Unifilar BT - CA y CC			
PREFACTIBILIDAD TÉCNICA TCI- GECOMP ARIEMA		DISCIPLINA: Ingeniería Básica			
PROYECTO: Planta AGUAS CAP (3MW)					
FORMATO	PAGINA	ESCALA	REVISIÓN		
A2	8 de 10	N/A	0B		

ANEXO 7: DIAGRAMA SCADA.

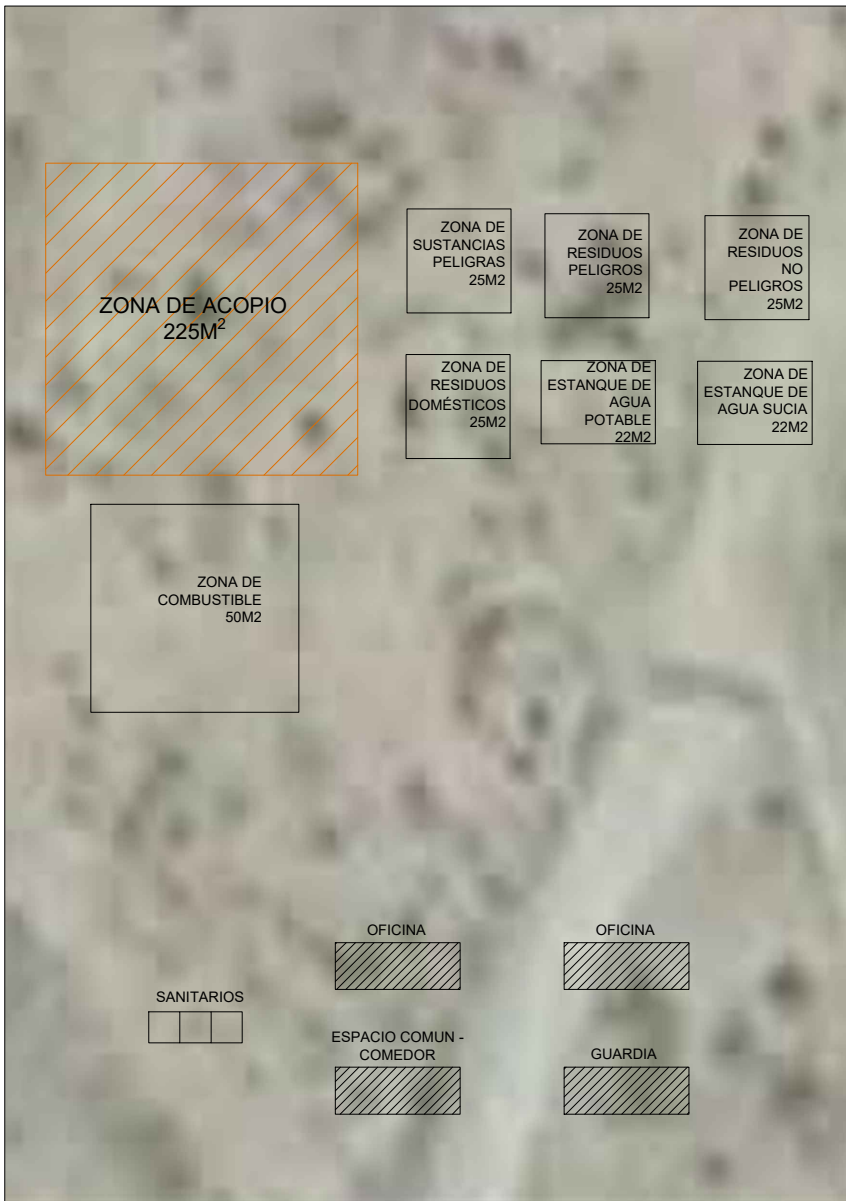


OB	Emisión	19/02/2021	VCS	DS	
0A	Emisión	12/01/2021	VCS	DS	
REV	DESCRIPCIÓN	FECHA	DISEÑO	REVISÓ	APROBÓ
LIST OF REVISIONS					
PROPIETARIO PLANTA AGUAS CAP		TITULO: ESQUEMA SCADA DISCIPLINA: Ingeniería Básica			
PREFACTIBILIDAD TÉCNICA TCI- GECOMP ARIEMA		PROYECTO: Planta AGUAS CAP (3MW)			
		FORMATO A2	PAGINA 10 de 10	ESCALA N/A	REVISIÓN 0B

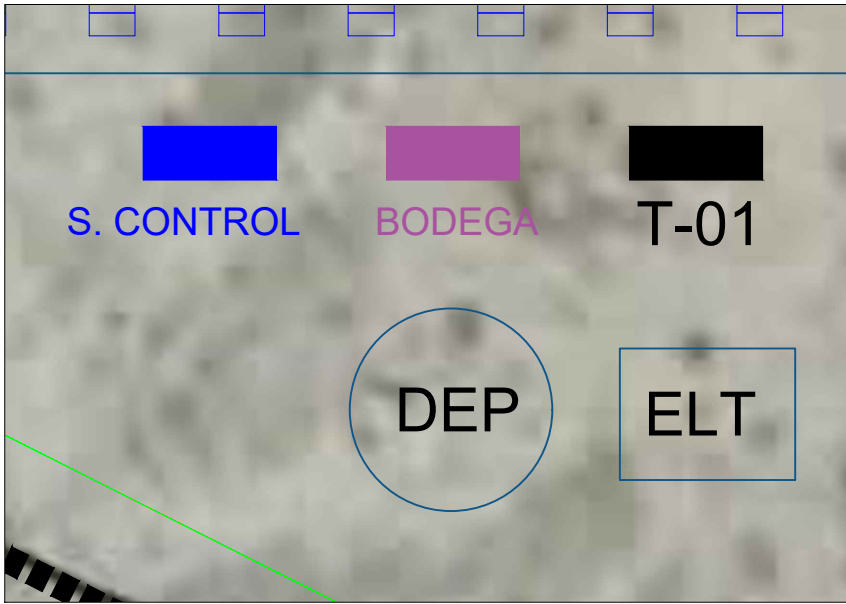
ANEXO 8: PLANOS DE CERCADO Y EMPLAZAMIENTO



LAYOUT GENERAL E IMPLANTACIÓN. INSTALACIÓN DE FAENAS



INSTALACIÓN DE FAENAS



0B	Emisión	19/02/2021	VCS	DS	
0A	Emisión	12/01/2021	VCS	DS	
REV	DESCRIPCIÓN	FECHA	DISEÑO	REVISÓ	APROBÓ
LIST OF REVISIONS					
PROPIETARIO PLANTA AGUAS CAP			TITULO: Layout general e implantación. Instalación de faenas		
			DISCIPLINA: Ingeniería Básica		
PREFACTIBILIDAD TÉCNICA TCI- GECOMP ARIEMA			PROYECTO: Planta AGUAS CAP (3MW)		
			FORMATO	PAGINA	ESCALA
			A2	2 de 10	N/A
					REVISIÓN
					0B

ANEXO 9: HERRAMIENTAS DE FINANCIACIÓN

En el momento actual, el hidrógeno verde se encuentra en etapas iniciales frente a la comercialización. Sin embargo, para 2030, se espera una inversión de 300.000 millones de dólares en todo el sector, no sólo para desplegar siguen siendo lo que sigue siendo una cadena de valor embrionaria, sino también para lograr economías de escala para reducir los costos en esta cadena, desde la producción de hidrógeno hasta sus usos finales en los sectores industrial, de movilidad y energía. \$70.000 millones están anunciados actualmente de ayuda pública hasta la fecha, lo que subraya el alcance del desafío que enfrenta el sector.

Company	Country	Status	Amount ↓
 Nikola Motor Company	United States	Public	\$250,000,000
 BayoTech	United States	Private	\$157,000,000
 Jiangsu Guofu Hydrogen Technology	China	Private	\$60,000,000
 Valent Low-Carbon Technologies	Canada	Private	\$30,000,000
 FirstElement Fuel	United States	Private	\$25,000,000
 Transform Materials	United States	Private	\$25,000,000
 Energy Observer Developments	France	Private	\$23,730,000
 Syzygy Plasmonics	United States	Private	\$23,000,000
 H2Pro	Israel	Private	\$22,000,000
 Hydrogenious LOHC Technologies	Germany	Private	\$20,000,000

Figura 71.- Ejemplos de financiación por Venture Capital en proyectos de hidrógeno. 10 proyectos de mayor cuantía en los últimos 24 meses. Fuente: i3connect (<https://i3connect.com/tag/hydrogen>)

7.1.1 ASesorÍA A LA FINANCIACIÓN EN LATINOAMÉRICA

Hi-FUNDING

Hi-FUNDING es servicio especializado en la identificación de oportunidades de financiación proporcionado por Hinicio, que apoya elaboración de estrategias de asociación con actores de relevancia y el apoyo para solicitudes directas a diferentes esquemas de subvenciones. Cuenta con servicio de apoyo en Latinoamérica (Hi-LATAM) para el apoyo a la financiación de proyectos de hidrógeno.

7.1.2 OPORTUNIDADES A LA FINANCIACIÓN:

CORFO

El gobierno anunció recientemente el lanzamiento de un proceso de financiamiento competitivo para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en Chile. El objetivo de la financiación es acelerar la implementación de iniciativas que contribuyan a alcanzar objetivos de carbono neutralidad, así como a generar puestos de trabajo y otras oportunidades a nivel local.

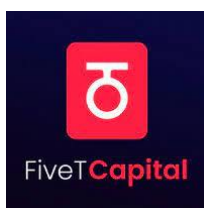
Tanto las empresas chilenas como extranjeras pueden solicitar las subvenciones para desarrollar e implementar un proyecto de hidrógeno verde con una capacidad de producción superior a los 10 MW que estará operativo a más tardar en diciembre de 2025. Para ello, se otorgarán subvenciones de hasta US\$30 millones a uno o más proyectos. La presentación de propuestas a la convocatoria permanecerá abierta hasta septiembre.

7.1.3 FONDOS DE INVERSIÓN PRIVADOS ESPECIALIZADOS: HydrogenOne



HydrogenOne Capital se estableció en 2020, para proporcionar a los inversores oportunidades en hidrógeno limpio y almacenamiento de energía para la transición energética. HydrogenOne se lanzó como un fondo de inversión promovido por JJ Traynor, ejecutivo de Royal Dutch Shell, y Tichard Hulf, antiguo trabajador de Exxon. El fondo se lanzó con 315 millones de dólares iniciales de inversión.

FiveTCapital



Recientemente, el fondo de inversión FiveTCapital lanzó un fondo de inversión para financiar la economía del hidrógeno verde, FiveTHydrogen, con la finalidad de ampliar su campo de actividad.

Hydrogen Technology Ventures



Hydrogen Technology Ventures es una firma de inversión global compuesta por capital de riesgo, capital de crecimiento, capital privado, financiación de proyectos y un centro de innovación centrado en la construcción de la economía del hidrógeno.

Su estrategia de inversión se basa en la opinión de que el costo de las tecnologías de producción y distribución de hidrógeno disminuiría bruscamente debido a una combinación de innovación tecnológica, contexto de políticas positivas y escala. A medida que las tecnologías de energía renovable comiencen a obtener una adopción generalizada, la economía de la producción de hidrógeno verde comenzaría a ser más convincente en muchas partes del mundo. Invierte en tecnologías emergentes que permitan la ampliación del ecosistema de hidrógeno.

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., & Spliethoff, 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>
- 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
- 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>
- 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 Energia, G. (2020). *Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrogeno*. 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](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/2%20Water%20Electrolysis%20Status%20and%20Potential%20for%20Development.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>
- Vinoth 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