

Universidad Católica de Santa María
Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica-Eléctrica y Mecatrónica



**GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE A TRAVÉS DE ELECTRÓLISIS CON ENERGÍA
FOTOVOLTAICA EN MAJES-AREQUIPA, 2023.**

Tesis presentada por el Bachiller:

Ayqui Chuctaya, Nelson Alvaro

Para optar el Título Profesional de:
Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor (a):

PhD. Valdez Loaiza, Juan Carlos

Arequipa – Perú

2023

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
INGENIERIA MECANICA, MECANICA-ELECTRICA Y MECATRONICA
TITULACIÓN CON TESIS
DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR

Arequipa, 08 de Mayo del 2023

Dictamen: 008263-C-EPIMMEM-2023

Visto el borrador del expediente 008263, presentado por:

2015400391 - AYQUI CHUCTAYA NELSON ALVARO

Titulado:

**GENERACIÓN DE HIDROGENO VERDE A TRAVES DE ELECTROLISIS CON ENERGÍA
FOTOVOLTAICA EN MAJES-AREQUIPA,2023**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

**29387211 - FERNANDEZ BARRIGA CAMILO GRIMALDO
DICTAMINADOR**



**30857994 - GORDILLO ANDIA CARLOS ALBERTO
DICTAMINADOR**



**29460348 - AREVALO DAZA JORGE LUIS
DICTAMINADOR**



DEDICATORIA

La presente investigación de tesis va dedicada a Dios que siempre guía mi camino y me da fuerzas para seguir adelante; a mis padres, quienes han sido mis mejores maestros en la vida, gracias por haberme dado ánimos y apoyado constantemente en toda formación profesional.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a los todos docentes de la Escuela profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica eléctrica y Mecatrónica de la UCSM por toda la enseñanza y los sabios consejos recibidos para ser un buen profesional y al PhD. Juan Carlos Valdez Loaiza por haberme dado un poco de su tiempo, compartido experiencias y enseñanzas durante la elaboración de la presente tesis.



RESUMEN

La presente investigación busca la generación de hidrógeno verde a través de electrólisis con energía fotovoltaica en Majes-Arequipa. La metodología utilizada fue de tipología aplicada, el diseño es no experimental. En los resultados se encontraron que la principal ventaja de usar energía solar fotovoltaica en Majes es que no es dependiente de combustibles que contaminan el medio ambiente y la principal desventaja sería que las condiciones atmosféricas afectan negativamente el rendimiento de los paneles fotovoltaicos lo que se traduce en una menor cantidad de energía producida y el coste de inversión inicial es muy elevado por lo que limita para su masificación, sino se toma las medidas más convenientes del caso. Mediante el software de diseño asistido por computadora AutoCAD se realizó un modelo de la planta de hidrógeno verde y parque fotovoltaico, teniendo en consideración componentes como electrolizador, bomba de agua, compresor, equipo de osmosis inversa, sistema de llenado, inversores y paneles fotovoltaicos. Se logró determinar la disponibilidad energética para la generación de hidrógeno verde en Majes-Arequipa, hallando una irradiación promedio entre 6.3 a 6.5 kW.h/m², lo cual permite el desarrollo de proyectos fotovoltaicos de generación o autoconsumo. Así mismo se obtuvo mayores beneficios que desventajas en la utilización de la energía solar en la zona de estudio, se realizó un adecuado dimensionamiento y selección de equipos fotovoltaicos acorde a la generación de hidrógeno verde, teniendo en cuenta que los componentes seleccionados sean comerciales y ofrezcan las mayores garantías en casos de posible falla, basándose en los requerimientos de funcionamiento del electrolizador alcalino Hydrogenics y la presión mínima de almacenamiento del hidrógeno para su comercialización. Finalmente, el análisis económico de la factibilidad del proyecto basado en los indicadores del TIR, VAN, VCB dio como resultado que el retorno de inversión del parque fotovoltaico y de la planta de hidrógeno se dará en 5 a 7 años, lo cual está dentro de los márgenes admisibles de recuperación de capital de proyectos.

Palabras claves: Generación de energía, hidrógeno verde, energía fotovoltaica, parque fotovoltaico, planta de hidrógeno.

ABSTRACT

The present research pursues the generation of green hydrogen through electrolysis with photovoltaic energy in Majes-Arequipa. The methodology used was of an applicative type, the non-experimental design. In the results it was found that the main advantage of using photovoltaic solar energy in Majes is that it is not dependent on fuels that pollute the environment, on the other hand, the main disadvantages would be the atmospheric conditions that could negatively affect the performance of the photovoltaic panels, which translates into a lower amount of energy produced, and the initial investment cost which is very high which limits its mass use. Using AutoCAD computer-aided design software, a model of the green hydrogen plant and the photovoltaic park was made, taking into consideration components such as electrolyzer, water pump, compressor, reverse osmosis equipment, filling system, inverters, and photovoltaic panels. It was possible to determine the energy availability for the generation of green hydrogen in Majes-Arequipa, finding an average irradiation between 6.3 to 6.5 kWh/m², which allows the development of photovoltaic generation or self-consumption projects. Likewise, greater benefits than disadvantages were obtained in the use of solar energy in the study area, adequate sizing and selection of photovoltaic equipment were carried out according to the generation of green hydrogen, considering that the selected components are commercial, offering the best guarantees in cases of possible failure, based on the operating requirements of the Hydrogenics alkaline electrolyzer and the minimum hydrogen storage pressure for its sale. Finally, the economic analysis of the feasibility of the project based on the indicators of the TIR, VAN, and VCB gave a result that the return on investment of the photovoltaic park and the hydrogen plant will occur in 5 to 7 years, which is within the admissible margins of capital recovery of projects.

Keywords: Power generation, green hydrogen, photovoltaic energy, photovoltaic park, hydrogen plant.

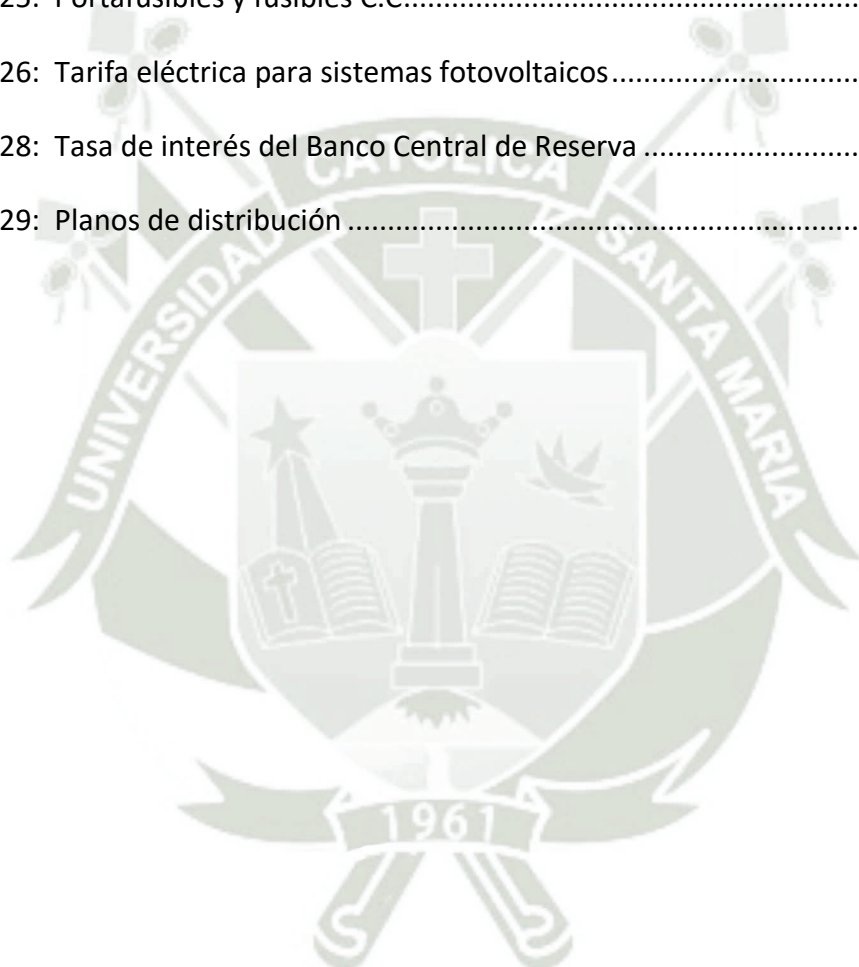
ÍNDICE

	<u>Pág.</u>
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	v
ABSTRACT	vi
ÍNDICE.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ABREVIATURAS Y LISTAS DE SÍMBOLOS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1. MARCO METODOLÓGICO.....	2
1.1 Descripción Del Problema	2
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos	3
1.3 Variables.....	3
1.4 Justificación	3
1.5 Alcances.....	4
1.6 Limitaciones.....	5
CAPÍTULO II	6
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1 Antecedentes De La Investigación	6
2.1.1 Antecedentes Internacionales	6
2.1.2 Antecedentes Nacionales	8
2.2 Bases Teóricas	10
2.2.1 Energía solar.....	10
2.2.2 Sistemas fotovoltaicos	11
2.2.3 Inversores.....	11
2.2.4 Hidrógeno	12
2.2.5 Perspectiva de las oportunidades y potencial del hidrógeno en Perú en 2022	12
2.2.6 Aplicaciones con mayor potencial para el hidrógeno.....	17

2.2.7 Proyecto de ley de promoción de hidrógeno	18
2.2.8 Potencial del Perú del hidrógeno azul y verde	18
2.2.9 Plantas de producción de hidrógeno verde.....	19
2.2.10 Métodos de producción de hidrógeno verde.....	20
2.2.11 Generación de hidrógeno verde mediante energía fotovoltaica	21
CAPÍTULO III	24
3. METODOLOGÍA	24
3.1 Tipo y diseño de investigación	24
3.2 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	24
3.3 Procedimientos	24
3.4 Método de análisis de datos	25
CAPÍTULO IV	26
4. RESULTADOS.....	26
4.1 Disponibilidad energética para la generación de hidrógeno verde en Majes - Arequipa	26
4.1.1 Descripción de la energía solar fotovoltaica en Majes - Arequipa	26
4.1.2 Beneficios y desventajas de la energía solar fotovoltaica en Majes - Arequipa.....	26
4.1.3 Aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica en Majes - Arequipa....	27
4.2 Diseño de la planta basándose en los equipos necesarios para la producción de hidrógeno.	28
4.2.1 Ubicación tentativa de planta de H ₂ - Majes	28
4.2.2 Modelo de planta H ₂ verde y parque fotovoltaico	30
4.3 Dimensionamiento de componentes de planta H ₂ verde - Majes.....	32
4.3.1 Selección de Electrolizador	32
4.3.2 Selección de equipo de osmosis inversa.....	35
4.3.3 Selección de bomba	36
4.3.4 Selección de tanque de agua	39
4.3.5 Dimensionamiento de tanque de almacenamiento H ₂ de media presión ..	39
4.3.6 Selección de compresor	42
4.3.7 Cantidad de cilindros de alta presión	44
4.4 Determinación de cargas de iluminación interior planta H ₂ verde.....	44
4.4.1 Método lúmenes.....	44
4.4.2 Sistema de alumbrado	45
4.5 Diseño de parque fotovoltaico.....	48
4.5.1 Energía de consumo promedio al día de equipos e instalaciones eléctricas	

4.5.2 Selección de panel fotovoltaico.....	49
4.5.3 Selección de cantidad de inversores.....	58
4.6 Condiciones de modelamiento de paneles fotovoltaicos.....	59
4.6.1 Recolección de datos temperatura.....	59
4.6.2 Selección de sección de cable.....	62
4.7 Retorno de inversión de parque fotovoltaico.....	65
4.8 Retorno de inversión de planta de hidrógeno verde.....	68
CONCLUSIONES.....	72
RECOMENDACIONES.....	73
Referencias.....	74
Anexo 1: Variable y Operacionalización de variables.....	78
Anexo 2: Calores específicos de gas ideal.....	79
Anexo 3: Electrolizador alcalino.....	79
Anexo 4: Compresor.....	80
Anexo 5: Carta para determinación de tamaño óptimo de recipientes.....	81
Anexo 6: Materiales de acero.....	82
Anexo 7: Cilindros para transporte y almacenamiento de hidrógeno.....	83
Anexo 8: Cilindros para almacenamiento de hidrógeno a presión.....	84
Anexo 9: Cilindros para almacenamiento de hidrógeno y medidas de seguridad para su manipulación y operación.....	85
Anexo 10: Especificaciones técnicas de cilindro de hidrógeno.....	90
Anexo 11: Tanques de almacenamiento de agua.....	90
Anexo 12: Equipo de osmosis inversa.....	91
Anexo 13: Electrobomba - Periférico de 10 bar.....	92
Anexo 14: Movimiento hídrico del sistema Majes Siguas i.....	93
Anexo 16: Índice local k.....	95
Anexo 17: Coeficientes de reflexión.....	96
Anexo 18: Luminaria industrial suspendido.....	97

Anexo 19: Luminaria de interior	98
Anexo 21: Panel solar fotovoltaico monocristalino.....	101
Anexo 22: Cable de C.C.....	103
Anexo 23: Cables C.A	104
Anexo 24: Datos técnicos NYN	105
Anexo 25: Portafusibles y fusibles C.C.....	106
Anexo 26: Tarifa eléctrica para sistemas fotovoltaicos.....	107
Anexo 28: Tasa de interés del Banco Central de Reserva	109
Anexo 29: Planos de distribución	110



ÍNDICE DE FIGURAS

	<u>Pág.</u>
Figura 2.1 Formula química de electrólisis	12
Figura 2.2 Principales actividades de consumo energético en la región norte del país ...	13
Figura 2.3 Principales actividades de consumo energético en la región centro del país..	15
Figura 2.4 Principales actividades de consumo energético en la región sur del país	16
Figura 2.5 Aplicación del uso potencial del hidrógeno y su competitividad	17
Figura 2.6 Métodos de producción de hidrógeno solar	21
Figura 2.7 Costos de producir hidrógeno verde y azul en la región norte, centro y sur del país.....	22
Figura 4.1 Ubicación estratégica tentativa de la planta de hidrógeno con línea de transmisión más cercana	28
Figura 4.2 Ubicación estratégica tentativa de la planta de hidrógeno con canales de regadío de Majes Sigvas I	29
Figura 4.3 Modelo la planta de hidrógeno verde y parque fotovoltaico	30
Figura 4.4 Consumo de energía de la planta H ₂ verde	49
Figura 4.5 Promedio mensual de radiación solar o HSP	51
Figura 4.6 Generación y pérdidas de energía del parque fotovoltaico	53
Figura 4.7 Generación, pérdidas y consumo de energía del parque fotovoltaico	54
Figura 4.8 Orientación e inclinación del panel fotovoltaico	55
Figura 4.9 Altura solar.....	56
Figura 4.10 Retorno de inversión del parque fotovoltaico	68
Figura 4.11 Retorno de inversión de la planta de hidrógeno verde.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

	<u>Pág.</u>
Tabla 2.1 Perspectivas de oportunidades y potencial de hidrógeno en la región norte del país.....	13
Tabla 2.2 Perspectivas de oportunidades y potencial de hidrógeno en la región centro del país.....	14
Tabla 2.3 Perspectivas de oportunidades y potencial de hidrógeno en la región sur del país.....	16
Tabla 4.1 Comparativa de electrolizadores PEM Y Alcalino	32
Tabla 4.2 Fabricantes de electrolizadores	33
Tabla 4.3 Electrolizador alcalino intermedio de la marca HYDROGENICS.....	34
Tabla 4.4 Consumo de equipos de H ₂ verde.....	48
Tabla 4.5 Consumo eléctrico estimado de instalaciones.....	48
Tabla 4.6 Comparativa de panel Policristalino y Monocristalino	50
Tabla 4.7 Características del módulo fotovoltaico Trina solar-Tallmax de 450W	50
Tabla 4.8 Generación de energía promedio de paneles fotovoltaicos.....	52
Tabla 4.9 Radiación y Generación solares promedio en diferentes horas del día	52
Tabla 4.10 Temperatura ambiente Majes-Arequipa	60
Tabla 4.11 Irradiación solar anual.....	60
Tabla 4.12 Facturación proyectada mensual del parque fotovoltaico.....	65
Tabla 4.13 Facturación proyectada anual y retorno de inversión del parque fotovoltaico	66
Tabla 4.14 TIR y VAN para el sistema fotovoltaico propuesto	67
Tabla 4.15 Generación mensual de energía de la planta H ₂ y recursos generados	68
Tabla 4.16 Facturación proyectada anual y retorno de inversión de la planta de hidrógeno verde	69
Tabla 4.17 TIR y VAN para el sistema de generación de hidrógeno verde	71

ABREVIATURAS Y LISTAS DE SÍMBOLOS

Abreviaturas

ONU	Organización de las Naciones Unidas
COP21	Conferencia de París sobre el Cambio Climático
GEI	Gases de efectos invernaderos
AIE	Agencia internacional de la energía
AUTODEMA	Autoridad autónoma de Majes
ODS	Objetivo de desarrollo sostenible
PEM	Electrolizador de membrana polimérica
EES	Solucionador de ecuaciones de ingeniería
GLP	Gas licuado de petróleo
SEIN	Sistema eléctrico interconectado nacional
RER	Recursos energéticos renovables
ASTM	Sociedad americana para pruebas y materiales
ASME	Sociedad americana de ingenieros mecánicos
HSP	Horas solares pico
STC	Condición de prueba estándar
FIA	Facultad de ingeniería ambiental
VAN	Valor actual neto
TIR	Tasa interna de retorno
VCB	Valor costo beneficio
WACC	Costo promedio ponderado del capital
BCRP	Banco Central de Reserva del Perú

Lista de símbolos

\dot{W}	Potencia requerida por electrolizador
\dot{V}_{H_2}	Flujo volumétrico de hidrógeno
E_{esp}	Potencia específica del electrolizador
$V_{permeado}$	Flujo volumétrico de permeado de agua
$V_{alimentación}$	Flujo volumétrico de alimentación de agua
$\%_{recuperación}$	Tasa de recuperación
\dot{V}_{H_2O}	Flujo volumétrico de agua
$C_{H_2O \max}$	Consumo de agua por metro cúbico
\dot{V}_{H_2}	Flujo volumétrico de hidrógeno
\dot{W}_b	Potencia real de la bomba
p_b	Presión de salida de la bomba
η_{bomba}	Eficiencia mecánica de la bomba
P	Presión de diseño
C	Margen de corrosión
S	Esfuerzo permisible del material
E	Eficiencia de la junta
m_{H_2}	Masa de hidrógeno
V	Volumen
ρ_{H_2}	Densidad del hidrógeno a condiciones nominales
L	Longitud
D	Diámetro
t	Espesor
R	Radio
P_0	Presión inicial
P_1	Presión final
v_0	Volumen específico inicial

α	Coeficiente adiabático
\dot{m}	Flujo másico
w	Potencia nominal de compresor
$w_{\text{teórico}}$	Potencia teórica de compresor
η_c	Eficiencia de compresor
K	Índice local
Φ_T	Flujo luminoso total
E_D	Iluminancia media deseada
S_t	Superficie del área de trabajo
F_m	Factor de mantenimiento
C_u	Factor de utilización
$N_{\text{luminarias}}$	Número de luminarias
Φ_L	Flujo luminoso de lámpara
β	Ángulo de inclinación
φ	Latitud
ε	Altura solar
X	Distancia entre filas
d_p	Distancia de pasillo
L_m	Longitud del módulo
FE	Factor de escala
P_{pico}	Potencia pico
P_{nominal}	Potencia nominal
V_{oc}	Voltaje en circuito abierto del módulo
V_{oc}^*	Voltaje en circuito abierto en condiciones estándar
T_c	Temperatura de celda
N_c^o	Número de celdas
T_a	Temperatura ambiente
G	Irradiación
NOCT	Temperatura de operación nominal de la célula
$I_{sc(MOD)}$	Intensidad de corto circuito del módulo
G	Irradiancia máxima del lugar

$I_{sc(mod)}^*$	Intensidad de corto circuito del módulo en condiciones estándar
G^*	Irradiancia máxima en condiciones estándar
$N_{strings}$	Número de String
$I_{DCM(inv)}$	Intensidad máxima de entrada por Mppt del inversor
L_c	Longitud del cable
γ	Conductividad
I	Intensidad de corriente
V	Voltaje
ΔV	Caída de tensión
ρ_Ω	Resistividad del cobre
S_{cable}	Sección del cable
$N^\circ Re$	Número de Reynolds
ρ	Densidad
μ	Viscosidad
$H_{1 \rightarrow 2}$	Pérdidas del sistema
g	Gravedad
f	Factor de fricción

INTRODUCCIÓN

Desde la conferencia COP21 celebrada en el 2015 y el Acuerdo de París que compromete a todos los países signatarios a reducir emisiones de Gases a Efectos Invernaderos (GEI), el cambio climático ha estado en el tope de prioridades de la agenda política, económica y científica a nivel internacional (ONU, 2015).

El Perú, con la suscripción en julio del año 2016 del Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, se comprometió a reducir sus emisiones de Gases a Efectos Invernaderos en 30 % a 40 % las emisiones de carbono hacia el 2030 con la firme perspectiva de convertirse en un país carbono neutral en el año 2050.

Por lo antes expuesto, el hidrógeno se postula como elemento principal de la transición energética, ya que permite la electrificación y la descarbonización de la mayoría de los sectores económicos, mientras apoya la integración sectorial requerida para una economía sustentable y se propone la realización de este proyecto titulado: “Generación de hidrógeno verde a través de electrólisis con energía fotovoltaica en Majes-Arequipa, 2023”.

CAPÍTULO I

1. MARCO METODOLÓGICO

1.1 Descripción del problema

¿Se podrá generar hidrógeno verde por electrólisis a través del proceso de generación eléctrica mediante la fotovoltaica?

En la actualidad la principal fuente de energía que consumimos es principalmente derivada de combustibles fósiles como el petróleo, gas natural y el carbón, estos combustibles han influenciado negativamente en el desarrollo del efecto invernadero, según la organización de las naciones unidas (ONU) estima que el 80% de la demanda actual de energía es proveniente de combustibles fósiles que son responsables de dos tercios de las emisiones de CO₂ en el mundo.

La necesidad de reducir las emisiones de CO₂ no excluye en la no utilización de combustibles fósiles, pero sí precisa cambios significativos de dirección en la necesidad de buscar métodos alternativos de generación de energía limpia que sean más amigables con el medio ambiente, parte de la solución radica en la masificación de generación mediante energías renovables a pesar de su considerable progreso en estas últimas décadas no han logrado posicionarse como fuentes dominantes en el sector energético debido a sus altos costos de instalación. Sin embargo, los avances tecnológicos en estos últimos años están permitiendo que las energías renovables ocupen una plaza significativa en el sector energético.

El hidrógeno verde y las tecnologías basadas en energías renovables prometen ser una alternativa para la reducción de emisiones del efecto invernadero. Según la Asociación

Peruana de Hidrógeno (H_2 Perú). El Perú se encuentra bien posicionado a nivel mundial para el desarrollo de hidrógeno a bajo costo gracias al potencial eólico y solar que tiene nuestro país. Por lo expuesto anteriormente, se presenta este trabajo de investigación de generación de hidrógeno verde a través de electrólisis con energía fotovoltaica que a futuro será el reemplazo de los combustibles fósiles, creando oportunidades de diversificación económica, descarbonización, desarrollo social e innovación.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- Generación de hidrógeno verde, mediante energía fotovoltaica en Majes - Arequipa.

1.2.2 Objetivos específicos

- Determinar la disponibilidad energética para la generación de hidrógeno verde en Majes-Arequipa.
- Determinar el dimensionamiento y selección de equipos del sistema de energía solar fotovoltaica acorde a la generación de hidrógeno verde.
- Analizar la factibilidad económica del proyecto basado en indicadores VAN, TIR, VCB.

1.3 Variables

Las variables para esta investigación son las siguientes, ver Anexo 1:

Dependiente: Generación de hidrógeno verde mediante electrólisis.

Independiente: Energía solar fotovoltaica.

1.4 Justificación

El Perú se ubica en una posición estratégica a nivel mundial para el desarrollo de la economía del hidrógeno a bajo costo, donde los departamentos del centro y sur del país representan un importante potencial para el desarrollo de proyectos de generación de hidrógeno verde. Este trabajo referido a la generación de hidrógeno verde mediante energía fotovoltaica busca incentivar sobre la importancia de desarrollo de proyectos

renovables que futuramente serán un eje importante en la generación de energía eléctrica y sustituto de los combustibles que usamos en la actualidad.

“Las últimas estimaciones, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), publicadas a finales de 2019, estiman un aumento de la demanda energética global de entre un 25 y un 30 % hasta 2040, lo que en una economía dependiente del carbón y el petróleo significaría más CO₂ y el agravamiento del cambio climático” (Iberdrola, 2023). Con el desarrollo de generación de hidrógeno verde se busca una alternativa para la reducción de emisiones de CO₂ de manera más sostenible, eficiente y accesible.

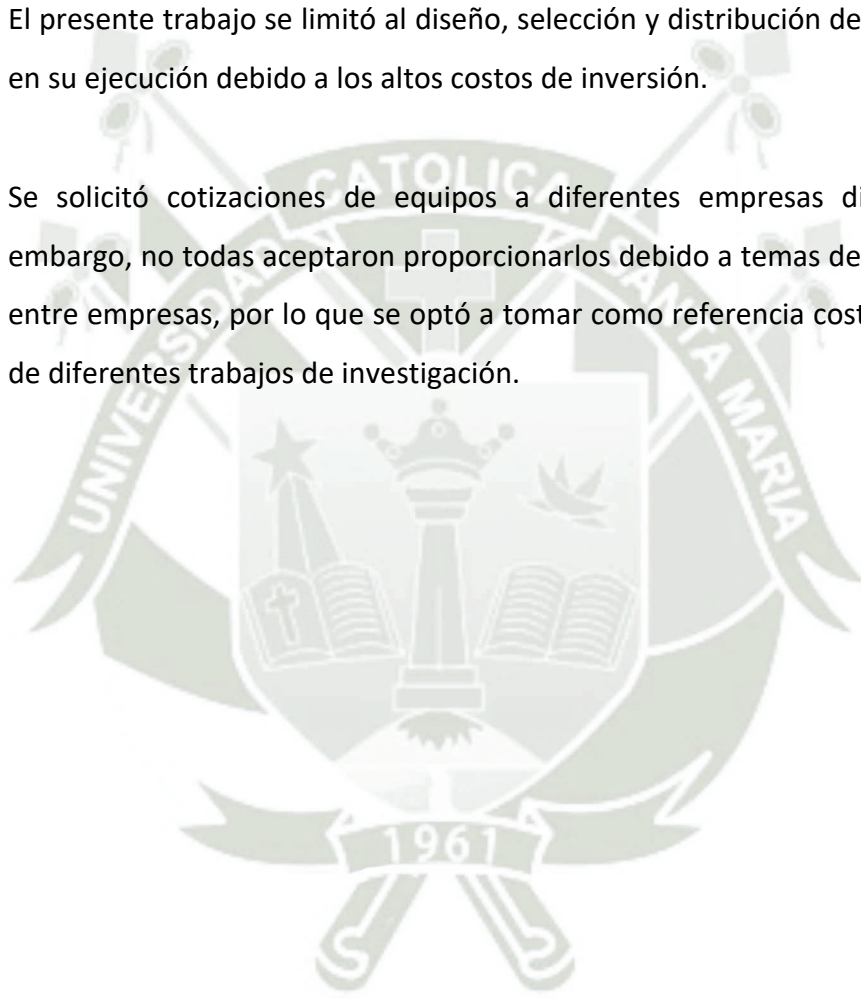
Por último, se busca realizar un análisis técnico y económico de este proyecto en la zona sur del Perú, si bien es cierto los costos de instalación actualmente son muy altos, se analizará los beneficios de la utilización de energía renovables y la rentabilidad en el tiempo.

1.5 Alcances

- El presente estudio de generación de hidrógeno verde mediante energía fotovoltaica involucra el modelamiento, diseño y distribución del parque fotovoltaico y de la planta de hidrógeno verde mediante el Autodesk - (AutoCAD).
- Para el diseño, cálculos y modelamientos se realizó consultas de referencias bibliográficas de libros, trabajos de investigación, catálogos de equipos, webinar referidos a energía fotovoltaica, webinar de generación de hidrógeno verde y normas, etc.
- Para la obtención de caudal de agua de Majes Sigvas I, irradiancia solar, temperatura de la zona de estudio se consultó a la junta de regantes de Majes en conjunto con AUTODEMA (Autoridad Autónoma de Majes) a su vez se utilizaron software como (Nastec) para la obtención de irradiancia solar y (PVGIS) para obtener datos de temperatura.

1.6 Limitaciones

- Se pretendió ejecutar mediciones de temperatura e irradiancia en la zona de estudio en tiempo real, sin embargo, no se logró debido a los altos costos de los equipos de medición y las constantes restricciones de paso vehicular por la zona. Por lo que se optó en usar softwares climatológicos.
- El presente trabajo se limitó al diseño, selección y distribución de equipos, más no en su ejecución debido a los altos costos de inversión.
- Se solicitó cotizaciones de equipos a diferentes empresas distribuidoras, sin embargo, no todas aceptaron proporcionarlos debido a temas de confidencialidad entre empresas, por lo que se optó a tomar como referencia costos referenciados de diferentes trabajos de investigación.



CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

2.1.1 Antecedentes internacionales

Domínguez, E. (2021) en su investigación “Estudio de viabilidad técnica y económica de una planta para la producción diaria de 20 kilogramos de hidrógeno verde con energía solar fotovoltaica”, menciona que el hidrógeno no es un recurso en bruto; hay que producirlo. El reformado del gas natural es el proceso más popular y dañino, siendo así las energías renovables las cuales ofrecen alternativas como el hidrógeno verde, que es una de ellas. El autor analiza la viabilidad económica y práctica de una instalación con un sistema solar de tamaño medio para producir hidrogeno, este diseño del sistema trata de determinar el número ideal de paneles y el tamaño del electrolizador para crear 25 kg al día bajo los parámetros de radiación solar de Valencia.

Antoranz, J. (2021) desarrolla un artículo de investigación “El hidrógeno verde en la Unión Europea: una vía necesaria para la transición energética”, señala que el hidrógeno verde complementa el despliegue de las energías renovables y ofrece muchas posibilidades de descarbonizar sectores difíciles de electrificar, integrar el sistema energético y crear redes de comercialización y cooperación técnica para fines globales. Actualmente, la Unión Europea ha liderado varios proyectos para aminorar las emisiones y transición energética, incluyendo el hidrógeno verde en sus objetivos y planes de inversión. Este vector energético se encuentra todavía en desarrollo, y puede favorecer el cumplimiento de los ODS de la Agenda 2030.

Cancino, R. (2021) en su investigación “Producción y almacenamiento hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile”, revisa la generación y almacenamiento de hidrógeno verde en una instalación solar en el norte de Chile para alimentar una planta de

electrólisis de agua PEM, con el objetivo de mejorar la densidad energética cuando el H₂ se comprime y enfría (licuefacción) utilizando el software EES, con ello desarrolla unidades de almacenamiento con el fin de realizar análisis técnicos y económicos, por lo tanto, los gastos de inversión y almacenamiento son menores comparando con otras plantas de producción de energía eléctrica.

Alvarado, E. (2022) desarrolla una instalación sostenible de producción de hidrógeno para hacer frente a la creciente necesidad de este combustible en una parte del país, en particular el suministro de energía eléctrica y térmica, así como de oxígeno al hospital regional de Concepción. De este modo, un estudio de ingeniería conceptual identifica la producción de energía eléctrica para los principales edificios mediante pilas de combustible. Por último, se necesita oxígeno líquido y gaseoso. En una fábrica situada a 52 kilómetros del hospital, se utiliza el proceso de electrólisis para producir H₂ dividiendo la molécula de agua en H₂ y O.

Venegas, et al. (2016) en su estudio relata la fuente de origen de fenómenos meteorológicos extremos, y los científicos consideran que entre las causas principales de este cambio es el uso humano de fuentes de energía no renovables. Centrarse en la creación de energías limpias que tengan los mínimos efectos negativos tanto para las personas como para el medio ambiente es cada vez más importante. Como no emite contaminantes y es el elemento químico de mayor abundancia, ligereza y sencillez del universo, el H₂ se emplea como fuente de energía limpia. Debido a las emisiones de plomo, carbono, entre otros elementos contaminantes, la fabricación de H₂ mediante petróleo, agua y carbón plantea importantes problemas medioambientales.

Jiménez, F. (2020) realiza un análisis del ciclo de suministro de H₂ verde, considerando la etapa de producción hasta la fase final de consumo. Se describen las alternativas de mayor importancia que se relacionan a cada proceso, y se contrastan sus particularidades con el objetivo de identificar aquellas que resulten más prácticas y asequibles para aplicarse en las industrias consideradas. El estudio llega a la conclusión de que Chile cuenta con los requisitos necesarios para la producción a gran escala de hidrógeno verde y que varios procesos industriales tienen la posibilidad de usarlo en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero e incrementar la eficacia de sus ciclos productivos, logrando, a nivel nacional, una economía más independiente y estable de los costes globales de los

combustibles e incluso convirtiéndose en un exportador de energía utilizando el hidrógeno verde como medio de transporte.

Calvetti, et al. (2020) proponen una alternativa de transportar el hidrógeno (H_2) por reacción química, el gas se hace reaccionar con un portador orgánico líquido, transportado, y posteriormente, a partir de la reacción inversa, se libera. Para disminuir el uso de combustibles fósiles, el H_2 se propone como un sustituto competitivo. Además, se utilizará el llamado H_2 verde, o H_2 generado a partir de fuentes de energía sostenibles. Mediante la tecnología de electrólisis PEM, que alcanza un 99,99% de pureza utilizando agua limpia como materia prima, se producirá el gas. La energía eléctrica necesaria se extraerá de la red, haciendo un esfuerzo por utilizar energía procedente de fuentes renovables.

Díaz, B. (2021) realizó una evaluación de la viabilidad financiera y técnica de la construcción de una instalación en el norte de Chile para producir y almacenar hidrógeno verde, así como la generación de energía basada en su combustión. A partir de una revisión bibliográfica de varios métodos y tecnologías, se determina un diseño conceptual para la producción, almacenamiento y uso de H_2 para generar energía económicamente viable. Un análisis del rendimiento de la instalación y una evaluación económica que las diversas capacidades que se requieren para generarla, y que sirven de colofón al estudio. Las capacidades instaladas de los electrolizadores alcalinos oscilan entre 368,8 y 695,6 [MW] y las de los huertos solares entre 493,3 y 930 [MWp] para la producción de H_2 . La planta utiliza agua en cantidades que van de 2.426 a 4.755,8 [m^3 /día].

2.1.2 Antecedentes nacionales

Nahui-Ortiz, et al. (2021) desarrollaron un artículo de investigación “Producción de hidrógeno a partir de energía eólica en un campus universitario ubicado en Lima – Perú”, experimentaron con la producción de hidrógeno a partir del viento. Mediciones de velocidad del viento entre agosto y septiembre del 2019 con un promedio de 2,7 a 3,5 m/s. Utilizaron un aerogenerador, dos baterías, un controlador y un inversor, este sistema es un módulo de formación para los estudiantes de la FIA-UNI. Además, realizaron pruebas de electrólisis con un sistema integrado de pilas de combustible PEM, produciendo 56,1 kWh/kg de H_2 .

Por otra parte, Miranda, et al. (2021) en su tesis “Recuperación de agua del proceso electroquímico en la producción de Hidrógeno Verde”, crearon un prototipo “tanque de recuperación de agua” con el fin de examinar la capacidad para recuperar agua del proceso electroquímico, colocando así el prototipo en la salida de vapor de agua del experimentador de la pila de combustible. Para el depósito, la influencia de la corriente a través de la carga fue el factor A y el tiempo de purga el factor B, como variable consideraron el volumen de agua recuperada. Como resultado, la duración de la purga como la corriente influyen en el experimento de recuperación, obteniendo así una eficacia de 70%.

Vásquez, D. (2022) en su trabajo de investigación “Diseño de una máquina generadora de H₂ mediante electrólisis para utilizarlo como vector energético en un auto eléctrico”, desarrolló un generador de hidrógeno basado en la electrólisis para automóviles eléctricos. Esta máquina será pequeña, sencilla y respetuosa con el medio ambiente. La técnica de electrólisis separará los componentes de un compuesto, utilizando la electricidad para producir gas hidrógeno para los coches eléctricos.

Vásquez, H. (2020) en su tesis “Generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos para reducir el costo por consumo de energía eléctrica de la Universidad Nacional del Centro del Perú”, indica que las energías renovables, eólica y solar son no convencionales y que no contaminan el medio ambiente. Se desarrolló la investigación con el fin de reducir el costo por consumo, logrando establecer la disminución del consumo energético de la Universidad Nacional del Centro del Perú, implementando sistemas de paneles fotovoltaicos, generando 146,811 kWh/año, siendo este un ahorro de S/27,261.24, logrando así reducir el costo por consumo y también reducir los niveles de emisión.

Buendía et al. (2022), realizó un estudio de viabilidad de la producción de hidrógeno verde. Utilizando el software Solargis para comparar varias zonas para este fin, y se descubrió que la ubicación de la mina de Cuajone es la mejor. Se propuso como herramientas de implementación del proyecto una planta solar de 10 MW y una planta de electrólisis de 7,8 MW con capacidad para crear una tonelada de hidrógeno al día (consumo de una unidad).

Rolando, J. (2022), hizo una investigación que examina la matriz energética de las acciones anteriores de Perú. A pesar de tener la ventaja competitiva de contar con un elevado potencial de energías renovables de 108.000 MW, de estos únicamente utilizan

5.700 MW (5,3%), la investigación constata que Perú tiene una estrategia de carácter energético a largo plazo, que posibilite la integración de las energías renovables. Dado que la electricidad representa el 20,5% del consumo energético del país, tiene un enorme potencial para sustituir el uso de combustibles fósiles, que son recursos limitados y que Perú no genera. La matriz de consumo energético ha sido tradicionalmente dependiente de los combustibles fósiles; en el 2019, con un 63,5% de aporte. El gas de Camisea eliminó parte de esta necesidad de combustibles convencionales (carbón, petróleo, GLP). Para construir y llevar a cabo las políticas imprescindibles y mantener una transformación significativa de la matriz energética del Perú para el año 2050, se debe conformar un organismo que combine horizontalmente.

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Energía solar

Representa la energía que irradia el Sol por los procesos de fusión del hidrógeno los cuales producen helio. Parte de esta energía atraviesa el espacio mediante la radiación solar interrelacionándose con la atmósfera y la superficie de la tierra. Por otro lado, al ser limitado y renovable, la energía solar se postula como una alternativa de remplazo a la combustión de combustibles fósiles que destruye nuestro mundo.

El sol representa una fuente energética biológica y sus procesos termonucleares envían gran cantidad de energía al espacio. Menos del 15% de esta energía llega a nuestro mundo. En Perú, la energía solar está muy extendida, es por ello por lo que su desarrollo se ha dado en la utilización de energía solar considerando tres ámbitos. Como fuente térmica en el sur del Perú sobre todo en Arequipa y Puno, donde 30 empresas mantienen el uso de energía solar, si bien una parte utiliza este recurso, aún queda mucho camino por recorrer para la masificación de utilización de paneles solares para uso térmico urbano y rural, lo que reduciría la demanda de energía doméstica.

Otro ámbito es la Electrificación rural, según las estadísticas del 2011 el 16% de los peruanos carecen de energía eléctrica en sus casas, porcentaje que en las regiones rurales

se eleva al 22%. De acuerdo con la Dirección General de Electrificación Rural, los proyectos de electrificación pública no llegarían cerca de 500.000 hogares rurales.

El tercer ámbito y la más esperanzadora es la concesión de cuatro centrales solares que se conectarán al Sistema Eléctrico Nacional (SEIN) tras la primera subasta de suministro de energía de Recursos Energéticos Renovables (RER) del Ministerio de Energía y Minas. Estas empresas recibieron contratos por 20 años con el gobierno peruano para vender la energía generada por la energía solar (Pontificia Universidad Católica del Perú, 2018).

2.2.2 Sistemas fotovoltaicos

El sistema fotovoltaico es un equipo eléctrico y electrónico utilizado para crear energía a partir de la radiación solar liberada por el sol. Su parte principal es el panel fotovoltaico, que está formado por una célula de una sustancia específica que convierte la radiación solar en corriente continua. En la instalación, los componentes del sistema fotovoltaico deben estar diseñados con precisión para que la radiación pueda convertirse en energía eléctrica.

2.2.3 Inversores

Los inversores son dispositivos que convierten una tensión de corriente continua de entrada, en una tensión simétrica de salida, considerando la frecuencia y magnitud especificadas por el usuario. Estos se usan en una amplia gama de aplicaciones que van desde alimentación de ordenadores hasta su aplicación industrial para regular altas potencias. Además, los inversores son utilizados para la conversión de la corriente continua que producen los acumuladores, paneles solares fotovoltaicos, entre otros en corriente alterna para poder inyectarla en la red eléctrica o utilizarla en instalaciones eléctricas no conectadas a la red.

En los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, los inversores híbridos convierten la corriente continua en alterna, almacenando y descargando la energía solar en baterías. Los inversores híbridos integran la energía solar y la red eléctrica, dando a cada una su debida precedencia. Este tipo de inversor es excelente para sistemas solares en zonas con una red

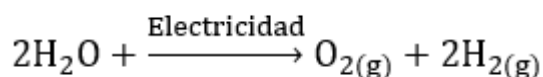
eléctrica deficiente. El inversor híbrido utiliza todos los recursos disponibles y se esfuerza por reducir el exceso de energía en la red acumulándola en baterías para un uso más eficiente.

2.2.4 Hidrógeno

William Robert Grove (1811 – 1896) fue el primero en reconocer el potencial energético del H₂. Con solo 19 años de experiencia, inventó una pila eléctrica que hizo posible el telégrafo británico. En 1839 y 1842, inventó la “pila de gas”, luego de que Friedrich (1877 – 1868), que fue quien descubrió el ozono, encontrara que el H₂ y O pueden generar electricidad y agua. La pila de Grove se basaba en hacer pasar una corriente por el agua, que llegaba a disolverse en H₂ y O; esto se llama electrólisis del agua, fue descubierto en 1800 por Nicholson y Carlisle (1768 – 1842). Grove trabajó en el desarrollo de una batería que fuera capaz de hacer el proceso a la inversa, es decir, donde el H₂ y O se recombinan con el fin de producir agua y la batería generara energía en este estado.

Figura 2.1

Fórmula química de electrólisis






Nota: Formulado por William Nicholson y Anthony Carlisle (1768 – 1842)

2.2.5 Perspectiva de las oportunidades y potencial del hidrógeno en Perú en 2022

Se presenta las Tablas 2.1-2.3, donde se observa las perspectivas de oportunidades y potencial de hidrógeno en las regiones del centro, sur y norte del país. En las Figuras 2.2 - 2.4, se muestra las principales actividades de consumo energético en la región centro, norte y sur del país.

Tabla 2.1

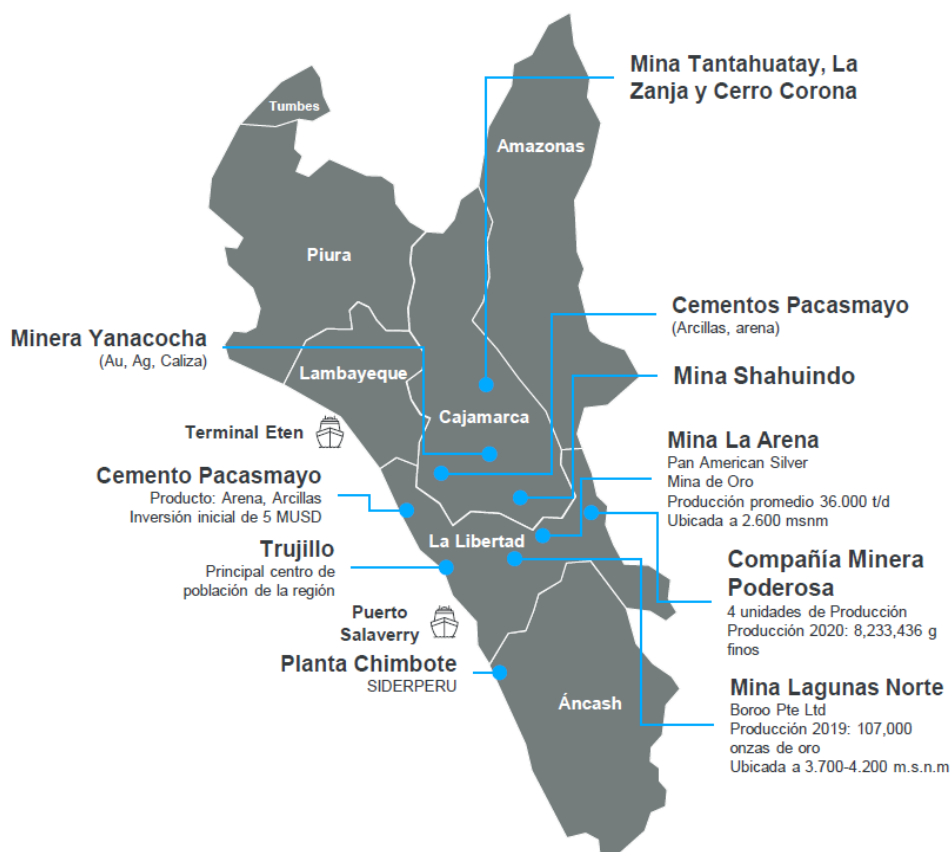
Perspectivas de oportunidades y potencial de hidrógeno en la región norte del país

	<p>Se proyecta que para el 2030, el principal consumo energético de la región norte corresponderá al sector residencial (35%) (leña y GPL), la industria manufacturera (26%) (electricidad y calor) y minería (14%) (electricidad).</p>
	<p>La región norte emitió 13 Millones de toneladas de CO₂ al 2018 y se proyecta un aumento del 23% al 2030 (16 Millones). Adicionalmente, las mayores fuentes de emisiones son transporte (34%), manufactura (27%) y residencial (22%).</p>
	<p>Existe potencial de desarrollo minero en la región, con múltiples proyectos en distintas fases de desarrollo, desde exploración a construcción.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cajamarca presenta 5 proyectos. • Áncash también proyecta inversiones mineras (Cu, Au, Ag, Mo), 2 en fase de aprobación / construcción, 2 proyectos de Au, Ag y Cu en fase de aprobación / construcción y otro de Zn en exploración. • Huánuco y Lambayeque proyectan dos inversiones cada uno en fase de exploración.

Nota: Extraído de ENGIE Impact con datos de BNEF – Hydrogen Economy Outlook, (2021)

Figura 2.2

Principales actividades de consumo energético en la región norte del país



Nota: Extraído de H₂ Perú - Asociación peruana de hidrógeno, (2021)

Tabla 2.2

Perspectivas de oportunidades y potencial de hidrógeno en la región centro del país



Se proyecta que para el 2030, el principal consumo energético de la región central corresponderá a la industria manufacturera (38%) (uso energético mediante electricidad y calor) y al transporte (27%) (combustibles fósiles).

La región central emitió 46 Millones de toneladas de CO₂ al 2018 y se proyecta un aumento del 62% al 2030. Adicionalmente,



alrededor de un 90% de las emisiones provienen del transporte, industria manufacturera y producción de electricidad.



El Ferrocarril del Centro, es el principal medio de transporte para productos mineros en la región central.

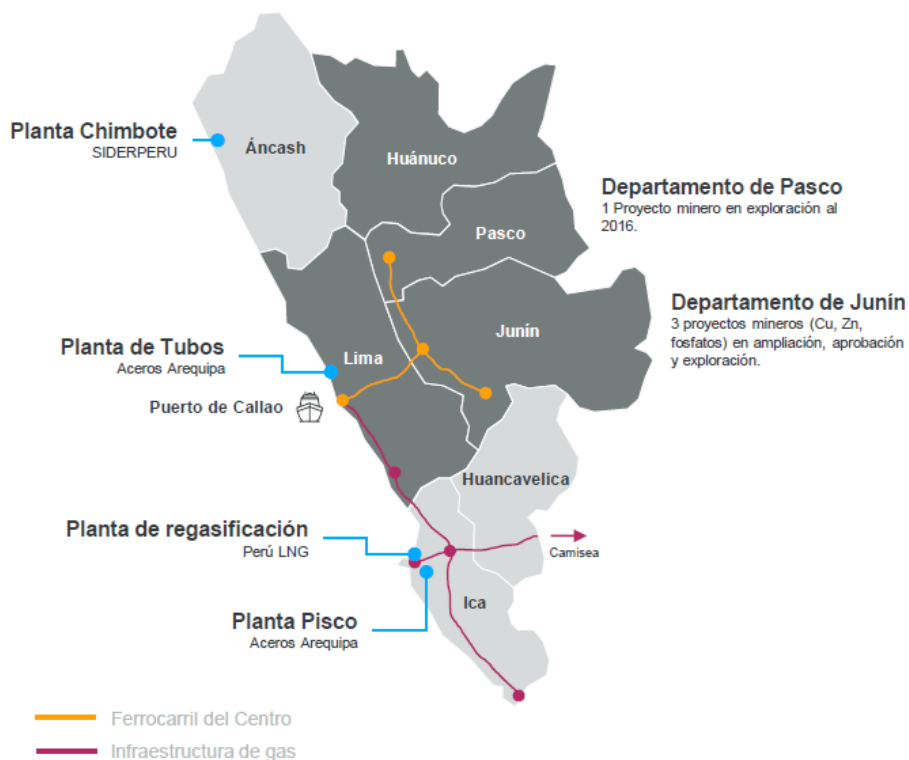


El Puerto de Callao concentra el 72% del transporte marítimo a nivel nacional.

Nota: Extraído de ENGIE Impact con datos de BNEF – Hydrogen Economy Outlook, (2021)

Figura 2.3


Principales actividades de consumo energético en la región centro del país



Nota: Tomado de H₂ Perú - Asociación peruana de hidrógeno, (2021)

Tabla 2.3

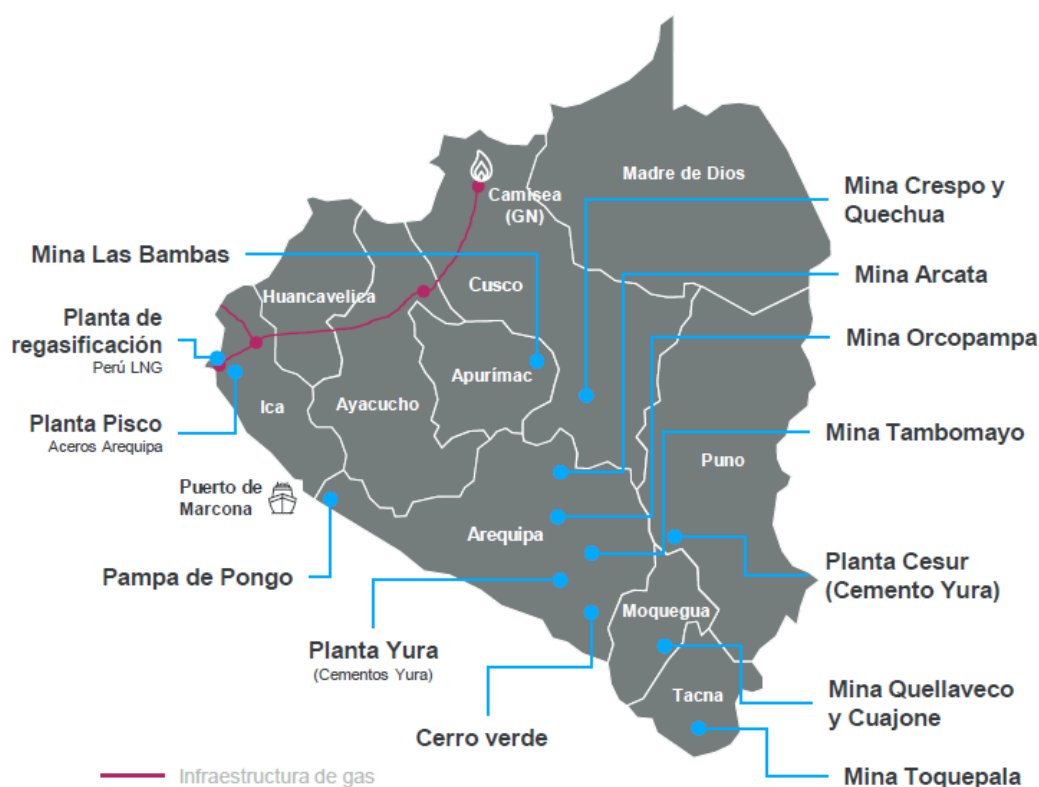
Perspectivas de oportunidades y potencial de hidrógeno en la región sur del país

	<p>Se proyecta que para el 2030, el principal consumo energético de la región sur corresponderá a la industria minera (31%) y la industria manufacturera (24%), con un uso energético mediante electricidad y calor.</p>
	<p>La región sur emitió 15 Millones de toneladas de CO₂ al 2018 y se proyecta un aumento del 53% al 2030. Adicionalmente, las mayores fuentes de emisiones son transporte (26%), residencial (32%) y manufactura (28%).</p>
	<p>El 2018, Arequipa aportó el 15% de producción de oro, 18,3% de cobre y 27,5% de molibdeno.</p>
	<p>El Puerto de Marcona puede ser utilizado para la exportación de hidrógeno a otros países.</p>

Nota: Extraído de ENGIE Impact con datos de BNEF – Hydrogen Economy Outlook, (2021)

Figura 2.4

Principales actividades de consumo energético en la región sur del país



Nota: Extraído de H₂ Perú - Asociación peruana de hidrógeno, (2021)

2.2.6 Aplicaciones con mayor potencial para el hidrógeno

El hidrógeno verde tiene un rol esencial en el desplazamiento de combustibles fósiles y la descarbonización de las flotas mineras. En la Figura 2.5, se observa las aplicaciones que tienen mayor potencial para el H₂ y la competitividad en función al precio del carbono.

Figura 2.5

Aplicación del uso potencial del hidrógeno y su competitividad



El transporte pesado presenta la competitividad más significativa: la rentabilidad esperada de reemplazo de combustible es mayor

Nota: Extraído de ENGIE Impact con datos de BNEF – Hydrogen Economy Outlook, (2021)

2.2.7 Proyecto de ley de promoción de hidrógeno

H₂ Perú, Asociación Peruana de Hidrógeno, se creó hace un año con el fin de promover el desarrollo de hidrógeno verde en el Estado peruano, como elemento esencial para la descarbonización económica. Esta asociación presentó al Poder Ejecutivo Nacional y Autoridades del Congreso una propuesta denominada “Bases y Recomendaciones para la elaboración de la estrategia de hidrógeno verde en el Perú”, mediante la cual realiza un análisis de los diversos componentes de una estrategia nacional como sector de aplicación, oportunidades nacionales, implementación de una política de hidrógeno verde, potencial de exportación, medidas de promoción. Es preciso señalar que esta asociación, para el año 2022, presenta el “Proyecto de Ley de promoción del Hidrógeno Verde”, donde se plantea una normativa que permita impulsar el debate del régimen para promocionar el hidrógeno verde en el territorio peruano (H₂ Perú - Asociación peruana de hidrógeno, 2022).

2.2.8 Potencial del Perú del hidrógeno azul y verde

En el Perú existe potencial para el desarrollo competitivo de hidrógeno verde y azul, considerando un largo y mediano plazo, a fin de obtener los siguientes beneficios:

- Reducción del precio de la energía eléctrica.
- Disminución de los costos de inversión que se relacionan con la generación de energía renovable a consecuencia de los avances tecnológicos.
- Incremento de la penetración de hidrógeno en el territorio nacional.
- Incremento del precio del gas natural, que sirve de contrapeso a la disminución del precio de energía y avances tecnológicos.
- Disminución en los costos de inversión que se relacionan a la generación de H₂ impulsado por la madurez de mercado y el desarrollo tecnológico.

En la Figura 2.7, se presenta los costos de producir hidrógeno verde y azul en las regiones centro, norte y sur del país.

2.2.9 Plantas de producción de hidrógeno verde

El hidrógeno verde, también conocido como hidrógeno renovable, se crea cuando el agua se electroliza utilizando energía generada a partir de recursos renovables. El hidrógeno representa un combustible ligero, altamente reactivo y versátil. En esta metodología se hace uso de la corriente eléctrica para separar el H₂ del O del agua. La idea es que, utilizando fuentes renovables para generar la energía, podemos crear energía sin añadir dióxido de carbono al clima. Una instalación que genera H₂ como portador de energía y que además utiliza energía derivada de fuentes renovables se denomina planta de hidrógeno verde. Facilita el almacenamiento y evita la emisión de CO₂ en la fabricación, puede trasladarse a través de infraestructuras de gas o de grandes vehículos (Enérgya VM, 2020). Prácticamente el hidrógeno es un elemento químico que está muy presente en otras sustancias y materiales. Por ello, se extrae de estos materiales utilizando diversas técnicas. El hidrógeno se obtiene sobre todo a partir de:

- Combustibles fósiles. Normalmente el hidrógeno se separa de los llamados hidrocarburos, que incluyen carbono y contienen tanto hidrógeno como oxígeno, para utilizar este último como fuente de energía.

- Fuentes limpias y regenerativas. El hidrógeno, por ejemplo, puede obtenerse a partir del agua mediante reacciones químicas. También se están investigando otros procesos limpios, como los que utilizan biogás, grafito o algas.

2.2.10 Métodos de producción de hidrógeno verde

La mayoría de las inversiones que se están realizando y las que ya se han realizado, se basan en la producción de hidrógeno verde por electrólisis o hidrólisis. El agua puede utilizarse para extraer el hidrógeno mediante estos dos métodos. La fórmula química del agua es H_2O , como la mayoría de nosotros recordamos de nuestra época escolar. En otras palabras, cuando se descompone, consta de dos moléculas de hidrógeno por cada molécula de agua (Fundación Chile FCH, 2021).

Hidrólisis: En este caso, se utiliza un proceso químico para descomponer el agua en sus componentes. Para ello se utilizan principalmente sales de diversos tipos. Esto altera el pH del agua, separa los componentes básicos y permite la producción de hidrógeno 100% verde, que es limpio y renovable (Enérgya VM, 2020).

Electrólisis: Otra forma de crear hidrógeno verde es utilizar una corriente eléctrica para provocar una reacción en el agua que separe sus componentes. Esta reacción se produce en un dispositivo conocido como "electrolizador", cuyo tamaño varía sustancialmente. La ventaja de esta tecnología es que el hidrógeno verde puede crearse a cualquier escala, desde muy pequeña hasta muy grande (Enérgya VM, 2020).

Energías verdes: Numerosas fuentes de energía renovable son esporádicas y tienen flujos de generación inestables. Si bien hay momentos en los que no pueden generar a su máximo nivel (por ejemplo, cuando el viento o el sol no son tan fuertes), hay otros momentos en los que la producción es superior a la necesaria. Además, como ya hemos dicho en numerosas ocasiones, no es factible retener temporalmente todo ese exceso. Es posible, eficaz y ecológico desviar el exceso de energía renovable a la electrólisis del hidrógeno verde. En cierto sentido, es un método para almacenar ese exceso como hidrógeno (Enérgya VM, 2020).

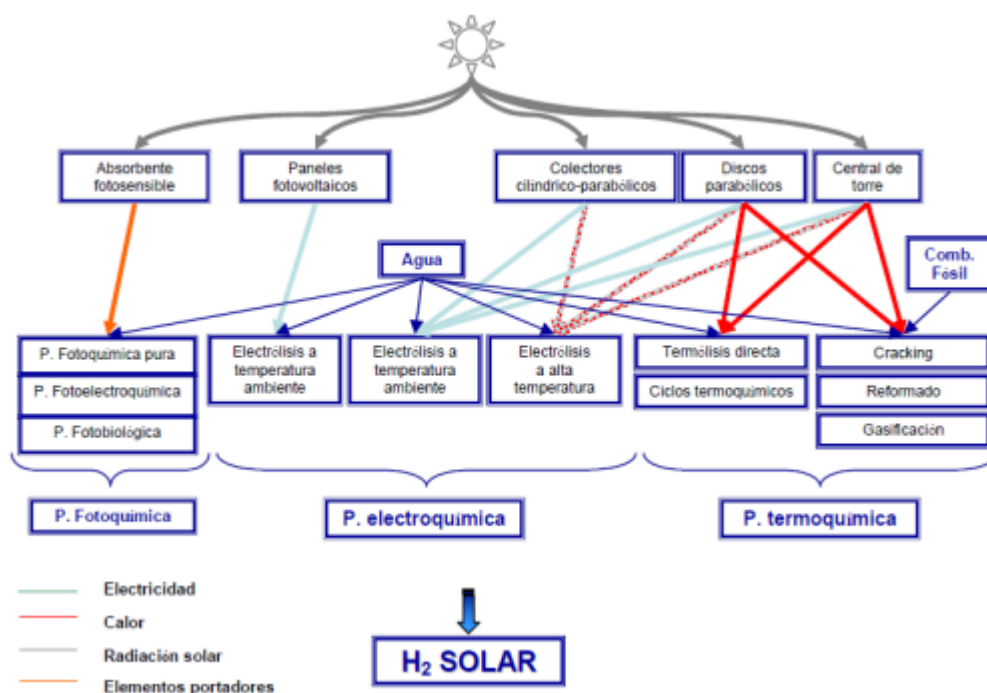
2.2.11 Generación de hidrógeno verde mediante energía fotovoltaica

El proceso de convertir la radiación solar en calor mediante el calentamiento de los fluidos que circulan dentro de los colectores solares térmicos se conoce como energía solar térmica. Esta sustancia tiene varios usos, como proporcionar agua caliente higiénica, ayudar a la calefacción y regular la temperatura de la piscina. Se denomina energía solar térmica pasiva cuando se utiliza directamente, incluyendo vidrios y otros componentes estructurales de gran masa y capacidad térmica. Gracias al efecto fotovoltaico, las células solares transforman inmediatamente la luz solar en energía. La luz está formada por diferentes fotones de energía variable. Cuando un átomo de un determinado material, como el silicio, es golpeado por un fotón con suficiente energía, el átomo absorbe la energía del fotón, dejando un electrón en el material en un estado de excitación que a veces le permite vagar libremente. En algunas circunstancias, se puede crear una corriente eléctrica cuando varios electrones se mueven libremente en lugar de uno solo, lo que significa que se puede producir electricidad utilizando la energía solar, (Guzmán & Spinsanti, 2018).

El vector energético H_2 , se crea mediante fuentes renovables, es importante en el contexto de un futuro en función al desarrollo sostenible. Y dentro de esta disciplina, el hidrógeno generado por la energía solar se promueve como un buen medio para el almacenamiento de energía solar en forma de energía química.

Figura 2.6

Métodos de producción de hidrógeno solar



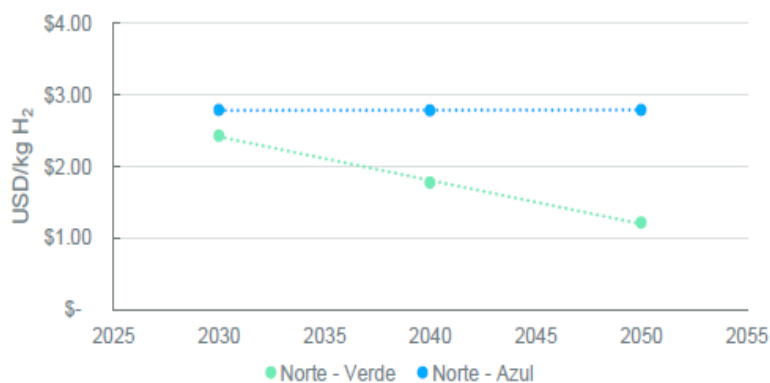
Nota: Tomado de Guzmán & Spinsanti, (2018)

En la Figura 2.6, se muestran las tres categorías fundamentales de producción de H_2 con energía solar -procesos electroquímicos, fotoquímicos y termoquímicos-, no obstante, debe considerar también la existencia de otras combinaciones.

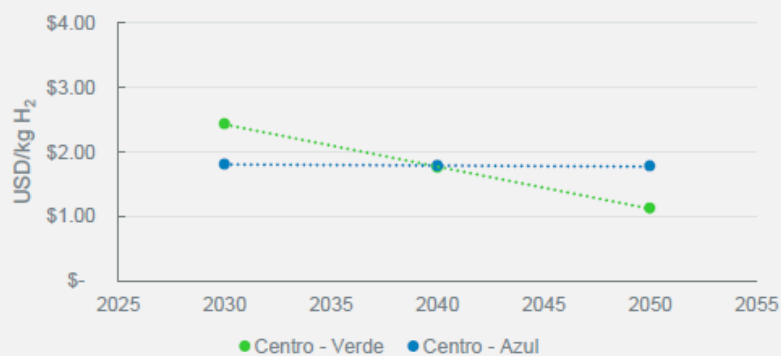
Figura 2.7

Costos de producir hidrógeno verde y azul en la región norte, centro y sur del país

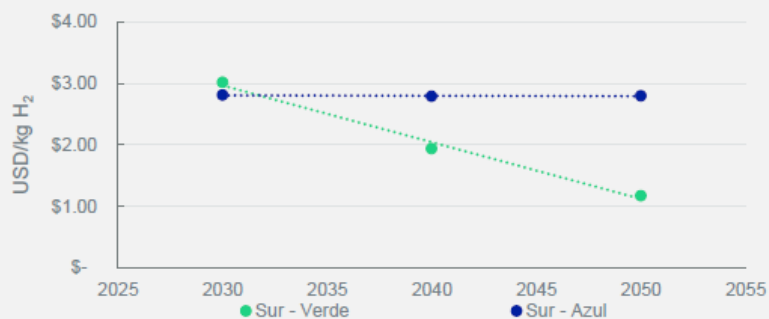
LCOH de producción para la región norte



LCOH de producción para la región centro



LCOH de producción para la región sur



Nota: Extraído de ENGIE Impact con datos de BNEF – Hydrogen Economy Outlook, (2021)

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1 Tipo y diseño de investigación

De tipología aplicada, ya que se dirige a lograr un nuevo conocimiento cuyo fin es contribuir a dar soluciones de problemas prácticos. El diseño es no experimental, puesto que el investigador no manipula una variable para obtener resultados de otra variable. En esta investigación es de alcance descriptivo porque se ha buscado lograr conocimiento mediante la descripción del panorama en cuanto a la generación eléctrica fotovoltaica (Hernandez, et al. 2014).

3.2 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La técnica aplicada fue la observación, además del análisis de la revisión documental y análisis económico de la propuesta. Como instrumento se emplearán las fichas técnicas de equipos propuestos, softwares climáticos de temperatura e irradiancia, registros de prueba y verificación en la cual se recogió toda la información asociada a las variables.

3.3 Procedimientos

Se comenzó con determinar la disponibilidad energética para la generación de hidrógeno verde en Majes - Arequipa, para luego establecer los correctos dimensionamientos de equipos del sistema de energía solar fotovoltaica y equipos de la planta de hidrógeno verde, finalmente, se analizó la factibilidad económica del proyecto utilizando indicadores del TIR, VAN, VCB.

3.4 Método de análisis de datos

Para la recolección y análisis de datos se empleó software especializados en fotovoltaica como Nastec que nos permite analizar la irradiancia de la zona de estudio, PVGIS brinda la temperatura ambiente de lugar, cuadros comparativos de investigaciones anteriores, gráficos estadísticos, etc.



CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS

4.1 Disponibilidad energética para la generación de hidrógeno verde en Majes - Arequipa

4.1.1 Descripción de la energía solar fotovoltaica en Majes - Arequipa.

“La energía fotovoltaica es una fuente de energía de origen renovable, la más abundante y una de las opciones más avanzadas para sustituir a las energías provenientes de la explotación de combustibles fósiles” (Auto Solar Perú, 2023). Arequipa - Majes posee un gran potencial solar para generar energía eléctrica, se estima que la radiación solar promedio en el lugar es aproximadamente de 6.3 a 6.5 kW.h/m², por lo que convierte a Majes en un gran potencial de desarrollo de proyectos fotovoltaicos (Nastec Energy, 2022) , actualmente se desarrollaron proyectos como la central fotovoltaica de Majes y sistemas de bombeo de agua.

4.1.2 Beneficios y desventajas de la energía solar fotovoltaica en Majes - Arequipa.

Según el Grupo T Solar Global, (2012) promotor de proyectos fotovoltaicos en el Perú en su afán de diversificar la matriz energética, evaluó la situación energética de la región Arequipa - Majes indicando los beneficios y desventajas del uso de energía solar.

Ventajas de usar energía solar fotovoltaica en Majes:

- No es dependiente de combustibles que contaminan el medio ambiente.
- No generan gases contaminantes.
- Este proyecto desplaza a otros tipos de generación de eléctrica principalmente las térmicas, con lo cual se reducen las emisiones de CO₂.

- No provoca interferencias ni daños contra la salud.
- Produce energía limpia que reduce la huella de carbono.
- No requiere de extracción constante de materiales para su funcionamiento.

Desventajas de usar energía solar fotovoltaica en Majes:

- Inestabilidad de radiación solar en el tiempo, dependiendo de la zona, época del año y el clima, la cantidad de radiación solar puede variar, haciendo inestable la cantidad de energía a producir, almacenar o consumo.
- La facturación de consumo de energía solar fotovoltaico a largo tiempo es barata, sin embargo, el coste de inversión inicial es muy elevado.
- La energía solar no es constante, ya que fluctúa a lo largo del día y no en la noche, por lo que requiere uso de baterías para su almacenamiento o usar energía eléctrica del SEIN (sistema eléctrico interconectado nacional).
- Es necesario grandes áreas para su instalación, esto será dependiente de la demanda de energía que requiere el usuario.
- Las condiciones atmosféricas de temperatura ambiente, humedad, niebla, afectan negativamente el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, lo que se traduce en una menor cantidad de energía producida.

4.1.3 Aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica en Majes - Arequipa.

Según Rumbo Minero Internacional, (2017) indica que el mayor aprovechamiento de energía fotovoltaica en Majes se da en la generación de energía eléctrica en la central fotovoltaica de Majes, con una potencia instalada de 20 MW, otras formas de utilización, pero en menor escala son sistemas de bombeo de agua, sistemas de iluminación, termas solares y sistemas de autoconsumo. Si bien es cierto Majes posee un gran potencial para generar energía eléctrica limpia, los costos de inversión inicial de un proyecto fotovoltaico hacen que sea una limitante para su masificación.

4.2 Diseño de la planta basándose en los equipos necesarios para la producción de hidrógeno.

4.2.1 Ubicación tentativa de planta de H₂ - Majes

La planta de hidrógeno verde estará ubicada en la zona sur del Perú - Arequipa - Caylloma - Majes, se decidió ubicar la planta de hidrógeno en conjunto con la planta fotovoltaica en esta zona por estas razones:

- Recurso natural del agua, los canales de regadío Majes Sigvas I según (Junta de usuarios Pampa de Majes I & Autodema, 2023) (Autoridad autónoma de Majes) estiman según sus reportes que el caudal de irrigación aguas abajo varía entre (1.80 a 5.0) m³/s en todo el año lo cual hace que la cantidad necesaria de agua que requiere el electrolizador este presuntamente cubierto en su totalidad, Véase anexo 14.
- Radiación solar alta en la mayor parte del año, la radiación solar en Majes promedio según (Nastec Energy, 2022) oscila entre 6.3 a 6.5 kW.h/m² lo cual hace que esta zona sea ideal para desarrollo de proyectos fotovoltaicos. El área es lo suficientemente grande y llano, con un área aproximada según Google Earth de 20 mil metros cuadrados para un posible aumento en la dimensión del parque fotovoltaico, lo que se traduce en una ampliación futura de un segundo electrolizador de hidrógeno.

Se ha utilizado el software Google Earth como se ilustra la Figura 4.1, para la ubicación estratégica tentativa de la planta de hidrógeno que está ubicada 1.5 km de la planta fotovoltaica Majes y a 100 metros de la línea de transmisión más cercana (barra de repartición de 138 kV), por lo que será mucho más accesible estar interconectado al SEIN (Sistema eléctrico interconectado nacional).

Figura 4.1

Ubicación estratégica tentativa de la planta de hidrógeno con línea de transmisión más cercana



Nota: Extraído de Google Earth-Pro, (2022)

Esta ubicación tentativa se muestra Figura 4.2, también contempla la cercanía a los canales de regadío de Majes Siguas I para la toma de agua para su posterior almacenamiento, tratamiento y finalmente su producción de hidrógeno verde.

Figura 4.2

Ubicación estratégica tentativa de la planta de hidrógeno con canales de regadío de Majes Siguas I



Nota: Extraído de Google Earth-Pro, (2022)

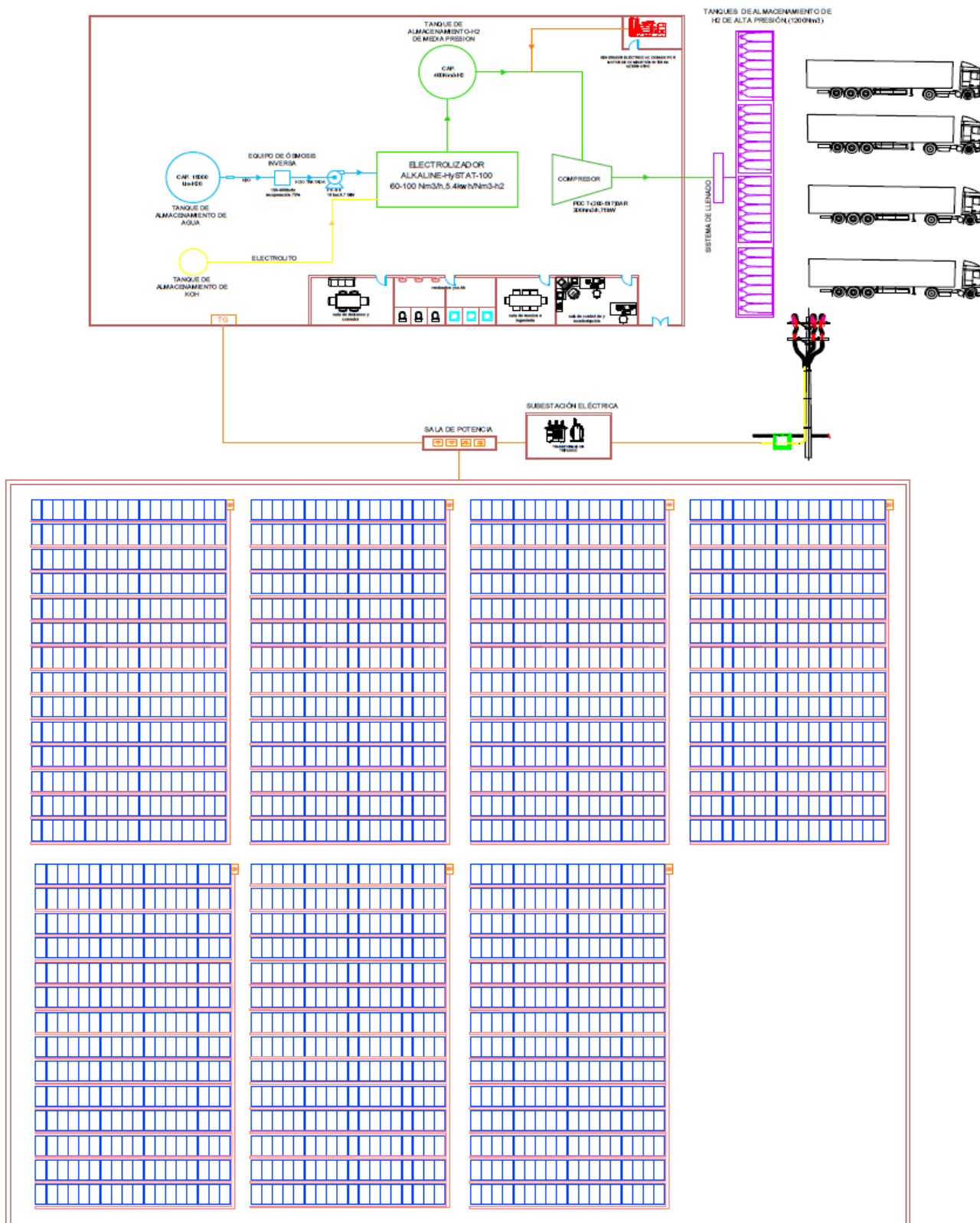
4.2.2 Modelo de planta H₂ verde y parque fotovoltaico

Mediante el software de diseño asistido por computadora AutoCAD se ha modelado la planta de hidrógeno verde y parque fotovoltaico, como ilustra la Figura 4.3, teniendo en consideración los siguientes componentes más importantes:

- Electrolizador.
- Bomba de agua.
- Compresor.
- Equipo de osmosis inversa.
- Sistema de llenado.
- Inversores.
- Paneles fotovoltaicos.
- Salas de control y monitorización.

Figura 4.3

Modelo la planta de hidrógeno verde y parque fotovoltaico



4.3 Dimensionamiento de componentes de planta H₂ verde – Majes

4.3.1 Selección de Electrolizador

En el mercado actual predominan dos tipos: (AEL) electrolizador alcalino líquido y (PEM) electrolizador de membrana polimérica. Para tener una visión más clara en la selección realizaremos una comparativa entre ambos:

Tabla 4.1

Comparativa de electrolizadores PEM Y Alcalino

PEM	ALCALINO
Ventajas	
Alta pureza de producción de hidrógeno.	Tecnología madura y extendida comercialmente en el mundo.
Altas presiones de salida 200 bar.	Buen rendimiento a partir de 5.5 kW.
Diseño compacto debido al electrolito sólido.	Preferidos en producción de hidrógeno a gran escala debido a la tecnología conocida.
No se utiliza KOH y altas eficiencias mayores del 80 %.	Aplicaciones industriales presenta mejor rendimiento.
Altas densidades de corriente debido a la delgadez de la membrana.	Coste de producción bajo.
Desventajas	
Coste de producción elevado.	Bajas densidades de corriente debido a las pérdidas óhmicas a través del electrolito líquido.
Vida útil corta debido a la membrana.	Electrolítico corrosivo.
Tecnología en desarrollo.	Poco compacto.
Alto costo de componentes.	Baja presión de operación.
Baja durabilidad de materiales.	Eficiencia de 65 - 80%.
Coste de producción elevado	Baja densidades de corriente debido a las pérdidas óhmicas a través del electrolito líquido.

Teniendo en consideración la comparativa anterior, se optó en seleccionar el electrolizador alcalino líquido por las prestaciones que esta nos ofrece, la madures de su tecnología y su utilidad en gran escala industrial.

Tabla 4.2

Fabricantes de electrolizadores

Fabricante	Origen	Rango N m ³ /h	Presión (bar)	Pureza de hidrógeno %	Consumo de energía kW.h/Nm ³
Casale Chemicals	Suiza	0.5-100	30	99.98	
IHT	Suiza	760	25		4.6
Hydrogenics HySTAT	Canadá	60-100	10	99.998	5.4
Hydrogen Systems	Bélgica	1-60	10	99.99	4.2
Linde	Alemania	0.04-20	4	99.9	4.8
Teledyne Energy Systems	EE. UU	2.8-42	10	99.998	2.25
Norks Hydro	Noruega	10-60	30	99.98	4.8
Statoil (Hydro)	Noruega	130	30	99.98	4.2

Nota: Tomado de Espinosa, L. (2015)

En la selección del electrolizador se ha realizado comparativas de diferentes fabricantes donde debemos tener claro el tipo de electrolizador que se adapta mejor a nuestra necesidad, teniendo en cuenta las especificaciones técnicas, capacidad de producción, empleabilidad en proyectos de similares características y experiencia en campo de la empresa. Tomando estas consideraciones se ha seleccionado el electrolizador Hydrogenics HySTAT con una producción de (60 a 100) Nm³/h de hidrógeno con un consumo de agua 1.4 l/1Nm³ de H₂, este equipo es uno de los más importantes porque a partir de ello se determinará la dimensión de los tanques de almacenamiento, compresor, bomba de agua, equipo de osmosis inversa, parque fotovoltaico y componentes anexos referidos a la producción de H₂ verde. A continuación, en la Tabla 4.3, se presenta la hoja de datos técnicos donde se especificará todos sus parámetros de operación, capacidad de producción de hidrógeno, consumo de agua, consumo de energía, presión, temperatura, etc.

Tabla 4.3

Electrolizador alcalino intermedio de la marca HYDROGENICS

MARCA: HYDROGENICS	Modelo: HySTAT -100-10	
Presión	10 bar	
Tipo	Electrolizador de agua alcalino	
Min.	60	Nm ³ /h
Max.	100	Nm ³ /h
Min.	125	kg/24 h
Max.	210	kg/24 h
Pureza del hidrógeno		
Sin Sist. de purificación del hidrógeno	99.9%	
Con Sist. de purificación del hidrógeno	99.998%	
Producción de hidrógeno	Venteo a la atmosfera	
Consumo de agua	<1.4 l/ Nm ³ H ₂	
Características Eléctricas		
Consumo de energía	5.4	kWh/Nm ³
Potencia instalada	500	kVA
Voltaje	480	Vac
Fases	3	
Frecuencia	60	Hz
Electrolito		
H ₂ O + 30 % wt. KOH (+-610 l)		
Dimensión		
6 x 2.5 x 2.9 m		

Nota: Extraído de Hydrogenics Avanced Hydrogen Solutions, (2019)

Para la operatividad del electrolizador es necesario conocer la potencia requerida cuando la producción de hidrógeno sea mínima y máxima, es decir de 60 a 100 Nm³/h, se ha utilizado la ecuación (4.1) (Espinosa, L. 2015).

$$\dot{W} = \dot{V}_{H_2} * E_{esp} \quad (4.1)$$

\dot{W} = Potencia requerido por electrolizador, kW

\dot{V}_{H_2} = Flujo volumétrico de hidrógeno, Nm³/h

E_{esp} = Potencia específica del electrolizador, dato del fabricante, kW. h/Nm³

- Potencia requerida cuando el electrolizador produce una cantidad mínima de hidrógeno.

$$\dot{W} = 60Nm^3 * 5.4 \frac{kWh}{Nm^3} = 324 kW$$

- Potencia requerida cuando el electrolizador produce una cantidad máxima de hidrógeno.

$$\dot{W} = 100Nm^3 * 5.4 \frac{kWh}{Nm^3} = 540 kW$$

4.3.2 Selección de equipo de osmosis inversa

Para la selección del equipo de osmosis inversa debemos tener en cuenta el consumo de agua por el electrolizador 100Nm³/h (140 l_{H2O} /h), ya definido el consumo de agua se ha seleccionado un equipo que satisfaga la demanda del electrolizador. En un proceso de ósmosis se genera el agua de rechazo o agua residual, por lo que se determina la cantidad de agua rechazada y el flujo de alimentación para una posterior selección de otros componentes. El equipo seleccionado tendrá las siguientes especificaciones, Véase anexo 12.

- Flujo de entrada (150 a 400) l/h
- Tasa de recuperación 75%

$$V_{\text{alimentación}} = \frac{V_{\text{permeado}}}{\% \text{recuperación}} \quad (4.2)$$

V_{permeado} = Flujo volumétrico de permeado, l/h

$V_{\text{alimentación}}$ = Flujo volumétrico de alimentación, l/h

$\% \text{recuperación}$ = Tasa de recuperación

$$V_{\text{alimentación}} = \frac{140 \text{ l/h}}{0.75} = 186 \frac{\text{l}}{\text{h}}$$

La cantidad de agua rechazada será la diferencia del flujo de alimentación y el permeado, dando como resultado de 46 l/h de agua residual. Este dato nos permitirá a seleccionar los tanques de agua sin tratamiento.

4.3.3 Selección de bomba

Para la selección de la bomba es necesario dos parámetros muy importantes, la presión de entrada del electrolizador (10 bar o 1000 kPa) y el flujo volumétrico que requiere el electrolizador para su funcionamiento óptimo de trabajo.

- Consumo de agua del electrolizador

$$\dot{V}_{\text{H}_2\text{O}} = C_{\text{H}_2\text{O max}} * \dot{V}_{\text{H}_2} \quad (4.3)$$

$\dot{V}_{\text{H}_2\text{O}}$ = Flujo volumétrico de agua, l/h

$C_{\text{H}_2\text{O max}}$ = Consumo de agua por m^3 de hidrógeno, l/ $\text{Nm}^3_{\text{H}_2}$

\dot{V}_{H_2} = Flujo volumétrico de hidrógeno, Nm^3/h

$$\dot{V}_{\text{H}_2\text{O}} = 1.4 \frac{\text{l}}{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}} * 100 \frac{\text{Nm}^3_{\text{H}_2}}{\text{h}} = 140 \frac{\text{l}}{\text{h}} = 0.0388 * 10^{-3} \text{ m}^3/\text{seg}$$

En la selección de la bomba de agua se está considerando los siguientes parámetros: Longitud de aspiración 2 m, 1 válvula de globo, longitud de descarga 3.5 m, 2 codos, diámetro 1 in de tubería de acero Cédula 40, presión de descarga 10 bar (100 kPa). “Mediante la ecuación (4.4) de Bernoulli determinaremos la altura manométrica y así lograr seleccionar la bomba adecuada” (Cengel & Cimbala, 2006).

$$H_B = \frac{P_2 - P_1}{\gamma} + Z_2 - Z_1 + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} + \sum H_{1 \rightarrow 2} \quad (4.4)$$

Para poder determinar el factor de fricción de las pérdidas secundarias nos apoyaremos de la ecuación de Reynolds que este dado por la siguiente expresión.

$$N^{\circ}Re = \frac{\rho * V * D_i}{\mu} \quad (4.5)$$

Donde:

$N^{\circ}Re$ = Número de Reynolds
 ρ = Densidad, kg/m^3
 V = Velocidad del fluido, m/s
 D_i = Diámetro interior, m
 μ = Viscosidad, s/m^2

$$N^{\circ}Re = \frac{1000 * 0.077 * 0.027}{0.001} = 2030.73$$

- Pérdidas en la línea de entrada

$$h_{L(\text{succión})} + h_{L(\text{entrada})}$$

Mediante el diagrama de Moody se halló un factor de fricción de 0.052 posteriormente con la ecuación (4.6) de Darcy -Weisbach o Ecuación de Universal se determina las pérdidas en el lado de succión.

$$h_L = f * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2g} \quad (4.6)$$

$$h_{L(\text{succión})} = f * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2g}$$

$$h_{L(\text{succión})} = 0.052 * \frac{2}{0.027} * \frac{0.077^2}{2(9.81)} = 0.0012$$

$$h_{L(\text{entrada})} = K * \frac{V^2}{2g}$$

$$h_{L(\text{entrada})} = 0.5 * \frac{0.077^2}{2(9.81)} = 0.00014$$

- Pérdidas en la línea de descarga

$$h_{L(\text{descarga})} + h_{L(\text{válvula})} + h_{L(\text{codos})} + h_{L(\text{salida})}$$

Utilizando ecuaciones anteriores de Reynolds y Darcy -Weisbach, con una longitud de 3.5 m y diámetro de 1 pulgada, se halló una pérdida de descarga de 0.0021 m y pérdida de salida de 0.0029.

Teniendo en cuenta que la tubería es nueva, limpia y con diámetro nominal de 1 pulgada, el factor de fricción para la válvula y codo será de 0.023. Las pérdidas por las secundarias serán calculadas con las siguientes ecuaciones (4.7 y 4.8).

$$K = 340f_T ; h_{L(\text{válvula})} = K * \frac{V_{\text{descarga}}^2}{2g} \quad (4.7)$$

$$K = 30f_T ; h_{L(\text{codo})} = K * \frac{V_{\text{descarga}}^2}{2g} \quad (4.8)$$

$$h_{L(\text{válvula})} = 340(0.023) * \frac{0.077}{2(9.81)} = 0.102$$

$$h_{L(\text{válvula})} = 30(0.023) * \frac{0.077}{2(9.81)} * 2 = 0.54$$

Realizando la sumatoria de todas las pérdidas secundarias tendremos un valor de 0.64 m. Finalmente aplicamos la ecuación de Bernoulli para determinar la altura manométrica.

$$H_B = \frac{100}{9.81} + 0.64 = 10.83 \text{ m}$$

Conociendo la altura manométrica de la bomba y el caudal, mediante las curvas de la bomba (Pedrollo) se ha seleccionado una electrobomba periférica PEDROLLO-PK300 con una potencia nominal de 2.2 kW y presión de salida de 10 bar, Véase anexo 13.

4.3.4 Selección de tanque de agua

Como se determinó anteriormente en la selección de bomba de agua, se tendrá un consumo de agua $140 \text{ l}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{h}$. Para la selección del depósito de agua se consideró tener un almacenamiento siete veces más del consumo diario con el fin de evitar paradas imprevistas, sea por mantenimiento de canales de regadío de Majes Siguan I o factores externos. Se contará con un depósito de agua con capacidad de almacenamiento de 15000 l, Véase anexo 11 teniendo en cuenta dos factores importantes:

- El equipo de osmosis inversa tendrá un rechazo de agua de 46 l/h por cada 140 l de agua.
- La producción de hidrógeno estará limitada por un tiempo de trabajo de 12 horas, tiempo donde el parque fotovoltaico esté operando.

$$1680 \frac{\text{l}}{\text{día}} * 7 \text{ días} + 3864 \text{ l}_{\text{H}_2\text{O rechazo}} = 15624 \text{ l} = 15000 \text{ l}$$

4.3.5 Dimensionamiento de tanque de almacenamiento H₂ de media presión

Para el diseño de un recipiente a presión de cierta capacidad se deberá determinar la correcta relación óptima entre longitud y diámetro, esta relación se puede hallar mediante la siguiente expresión (Megyesy, E. 1992).

$$F = \frac{P}{CSE} \quad (4.9)$$

P = Presión de diseño, lbf/in²

C = Margen de corrosión, in

S = Esfuerzo permisible del material, lbf/in²

E = Eficiencia de la junta

El factor F y el volumen a almacenar, una vez obtenido estos 2 datos mediante la gráfica de recipientes a presión, Véase anexo 5 se obtendrá el diámetro óptimo del tanque.

- Volumen de almacenamiento

Para esta propuesta de generación de H₂ verde se consideró un volumen de almacenamiento de media presión de 400Nm³ de hidrógeno, este volumen se multiplicará por la densidad del hidrógeno a condiciones nominales (1kg/cm² y 0°C, 0.087kg/m³) para obtener la masa de hidrógeno a almacenar, se empleará la ecuación (4.10).

$$m_{H_2} = V * \rho_{H_2} \quad (4.10)$$

m_{H₂} = Masa de hidrógeno, kg

V = Volumen de almacenamiento en condiciones nominales, Nm³

ρ_{H₂} = Densidad del hidrógeno a condiciones nominales, kg/m³

$$m_{H_2} = 400Nm^3 * 0.087kg/m^3 = 35kg$$

El hidrógeno de media presión se almacenará a la presión de salida del electrolizador que tiene como datos de salida de 10 bar y 40°C como se muestra en la Tabla 4.3, con una densidad en estas condiciones de 0.7742 kg/m³ a continuación se hallará el volumen de almacenamiento para estos parámetros.

$$V = \frac{m_{H_2}}{\rho_{10bar,40^\circ C}} = \frac{35kg}{0.7742kg/m^3} = 44.95m^3 = 1587.38 ft^3$$

- Factor F

Para el almacenamiento de hidrógeno generalmente usan tanques de acero al carbono como material ASTM 516 GR70, Véase anexo 6 el cual tiene un esfuerzo permisible

20000 lb/in², se consideró una corrosión de 0.125 in y una eficiencia de junta del 100% y la presión de diseño de 10 bar (145 lbf/in²), con estos datos se halló el valor F.

$$F = \frac{P}{CSE} = \frac{145}{0.125 * 20000 * 1} = 0.058$$

- Diámetro del recipiente

Con los dos valores ya calculados, el volumen de almacenamiento de 1587.38 ft³ y el factor F = 0.058 se obtiene el diámetro del recipiente de D = 7.5 ft (2.28m), Véase anexo 5. Ya hallado el diámetro del recipiente se procederá a calcular la longitud y espesor del cilindro.

- Longitud del cilindro

$$L = \frac{4V}{\pi * D^2} \quad (4.11)$$

L = Longitud del cilindro, ft

V = Volumen del cilindro, ft³

D = Diámetro del cilindro, ft

$$L = \frac{4 * 1587.38}{\pi * 7.5^2} = 35.94 \text{ ft} = 11\text{m}$$

- Espesor del recipiente: según Código ASME, Secc. VIII, Div .1. Se calcula con la siguiente ecuación.

$$t = \frac{P(R + C)}{SE - 0.6P} + C \quad (4.12)$$

t = Espesor, in

P = Presión interior de almacenamiento, lbf/in²

R = Radio interior del recipiente, in

C = Tolerancia por corrosión, in

S = Esfuerzo de tensión máximo permisible, lb/in²

E = Eficiencia de la junta soldada, lb/in²

$$t = \frac{145(45 + 0.125)}{20000(1) - 0.6(145)} + 0.125 = 0.45 \text{ in} = 0.5 \text{ in}$$

4.3.6 Selección de compresor

- Potencia teórica de compresión de gas

Se ha seleccionado un compresor de desplazamiento positivo - alternativo tipo (pistón / émbolo) este tipo de compresor son los más usados en la compresión de hidrógeno, ya que presentan un buen rendimiento, trabaja con cualquier tipo de gases y no presenta problemas con gases corrosivos, la compresión puede llevarse a cabo en varias etapas e incluir un sistema de enfriamiento para evitar el aumento excesivo de temperatura al momento de la compresión del gas. La potencia requerida del compresor de desplazamiento positivo - alternativo será calculada con las siguientes expresiones (Cengel & Boles, 2014).

$$W_{\text{teórico}} = \frac{\alpha}{\alpha - 1} * P_0 * v_0 \left[\left(\frac{P_1}{P_0} \right)^{\alpha-1/\alpha} - 1 \right] \quad (4.13)$$

P₀ = Presión inicial, Pa

P₁ = Presión final, Pa

v₀ = Volumen específico inicial, m³/kg

α = Coeficiente adiabático, cp/cv

- ❖ Energía requerida para comprimir el gas a presión de salida de 10 bar (1000 kN/m²).
- ❖ Presión de almacenamiento en tanques 200 bar.
- ❖ Temperatura de salida de 40°C tendrá un volumen específico de 1.333 m³/kg.
- ❖ Coeficiente adiabático α se determinará como el calor específico a presión constante 14.307 J/kg °C sobre el calor específico a volumen constante 10.183 J/kg°C.

$$W_{\text{teórico}} = \frac{1.409}{1.409 - 1} * 1000 * 1.333 \left[\left(\frac{200}{10} \right)^{1.404 - \frac{1}{1.404}} - 1 \right]$$

$$W_{\text{teórico}} = 6364.452 \text{ kJ/kg}$$

Para la selección del compresor debemos en cuenta dos factores muy importantes:

- El flujo máximo de producción del electrolizador que es 8.7 kg/h (100Nm³/h)_{h2} a 10 bar.
- Tanque de almacenamiento de media presión tendrá una capacidad de 34.8 kg (400Nm³)_{h2} a 10 bar.

Se seleccionó un compresor de desplazamiento positivo de **tipo diafragma** de la marca PDC-S7 que tiene las siguientes características, Véase anexo 4.

- Presión de descarga (200 – 517) bar
- Potencia nominal 100 HP (75 kW)
- Eficiencia estimada 0.78

Ya establecido los parámetros técnicos del compresor propuesto se hallará la cantidad de flujo másico que podrá comprimir.

$$\dot{m} = \frac{\eta_c * w}{W_{\text{teórico}}} \quad (4.14)$$

m = Flujo másico proporcionado por el compresor, kg/h

w = Potencia nominal del compresor, kW

$w_{\text{teórico}}$ = Trabajo teórico del compresor, kJ/s.

η_c = Eficiencia del compresor

$$\dot{m} = \frac{0.78 * 75}{6364.452} = 0.0092 \text{ kg/s} = 33 \text{ kg/h}$$

El compresor propuesto tiene la capacidad de comprimir el 95% del hidrógeno almacenado en el tanque de media presión en una hora.

4.3.7 Cantidad de cilindros de alta presión

Se empleó cilindros Tipo I con presión de llenado a 200 bar y capacidad de almacenamiento de 50 l de hidrógeno (Robina, A. 2019), Véase anexo 7,8,9,10. El volumen total de almacenamiento de alta presión será de 1200 Nm³ (105 kg de hidrógeno) equivalente a un día de producción. A continuación, se calcula el volumen de almacenamiento en alta presión.

$$V = \frac{m_{\text{H}_2}}{\rho_{200 \text{ bar}, 40^\circ\text{C}}} = \frac{105 \text{ kg}}{15.483 \text{ kg/m}^3} = 6.78 \text{ m}^3$$

Ya hallado el volumen de almacenamiento se dividirá entre el volumen de cada cilindro 50 l (0.050 m³) obteniendo la cantidad de cilindros requeridos.

$$N_{\text{cilindros}} = \frac{6.78}{0.05} = 135$$

4.4 Determinación de cargas de iluminación interior planta H₂ verde

4.4.1 Método lúmenes

Dimensión estimada de planta de H₂ verde.

- Largo 50 m
- Ancho 11 m
- Altura 5 m

Iluminancia de servicio 500 lux inspección y control para industria CALIDAD A-B, Véase anexo 15. Características de la luminaria seleccionada: Flujo luminoso de luminaria 10500 lumen, potencia de 200 W cada luminaria, Véase anexo 18.

4.4.2 Sistema de alumbrado

- Índice del local (K)

El índice k se determina a partir de la geometría del lugar, donde k es un número comprendido de 1 a 10. La altura de iluminación será 4.5 m tomando en consideración que es un alumbrado suspendido.

$$K = \frac{(a)(b)}{h(a + b)} \quad (4.15)$$

K = Índice local

a = Ancho, m

b = Largo, m

h = Altura, m

$$K = \frac{(11)(50)}{4.5(11 + 50)} = 2$$

- Coeficiente de reflexión

Estos valores generalmente se encuentran tabulados para diferentes tipos de materiales, superficies y acabados. Los coeficientes de diseño serán: techo (claro) 0.5, paredes (medio) 0.3, suelo (oscuro) 0.1, Véase anexo 17.

- Factor de utilización

A partir del índice local y los factores de reflexión, el factor de utilización se encontrará tabulado en la hoja de datos de los fabricantes de luminarias. En las tablas encontraremos para cada tipo de luminaria los factores de utilización en función de los coeficientes de reflexión e índice del local, Véase anexo 17. Mediante la el tabulado de luminarias se estableció que el factor de iluminación será de 0.59.

- Factor de mantenimiento

Este coeficiente dependerá del grado de suciedad ambiental y la frecuencia de limpieza del lugar, para una limpieza anual se ha tomado un factor intermedio de: 0.75, Véase anexo 17.

- Flujo luminoso total

El flujo útil de una lámpara será dependiente de factor de mantenimiento y el coeficiente de utilización, ya que podría afectar en la eficacia de la luminancia. El flujo luminoso total se determina con la siguiente expresión.

$$\Phi_T = \frac{E \cdot S}{F_m \cdot C_u} \quad (4.16)$$

Φ_T = Flujo luminoso total

E_D = Iluminancia media deseada

S_t = Superficie del área de trabajo

F_m = Factor de mantenimiento

C_u = Factor de utilización

$$\Phi_T = \frac{500(50 \cdot 11)}{0.70 \cdot 0.38} = 621468.92 \text{ lm}$$

- Número de luminarias

$$N_{\text{luminarias}} = \frac{\Phi_T}{n \cdot \Phi_L} \quad (4.17)$$

$N_{\text{luminarias}}$ = Número de luminarias

n = Número de lámparas por luminaria

Φ_L = Flujo luminoso de una lámpara

Φ_T = Flujo luminoso total

$$N_{\text{luminarias}} = \frac{621468.92}{1(10500)} = 59.19 = 60$$

Finalmente, se realizó una comprobación para verificar que la luminaria escogida cumpla con los parámetros mínimos de iluminación.

$$E = \frac{n * \Phi_L * F_m * C_u}{S} \quad (4.18)$$

$$E = \frac{59.19 * 10500 * 0.75 * 0.59}{550} = 501 \text{ lx}$$

Ya definido la cantidad de luminarias se determina la potencia de consumo que será el producto del número de luminarias por la potencia de consumo de cada luminaria, dando como resultado un consumo de 12 kW.

- Luminarias para diferentes ambientes: Oficinas, comedor, salas de monitoreo y control, etc.

Dimensión estimada:

- ❖ Largo 5 m
- ❖ Ancho 4 m
- ❖ Altura 2.5 m
- ❖ Iluminancia de servicio 500 lux en oficinas generales y salas de cómputo CALIDAD A-B, Véase anexo 15.
- ❖ Características de la luminaria seleccionada: Flujo luminoso 3700 lúmenes, potencia de luminaria 42 W, Véase anexo 19.

Efectuando la misma secuencia de cálculo anterior, llegamos a la conclusión que requerimos 6 luminarias de 42 W c/u por ambiente.

4.5 Diseño de parque fotovoltaico

4.5.1 Energía de consumo promedio al día de equipos e instalaciones eléctricas

Para el inicio del dimensionamiento del parque fotovoltaico se estimó la energía de consumo promedio al día de equipos e instalaciones eléctricas. A continuación, se muestran las Tablas (4.4 y 4.5) de carga promedio de consumo.

Tabla 4.4

Consumo de equipos de H₂ verde

CONSUMO EQUIPOS DE PRODUCCIÓN DE H ₂ VERDE					
Equipos	Cantidad	Consumo c/u(W)	Consumo general(W)	Uso diario (h/día)	Consumo máximo (Wh/día)
Electrolizador	1	540000	540000	12	6480000
Bomba de agua	1	2200	2200	12	26400
Compresor	1	75000	75000	4	300000
Equipo de osmosis inversa	1	700	700	12	8400
Cargas extras	1	5000	5000	15	75000
					6889800

Tabla 4.5

Consumo eléctrico estimado de instalaciones

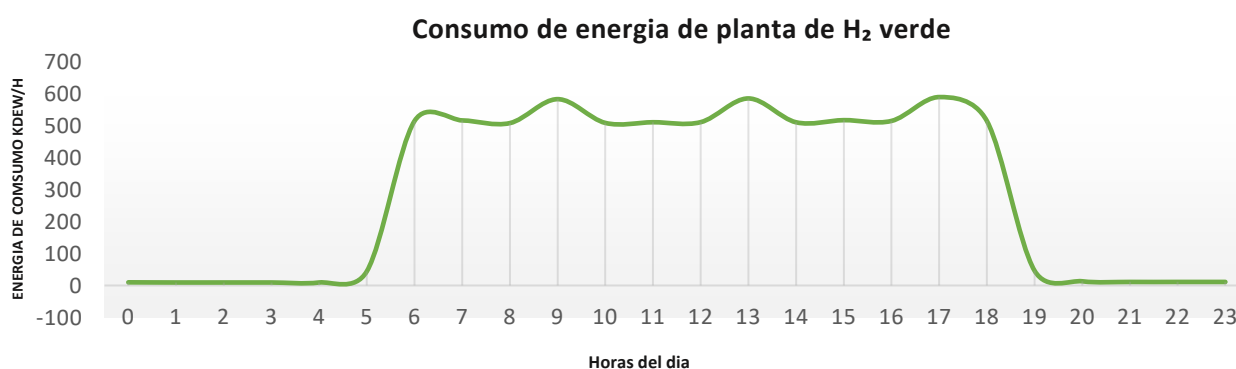
CONSUMO ELÉCTRICO ESTIMADO DE INSTALACIONES					
Equipos	Cantidad	Consumo c/u(W)	Consumo general(W)	Uso diario (h/día)	Consumo máximo (Wh/día)
Luminarias de producción	60	100	6000	14	84000
Luminarias, control y monitorización	6	42	252	14	3528
Luminarias de salas de reunión	6	42	252	14	3528
Luminarias servicios sanitarios	6	42	252	4	1008

Luminarias comedor	6	42	252	4	1008
Computadoras	6	300	1800	16	28800
Impresoras	2	100	200	2	400
Monitores	3	100	300	24	7200
Tv	1	150	150	6	900
Aire acondicionado	2	1130	2260	5	11300
Proyector	1	250	250	5	1250
Cafetera	1	500	500	2	1000
Microondas	1	800	800	2	1600
Cargas extras	1	2500	2500	24	60000
					205522

Una vez determinado la demanda de energía de equipos e instalaciones se graficó el consumo de energía total para tener una estimación más exacta del consumo diario, esta gráfica nos permite determinar cuanta generación de energía fotovoltaica se requiere para reducir el costo producción de H₂ verde como se ilustra en la Figura 4.4.

Figura 4.4

Consumo de energía de la planta H₂ verde



4.5.2 Selección de panel fotovoltaico

Dentro de la variedad de módulos fotovoltaicos ofertados en el mercado actual predominan dos tipos: Policristalino y monocristalino, para tener un panorama más claro en la selección realizaremos una comparación de ambos tipos de paneles.

Tabla 4.6

Comparativa de panel Policristalino y Monocristalino

POLICRISTALINO	MONOCRISTALINO
Menor costo.	Alta eficiencia alcanzando 14-17%.
Ideal para instalaciones de bajo consumo.	Mayor vida útil que los policristalinos.
Eficiencia de 12-14%.	Requieren menor espacio de instalación.
Tecnología de fabricación ya establecida.	Ideal para instalaciones de alto consumo.
Requieren mayor superficie de instalación.	Mayor potencia pico.
Sufre enormes pérdidas por sombra.	Mejor rendimiento en climas adversos.
	Costo ligeramente superior.
	Tecnología de fabricación en evolución.

Por la cantidad de energía que requerimos en la generación de hidrógeno, eficiencia y rendimiento se empleó el módulo fotovoltaico monocristalino de celda partida Trina solar-Tallmax. En la Tabla 4.7 se muestra los datos técnicos más relevantes del panel fotovoltaico.

Tabla 4.7

Características del módulo fotovoltaico Trina solar-Tallmax de 450 W

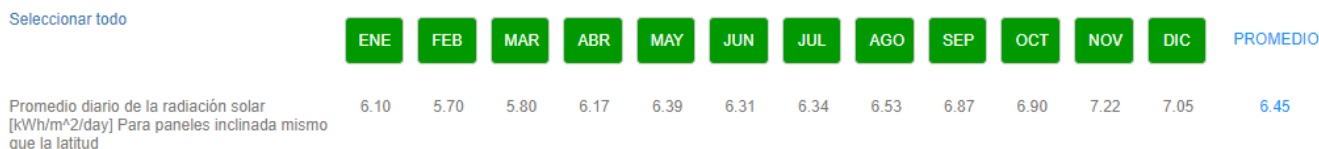
Datos eléctricos de panel en condiciones (STC)	
Tensión en máxima potencia - V_{mp} (V)	41.0
Corriente en máxima potencia - I_{mp} (A)	10.98
Tensión el circuito abierto - V_{oc} (V)	49.6
Corriente en corto circuito - I_{sc} (A)	11.53
Eficiencia %	20
Número de células	144 (6 x 24)
Dimensión de módulo	2.102 x 1.040 x35 mm

Temperatura de operación	-40 + 85°C
NOCT	43°C (±2)

Mediante el software NASTEC en la Figura 4.5, se establece el promedio mensual de radiación solar o HSP (horas solares pico) es decir, la energía que recibimos por metro cuadrado en un día. Estos datos estarán directamente relacionados con la capacidad que nos va a generar un panel fotovoltaico en un día. Por ejemplo, si tenemos en STC (Standar Test Condition) un panel con una potencia nominal máxima de 450 W nos indica que el panel después irradiarle 1000 W/m² el panel daría 450 watts de energía. Se estima la cantidad de energía que genera un panel fotovoltaico al multiplicar las HSP por la potencia pico del panel.

Figura 4.5

Promedio mensual de radiación solar o HSP



Nota: Extraído de Nastec, (2023)

En la Tabla 4.9, se muestra la generación solar promedio en diferentes horas del día, estos datos nos permiten a estimar la generación de energía que se necesita para cubrir la demanda energía en la producción de hidrógeno verde en el día. Ya definido la radiación promedio, en la Tabla 4.8, se expone la generación de energía que requerimos, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Potencia pico de panel fotovoltaico 450 Wp.
- Número de paneles.
- Pérdidas en la generación.

Tabla 4.8

Generación de energía promedio de paneles fotovoltaicos

Número de paneles	Potencia panel (Wp)	Generación total (Wp)	Generación día (kW.h)	Generación mes (kW.h)	Generación año (kW.h)
1760	450	792000	4247	127710	1532520

Tabla 4.9

Radiación y Generación solares promedio en diferentes horas del día

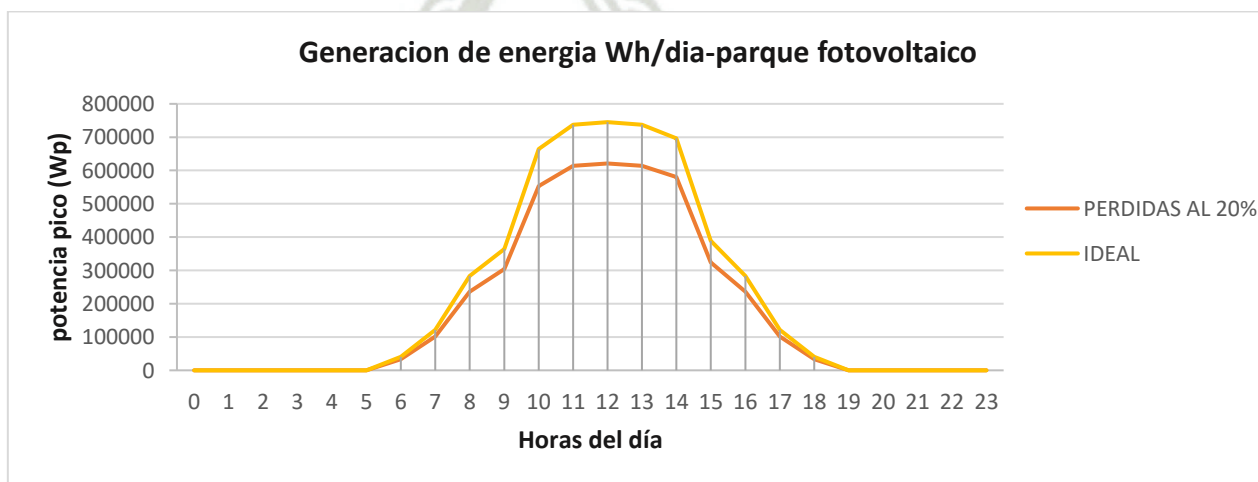
Generación de energía (W.h/día)			
Horas del día	Radiación solar		
	promedio (kW.h/m ² /día)	Ideal	Pérdidas al 20%
00:00	0	0	0
01:00	0	0	0
02:00	0	0	0
03:00	0	0	0
04:00	0	0	0
05:00	0	0	0
06:00	0.05	39600	33000
07:00	0.15	118800	99000
08:00	0.35	277200	231000
09:00	0.45	356400	297000
10:00	0.82	649440	541200

11:00	0.91	720720	600600
12:00	0.92	728640	607200
13:00	0.91	720720	600600
14:00	0.86	681120	567600
15:00	0.48	380160	316800
16:00	0.35	277200	231000
17:00	0.15	118800	99000
18:00	0.05	39600	33000
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0
	6.45		4257000

Para tener una mejor comparativa de los 2 tipos de generación energía de la Tabla 4.9, mediante la Figura 4.6, se observa que debido a las pérdidas sistema fotovoltaico la generación de energía disminuye considerablemente.

Figura 4.6

Generación y pérdidas de energía del parque fotovoltaico



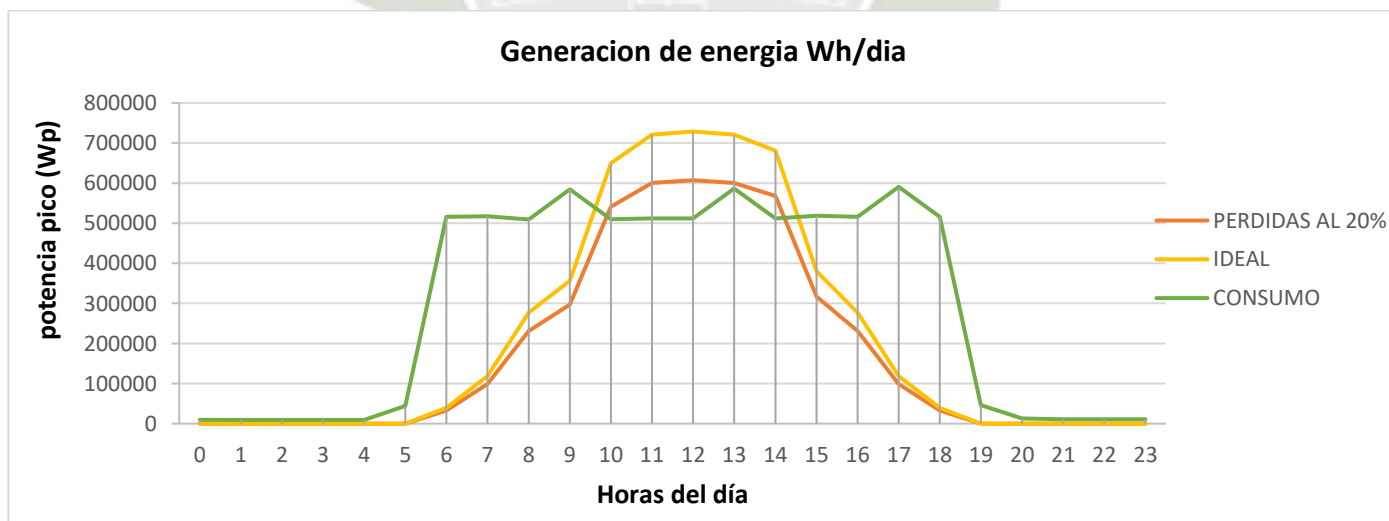
Las pérdidas del sistema fotovoltaico se dan por los siguientes factores:

- Pérdida debido a temperatura.
- Pérdida en empalmes (conexiones).
- Pérdida de calidad del módulo.
- Pérdida óhmica del cableado.
- Pérdida por grado de inclinación.
- Pérdida conversión DC/AC.
- Otros factores.

En la Figura 4.7, se sobrepuso la curva de consumo de energía de la planta de hidrógeno verde, esto se realiza con el fin de hallar la potencia pico máximo de diseño y evaluar la cantidad de energía total de generación del parque fotovoltaico.

Figura 4.7

Generación, pérdidas y consumo de energía del parque fotovoltaico



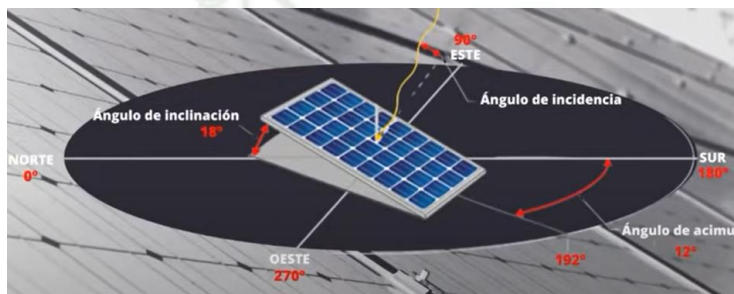
Para evitar o disminuir las pérdidas del sistema fotovoltaico se deberá tener en cuenta otros factores como:

- Orientación e inclinación

En la Figura 4.8, se muestra la orientación e inclinación del panel fotovoltaico.

Figura 4.8

Orientación e inclinación del panel fotovoltaico



Nota: Extraído de MPV Solar Reference, (2022)

- Latitud del lugar

Es el ángulo o la posición de nuestro sitio geográfico respecto al ecuador. Cuando las latitudes están por debajo de 20 grados podemos aproximar el ángulo de inclinación sin necesidad de calcularlo. La latitud de la zona de estudio será:

Latitud: 16° 21' Sur

Orientado hacia el norte

$$\varphi = 16^\circ + \frac{21}{60} = 16.35^\circ$$

- Ángulo de óptimo de inclinación

Ángulo que le damos al módulo respecto a una superficie horizontal se halla con la siguiente expresión (Perpiñán, O. 2013).

$$\beta = 3.7 + 0.69 * \varphi \quad (4.19)$$

β = Ángulo de inclinación del lugar

φ = Latitud

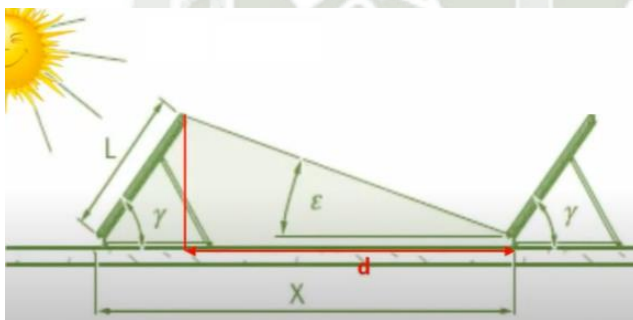
$$\beta = 3.7 + 0.69 * 16.35 = 14.98^\circ$$

- Altura solar

Es la relación de la longitud vertical del panel fotovoltaico con respecto a la longitud de sombra del panel. Para determinar la altura solar se usó la ecuación (4.20).

Figura 4.9

Altura solar



Nota: Extraído de MPV Solar Reference, (2022)

$$\varepsilon = 67^\circ - \varphi \quad (4.20)$$

ε = Altura solar

$$\varepsilon = 67^\circ - 16.35^\circ = 50.65^\circ$$

- Distancia entre filas

Es la distancia mínima que debemos dejar para evitar pérdidas de potencia por el efecto del sombreado, esta distancia va desde el apoyo del panel fotovoltaico respecto al segundo panel, esto también será dependiente de la posición de instalación del panel fotovoltaico de manera horizontal o vertical teniendo en cuenta que mientras estemos más cerca al ecuador menor será la distancia entre filas. Para hallar la distancia entre filas se empleó la ecuación (4.21).

$$X = L_m * \left(\frac{\text{sen}(\beta)}{\tan(\varepsilon)} + \cos(\beta) \right) \quad (4.21)$$

X = Distancia entre filas, m

L_m = Longitud del módulo según su posición, m

β = Ángulo de inclinación del lugar

ε = Altura solar

A continuación, se determinó la distancia entre filas con los datos anteriores ya obtenidos.

$$X = 2.102 \text{ m} * \left(\frac{\text{sen}(14.98)}{\tan(50.65)} + \cos(14.98) \right)$$

$$X = 2.48 \text{ m}$$

- Distancia de pasillo

Es la distancia mínima por donde se podrá transitar para realizar mantenimiento, mediciones y cambios de paneles fotovoltaicos. Para obtener la distancia de pasillo se empleó la siguiente expresión.

$$d_p = X - L_m * \cos(\beta) \quad (4.22)$$

d_p = Distancia de pasillo, m

$$d = 2.476 \text{ m} - 2.102 * \cos(14.98)$$

$$d = 0.50 \text{ m}$$

4.5.3 Selección de cantidad de inversores

Teniendo como potencia pico de 792 kW se define cantidad y tipo de inversor a utilizar, se recomienda que toda la potencia pico del sistema no trabaje con un solo inversor, sino que toda esta potencia se divida en más de 2 inversores para que toda la potencia generada no esté limitado a un solo inversor en caso de posible falla.

- Factor de escala

Es una relación entre la potencia pico y la potencia nominal, por lo general el factor de escala es mayor de 1 por las pérdidas del sistema fotovoltaico: Ubicación del sistema, orientación, tipo de inversores, etc. Para determinar el factor de escala se usó la ecuación (4.23) según (MPV Solar Reference, 2022).

Factor de escala 1: La potencia pico y potencia nominal son iguales.

Factor de escala más de 1: Menos potencia nominal, más potencia pico.

$$1 < FE < 1.3$$

$$FE = \frac{P_{pico}}{P_{nominal} * Nr_{inversores}} \quad (4.23)$$

FE = Factor de escala

P_{pico} = Sumatoria de potencia pico de módulos en un sistema, kW

$P_{nominal}$ = Máxima potencia en corriente alterna del inversor, kW

$$FE = \frac{792kW}{100 * 7} = 1.13$$

Se seleccionó 7 inversores Huawei de 100 kW. Teniendo en cuenta que cuando la irradiancia sea máxima 920 W/m² la generación de energía del sistema fotovoltaico con pérdidas no será superior de 700 kW, como se muestra en la Tabla 4.9.

4.6 Condiciones de modelamiento de paneles fotovoltaicos

4.6.1 Recolección de datos temperatura

Para la obtención de datos de temperatura se empleó el software PVGIS esta información proporcionada, nos permite conocer la temperatura mayor y menor de todos los meses del año de la zona de estudio, con los datos obtenidos se determina mediante cálculos fotovoltaicos la dimensión óptima del parque fotovoltaico.

La siguiente expresión relaciona el voltaje de circuito abierto del módulo con la temperatura de la celda, lo que se busca es conocer la variación del voltaje del módulo en otro punto de trabajo, para determinar el voltaje de circuito abierto se emplea la ecuación (4.24) según (Perpiñán, O. 2013).

$$V_{oc} = V_{oc}^* - 2.3 * 10^{-3} * (T_c - 25) * N_c^o \quad (4.24)$$

V_{oc} = Voltaje de circuito abierto del módulo, V

V_{oc}^* = Voltaje de circuito abierto STC, V

T_c = Temperatura de la celda, °C

N_c^o = Número de celdas

Para hallar la temperatura de la celda se debe conocer la temperatura ambiente y la irradiación del lugar donde se ubican los paneles fotovoltaicos, para esto es necesario buscar el historial climático como se muestra en la Tabla 4.10. Para determinar la temperatura de la celda se usó la siguiente expresión según (Perpiñán, O. 2013).

$$T_c = T_a + G * \frac{NOCT - 20}{800} \quad (4.25)$$

T_a = Temperatura ambiente, °C

G = Irradiación, W/m²

NOCT = Temperatura de operación nominal de la célula, °C

Tabla 4.10

Temperatura ambiente Majes-Arequipa

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
06:00	17.06	17.62	17.29	16.18	14.88	13.9	13.18	13.09	13.33	13.51	14.46	15.71
07:00	17.74	18.1	17.71	16.64	15.25	14.04	13.32	13.45	14.33	15.01	15.89	16.74
08:00	19.06	19.32	19.02	18.02	17.04	15.85	15.05	15.29	16.23	17	17.76	18.32
09:00	20.64	20.89	20.7	19.71	18.88	17.61	16.84	17.18	18.19	18.84	19.53	19.98
10:00	22.12	22.37	22.31	21.28	20.36	19.1	18.35	18.75	19.76	20.35	21.05	21.5
11:00	23.31	23.56	23.59	22.49	21.39	20.13	19.43	19.87	20.91	21.47	22.16	22.64
12:00	24.04	24.3	24.39	23.22	21.99	20.8	20.13	20.57	21.61	22.13	22.79	23.32
13:00	24.31	24.6	24.67	23.47	22.21	21.07	20.44	20.87	21.82	22.25	22.94	23.56
14:00	24.2	24.66	24.61	23.31	21.98	20.88	20.29	20.69	21.5	21.84	22.54	23.39
15:00	23.5	23.96	23.95	22.61	21.32	20.25	19.69	20.03	20.75	20.99	21.68	22.64
16:00	22.51	22.98	22.86	21.45	20.17	19.12	18.6	18.85	19.51	19.7	20.45	21.51
17:00	21.3	21.79	21.55	20.03	18.62	17.55	17.06	17.28	17.88	18.1	18.94	20.18
18:00	20.02	20.56	20.16	18.6	17.17	16.1	15.56	15.73	16.24	16.43	17.3	18.74

Nota: Extraído de PVGIS , (2022)

Tabla 4.11

Irradiación solar anual

IRRADIACIÓN SOLAR ANUAL (kW.h/ m². día)		
	Promedio	Generación 792 kWp
Enero	6.1	4026000
febrero	5.7	4425882
Marzo	5.8	4503529
Abril	6.17	4790824
Mayo	6.39	4961647
Junio	6.31	4899529
Julio	6.34	4922824
Agosto	6.53	5070353
Setiembre	6.87	5334353
Octubre	6.9	5357647

Noviembre	7.22	5606118
Diciembre	7.05	5474118
IRRADIACIÓN SOLAR		
ANUAL (kW.h/ m². día)	6.45	

Nota: Nastec y elaboración propia, (2022)

Con las dos expresiones anteriores se emplearán para hallar la condición, que el voltaje String (sumatoria en serie de paneles fotovoltaicos) debe estar por debajo del voltaje máximo que es capaz de soportar el inversor en corriente continua, según (Perpiñán, O. 2013).

$$V_{\text{string}} < V_{\text{max(INV)}}$$

$$T_c = T_{a(\text{min})} + G_{\text{min}} * \frac{\text{NOCT} - 20}{800}$$

$$T_{c(\text{min})} = 13.18 + 50 * \frac{45 - 20}{800}$$

$$T_{c(\text{min})} = 14.74^\circ\text{C}$$

$$V_{oc} = 49.6 - 2.3 * 10^{-3} * (14.74 - 25) * 144$$

$$V_{oc} = 52.99 \text{ V}$$

La cantidad de paneles fotovoltaicos que se podrá conectar en serie, cuando la temperatura ambiente e irradiancia sea mínima, véase Tabla 4.9 y tabla 4.10, que permita que el módulo fotovoltaico esté operando en el día más frío del año y cuando esté amaneciendo. Para hallar el número de paneles se empleó la siguiente expresión según (Perpiñán, O. 2013).

$$\text{Nro}_{\text{paneles}} = \frac{V_{\text{Max(inv)}}}{V_{oc(\text{mod})}} = \frac{1000}{52.99} = 18.86 = 18$$

Se determina el número de String que se puede conectar en paralelo, dependerá de la intensidad máxima admisible que soporta el inversor y la irradiancia máxima del lugar.

$$I_{sc(MOD)} = G * \frac{I_{sc(mod)}^*}{G^*} \quad (4.26)$$

$I_{sc(MOD)}$ = Intensidad de corto circuito del módulo, A

G = Irradiancia máxima meteorológico del lugar, W/m^2

$I_{sc(mod)}^*$ = Intensidad de corto circuito del módulo STC, A

G^* = Irradiancia máxima STC, W/m^2

$$I_{sc(MOD)} = 920 * \frac{11.53}{1000} = 10.61 \text{ A}$$

$$N_{strings} = \frac{I_{DCM(inv)}}{I_{sc(mod)}}$$

$N_{strings}$ = Número de String en paralelo

$I_{DCM(inv)}$ = Intensidad de entrada máxima por Mppt inversor, A

$I_{sc(MOD)}$ = Intensidad de circuito del módulo, A

$$N_{strings} = \frac{26}{10.61} = 2.45 = 2$$

4.6.2 Selección de sección de cable

Para la selección del calibre en corriente continua de panel fotovoltaico a la entrada de inversor se debe tener en consideración los siguientes parámetros brindados por la hoja de datos técnicos del panel fotovoltaico:

- Corriente en máxima potencia I_{mpp} , 10.98 A.
- Tensión en máxima potencia V_{mpp} , 41 V.

$$S = 2 * L_c * \frac{I_{(string)}}{\gamma * V_{(string)} * 1.5} * 100 \quad (4.27)$$

L_c = Longitud del cable, m

γ = Conductibilidad

I = Intensidad de string, A

V = Voltaje de trabajo, V

$$S = 2 * 70 * \frac{10.98}{44 * 738 * 1.5} * 100$$

$$S = 3.31 = 6 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión por String no supera el 1.5 % del voltaje total por lo que la selección del calibre del cable está dentro de los parámetros establecidos. La comprobación de caída de tensión de String se da con la siguiente ecuación:

$$\Delta V = 2 * I * \rho_{cu} * \frac{L}{S_{cable}} \quad (4.28)$$

ΔV = Caída de tensión, V

I = Intensidad de string, A

ρ_{cu} = Resistividad del cobre $\Omega * \text{mm}^2 / \text{m}$

L = Longitud, m

S_{cable} = Sección del cable, mm^2

$$\Delta V = 2 * 10.98 * 0.0172 * \frac{70}{6} = 4.40 \text{ V}$$

Se seleccionó un calibre normalizado de sección AWG 10 (6 mm^2) este cable fotovoltaico debe tener las siguientes características:

- Resistente a la intemperie, rayos UV, libre de halógenos y no propagador de llama.

- Resistente a sustancias corrosivas o contaminantes.
- Cables con seguridad II (doble aislamiento).
- Durabilidad mayor de 25 años.
- Temperatura de operación de mayor de 50 °C para más datos técnicos, Véase anexo 22.

Para la selección del cable en corriente alterna de la salida del inversor a tablero general de distribución se debe tener en consideración los siguientes parámetros brindados por la hoja de datos del inversor:

- Corriente en máxima potencia $I_{\max(\text{inv})}$, 133 A.
- Tensión nominal de salida $V_{\text{out}(\text{inv})}$, 480 V.

$$S_{\text{cable}} = \sqrt{3} * L * \frac{I_{\max(\text{inv})}}{\gamma * V_{(\text{inv})} * 2} * \cos(\varphi) 100 \quad (4.29)$$

$$S_{\text{cable}} = \sqrt{3} * 40 * \frac{133}{44 * 480 * 2} * \cos(1) * 100$$

$$S_{\text{cable}} = 24.51 \text{ mm}^2 = 25 \text{ mm}^2$$

Se seleccionó un calibre superior del calculado de AWG 2 (35 mm²) para tener un factor de seguridad mucho mayor, Véase anexo 23 y 24.

Se escogió fusibles de 15 amperios de 1000 V en corriente continua teniendo en cuenta los siguientes parámetros comparativos, Véase anexo 25.

$$I_{\text{string}} < I_{\text{fusible}} < I_{\text{cable}}$$

$$10.98 < 15 < 20 \quad \text{OK}$$

$$1.6 * I_{\text{fusible}} < 1.45 * I_{\text{cable}}$$

$$1.6 * 15 < 1.45 * 20$$

$$24 < 29 \quad \text{OK}$$

$$I_{\text{fusible}} < 1.5 * I_{\text{sc}}G$$

$$15 < 1.5 * 11.53$$

$$15 < 17.29 \text{ OK}$$

Al realizar las respectivas comprobaciones se determinó que el fusible está correctamente seleccionado.

4.7 Retorno de inversión de parque fotovoltaico

Para determinar el retorno de inversión del parque fotovoltaico, primero se halló la cantidad de energía promedio que se genera diariamente en los diferentes meses del año, para esto en la Tabla 4.11, se muestra la irradiación promedio de cada mes proporcionado por el software Nastec, estos datos nos permiten estimar la generación de energía diaria en los diferentes meses del año.

Ya determinado la generación de energía promedio, se ha procedido a estimar la facturación proyectada mensual y anualmente, como se muestra en la Tabla 4.12 y Tabla 4.13, para esto se consideró el costo de energía por un kW.h será de 0.70 céntimos basado en la tarifación eléctrica ofertada por los diferentes parques fotovoltaicos y la tarifación eléctrica publicada por Osinergmin, Véase anexo 26.

Tabla 4.12

Facturación proyectada mensual del parque fotovoltaico

Meses	Facturación proyectada S/.
Enero	S/ 45,292.50
Febrero	S/ 49,791.18
Marzo	S/ 50,664.71
Abril	S/ 53,896.76
Mayo	S/ 55,818.53

Junio	S/ 55,119.71
Julio	S/ 55,381.76
Agosto	S/ 57,041.47
Setiembre	S/ 60,011.47
Octubre	S/ 60,273.53
Noviembre	S/ 63,068.82
Diciembre	S/ 61,583.82
TOTAL	S/ 667,944.26

En el siguiente análisis se ha considerado una vida útil promedio del parque fotovoltaico de 20 años, se tabuló la facturación anual, costo de mantenimiento y operación. En la Tabla 4.13 y figura 4.10, se observa que tiempo de retorno de inversión será a partir del año 7. Los costos de equipos, instalación y materiales se encuentran en el Anexo 27, se debe remarcar que los costos proyectados son aproximados, ya que el mercado es fluctuante.

Tabla 4.13

Facturación proyectada anual y retorno de inversión del parque fotovoltaico

Inversión	S/ 4,076,085.00	Facturación anual	S/ 624,564.84
Mantenimiento y operación de planta	S/ 43,380.43		
		Flujo de caja	
	0	S/ 4,076,085.00	
	1	-S/ 3,451,521.16	
	2	-S/ 2,826,957.32	
	3	-S/ 2,202,393.48	

4	-S/ 1,577,829.64
5	-S/ 953,265.80
6	-S/ 328,701.96
7	S/ 295,861.88
8	S/ 920,425.72
9	S/ 1,544,989.56
10	S/ 2,169,553.40
11	S/ 2,794,117.24
12	S/ 3,418,681.08
13	S/ 4,043,244.92
14	S/ 4,667,808.76
15	S/ 5,292,372.60
16	S/ 5,916,936.44
17	S/ 6,541,500.28
18	S/ 7,166,064.11
19	S/ 7,790,627.95
20	S/ 8,415,191.79

Para el cálculo del TIR (tasa interna de retorno) requerimos el flujo de caja en el tiempo y el número de periodos, más no la tasa de interés, por lo que el análisis será simple. En el caso del VAN (valor actual neto) se ha empleado dos tasas de interés de 6.50 % basado en los datos proporcionados por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) de los últimos 12 meses del presente año y 8.60 % hallado mediante el WACC (Costo promedio ponderado del capital) con un rendimiento esperado de proyecto de 12 %, costo de la deuda 7 % y tasa de impuesto a la renta de 25 %. Realizando las dos comparaciones de la Tabla 4.14, es más rentable adoptar la tasa de interés ofrecido por la BCRP, Véase anexo 28.

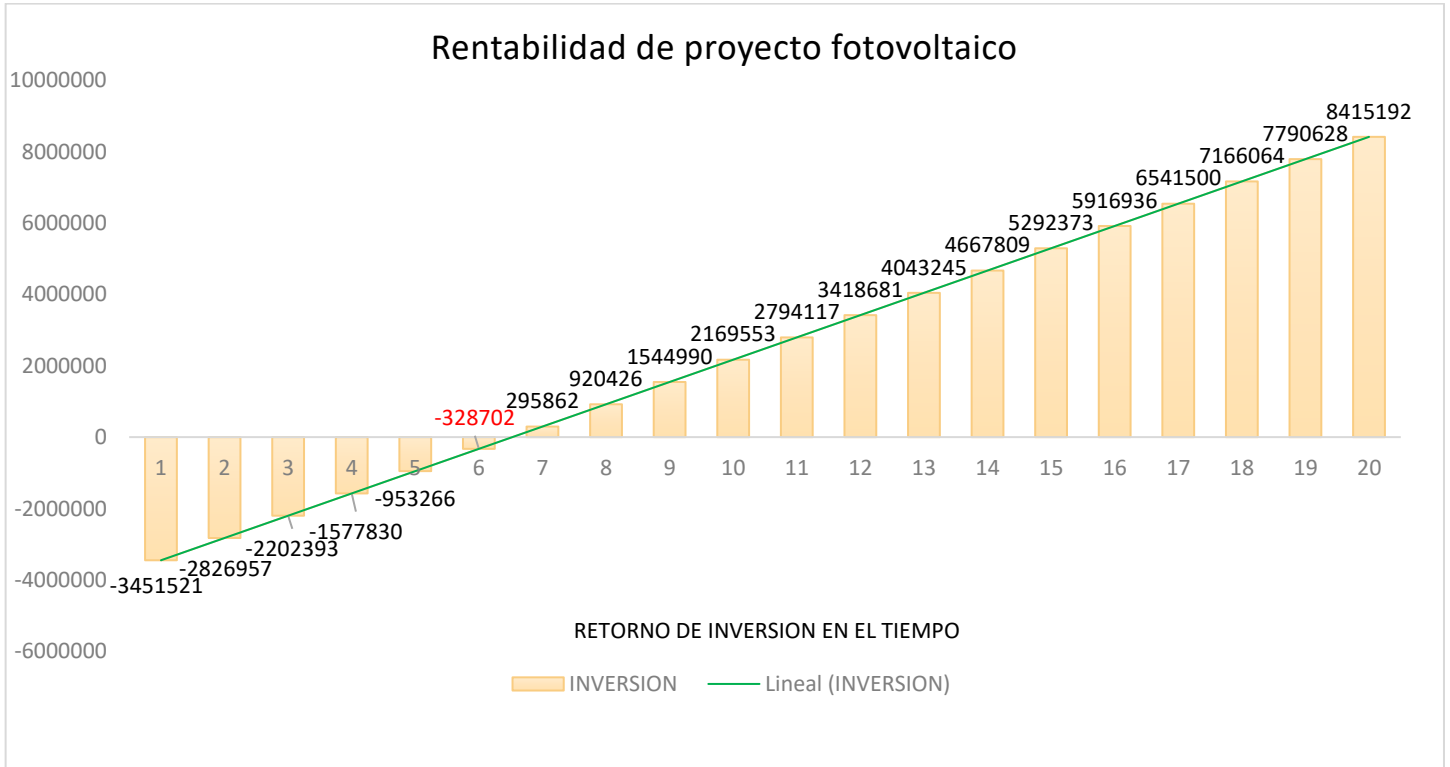
Tabla 4.14

TIR y VAN para el sistema fotovoltaico propuesto

TIR	12%
VAN (6.50%)	S/ 9,228,287.97
VAN (8.60%)	S/ 3,832,098.40

Figura 4.10

Retorno de inversión del parque fotovoltaico



4.8 Retorno de inversión de planta de hidrógeno verde

Para hallar el retorno de inversión de equipos y materiales de la planta de hidrógeno primero se estimó la producción de hidrógeno y oxígeno de manera mensual y anualmente, como se visualiza en la Tabla 4.15, según la (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2022) estima que el costo de producción de hidrógeno oscila en 8 a 5 USD/kg de hidrógeno y calcula que podría ser competitivo a partir de 2.5 USD/kg. Para este estudio se tomó como referencia un costo de venta 5-7 USD/kg.

Tabla 4.15

Generación mensual de energía de la planta H₂ y recursos generados

Meses del año	Nm ³ /h	Flujo másico de hidrógeno (kg/h)	Generación promedio de H ₂ en (12 h)	Generación de O ₂ m ³	Generación mensual	Recursos generados (s/.)	kW/ Nm ³ de H ₂
Enero	78	6.79	81.43	32.38	2442.96	65959.92	421.20
Febrero	86	7.48	89.78	37.12	2693.52	72725.04	464.40
Marzo	85	7.40	88.74	36.86	2662.20	71879.40	459.00
Abril	91	7.92	95.00	42	2850.12	76953.24	491.40
Mayo	92	8.00	96.05	43.15	2881.44	77798.88	496.80
Junio	87	7.57	90.83	38.77	2724.84	73570.68	469.80
Julio	89	7.74	92.92	40.5	2787.48	75261.96	480.60
Agosto	91	7.92	95.00	42	2850.12	76953.24	491.40
Setiembre	85	7.40	88.74	36.86	2662.20	71879.40	459.00
Octubre	92	8.00	96.05	43.15	2881.44	77798.88	496.80
Noviembre	95	8.27	99.18	44.25	2975.40	80335.80	513.00
Diciembre	96	8.352	100.224	45	3006.72	81181.44	518.40
						902,297.88	

Ya hallado las facturaciones promedio mensual y anualmente, se procede a evaluar el retorno de inversión en el tiempo, considerando que las instalaciones de generación de hidrógeno tendrá una vida útil de 20 años. Los costos de inversión de equipos, materiales e instalaciones se encontrarán en el Anexo 28, se debe remarcar que los costos proyectados son aproximados, ya que el mercado es fluctuante. En la Tabla 4.16 y Figura 4.11, se muestra que el retorno de inversión será a partir del quinto año de la planta de hidrógeno verde. Como se puede apreciar el retorno de inversión del parque fotovoltaico y de la planta de hidrógeno es aproximadamente de 5 a 7 años, que está dentro de los márgenes admisibles normales de recuperación de capital invertido.

Tabla 4.16

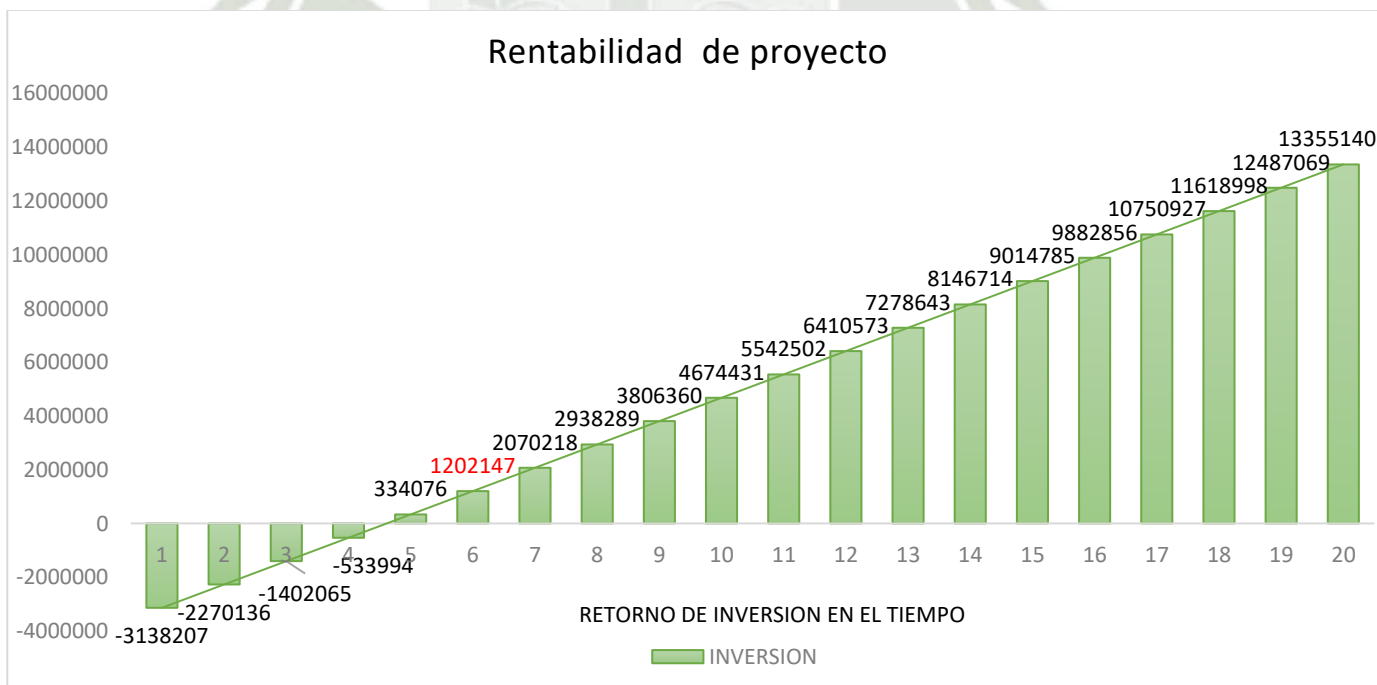
Facturación proyectada anual y retorno de inversión de la planta de hidrógeno verde

Inversión	-S/ 4,006,278.00	Facturación anual	S/ 902,297.88
Mantenimiento y operación de planta	S/ 34,227.00		
		Flujo de caja acumulado	
	0	-S/ 4,006,278.00	
	1	-S/ 3,138,207.12	
	2	-S/ 2,270,136.23	
	3	-S/ 1,402,065.35	

4	-S/ 533,994.46
5	S/ 334,076.42
6	S/ 1,202,147.31
7	S/ 2,070,218.19
8	S/ 2,938,289.08
9	S/ 3,806,359.96
10	S/ 4,674,430.85
11	S/ 5,542,501.73
12	S/ 6,410,572.62
13	S/ 7,278,643.50
14	S/ 8,146,714.38
15	S/ 9,014,785.27
16	S/ 9,882,856.15
17	S/ 10,750,927.04
18	S/ 11,618,997.92
19	S/ 12,487,068.81
20	S/ 13,355,139.69

Figura 4.11

Retorno de inversión de la planta de hidrógeno verde



Para el cálculo de la TIR (tasa interna de retorno) y el VAN (valor actual neto) de la planta de hidrógeno se tomaron las mismas consideraciones de cálculo del parque fotovoltaico, obteniendo los siguientes resultados donde es más conveniente optar por la tasa de interés ofertado por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).

Tabla 4.17

TIR y VAN para el sistema de generación de hidrógeno verde

TIR	21%
VAN (6.50%)	S/ 32,765,003
VAN (8.60%)	S/ 22,571,230

CONCLUSIONES

Se concluye que la generación de hidrógeno verde mediante energía fotovoltaica en Majes -Arequipa es factible, ya que se cuenta con los recursos naturales necesarios para su producción, sin embargo el alto costo de inversión inicial y la poca demanda en el mercado podría ser una limitación para su masificación.

Se logró determinar la disponibilidad energética para la generación de hidrógeno verde en Majes-Arequipa, hallando una irradiación promedio entre 6.3 a 6.5 Kw.h/m², lo cual permite el desarrollo de proyectos fotovoltaicos de generación o autoconsumo. Así mismo se obtuvo mayores beneficios que desventajas en la utilización de la energía solar en la zona de estudio.

Se realizó un correcto dimensionamiento y selección de equipos del sistema de energía solar fotovoltaico acorde a la generación de hidrógeno verde, teniendo en cuenta que los componentes seleccionados sean comerciales y ofrezcan mayores garantías en casos de posible falla.

Finalmente, el análisis económico de la factibilidad del proyecto basado en los indicadores del TIR, VAN y VCB obteniendo como resultado que el retorno de inversión del parque fotovoltaico y de la planta de hidrógeno se dará en 5 a 7 años, lo cual está dentro de los márgenes admisibles de recuperación de capital de proyectos.

RECOMENDACIONES

Realizar mediciones a tiempo real en la recolección de datos de temperatura e irradiancia solar mediante piranómetros solares, ya que los datos proporcionados por los diferentes softwares meteorológicos son aproximaciones.

Efectuar un análisis de tarificación eléctrica, buscando que generadora de electricidad nos ofrece una tarifa más barata por kW.h en horas fuera de punta. Sabiendo que la generación de energía fotovoltaica no es constante en el día.

Ejecutar estudios posteriores en profundidad de planes y medidas de seguridad en la manipulación y operación referidos a plantas de hidrógeno, teniendo en cuenta que es un gas altamente reactivo y explosivo.

Considerar la utilización del oxígeno residual generado por la electrólisis como un activo de venta, esto permitirá que el proyecto sea mucho más rentable, reduciendo el tiempo de retorno de inversión del capital invertido.

Referencias

- Alvarado, E. (2022). *Proyecto de planta de producción de hidrógeno verde para necesidades nacionales*. Obtenido de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/186623>
- Antoranz, J. (2021). *El hidrógeno verde en la Unión Europea: una vía necesaria para la transición energética*. Obtenido de <https://doi.org/10.5209/redc.81174>
- Auto Solar Peru. (2023). *El avance de la energía en el Perú*. Obtenido de <https://autosolar.pe/actualidad-de-energia-solar/el-avance-de-la-energia-solar-en-el-peru>
- Banco Central de Reserva del Perú -Gerencia Central de Estudios Economicos. (2023). *TASA DE REFERENCIA DE LA POLÍTICA MONETARIA*. Obtenido de <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/PDO4722MM/html/2022-5/2023-4/>
- Bloomberg. (2022). Anglo American ha desarrollado el camión a hidrógeno más grande de todos. págs. <https://www.bloomberglinea.com/2022/05/15/como-anglo-american-ha-desarrollado-el-camion-a-hidrogeno-mas-grande-de-todos/>.
- Buendía, M., De la Cruz, J., Gallardo, J., & Huamani, M. (2022). *Análisis de viabilidad de generación de hidrógeno verde en la región sur del Perú para determinar su competitividad en la matriz energética*. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12640/3053>
- Calvetti, F., Maurer-Neuman, P., Moure, S., Pisani, J., & Scagni, Y. (2020). *Producción de hidrógeno verde y transporte mediante líquidos orgánicos*. Obtenido de <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/28511>
- Cancino, R. (2021). *Producción y almacenamiento hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile*. Obtenido de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181631>
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2014). *Termodinámica* (8va Edición ed.). Mc Graw Hill Education. Obtenido de <https://www.libreriaingeniero.com/2022/07/termodinamica-yunus-a-cengel-michael-a-boles-8va-edicion.html>
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2006). *Mecánica de Fluidos fundamentos y aplicaciones* (1ra edición ed.). The McGraw-Hill. Obtenido de <https://www.libreriaingeniero.com/2021/09/mecanica-de-fluidos-fundamentos-y-aplicaciones-yunus-cengel-john-cimbala.html>
- Díaz, B. (2021). *Estudio de factibilidad técnica y económica de plantas de generación eléctrica basadas en la combustión de hidrógeno producido en base a energía solar*. Obtenido de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/184011>

- Domínguez, Á. (2021). *Estudio de viabilidad técnica y económica de una planta para la producción diaria de 20 kilogramos de hidrógeno verde con energía solar fotovoltaica*. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10251/173875>
- Enérgya VM. (2020). *Plantas de hidrógeno: Como funcionan y para qué sirven*. Obtenido de <https://www.energyvm.es/plantas-de-hidrogeno-como-funcionan-y-para-que-sirven/>
- ENGIE Impact con datos de BNEF – Hydrogen Economy Outlook. (Agosto de 2021). *Potencial del hidrógeno verde en el Perú*. Obtenido de https://h2.pe/uploads/20210908_H2-Peru_Estudio-final.pdf
- Espinosa, L. (2015). *Producción de Hidrógeno mediante uso de energía eólica*. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/handle/123456789/22265>
- Fundación Chile FCH. (2021). *¿Qué es el Hidrógeno Verde?* Obtenido de <https://fch.cl/iniciativa/hidrogeno-verde/>
- Grupo T Solar Global. (2012). *Central Majes Solar 20T ficha tecnica*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/451077238/CENTRAL-MAJES-SOLAR-20T-FICHA>
- Guzmán, B., & Spinsanti, C. (2018). *Producción de Hidrógeno a partir de Energía Solar Fotovoltaica*. Obtenido de <https://ria.utn.edu.ar/bitstream/handle/20.500.12272/3264/Producci%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3geno%20a%20partir%20de%20energ%C3%ADa%20solar%20fotovoltaica.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- H2 Peru-Asociación peruana de hidrógeno. (2021). *Diagnostico del potencial del hidrógeno verde en el Perú*. Obtenido de <https://h2.pe/tag/potencial-hidrogeno-verde-peru/>
- H2 Peru-Asociación peruana de hidrógeno. (2022). *Proyecto de ley de promoción del hidrógeno verde*. Obtenido de <https://h2.pe/uploads/Proyecto-de-Ley-H2-Verde-Peru-VF.pdf>
- Hernandez, R., Collado, C., & Maria., B. (2014). *Metodología de la investigación*. (6ta, Ed.) Obtenido de <https://www.esup.edu.pe/wp-content/uploads/2020/12/2.%20Hernandez,%20Fernandez%20y%20Baptista-Metodolog%C3%ADa%20Investigacion%20Cientifica%206ta%20ed.pdf>
- Hydrogenics Advanced Hydrogen Solutions. (2019). *Generadores de Hidrógeno HySTAT*. Obtenido de <https://pdf.directindustry.es/pdf/hydrogenics/generadores-hidrogeno-hystat/33492-427517.html>
- Iberdrola. (2023). *El hidrógeno verde una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>

- Jiménez, F. (2020). *Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para industria y desplazamiento de combustible fósil*. Obtenido de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/175586>
- Junta de usuarios Pampa de Majes I & Autodema. (2023). Movimiento hidrico Majes siguas. págs. <https://admin.jupm.pe/cil/informacion-hidrica-y-meteorologica/reporte-movimiento-hidrico-cil>.
- Linde-gas. (2023). *Consejo de seguridad -Manipulación de Hidrógeno*. . Obtenido de https://www.linde-gas.es/es/images/CS_13_%20v%2012%20%28manipulaci%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3geno%29_tcm316-25939.pdf
- Megyesy, E. F. (1992). *Manual de recipientes a presión* (1ra edicion ed.). Grupo Noriefa editores. Obtenido de https://kupdf.net/download/manual-de-recipientes-a-presion-megyesy_5a6cc1b1e2b6f53814b73b38_pdf
- Miranda, S., & Quispi, N. (2021). *Recuperación de agua del proceso electroquímico en la producción de Hidrogeno Verde*. Obtenido de <http://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/14797>
- MPV Solar Reference. (2022). *Máster FULL360º Fotovoltaica*. Obtenido de <https://www.mpvsolarreference.com>
- Nahui-Ortiz, J., Mendoza, A., & Camarena, C. (2021). *Producción de Hidrógeno a partir de Energía Eólica en un campus universitario ubicado en Lima - Perú*. Obtenido de https://laccei.org/LACCEI2021-VirtualEdition/work_in_progress/WP511.pdf
- Nastec Energy. (2022). *dimensionamiento de sistemas de bombeo solar*. Obtenido de <https://nastec.eu/es/>
- Perpiñán, O. (2013). *Energía solar fotovoltaica*. Obtenido de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
- Pontificia Universidad Católica de Chile. (2022). *Chile tiene el costo de producción del hidrógeno verde más barato en el mundo*. Obtenido de <https://educacionprofesional.ing.uc.cl/chile-tiene-el-costo-de-produccion-del-hidrogeno-verde-mas-barato-en-el-mundo/>
- Pontificia Universidad Católica del Perú. (2018). *El desarrollo de la energía solar en el Perú*. Obtenido de <https://gruporural.pucp.edu.pe/nota/el-desarrollo-de-la-energia-solar-en-el-peru/>
- PVGIS . (2022). *Rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- Robina, A. (2019). *Estudio de materiales aptos para almacenamiento de hidrogeno*. Obtenido de <https://repositoriodigital.uns.edu.ar/handle/123456789/4549>
- Rolando, J. (2022). *Escenarios de integración de sistemas renovables de generación eléctrica en el SEIN en el horizonte 2021 - 2050*. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12773/14377>

Rumbo Minero Internacional. (2017). *Arequipa tiene el mejor potencial solar para generar energía eléctrica*. Obtenido de <https://www.rumbominero.com/peru/noticias/energia/arequipa-tiene-el-mejor-potencial-solar-para-generar-energia-electrica/>

Vasquez, D. (2022). *Diseño de una máquina generadora de hidrógeno mediante electrólisis para utilizarlo como vector energético en un auto eléctrico*. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12423/4422>

Vasquez, H. (2020). *Generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos para reducir el costo por consumo de energía eléctrica de la Universidad Nacional del Centro del Perú*. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6002>

Venegas, D., Meléndez, M., Celi, S., & Ayabaca, C. (2016). *Métodos amigables de producción de hidrógeno como fuente de energía limpia*. Obtenido de <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/77368>



Anexo 1: Variable y Operacionalización de variables

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Unidad de medida
<p>Dependiente: Generación de hidrógeno verde</p>	<p>Es la generación al desviar el exceso de energía renovable a la electrólisis del hidrógeno verde. En cierto sentido, es un método para almacenar ese exceso como hidrógeno, eficaz y ecológico (Enérgya VM, 2020)</p>	<p>Aprovisionamiento y demanda de hidrógeno verde</p>	<p>Producción de hidrógeno verde Dimensionamiento de la planta en base a los equipos necesarios para la producción de hidrógeno</p>	<p>Cantidad de hidrógeno verde demandado Capacidad de almacenamiento de hidrógeno verde necesario</p>	<p>De razón</p>
<p>Independiente: Energía solar fotovoltaica</p>	<p>Fuente de energía que, gracias al efecto fotovoltaico, las células solares transforman inmediatamente la luz solar en energía (Guzmán & Spinsanti, 2018)</p>	<p>Fuente de energía producida por la radiación solar y es almacenada en un sistema de energía fotovoltaico dimensionado</p>	<p>Radiación solar Dimensionamiento del sistema de energía solar fotovoltaica</p>	<p>Radiación promedió diaria Capacidad de almacenamiento de energía necesaria</p>	<p>De razón</p>

Anexo 2: Calores específicos de gas ideal

Calores específicos de gas ideal de varios gases comunes

a) A 300 K

Gas	Fórmula	Constante de gas, R kJ/kg · K	c_p kJ/kg · K	c_v kJ/kg · K	k
Aire	—	0.2870	1.005	0.718	1.400
Argón	Ar	0.2081	0.5203	0.3122	1.667
Butano	C ₄ H ₁₀	0.1433	1.7164	1.5734	1.091
Dióxido de carbono	CO ₂	0.1889	0.846	0.657	1.289
Etano	C ₂ H ₆	0.2765	1.7662	1.4897	1.186
Etileno	C ₂ H ₄	0.2964	1.5482	1.2518	1.237
Helio	He	2.0769	5.1926	3.1156	1.667
Hidrógeno	H ₂	4.1240	14.307	10.183	1.405
Metano	CH ₄	0.5182	2.2537	1.7354	1.299
Monóxido de carbono	CO	0.2968	1.040	0.744	1.400
Neón	Ne	0.4119	1.0299	0.6179	1.667
Nitrógeno	N ₂	0.2968	1.039	0.743	1.400
Octano	C ₈ H ₁₈	0.0729	1.7113	1.6385	1.044
Oxígeno	O ₂	0.2598	0.918	0.658	1.395
Propano	C ₃ H ₈	0.1885	1.6794	1.4909	1.126
Vapor	H ₂ O	0.4615	1.8723	1.4108	1.327

Nota: La unidad kJ/kg · K es equivalente a kJ/kg · °C.

Fuente: Chemical and Process Thermodynamics 3a. ed., por Kyle, B.G., © 2000, Adaptado con permiso de Pearson Education, Inc., Upper Saddle River, Nueva Jersey.

Nota: Extraído de Cengel & Boles, Termodinámica, (2014)

Anexo 3: Electrolizador alcalino

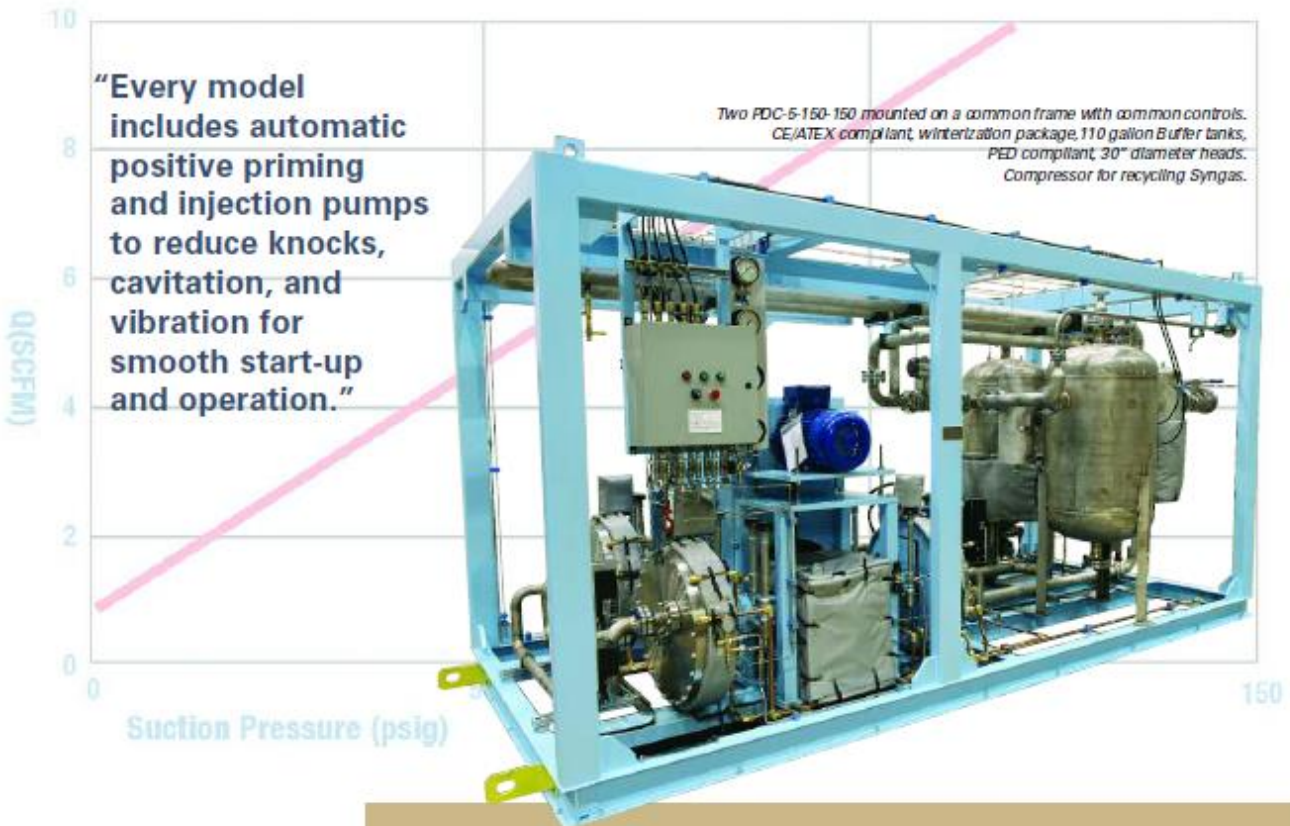
Alkaline



	HySTAT®-15-10	HySTAT®-60-10	HySTAT®-100-10
Output pressure	10 barg (27 barg optional)		
Number of cell stacks	1	4	6
Nominal Hydrogen Flow	15 Nm ³ /h	60 Nm ³ /h	100 Nm ³ /h
Nominal input power	80 kW	300 kW	500 kW
AC power consumption (utilities included, at nominal capacity)	5.0-5.4 kWh/Nm ³		
Hydrogen flow range	40-100%	10-100%	5-100%
Hydrogen purity	99.998% O ₂ < 2 ppm, N ₂ < 12 ppm (higher purities optional)		
Tap water consumption	<1.4 liters / Nm ³ H ₂		
Footprint (in containers)	1 x 20 ft	1 x 40 ft	1 x 40 ft
Footprint utilities (optional)	Incl.	Incl.	Incl.

Nota: Extraído de Hydrogenics Advanced Hydrogen Solutions, (2019)

Anexo 4: Compresor



Other Quality Products from Pdc:

- Reactors
- Magnetic Mixers
- Syringe Pumps
- Lab Scale Reaction Systems
- Pilot Plants



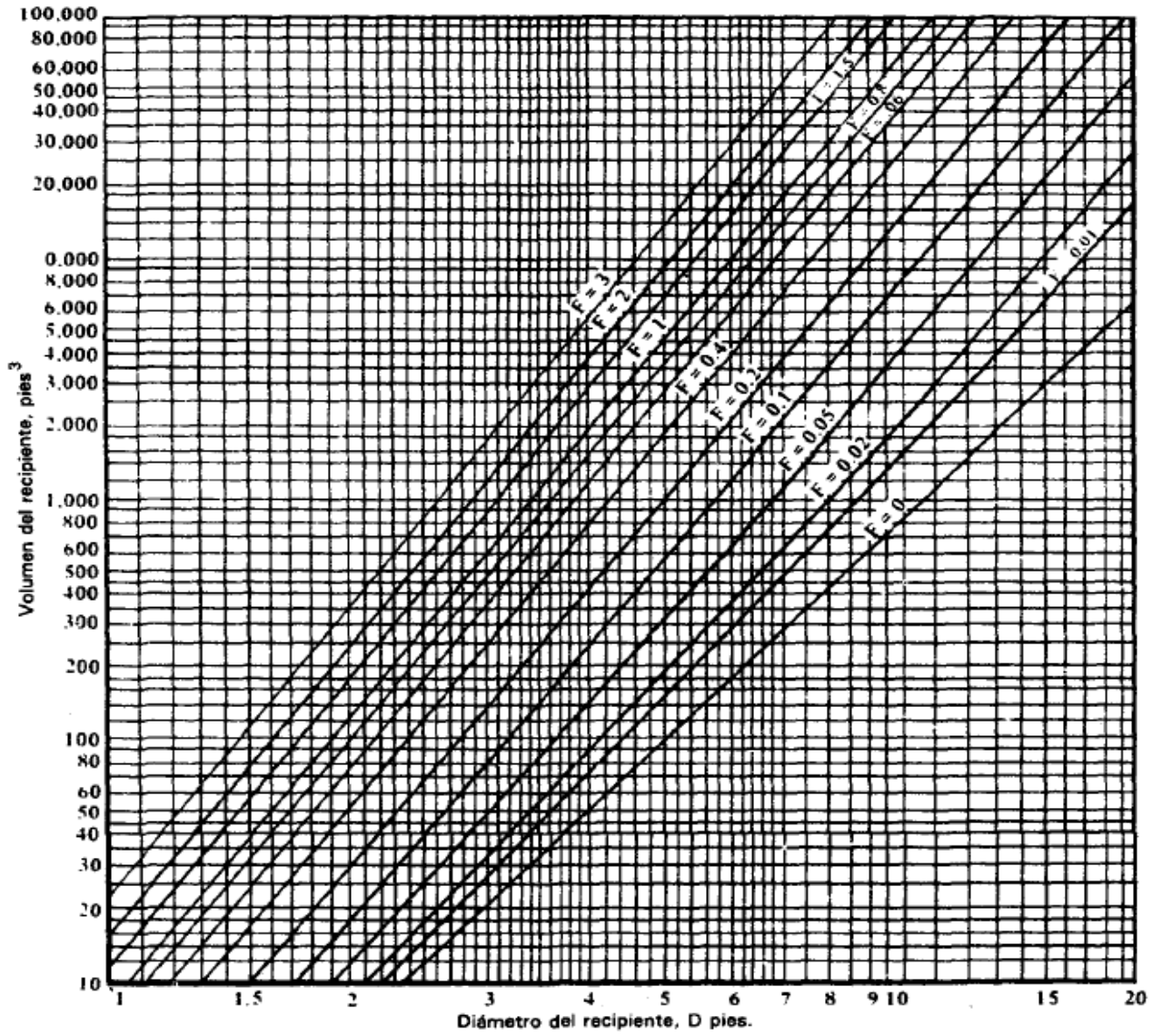
Pdc Machines, Inc.
 1875 Stout Drive
 Warminster, PA 18974 USA
 Tel. 215-443-9442
 Fax 215-443-9530
 E-mail: info@pdcmachines.com

General Compressor Specifications:

Series	Maximum Discharge Pressure		Maximum hp
	bar	psig	
PDC-3	1,000	15,000	15
PDC-3 Duplex	1,000	15,000	15
PDC-4	4,100	60,000	30
PDC-4 Duplex	517	7,500	30
GD-5	517	7,500	75
GD-5 Duplex	517	7,500	75
PDC-7	517	7,500	100
PDC-8	517	7,500	125
PDC-13	517	7,500	350
PDC-13 Duplex	517	7,500	350

Pdc provides a wide variety of compressor options to satisfy your particular application. We furnish gas conditioning hardware, process instrumentation, dryers, accumulators, closed-loop cooling systems, other ancillary equipment, and systems controls. Controls may be simple relay based, PLC, or PC systems.

Anexo 5: Carta para determinación de tamaño óptimo de recipientes



Nota: Extraído de Eugene F. Megyesy, Manual de recipientes a presión, (1992)

Anexo 6: Materiales de acero

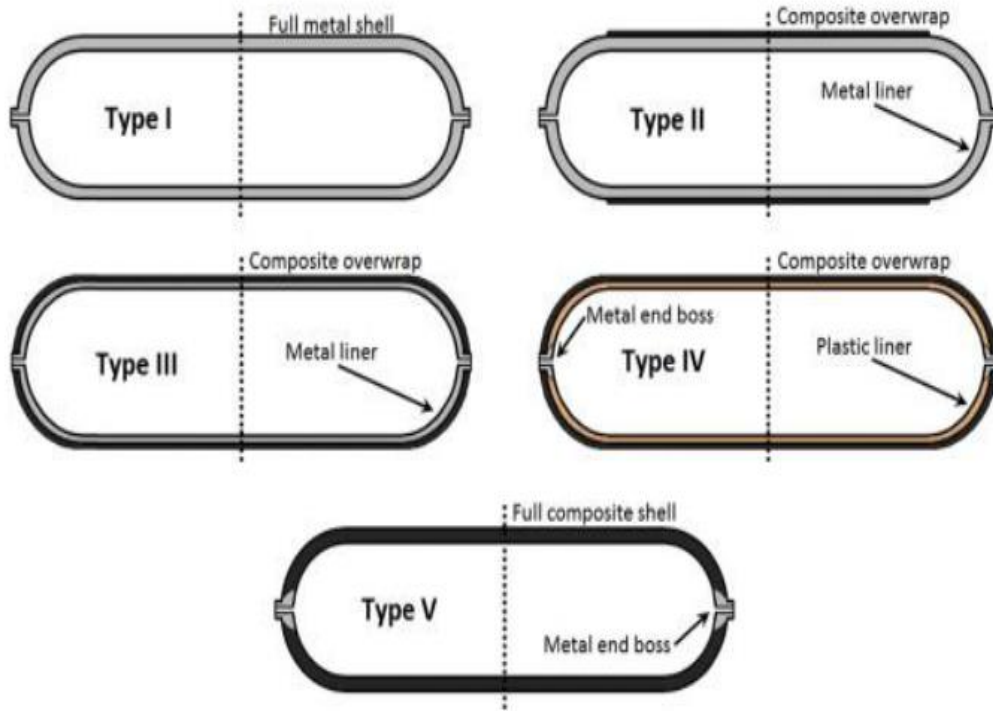
Tabla 3.1: Materiales de Acero al Carbono

Lugar	Nombre del Acero	Límite de Fluencia	Resistencia a la tracción	Esfuerzo Máximo Admisible desde -20 hasta 400 °F
Cuerpo	SA-516 G-70	38 ksi	70 ksi	20 ksi
Tapas	SA-516 G-70	38 ksi	70 ksi	20 ksi
Tubería	SA-106-B	35 Ksi	60 ksi	17 ksi
Bridas	SA-105	36 ksi	70 ksi	20 ksi
Espárragos	SA-193-B7	105 ksi	125 ksi	25 ksi

Nota: Extraído de Eugene F. Megyesy, Manual de recipientes a presión, (1992)

Anexo 7: Cilindros para transporte y almacenamiento de hidrógeno

Técnicas de almacenamiento de hidrógeno



Tipos de cilindros desarrollados para transporte y almacenamiento de hidrógeno⁵.



Anexo 8: Cilindros para almacenamiento de hidrógeno a presión

Cilindros de alta presión para almacenamiento de hidrógeno

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
Composición	Todo metal: acero o aluminio (botellas tradicionales)	Metal(aluminio o material metálico inoxidable) + Materiales compuestos (cubierto en la parte recta con polímero reforzado con fibra de vidrio)	Revestimiento delgado metálico (<i>liner</i>) + Materiales compuestos (enrollado completamente con polímero reforzado con fibra de carbono)	Linero metálico (polímero)+ Materiales compuestos (enrollado completamente con polímero reforzado con fibra de carbono)
Características técnicas	<ul style="list-style-type: none"> - No permiten la permeación de hidrógeno. - Están sujetos a la fragilización por hidrógeno. - Aptos para soportar altas presiones de operación (300 bar) y ciclos de temperatura. - Mayor peso y volumen. - Inviabile en vehículos; apropiados para aplicaciones estacionarias. 	<ul style="list-style-type: none"> - Menor peso frente a los Tipo 1. - Aptos para uso en vehículos cuyo combustible es gas natural. - Alto costo de construcción por el uso de materiales compuestos. - Presión de trabajo: 300 bar. 	<ul style="list-style-type: none"> - El Al impide el fenómeno de fragilización por hidrógeno. - El recubrimiento de fibra brinda resistencia para soportar la presión del fluido; la capa de metal actúa como una barrera para la permeación del gas. - Menor peso frente a los Tipo 1. - Alto costo de construcción por el uso de materiales compuestos. - Presión de diseño en vehículos: 700 bar. - Presión en aplicaciones estacionarias: 880 bar. 	<ul style="list-style-type: none"> - Menor peso. - Mayor difusividad del hidrógeno a través del liner. - Problemas de seguridad. - Soportan menor cantidad de ciclos de carga y descarga. - Alto costo de construcción por el uso de materiales compuestos. - Presión de diseño en vehículos: 700 bar. - Presión en aplicaciones estacionarias: 880 bar.
Masa de hidrógeno almacenada	1% o menos, a 350 bar ³		5.9% - 4.7% a 350 y 700 bar, respectivamente ³ .	

Tabla 2.1- Descripción de los diferentes tipos de cilindros aptos para almacenamiento de hidrógeno gaseoso a presión.

Nota: Extraído de Robina, A. Materiales aptos para almacenamiento de hidrógeno, (2019)

Anexo 9: Cilindros para almacenamiento de hidrógeno y medidas de seguridad para su manipulación y operación

GASES

Hidrógeno

Símbolo	Color de Identificación Cilindro	Forma de suministro
H ₂		

Descripción

El hidrógeno es el gas más liviano conocido (14 veces más liviano que el aire). A presión y temperatura normales, es un gas incoloro, inodoro e insípido. Está presente en el aire atmosférico en trazas (0,005% en vol.). Es un gas muy inflamable, arde en el aire con una llama casi invisible de matiz azul pálido. Cuando es enfriado a su punto de ebullición de -252,8°C, el hidrógeno se vuelve un líquido transparente 14 veces más liviano que el agua.

Por sus propiedades químicas, el hidrógeno es un agente reductor muy potente, que tiene gran afinidad para el oxígeno y todos los oxidantes.

Principales precauciones en manejo y almacenamiento

- El hidrógeno es un gas inflamable. Nunca usar hidrógeno bajo presión sin saber manejar correctamente cilindros, válvulas, reguladores, etc. (Ver tema Equipos).
- El hidrógeno debe ser tratado con el mismo cuidado que todos los gases inflamables, evitando el calentamiento de los cilindros o la cercanía a fuentes de ignición.
- Las válvulas de los cilindros **deben abrirse lentamente**. Lo mismo debe hacerse al manipular el regulador. **No abrir la válvula sin regulador.**
- No almacenar hidrógeno al sol directo. No almacenar cilindros de hidrógeno junto a cilindros de oxígeno, ya que la mezcla de ambos gases es explosiva.

NOTA: Los cilindros que han sido cargados con hidrógeno no deben ser utilizados con otro gas, y de ninguna manera con oxígeno, óxido nítrico o aire.

Uso industrial

- El hidrógeno es utilizado, por sus propiedades reductoras, en combustión, y como componente de atmósferas reductoras en la industria metalúrgica, industrial química y en la industria alimenticia.

Materiales

El hidrógeno no es corrosivo y puede ser usado por lo tanto con todos los metales comunes no reactivos, a temperatura ambiente y a bajas presiones. Sin embargo a altas presiones y temperaturas (sobre 230°C) el hidrógeno convierte en frágiles algunos aceros que normalmente son dúctiles, por lo que en estos casos se recomienda:

- Escoger aceros con elevada resistencia al impacto.
- Trabajar con tensiones a un 80% del límite elástico.
- Evitar diseños que impliquen zonas de concentración de tensiones.
- Desechar contenedores que muestren grietas o indentaciones en la superficie interior.
- El aluminio y sus aleaciones funcionan bien con el H₂. También el cobre y sus aleaciones son apropiados a temperaturas menores de 400°C.

INDURA



Consejo de Seguridad 13 – Manipulación de Hidrógeno.



1. Introducción

Para la manipulación segura del hidrógeno, es importante conocer sus propiedades y las medidas de seguridad necesarias. En éste consejo de seguridad se describen las propiedades más relevantes para a su seguridad, y proporciona consejos prácticos para trabajar con seguridad con este gas. Es un complemento, y no reemplaza, la normativa nacional o internacional.

2. Propiedades

2.1. Propiedades físicas

El hidrógeno es más ligero de los gases (la densidad es de 84 g/m³ a una temperatura de 15 °C y 1 bar). Es por eso que el hidrógeno al escaparse inmediatamente se elevará hacia arriba y se acumulan en los techos o zonas similares.

El hidrógeno se almacena en forma de gas en cilindros o tanques a temperatura ambiente a alta presión (hasta 300 bar), o se almacena o se transporta casi sin presión en forma de hidrógeno criogénico líquido en recipientes aislados.

La liberación de la presión de hidrógeno a temperatura normal tiene como resultado - a diferencia de otros gases - en un ligero aumento de la temperatura. La temperatura se eleva desde 20 hasta 25 °C cuando la presión cae desde 175 hasta 1 bar. Este aumento de la temperatura no es suficiente para hacer que el hidrógeno escapado se encienda por sí mismo, ya que la temperatura de ignición se encuentra a 600 °C.

El hidrógeno líquido (LH2) es un líquido muy ligero (densidad de 70 g / litro a una temperatura de -253 °C). LH2 se evapora

muy rápidamente a temperatura normal, con la creación de unos 845 litros de hidrógeno gaseoso por cada 1 litro LH2. Inmediatamente después de la evaporación del hidrógeno gaseoso es todavía muy frío y tiene aproximadamente el mismo peso que el aire. Esa es la razón por la que se extiende casi horizontalmente. Sin embargo, se calienta muy rápido. Su densidad es continuamente reducida y tiende a extenderse hacia arriba.

A la temperatura del hidrógeno líquido todos los líquidos y gases - a excepción de helio - son sólidos. Es por eso que todas las demás sustancias tienen que ser mantenidos lejos de las instalaciones del LH2. Una mezcla de aire sólido y LH2 tiene características explosivas.

La baja temperatura del hidrógeno líquido hace que el aire atmosférico condense en el exterior de las piezas de la instalación que no hayan sido aisladas. A través de la evaporación parcial del nitrógeno del aire líquido, podría llegar a ser enriquecido con oxígeno y al entrar en contacto con sustancias combustibles, actuar como un agente inflamable.



Aviso de sustancia inflamable

2.2. Propiedades químicas

El hidrógeno cuando se combina con el aire o el oxígeno y se enciende puede quemará en el agua. El hidrógeno también puede reaccionar con otros agentes oxidantes, por ejemplo, cloro o gas de la risa. Cuando el hidrógeno se combina con un agente oxidante y luego se enciende, el proceso de combustión puede ser explosivo. Si este proceso se lleva a cabo en una sala cerrada, con un aumento rápido de presión, puede ser muy destructivo, y tiene lugar a causa del calor generado.

Los niveles de concentración en el que el hidrógeno puede reaccionar con el aire a presión normal y temperatura normales, en comparación con otros gases combustibles, es muy amplia (el límite inferior de explosividad (LEL) es del 4 vol.-%, siendo el límite superior de explosividad (UEL) del 75,6 vol.-%). Las mezclas de Hidrógeno / aire se encienden a través de las fuentes de ignición que contienen muy poca la energía. La menor cantidad de energía necesaria para encender el hidrógeno es 0.019 mJ que sólo es 1/10 de la de gas propano. Por ejemplo, partículas de herrumbre, que han sido transportados por una corriente rápida de hidrógeno puede desarrollar la chispa de encendido a través de la carga electrostática o por golpear un objeto. Debido a que es difícil de reconocer o probar ésta la fuente de ignición, se cree injustamente que el hidrógeno es capaz de auto - encenderse.

Una llama de hidrógeno es muy clara y no se puede ver la luz del día. Otras indicaciones deben ser utilizados, por ejemplo, un trozo de papel en el área afectada.

Por supuesto, el hidrógeno líquido tiene las mismas propiedades químicas como el

hidrógeno gaseoso. Sin embargo, la capacidad de reaccionar con el oxígeno se reduce un poco debido a las bajas temperaturas.

2.3. Corrosión, materiales

El hidrógeno no es corrosivo. A la temperatura normal los habituales materiales metálicos - acero, cobre, latón, aluminio - son adecuados para el hidrógeno.

Algunos tipos de acero pueden ser dañados por el hidrógeno bajo ciertas circunstancias, por ejemplo, cuando los defectos de producción (agrietamientos, incrustaciones) están presentes. Es por eso que los materiales utilizados en las instalaciones de hidrógeno tienen que ser elegidos por los expertos, que están familiarizados con el funcionamiento en condiciones específicas. Aparte de los materiales metálicos, el caucho y el plástico también se puede utilizar para instalaciones de hidrógeno.

El hidrógeno es un gas muy „flexible“. Las moléculas pequeñas pueden encontrar su camino en los materiales o ajustadas fisuras, que podrían ser impermeables para otros gases. Los materiales de fundición no deben utilizarse para el hidrógeno, debido a su porosidad podría ser la causa de las fugas.

Debido a su baja temperatura, el hidrógeno líquido puede causar la fragilidad de caucho, plástico y acero al carbono. Debido a esto la ductilidad de estos materiales pueden ser extremadamente reducida. Es por eso que estos materiales no son adecuados para su uso en instalaciones de LH₂.



2.4. Efectos fisiológicos / Protección medioambiental

El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro e insípido y por lo tanto no puede ser percibido con los sentidos humanos.

El hidrógeno no es tóxico. Cuando es inhalado en grandes concentraciones causará la asfixia. No se debe permitir la presencia en ese ambiente, debido al peligro de explosión. Por esta razón la protección respiratoria no es relevante cuando se trabaja con el hidrógeno.

Hidrógeno criogénico en forma líquida o gaseosa (evaporado) puede causar quemaduras criogénicas al entrar en contacto con la piel. Lo mismo ocurre cuando la piel entra en contacto con cualquier tubería sin aislar o equipos que contengan hidrógeno líquido. Tenga en cuenta también el Consejo de Seguridad 1 „Manipulación de gases licuados a muy bajas temperaturas“.

El hidrógeno no impone un peligro para el medio ambiente. No daña la capa de ozono y no contribuye al efecto invernadero. El escape de la combustión gas de hidrógeno es agua y no dióxido de carbono u hollín.

2.5. Características de las mezclas de gas que contengan hidrógeno

Las mezclas de gases no se separan bajo la influencia de la gravedad. Cuando, por ejemplo, una mezcla de hidrógeno / argón se escapa en una sala, el hidrógeno no se acumula en el techo y el argón no se acumula en el suelo. La mezcla se mueve hacia arriba en su conjunto, cuando es más ligero que el aire, y hacia abajo cuando es más pesado que el aire. Al hacer esto se mezcla continuamente en el aire. Las mezclas de hidrógeno con helio o nitrógeno son siempre más ligeras que el aire. Las mezclas de Hidrógeno / argón - de hasta el 71% vol de argón - son más ligeras que el aire y con un contenido más alto de argón más pesado que el aire.

Las mezclas de Hidrógeno / gas Inerte son mezclas combustible cuando su contenido de hidrógeno está por encima de ciertos niveles. Los valores correspondientes se han estandarizado en la norma ISO 10156. Se especifica que las mezclas de hidrógeno / nitrógeno con más de 5,7 vol. % H₂ y las de hidrógeno / helio y de hidrógeno / argón con más de 2,9 vol. % H₂ son combustibles. Los valores indicados son valores teóricos y están „en el criterio seguro“ y se utiliza para clasificar un gas mezcla de acuerdo con la normativa. Los valores de umbral actual de combustibilidad, que han sido identificados en los experimentos para un contenido de hidrógeno es algo mayor en las mezclas de hidrógeno / gas Inerte.

3. Medidas de seguridad

3.1. Cómo evitar atmósferas explosivas en las salas y al aire libre

Es posible evitar la acumulación de una atmósfera explosiva en las zonas alejadas Instalaciones de hidrógeno por:

- La construcción de plantas de hidrógeno con áreas bien ventiladas,
- Asegurándose de que las plantas de hidrógeno se encuentran a prueba de fugas y permanecen de esa manera.



Las instalaciones de hidrógeno se tratará de ser instaladas en el exterior, para que el escape de hidrógeno puede escapar a la atmósfera sin peligro. Si esto no es posible, por lo menos el recipiente de almacenamiento de hidrógeno debe estar instalado fuera. Las líneas de escape de las válvulas de seguridad o bombas de vacío, deben dan al exterior. Las aberturas de escape no se encontrarán bajo salientes, en las aberturas de los edificios o en las proximidades de un área de admisión de aire. Las aberturas de escape deben estar claramente marcadas para que en caso de trabajos en caliente en los alrededores,

de argón / hidrógeno o mezclas de gases (nitrógeno / hidrógeno) que se utilizan para la soldadura de los envases, el aire también tiene que ser eliminado a través de la purga con el fin de evitar una explosión en el contenedor. También cuando se cierre, la instalación de hidrógeno tiene que ser purgada de hidrógeno a través de bombeo de vacío o purga. El contenido de hidrógeno tiene que ser reducido al 1 vol.-%, antes de la instalación se abra. Si, cuando cierre la instalación, partes de ésta siguen estando bajo presión, el hidrógeno tiene que ser cuidadosamente retirado de la parte que se encuentra bajo presión, por ejemplo a través de un doble bloqueo con una válvula de purga, desconexión, etc. En todos los procesos de depuración, es importante recordar, que la purga de gas seguirá el camino de al menos resistencia. Por lo tanto se debe prestar especial atención a las vías muertas. Puede ser necesario ver si todas las válvulas se han asumido el control de posición necesario. (Válvulas que parecen estar abiertas, no siempre permiten el paso y válvulas que se cierran no siempre son a prueba de fugas.)



Adviso de una atmósfera explosiva

3.4. Cómo reaccionar cuando se produce una fuga de hidrógeno, o cuando hay un incendio de hidrógeno

Si el hidrógeno se está escapando sin intención, el suministro de gas tiene que ser cortado por el cierre de los controles necesarios. No debe ser intentado reparar la fuga mientras que el hidrógeno se escapa, por el peligro de una ignición. Si una gran cantidad de hidrógeno ha fugado a la atmósfera, existe un grave peligro de una explosión. El personal tiene que salir de la sala, que luego tiene que estar muy bien ventilada. Con el fin de probar la efectividad de la ventilación, un chequeo de medición debe llevarse a cabo.

Si el escape de hidrógeno se ha prendido fuego, puede ser extinguido por el cierre de las líneas de suministro de hidrógeno. Si esto no funciona, no intente apagar el fuego



en las salas con los agentes de extinción debido a que el flujo continuo de hidrógeno presentan un riesgo de explosión. En tal caso, uno tiene que dejar que el fuego se consuma hasta que el hidrógeno se quemó y el fuego se apague por su cuenta. Puede que sea necesario refrigerar las áreas con agua fresca que podría estar en peligro por el fuego (ejemplo, los cilindros de gas). Cuando el proceso de combustión está casi terminado, la instalación afectada se debe purgar con nitrógeno para asegurar que no hay retroceso en el interior.

3.5. Manipulación segura de cilindros de hidrógeno

Regulaciones nacionales contienen diversos requisitos en la manipulación de cilindros de gas. También se debe tener en cuenta la manipulación de cilindros y bloques de hidrógeno: las válvulas de los cilindros y bloques sólo se abre cuando el reductor de presión, con juntas en buen estado, ha sido cuidadosamente conectados. Los puntos de conexión deben ser evaluados para verificar que no haya fugas. Las válvulas del cilindro y el bloque se cierra cuando no estén en uso con el fin de evitar la fuga de gas en las conexiones.

Si la válvula del cilindro o bloque tiene una fuga o cuando el escape de hidrógeno no se puede detener mediante el cierre de la válvula, el contenedor de hidrógeno tiene que ser transportado fuera donde y dejarlo que se vacíe. Las reparaciones de

cilindros de hidrógeno o bloques, así como las válvulas, son sólo pueden ser llevadas a cabo por el proveedor de gas.

3.6. Cómo evitar el abuso

El hidrógeno no se debe a utilizar para el llenado de globos de juguete, debido al peligro de una explosión. El hidrógeno no debe ser utilizado como energía para los sistemas neumáticos, por ejemplo de pintura en aerosol o por procesos similares. El hidrógeno no debe inhalarse intencionalmente en grandes dosis. El efecto sofocante puede comenzar después de la inhalación de una respiración profunda.

4. Consideraciones finales

El hidrógeno se puede utilizar para muchas aplicaciones. Nuestros especialistas estarán a su disposición para informarle acerca de cómo usarlo de manera segura y eficaz.

todo el mundo sea consciente de las precauciones necesarias que deben tomar.

Las líneas de suministro de hidrógeno debe tener una válvula de cierre al entrar en un área bajo techo. El hidrógeno en el interior de instalaciones no se usarán bridas ciegas o conexiones roscadas, con el fin de evitar la fuga de gas en la sala.

Las salas con instalaciones de hidrógeno tendrán una efectiva ventilación natural o forzada. El contenido de hidrógeno en la sala puede ser controlado a través de un sistema de alerta (explosímetro).

Se debe prestar especial atención a las salas muy pequeñas, como por ejemplo habitáculos de instalaciones de mezclas de gas o aparatos de medición de hidrógeno. Las partes en este tipo de habitáculos que contienen hidrógeno tiene que ser definitivamente a prueba de fugas, por ejemplo mediante el uso de conexiones permanentes de la tubería. El habitáculo debe estar equipado con aberturas de ventilación para que el hidrógeno pueda escapar.

Las conexiones de las tuberías en las instalaciones de hidrógeno, siempre que sea posible, estarán de forma permanente soldadas, porque esto asegura estanqueidad de larga duración. Esta recomendación es especialmente seguro para las tuberías de hidrógeno instaladas bajo la tierra o en zonas no accesibles, como por ejemplo en un canal.

Cuando los tubos que pueden ser separados están conectados con accesorios roscados o bridas, se utilizará equipos a prueba de fugas. En conexiones de las tuberías que están roscadas, se deben usar accesorios de compresión. Comprobación de fugas en las instalaciones de hidrógeno primero se debe hacer con un gas no inflamable, como el nitrógeno o el helio. Sólo después de que las fugas evidentes han sido reparadas, una segunda prueba de fugas se debe hacer con el uso de hidrógeno a una presión de trabajo.

Una instalación de hidrógeno con las fugas se sabe que no es segura. La instalación tiene que ser despresurizada, purgada y reparada.

3.2. Cómo evitar la ignición causada por fuentes de ignición en las salas y el exterior



La planta de hidrógeno y la instalación incluyendo los alrededores se clasificarán para el riesgo de atmósferas explosivas, consulte la norma DIN EN 1127-1, DIN EN 60079-10 u otras regulaciones relevantes. La clasificación sirve de orientación sobre las precauciones necesarias para evitar la ignición. Sin embargo, el consejo general debe considerar lo siguiente:

- Los equipos eléctricos no se utilizarán o bien serán instalados si no se dispone de su clasificación de uso para atmósferas explosivas.
- Trabajar con fuego (soldadura, corte, soldering, molienda) sólo está permitida si el área de trabajo está libre de hidrógeno. Esto debe ser verificado con un explosímetro, en ningún caso con una llama abierta. Al realizar el trabajo con el fuego es importante tener en cuenta, que la soldadura y las chispas pueden volar hasta a 10 m del lugar de origen.
- Los trabajos de ensamblaje no están permitidos cuando se hidrógeno se está fugando, porque incluso cuando se utilizan herramientas libres de chispa, todavía hay un riesgo de ignición.

3.3. Cómo prevenir las mezclas explosivas en instalaciones de hidrógeno

No es aceptable tener una mezcla explosiva en una instalación de hidrógeno. Estas mezclas son fácilmente inflamables, por ejemplo, mediante calor de fricción al operar una válvula o por medio de partículas de óxido que han sido transportadas (véase el párrafo 2). Incluso

el calentamiento del gas que ha sido causado por el choque de presión de flujo rápido de hidrógeno, dentro de una sección llena de aire de la instalación puede causar una ignición.

El aire y el oxígeno tienen que mantenerse lejos de instalaciones de hidrógeno. Esto es posible si la instalación no tiene relación con aire o el oxígeno que contienen los sistemas. Si las conexiones existen, por ejemplo en equipos de soldadura que funciona con hidrógeno y oxígeno, tiene que ser instaladas válvulas de retención para asegurarse que no es posible para uno de los gases de entrar en la línea del otro.

Los compresores de hidrógeno deben estar equipados con alarma de baja presión de succión y alarma de oxígeno, para asegurar que no se puede crear una mezcla explosiva de hidrógeno / oxígeno.

Si el hidrógeno se combina con el aire o el oxígeno para un proceso técnico especial, sólo se hará bajo los requisitos previos supervisados muy de cerca - manteniendo la correcta concentración y la presión máxima admisible y la ausencia de fuentes de chispa.

Antes poner en funcionamiento las instalaciones de hidrógeno, el aire tiene que ser eliminado, por ejemplo, mediante el bombeo de vacío o purga. El método más seguro está purgando con nitrógeno, si el contenido de oxígeno en la instalación es del 1 vol.-%. Si es una mezcla combustible

Nota: Extraído de Linde-gas, (2023)

Anexo 10: Especificaciones técnicas de cilindro de hidrógeno

NORMA TÉCNICA
PERUANA

NTP 399.013
4 de 4

TABLA 1 – Colores de identificación

GAS	COLOR	CÓDIGO ITINTEC
Acetileno	Rojo	ITINTEC S1
Anhidrido carbónico	Aluminio	ITINTEC S15
Argón	Marrón oscuro	ITINTEC S5
Aire	Negro	ITINTEC S13
Etileno	Violeta	ITINTEC S11
Helio	Marrón claro	ITINTEC S6
Hidrógeno	Amarillo-ocre	ITINTEC S3
Nitrógeno	Amarillo	ITINTEC S2
Oxígeno	Verde	ITINTEC S7
Argón con anhídrido carbónico	Cuerpo y tapa: Marrón oscuro	ITINTEC S5
	Hombro: Aluminio	ITINTEC S15

Anexo 11: Tanques de almacenamiento de agua

Tanques de Almacenamiento

Especificaciones Técnicas

- Material: Polietileno de alta densidad.
- Color: Negro y Blanco.
- Tapa: 18".
- Estándar o de acuerdo a necesidades del cliente.
- Tanque de acuerdo a densidad almacenada.
 - Estándar 1.00 - 1.20 kg / dm³.
 - Reforzado 1.21 - 1.50 kg / dm³.
 - Doble Reforzado 1.51 - 1.90 kg / dm³.

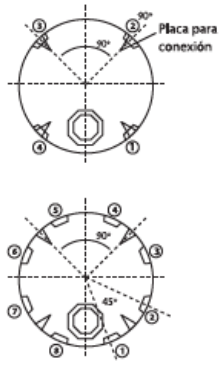


Cuadro de capacidades

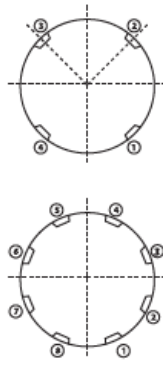
Descripción	Altura (A)	Diámetro (B)	Placa (D)	Ø Tapa (C)	Peso
TAN - 2 500 L	1.76 m	1.55 m	0.20 m	18"	50 kg
TAN - 5 000 L	1.77 m	2.20 m	0.20 m	18"	85 kg
TAN - 5 001 L	2.34 m	1.83 m	0.20 m	18"	85 kg
TAN - 10 000 L	3.10 m	2.20 m	0.20 m	18"	200 kg
TAN - 10 000 L*	2.70 m	2.40 m	0.20 m	18"	200 kg
*Estas medidas aplican para planta Monterrey.					
TAN - 15 000 L	3.80 m	2.40 m	0.20 m	18"	400 kg
TAN - 22 000 L	3.52 m	3.00 m	0.20 m	18"	400 kg
TAN - 25 000 L	3.90 m	3.00 m	0.20 m	18"	500 kg

Tolerancia general +/- 5cm

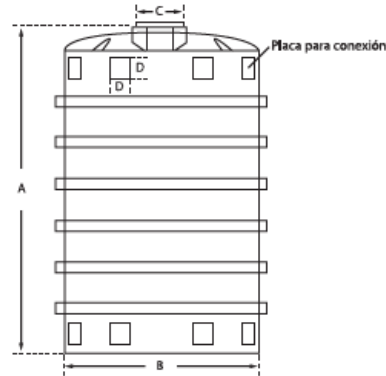
Vistas Superiores



Vistas Inferiores



Vista Frontal



© Rotoplas, 2016. Cualquier modificación futura al diseño del producto o uso diferente al especificado invalida el respaldo de la garantía brindada por Rotoplas.



www.distribuidornacional.com
01 800 0016 500

• Innovación • Calidad • Garantía

IMA cRO250

ESPECIFICACIONES

Agua de proceso, enjuague, calderas de vapor, circuitos de calefacción y refrigeración, agricultura, desalinización, alimentos, bebidas o servicios públicos.

Tasa de recuperación	75%*
TDS máximo	3000 mg/l
Demanda de flujo	150 - 400 l/h Servicio
Presión de trabajo	8 - 12 bar
Presión máxima	14 bar
Requisitos eléctricos	230V 50Hz
Potencia eléctrica	0,7 kW
Capacidad del prefiltro	5 um

* Dependiendo de la alimentación de agua bruta TDS, la temperatura y la recuperación del permeado.

DATOS FÍSICOS

Dimensiones Anchura x Pdad. x Altura	550 x 420 x 1500 mm
Peso en transporte	80 kg
Peso	55 kg

OPCIONES

Pretratamientos específicos

Fabricados a medida para los Parámetros de entrada:

SS, dureza, salinidad...

Construido en: **Bastidor de acero o Contenedor adaptado**



EQUIPAMIENTO INCLUIDO

- Bomba de alta presión** _____
- Vaso de membrana 8040** _____
- Filtro de presedimentos** _____
- Válvulas motorizadas** - para Alimentación - Flush _____
- Válvulas de balance** - para Concentrado del rechazo / reciclado _____
- Cuadro eléctrico con controlador IMA** - 1 set _____
- Valvulería, instrumentación y bastidor de acero** - 1 set _____
- Manuales y diagramas de Instalación** - 1 set _____



IMA Water Technology™ - Equipamiento de alto rendimiento



Electrobombas con rodete periférico



CAMPO DE PRESTACIONES

- Caudal hasta **90 l/min** (5.4 m³/h)
- Altura manométrica hasta **100 m**

USO

- Altura de aspiración manométrica hasta **8 m**
- Temperatura del líquido de **-10 °C** hasta **+60 °C**
- Temperatura ambiente hasta **+40 °C** (+ **50 °C** para PK 60)
- Presión máxima en el cuerpo de la bomba:
 - **6 bar** para PK 60, PK 60-MD, PK 65,
 - **7 bar** para PK 70, PK 80
 - **10 bar** para PK 90, PK 100, PK 200, PK 300
- Funcionamiento continuo **S1**

EJECUCIÓN Y NORMAS DE SEGURIDAD

EN 60335-1
IEC 60335-1
CEI 61-150

EN 60034-1
IEC 60034-1
CEI 2-3



CERTIFICACIONES

Empresa con sistema de gestión certificado DNV
ISO 9001: CALIDAD

USOS E INSTALACIONES

Son recomendadas para bombear agua limpia, sin partículas abrasivas y líquidos químicamente no agresivos con los materiales que constituyen la bomba.

Por su confiabilidad, simplicidad en el uso y por su ventaja económica, son aptas para el uso doméstico y en particular para la distribución del agua acopladas a pequeños tanques de presión, para irrigación de huertos y jardines.

La instalación se debe realizar en lugares cerrados, bien aireados y protegidos de la intemperie.

PATENTES - MARCAS - MODELOS

- Soporte: patente n° IT1243605
- Cuerpo: patente n° 0000275946 (PK60, PK65)
- Modelo comunitario registrado n° 008802466
- **PKm 60®** Marca registrada n° 009875394

EJECUCIÓN BAJO PEDIDO

- Cuerpo bomba con bocas roscadas NPT ANSI B 1.20.1
- Sellomecánico especial
- Otros voltajes
- Protección IP X5 para PK 70-80-90-100-200-300

GARANTIA

2 años según nuestras condiciones generales de venta

Reporte al: 26/12/2022

GOBIERNO REGIONAL DE AREQUIPA
 PROYECTO ESPECIAL MAJES - SIGUAS
 GERENCIA DE GESTIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS
 SUB GERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO



MOVIMIENTO HÍDRICO SISTEMA COLCA
 diciembre 2022.

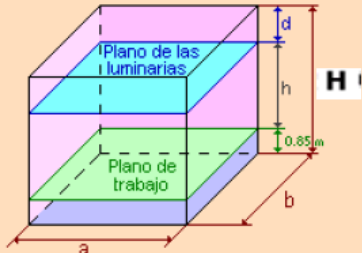
Fecha	REPRESA CONDOROMA Vol. Util Max 269 hm ³							BOCATOMA TUTI Max. Caudal Circulante 1300 m ³ /s					BOCATOMA PITAY			BOCATOMA SANTA RITA
	Nivel de Embalse (m.s.n.m)	Volumen Util (m ³)	Caudal Afluyente (m ³ /s)	Caudal Efluente (m ³ /s)	Perdidas evapora. (m ³)	Evaporación (m.m.)	Precipitación (m.m.)	Aporte C. Inter. (m ³ /s)	Caudal Recibido (m ³ /s)	Caudal canal 2 (m ³ /s)	Caudal A.Abajo (m ³ /s)	Precipitación (m.m.)	Caudal Recib. (m ³ /s)	Caudal Irrigac. (m ³ /s)	Aguas Abajo (m ³ /s)	Caudal Recib. (m ³ /s)
01/12/2022	4,129.25	83,758,667	0.84	13.69	41,252.00	8.00	0.00	1.27	14.99	14.94	0.05	0.00	13.80	11.91	1.90	1.87
02/12/2022	4,129.04	82,607,059	0.86	13.87	35,817.00	7.00	0.00	1.30	14.99	14.94	0.05	0.00	13.83	11.93	1.80	1.90
03/12/2022	4,128.84	81,464,313	0.61	13.58	30,481.00	6.00	0.00	1.32	14.99	14.94	0.05	0.00	13.88	11.98	1.90	1.89
04/12/2022	4,128.64	80,290,306	0.85	13.82	40,348.00	8.00	0.00	1.41	14.99	14.94	0.05	0.00	13.87	11.98	1.91	1.80
05/12/2022	4,128.44	79,160,812	0.65	13.60	21,520.00	4.30	4.30	1.37	14.99	14.94	0.05	0.10	13.87	11.97	1.90	1.83
06/12/2022	4,128.23	78,028,170	0.24	13.57	23,854.00	1.80	1.80	1.39	14.99	14.94	0.05	0.10	13.80	11.90	1.90	1.88
07/12/2022	4,128.02	76,853,058	1.01	13.55	12,332.00	2.50	8.00	1.48	15.05	14.94	0.12	22.10	13.94	12.03	1.91	1.88
08/12/2022	4,127.82	75,756,894	1.73	13.53	14,695.00	3.00	19.50	1.83	15.38	14.94	0.44	22.30	14.18	12.25	1.94	1.88
09/12/2022	4,127.63	74,722,835	3.95	13.51	17,523.00	3.60	8.10	2.38	15.91	14.94	0.98	14.60	14.67	12.61	2.07	1.89
10/12/2022	4,127.47	73,879,117	2.35	13.49	21,286.00	4.40	1.40	2.28	15.80	14.94	0.88	1.20	15.19	12.74	2.45	1.88
11/12/2022	4,127.29	72,895,441	2.05	13.47	22,584.00	4.70	2.20	1.87	15.37	14.94	0.43	3.20	15.41	12.37	3.04	1.90
12/12/2022	4,127.10	71,888,389	3.29	13.45	12,889.00	2.70	9.70	2.08	15.55	14.94	0.62	11.20	15.33	12.28	3.06	1.87
13/12/2022	4,126.93	70,995,245		13.43				2.26	15.71	14.94	0.77	3.70	16.08	12.47	3.59	1.88
14/12/2022	4,126.75	70,020,274		13.41				2.18	15.62	14.94	0.88	0.50	17.09	12.23	4.67	1.93
15/12/2022	4,126.75	70,020,274		13.39				2.30	15.71	14.94	0.78	3.20	16.79	12.20	4.69	1.88
16/12/2022	4,126.38	68,095,314	2.36	13.37	19,517.00	4.20	8.70	2.69	16.08	14.94	1.14	9.20	16.00	12.07	5.93	1.87
17/12/2022	4,126.19	67,127,626	2.13	13.35	15,227.00	3.30	0.80	2.87	16.24	14.94	1.30	0.00	16.59	12.00	4.59	1.82
18/12/2022	4,126.00	66,140,254	2.04	13.32	22,905.00	5.00	0.00	3.21	16.58	14.94	1.62	3.50	16.42	12.10	4.32	1.81
19/12/2022	4,125.80	65,142,613	1.30	11.52	31,841.00	7.00	0.00	2.31	15.83	14.18	1.46	0.00	16.41	12.18	4.23	1.84
20/12/2022	4,125.62	64,227,793	3.12	11.93	27,469.00	6.50	0.00	2.23	13.75	13.75	0.00	0.00	16.48	12.25	4.23	1.89
21/12/2022	4,125.46	63,438,930	0.70	10.40	16,104.00	3.50	1.50	1.78	13.70	13.62	0.08	1.50	15.13	12.27	2.87	1.88
22/12/2022	4,125.29	62,585,180	1.48	10.23	24,492.00	5.60	0.60	2.65	13.05	13.00	0.05	0.00	14.34	12.19	2.15	1.86
23/12/2022	4,125.13	61,802,775	1.59	10.22	31,805.00	7.00	0.00	2.82	13.05	13.00	0.05	0.00	22.02	20.20	1.82	1.85
24/12/2022	4,124.97	60,989,884	0.58	11.14	33,848.00	7.50	0.00	2.83	13.05	13.00	0.05	0.00	12.89	11.11	1.78	1.84
25/12/2022	4,124.78	60,042,024	0.69	13.09	17,807.00	4.00	0.00	2.89	14.03	13.88	0.05	0.00	12.35	10.73	1.63	1.87
26/12/2022	4,124.56	58,952,756														
Promedio	—	—	1.56	12.86	24,349.82	4.98	3.03	2.12	15.01	14.54	0.47	3.86	15.29	12.40	2.90	1.86
Total	—	58,952,756	2,970,864	27,781,142	535,696.00	109.60	66.60	4,578,924	32,414,325	31,398,520	1,015,805	96.40	33,035,006	26,775,687	6,259,319	46.59

Nota: Extraído de la Junta de usuarios Pampa de Majes I & Autodema, (2023)

Anexo 15: Iluminancia de servicios


AMBIENTES	ILUMINANCIA EN SERVICIO (lux)	CALIDAD
Industrias eléctricas		
Fabricación de cables	300	B - C
Bobinados	500	A - B
Ensamblaje de partes pequeñas	1000	A - B
Pruebas y ajustes	1000	A - B
Ensamble de elementos electrónicos	1500	A - B
Industrias alimentarias		
Procesos automáticos	200	D - E
Áreas de trabajo general	300	C - D
Inspección	500	A - B
Trabajos en vidrio y cerámica		
Salas de almacén	150	D - E
Áreas de mezclado y moldeo	300	C - D
Áreas de acabados manuales	300	B - C
Áreas de acabados mecánicos	500	B - C
Revisión gruesa	750	A - B
Revisión fina - Retoques	1000	A - B
Trabajos en hierro y acero		
Plantas automáticas	50	D - E
Plantas semi - automáticas	200	D - E
Zonas de trabajo manual	300	D - E
Inspección y control	500	A - B
Industrias de cuero		
Áreas de trabajo en general		
Prensado, curtiembre, costura	300	B - C
Producción de calzados	750	A - B
Control de calidad	1000	A - B

Anexo 16: Índice local k

	Sistema de iluminación	Índice del local
 <p>Diagrama de un espacio rectangular con dimensiones a, b y H. Muestra el plano de las luminarias a una altura d y el plano de trabajo a una altura h. Una línea vertical indica una distancia de $0.85m$ desde el plano de trabajo hasta el plano de las luminarias.</p>	Iluminación directa, semidirecta, directa-indirecta y general difusa	$k = \frac{a \cdot b}{h \cdot (a + b)}$
	Iluminación indirecta y semiindirecta	$k = \frac{3 a b}{2 H (a + b)}$

Anexo 17: Coeficientes de reflexión

	Color	Factor de reflexión (ρ)
Techo	Blanco o muy claro	0.7
	claro	0.5
	medio	0.3
Paredes	claro	0.5
	medio	0.3
	oscuro	0.1
Suelo	claro	0.3
	oscuro	0.1

Tipo de aparato de alumbrado	Índice del local k	Factor de utilización (η)																	
		Factor de reflexión del techo																	
		0.8			0.7			0.5			0.3			0					
		Factor de reflexión de las paredes																	
		0.5			0.3			0.1			0.3			0.1			0		
	0.6	.39	.35	.32	.38	.34	.32	.38	.34	.31	.33	.31	.30						
	0.8	.48	.43	.40	.47	.42	.40	.46	.42	.39	.41	.38	.37						
	1.0	.53	.49	.46	.52	.48	.45	.51	.47	.45	.46	.44	.41						
	1.25	.58	.54	.51	.57	.53	.50	.55	.51	.49	.50	.48	.45						
	1.5	.62	.58	.54	.61	.57	.54	.58	.55	.52	.53	.51	.48						
	2.0	.66	.62	.59	.64	.61	.58	.61	.59	.57	.56	.55	.52						
	2.5	.68	.65	.63	.67	.64	.62	.64	.61	.60	.59	.57	.54						
	3.0	.70	.67	.65	.69	.66	.64	.65	.63	.61	.60	.59	.56						
	$D_{max} = 1.0 H_m$	4.0	.72	.70	.68	.70	.69	.67	.67	.66	.64	.63	.61	.58					
	f_m .70 .75 .80	5.0	.73	.71	.70	.71	.70	.68	.68	.67	.66	.64	.63	.59					

H_m : altura luminaria-plano de trabajo

Anexo 18: Luminaria industrial suspendido

CoreLine High-bay



CoreLine
LED Range
High-bay



Specifications

Type	BY120P BY121P
Power	BY120P: 100W BY121P: 200W
Luminous Flux	BY120P: 10,500 lm BY121P: 20,500 lm
Color Temp.	4000 K
CRI	≥80
Lifetime	50,000 hrs

Benefits

- Industrial lighting - point-for-point replacement of 250W & 400W conventional HPI high-bays
- Up to 63% energy savings
- 5 x longer lifetime
- Reduced maintenance
- Excellent performance & light quality - high CRI

Application

Warehouses / Industry / Major halls / Supermarkets

	HPI	CoreLine High-bay
		
Wattage	250W 400W	100W 200W
Lifetime	10,000 hrs	50,000 hrs

Savings over life*

€1530.-

*Based on European average of 12 cent/kWh hours including maintenance and lamp replacement cost.

“Excellent performance, reduced maintenance.”

Anexo 19: Luminaria de interior



Specifications

Type	SM120V
Power	LED375 version: 42W LED265 version: 31W
Luminous Flux	LED375 version: 3700 lm LED265 version: 2600 lm
Color Temp.	3000 K, 4000 K
CRI	≥ 80
Lifetime	50,000 hrs

Benefits

- General lighting - replacing conventional TL-D & TL-5
- Up to 40% energy savings
- 3.3 x longer lifetime
- Slim design & 40 mm height
- Suspension set available for suspended applications

Application

General lighting

	TL-D / TL-5	CoreLine Surface-mounted
		
Wattage	63W 72W	42W 42W
Lifetime	25,000 hrs 15,000 hrs	50,000 hrs 50,000 hrs

Savings over life*

€222.-

*Based on European average of 12 cent/kWh hours including maintenance and lamp replacement cost.

**The CoreLine Surface-mounted is also available in suspended mode.



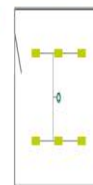
Presence Detector LRM 1000

Up to 30% additional energy savings when combined with the Presence Detector

Benefits

- Increased lifespan of installation
- turns off lighting when not required
- Detects subtle movement
- Surface mounted sensor installation

Washroom example



● Luminaire ○ Detector — Mains to luminaire



Anexo 20: Inversor C.C

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter




10
MPP. Seguidor


98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia


Gestión de
nivel de cadena

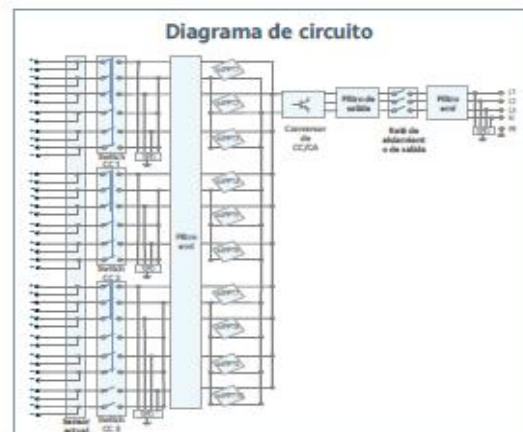
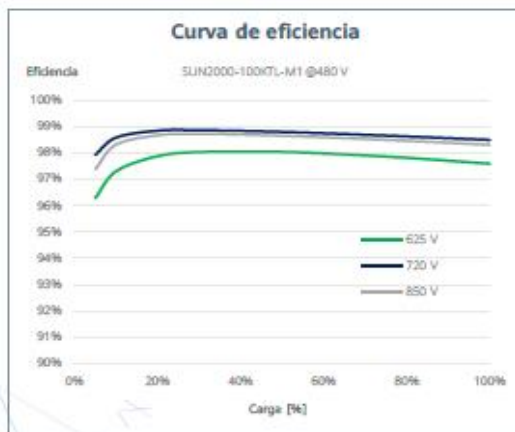

Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido


MBUS
Soportado


Diseño
Sin fusible


Protección contra rayos
Para DC y AC


IP66
Proteccion



SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V – 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de rastreadores MPP	20
Cantidad máxima de entradas por MPPT	10
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 Inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	SI
Protección anti-isla	SI
Protección contra sobretensión de CA	SI
Protección contra polaridad inversa CC	SI
Monitorización a nivel de string	SI
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	SI
Monitorización de corriente residual	SI
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	SI
USB	SI
Monitorización de BUS (MBUS)	SI (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C – 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 – 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañará el inversor.

² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Anexo 21: Panel solar fotovoltaico monocristalino

Mono Multi Soluciones

MÓDULO TALLMAX^M



144 CÉLULAS
MÓDULO MONOCRISTALINO

PRODUCTOS | RANGO DE POTENCIA
TSM-DE17M(1) | 440-465W

440-465 W
RANGO DE POTENCIA

21,3 %
MÁXIMA EFICIENCIA

0 ~ +5 W
TOLERANCIA POSITIVA

Fundada en 1997, Trina Solar es el principal proveedor mundial de soluciones integrales para la energía solar. Con presencia local en todo el mundo, Trina Solar es capaz de proporcionar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado y ofrecer productos innovadores y fiables con el respaldo de Trina como marca sólida y financiable. Trina Solar distribuye ahora sus productos en más de 100 países de todo el mundo. Nos comprometemos a establecer colaboraciones estratégicas y beneficiosas para ambas partes con instaladores, promotores, distribuidores y otros socios para juntos impulsar la energía inteligente.

Certificados de productos y sistemas

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC627166
ISO 9001: Sistema de Gestión de la Calidad
ISO 14001: Sistema de Gestión Ambiental
ISO 14064: Verificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero
ISO 45001: Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo



Trina solar



Gran potencia

- Hasta 465 W de potencia delantera y 21,3 % de eficiencia del módulo con tecnología de célula partida y MBB (Multi Busbar) para mayores ahorros en el BOS
- La menor resistencia de las células partidas y el buen efecto de reflexión del MBB garantiza una alta potencia



Alta fiabilidad

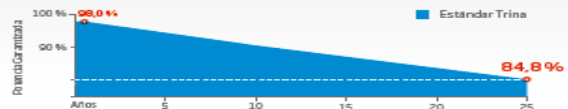
- Resistencia garantizada al PID mediante el control del proceso de la célula y del material del módulo
- Resistente a la sal, el ácido y el amoníaco
- Rendimiento mecánico: Hasta 5400 Pa de carga positiva y 2400 Pa de carga negativa



Alta generación de energía

- Excelente rendimiento IAM y frente a baja irradiación validado por terceros gracias a la optimización del procesado de célula y del material del módulo
- Mejor rendimiento anti-sombra y menor temperatura de funcionamiento

GARANTÍA DE RENDIMIENTO



Anexo 22: Cable de C.C

CABLES DE TENSION ASIGNADA 0,6/1 kV

Miguélez
CABLES

SOLFLEX H1Z2Z2-K

DoP: MEH1Z2Z2K FAMILIA MIGUÉLEZ
E11



- Normativa (construcción/ensayos): EN 50618.
- Designación técnica: H1Z2Z2-K.
- Construcción: Conductor: Cobre estañado clase 5 / Aislamiento: Termoestable Z2 / Cubierta: Termoestable Z2.
- Tensión asignada: 0,6/1 kV CA y 1,5 kV CC (U_{max}=1,8 kV CC).
- Temperatura máxima del conductor en servicio normal / cortocircuito (t_{5s}): 90°C (120°C - 20.000h) / 250°C.
- Gama: Mono conductor. Sección: De 1,5 a 240 mm².
- Reacción al fuego (CPR - EN 50575 & EN 13501-6): Clase Eca.
- Otras prestaciones en caso de incendio (cuando no sea de aplicación el Reglamento CPR): No propagador de la llama, libre de halógenos y reducida emisión de gases y humos, siendo estos de baja opacidad/toxicidad/corrosividad/conductividad (IEC 60332-1-2, IEC 60754-1, IEC 60754-2, IEC 61034-2).
- Resistentes a la intemperie y a los rayos UV (AN3), apto para presencia de vibraciones (AH3), resistencia a los impactos (AG2), resistente a sustancias corrosivas o contaminantes (AF3) y apto para presencia de agua (AD7).
- Aplicaciones: Especialmente diseñado para el cableado en instalaciones de energía solar fotovoltaica, móviles o fijas, con exposición directa y permanente al sol e intemperie. Concebido para su instalación entre paneles fotovoltaicos, entre paneles fotovoltaicos y caja de conexiones o directamente entre paneles fotovoltaicos y el inversor CC/CA (cuando no existe caja de conexiones). Las especificaciones de los cables SOLFLEX se han establecido teniendo en cuenta las especiales condiciones ambientales requeridas para este tipo de instalación, garantizando que su vida útil, siempre y cuando se respeten las condiciones de instalación, uso y manejo y se realicen un correcto mantenimiento, sea superior a 25 años. Son cables adecuados para uso en equipos de nivel de seguridad clase II (doble aislamiento). Están intrínsecamente protegidos contra los cortocircuitos y los defectos a tierra de acuerdo con el Documento de Armonización HD 60364-5-52. Pueden ser instalados en montaje superficial directamente instalado, dentro de tubo o canal protectora, sobre abrazaderas, escalera de cables, bandeja de cables. También pueden utilizarse en instalaciones sobre tejado o en otro tipo de integraciones arquitectónicas. En el caso de colocar el cable sobre abrazaderas, la distancia horizontal entre las abrazaderas no será más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso esta distancia debe sobrepasar los 80 cm. Son igualmente adecuados para instalación dentro de equipos y cuadros eléctricos como cableado interno. Los cables y los haces de cables deben fijarse de manera que se eviten los daños en forma de huellas penetrantes, debido a dilataciones térmicas.
 - Rango de temperaturas ambiente de utilización:
 - Mínima: -40 °C
 - Máxima: +90 °C
 - Temperatura máxima para el almacenamiento del cable: +40 °C
 - Temperatura mínima para las tareas de tendido, instalación y montaje de accesorios: -25 °C
 - Radio de curvatura mínimo (posición final):
 - Instalación fija: 3xD (D ≤ 12); 4xD (D < 12). D = diámetro exterior del cable (mm).
 - Libre movimiento: 4xD (D ≤ 12); 5xD (12 < D ≤ 20); 6xD (D > 20). D = diámetro exterior del cable (mm).
 - Esfuerzo máximo de tracción durante la instalación:
 - F = 50xS (N). "S" = sección nominal del conductor (mm²). Aplicado sobre los conductores de cobre (Máx. 1000 N).
- Identificación: Cubierta exterior de color negro o rojo.
- Presentación y embalaje: Bobina/corte, Rollos 100 m y Carrete 2.500 m.

Código*	Sección nominal	Espesor aislamiento	Espesor cubierta	Diámetro exterior	Peso	Resistencia eléctrica máx. a 20°C en C.C.
	mm ²	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km
82110100040	1x4	0,7	0,8	5,6	55	5,09
82110100060	1x6	0,7	0,8	6,3	73	3,39
82110100100	1x10	0,7	0,8	7,3	115	1,95
82110100160	1x16	0,7	0,9	8,6	172	1,24
82110100250	1x25	0,9	1,0	10,6	257	0,795
82110100350	1x35	0,9	1,1	11,5	352	0,565

Usos

Aplicación general como cable de energía. En redes de distribución en baja tensión, instalaciones industriales, en edificios y estaciones de maniobra. En instalaciones fijas, en ambientes interiores (en bandejas, canaletas, engrapadas, etc.); a la intemperie, en ductos subterráneos o directamente enterrados. Pueden ser instalados en lugares secos y húmedos.

Descripción

Uno, dos, tres o cuatro conductores de cobre recocido, sólido, cableado (comprimido, compactado o sectorial) ó flexible. Aislamiento de PVC, con o sin conductor de tierra (aislado) y cubierta exterior de PVC.

Características

Buenas propiedades eléctricas y mecánicas. La cubierta exterior de PVC le otorga una adecuada resistencia a los ácidos, grasas, aceites y a la abrasión. Facilita los empalmes, derivaciones y terminaciones. Retardante a la llama.

Marcación

INDECO S.A. NYN (80°) 0.6/1 kV <Sección> <Año> <Metrado Secuencial>

Calibres

6 mm² - 500 mm²

Embalaje

En carretes de madera, en longitudes requeridas.

Colores

Aislamiento (1): Blanco, Negro, Rojo, Azul, Amarillo.
 Cubierta Exterior: Negro.



Norma(s) de Fabricación
 NTP-IEC 60502-1
Tensión de servicio
 0.6/1 kV
Temperatura de operación
 80°C

TABLA DE DATOS TECNICOS NYY TETRAPOLAR

SECCION	Nº HILOS	ESPEORES		DIAMETRO PREVISTO	PESO PREVISTO	CAPACIDAD DE CORRIENTE (*)		
		AISLAMIENTO	CUBIERTA			ENTERRADO	AIRE	DUCTO
Nº x mm ²		mm	mm	mm	(Kg/Km)	A	A	A
4 x 16	7	1	1.8	21.5	1009	99	76	80
4 x 25	7	1.2	1.8	25.8	1522	128	101	103
4 x 35	7	1.2	1.8	28.4	1979	155	125	125
4 x 50	19	1.4	2	32.7	2637	184	151	149
4 x 70	19	1.4	2.1	36.8	3563	226	192	180
4 x 95	19	1.6	2.2	42.6	4863	272	232	217
4 x 120	37	1.6	1.8	45.3	5835	310	269	248
3x25/16	7	1.2	1.8	24.6	1381	128	101	103
3x35/16	7	1.2	1.8	27	1750	155	125	125
3x50/25	19	1.4	1.9	31.1	2361	184	151	149
3x70/35	19	1.4	2.1	35.2	3215	226	192	180
3x95/50	19	1.6	2.2	40.5	4324	272	232	217
3x120/70	37	1.6	2.4	44.5	5410	310	269	248
3x150/70	37	1.8	2.5	48.6	6452	348	309	278
3x185/95	37	2	2	52.8	7933	394	353	311
3x240/120	37	2.2	2.9	60.6	10451	458	415	361

Anexo 25: Portafusibles y fusibles C.C

PORTAFUSIBLES y FUSIBLES DC

Las protecciones eléctricas en corriente continua (DC) son diferentes a las de corriente alterna.

En los circuitos DC, la intensidad circula siempre en la misma dirección, lo que provoca un arco de corte, sin paso por cero y más complejo de controlar.

Los fusibles Digital Electric cumplen la normativa europea para una correcta protección de la corriente DC, fabricado con materiales específicos, capaces de soportar estas corrientes unidireccionales durante mucho tiempo.



Portafusibles dc

- Diseñado para DC
- Intensidad 20 A
- Voltaje 1000 V
- Borna: 16 mm
- Para fusible 10 x 38
- V imp: 6 kV
- Embalaje: 1 ud.

CERTIFICADOS

- Norma EN602-69
- Norma EN60947-3 DC20B
- CE

Fabricante: Digital Electric



Fusibles dc

- Diseñado para DC
- Tamaño: 10 x 38
- Voltaje 1000 V
- Intensidad 15 A
- Poder de corte 33 kA
- Cuerpo de cerámica
- I de fusión 1,35 In
- Poder de corte 33 kA
- Embalaje: 10 uds.

Anexo 26: Tarifa eléctrica para sistemas fotovoltaicos

Tarifa Eléctrica para Sistemas Fotovoltaicos
(No incluye IGV)
Vigente a partir del 04/Dic/2022

Inversiones	Región	Tipo de Módulo	Energía Promedio Mensual Disponible (kW.h)	Cargo Fijo Equivalente por Energía Promedio (ctm.S./kW.h)	
				Sin FOSE	Con FOSE
100% Estado	Costa	BTB-070	7,75	509,82	101,95
		BTB-100	10,36	433,10	86,61
		BTB-160	16,92	315,99	63,19
		BTB-240	25,37	264,64	52,92
		BTB-320	33,83	255,96	74,37
		BTB-070	8,06	505,82	101,15
	Sierra	BTB-100	10,77	428,80	85,75
		BTB-160	17,59	311,81	62,35
		BTB-240	26,39	259,78	51,95
		BTB-320	35,18	250,14	79,49
		BTB-070	6,46	741,60	148,30
		BTB-100	8,63	634,12	126,80
	Selva	BTB-160	14,09	457,68	91,52
		BTB-240	21,13	383,53	76,69
		BTB-320	28,17	392,47	78,48
		BTB-070	6,46	792,39	158,45
		BTB-100	8,63	684,36	136,85
		BTB-160	14,09	498,28	99,64
	Amazonía (1)	BTB-240	21,13	422,04	84,39
		BTB-320	28,17	434,03	86,79
		BTB-070	7,75	789,69	157,91
		BTB-100	10,36	666,63	133,30
		BTB-160	16,92	493,53	98,69
		BTB-240	25,37	416,88	83,36
100% Empresa	Costa	BTB-320	33,83	403,64	117,27
		BTB-070	8,06	777,81	155,54
		BTB-100	10,77	655,13	131,00
		BTB-160	17,59	483,91	96,77
		BTB-240	26,39	407,38	81,46
		BTB-320	35,18	393,11	124,92
	Sierra	BTB-070	6,46	1 086,67	217,30
		BTB-100	8,63	924,49	184,87
		BTB-160	14,09	676,65	135,31
		BTB-240	21,13	573,19	114,62
		BTB-320	28,17	576,98	115,38
		BTB-070	6,46	1 175,52	235,07
	Selva	BTB-100	8,63	1 006,73	201,31
		BTB-160	14,09	743,81	148,74
		BTB-240	21,13	634,67	126,91
		BTB-320	28,17	640,63	128,11
		BTB-070	6,46	1 175,52	235,07
		BTB-100	8,63	1 006,73	201,31
	Amazonía (1)	BTB-160	14,09	743,81	148,74
		BTB-240	21,13	634,67	126,91
		BTB-320	28,17	640,63	128,11
		BTB-070	6,46	1 175,52	235,07
		BTB-100	8,63	1 006,73	201,31
		BTB-160	14,09	743,81	148,74

(1) Aplicable en zonas de la amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037

LAS 7 CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS EN PERÚ, EN OPERACIÓN AL 2022							
ÍTEM	NOMBRE	EMPRESA CONCESIONARIA	POTENCIA (MW)	ENERGÍA OFERTADA (GWh/año)	INVERSIÓN (MM US\$)	PRECIO OFERTADO (ctvs. US\$/kWh)	PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL
1	C.S. Majes Solar 20T	Grupo T Solar Global S.A.	22	37.63	74	22.250	31.10.2012
2	C.S. Repartición 20T	Grupo T Solar Global S.A.	22	37.44	74	22.300	31.10.2012
3	C.S. Tacna Solar	Tacna Solar S.A.C.	20	47.20	95	22.500	31.10.2012
4	C.S. Panamericana Solar 20T	Panamericana Solar S.A.C.	20	50.68	95	21.500	31.12.2012
5	C.S. Moquegua FV	Moquegua FV S.A.C.	16	43.00	43	11.990	31.12.2014
6	C.S. Rubí	Enel Green Power Perú S.A.	144.48	415.00	165	4.798	30.01.2018
7	C.S. Intipampa	Engie Energía Perú	40	108.40	52	4.850	31.03.2018
TOTAL			284.48	739.35	450		

Plantas Solares en el Perú en Operación al 2022(*)

Anexo 27: Inversión del proyecto

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL S/.
OBRA CIVIL			
Bases de anclajes	1	100000	100000
Nivelación de terrenos	1	120000	120000
INSTALACIÓN MECÁNICA, ELÉCTRICA			
Logística (transporte, estructuras) variable	1	50000	50000
Instalación mecánica de los componentes	1	140000	140000
Instalación cables DC y AC, puestas a tierra, protecciones eléctricas, sensores de monitoreo, etc.	1	270000	270000
CONSTRUCCIÓN Y MANEJO DEL PROYECTO			
construcción y manejo			80000
Documentación y récord			50000
Otros servicios			30000
EQUIPOS Y MATERIALES			
Módulos fotovoltaicos	1760	850	1496000
Inversores fotovoltaicos	7	29000	203000
Estructura con sistema de anclaje	100	8000	800000
Smart logger Huawei	2800	1	2800
Cableado DC (carrete con 1000 m)	7	8000	56000
Cableado AC (carrete 100m)	10	1200	12000
Fusible de 15 A en DC	100	82	8200
Protecciones AC termomagnéticos	7	250	1750
Conectores MC4	250	20	5000
puesta a tierra	7	8000	56000
equipos de monitorización y control	2	3000	6000
		Costo de equipos sin IGV	2640750
		Costo de equipos con, IGV (18%)	3116085
		INVERSIÓN TOTAL	4076085.00
		S/.	

	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL S/.
OBRA CIVIL			
Infraestructura (construcción de ambientes)			250000
INSTALACIONES ELÉCTRICAS			
Instalaciones 220,440 V, puestas a tierra, protecciones, sensores, luminarias, etc.			150000
CONSTRUCCIÓN Y MANEJO DEL PROYECTO			
Construcción y manejo			150000
Documentación y récord			80000
Otros servicios			90000
EQUIPOS Y MATERIALES			
Compresor	1	462000	462000
Tanques de almacenamiento	1	25000	25000
Electrolizador de hidrógeno	1	2117500	2117500
Equipo de osmosis inversa	1	30000	30000
Tanque de almacenamiento de hidrógeno	1	120000	120000
Bomba de agua pedrollo	1	1600	1600
Equipos de monitorización y control	2	3000	6000
Otros equipos adicionales	1	150000	150000
		sin IGV	2912100
		IGV (18%)	3436278
		INVERSIÓN TOTAL S/.	4006278

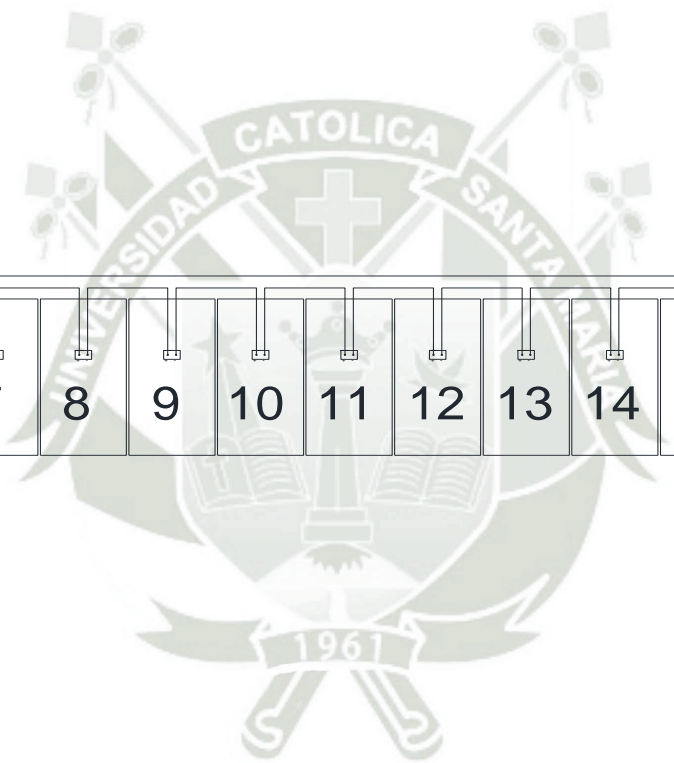
Anexo 28: Tasa de interés del Banco Central de Reserva

Fecha	Tasas de interés del Banco Central de Reserva - Tasa de Referencia de la Política Monetaria
May22	5.00
Jun22	5.50
Jul22	6.00
Ago22	6.50
Sep22	6.75
Oct22	7.00
Nov22	7.25
Dic22	7.50
Ene23	7.75
Feb23	7.75
Mar23	7.75
Abr23	7.75

Nota: Extraído de BCRP-Gerencia Central de Estudios Económicos, (2023)

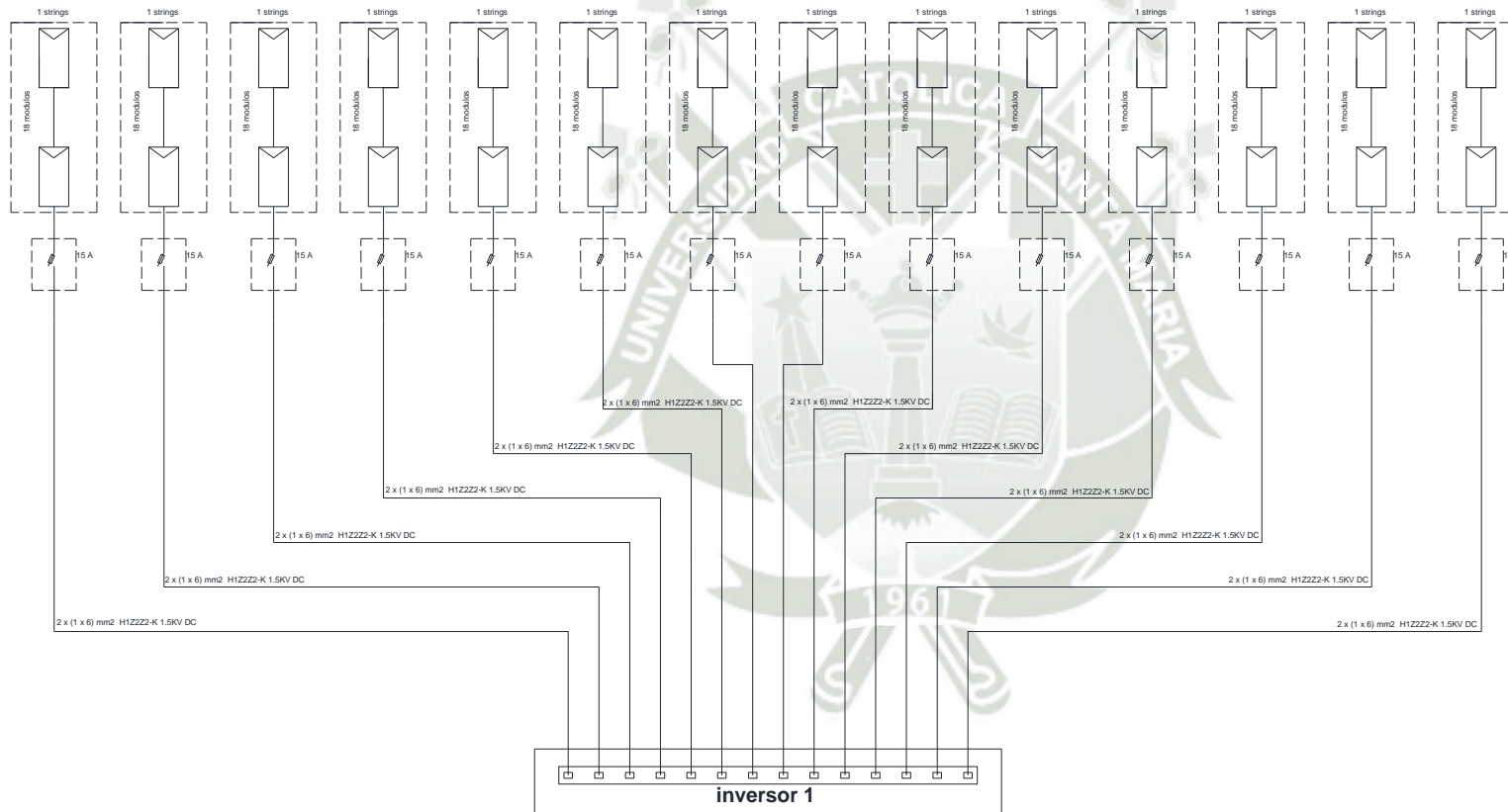
Anexo 29: Planos de distribución





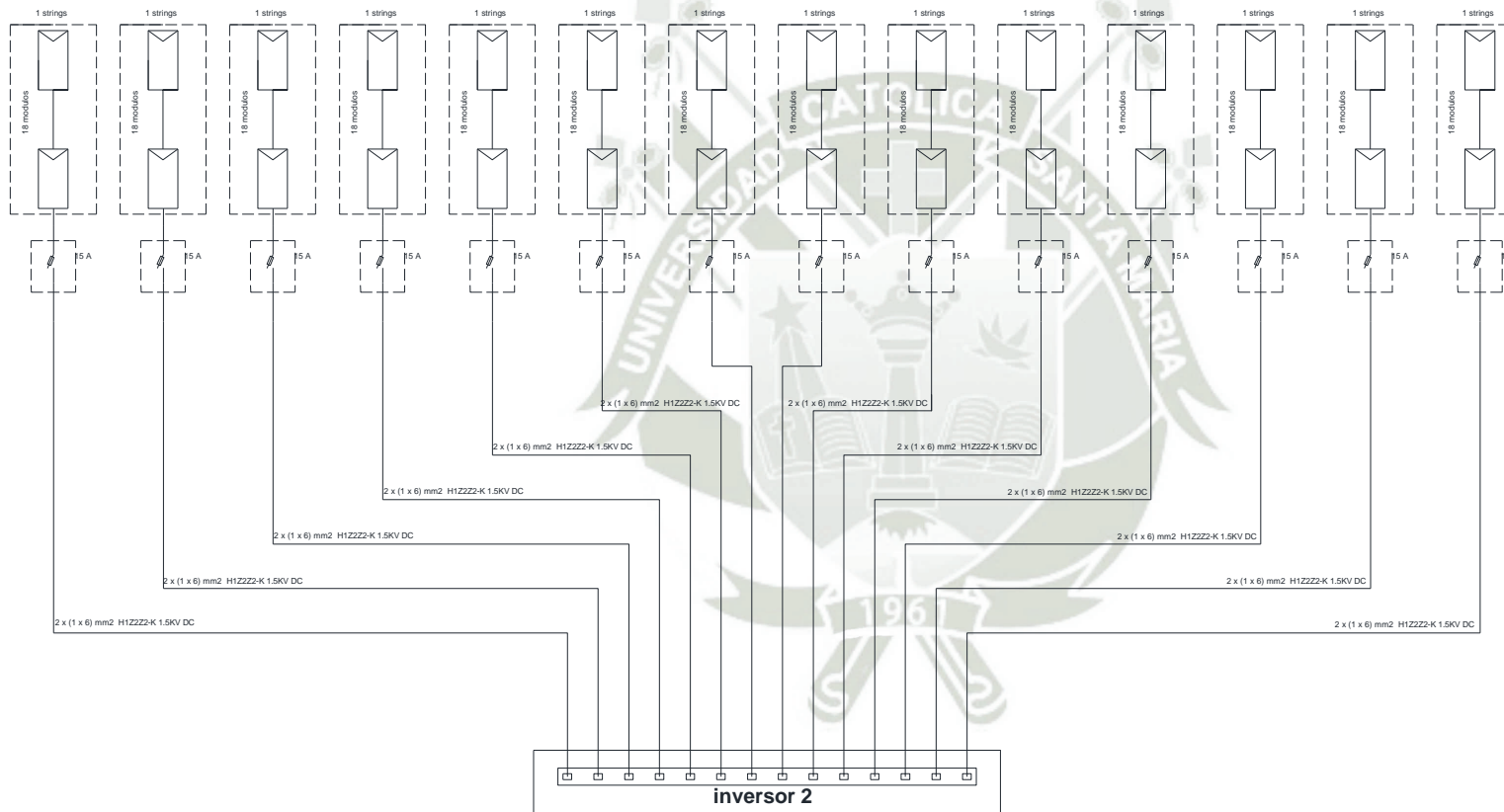
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		
	Dibujado Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro		
	Plano Arreglo de string		
Escala: sin escala	PARQUE FOTOVOLTAICO	111	Hoja Nro. 1

UCSM
Universidad Católica de Santa María
In Scientia et Fide est Fortitudo Nostra



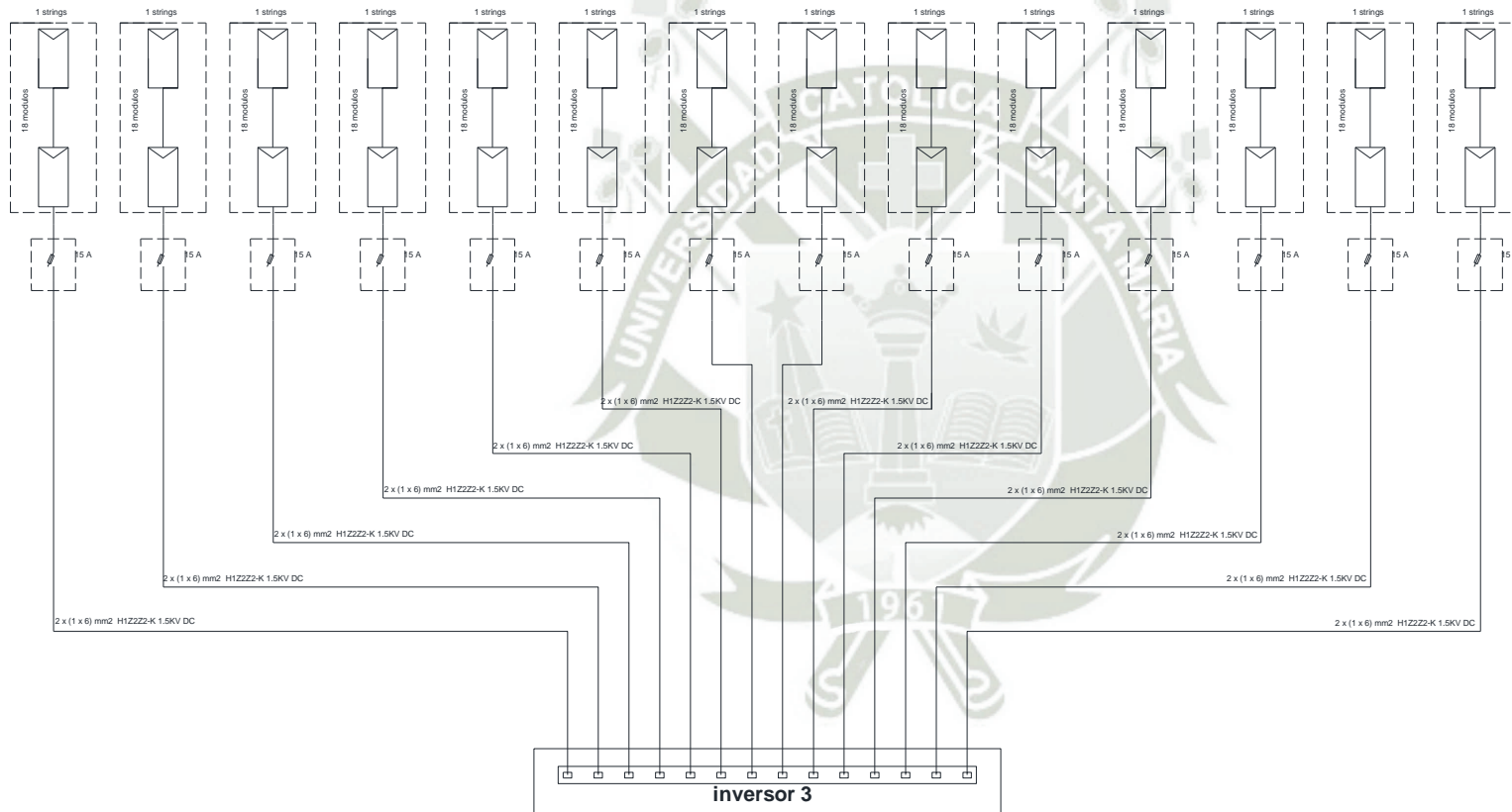
SIMBOLOGÍA	
	Panel fotovoltaico
	Fusible DC
	Entradas Mppt de inversor

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		UCSM Universidad Católica de Santa María <small>Agencia es Fidei est Fortitudo Nostra</small> 112 Hoja Nro. 2
	Dibujado	Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro	
	Plano	Esquema detalle inversor 01	
Escala: sin escala	PARQUE FOTOVOLTAICO		



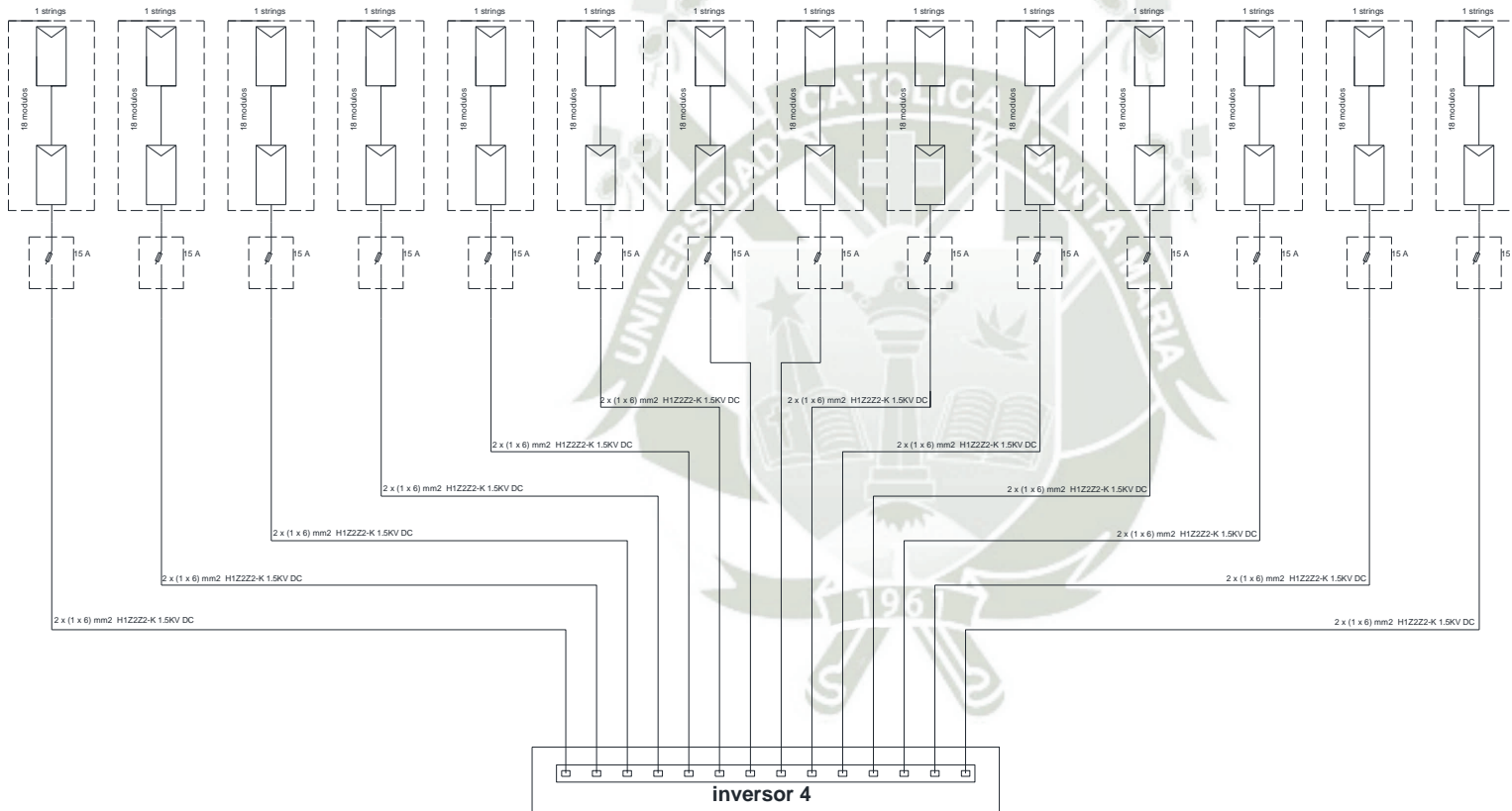
SIMBOLOGÍA	
	Panel fotovoltaico
	Fusible DC
	Entradas Mppt de inversor

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		UCSM Universidad Católica de Santa María In Scientia et Fide est Fortitudo Nostra
	Dibujado	Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro	
	Plano	Esquema detalle inversor 02	
Escala: sin escala	PARQUE FOTOVOLTAICO	13	Hoja Nro. 3



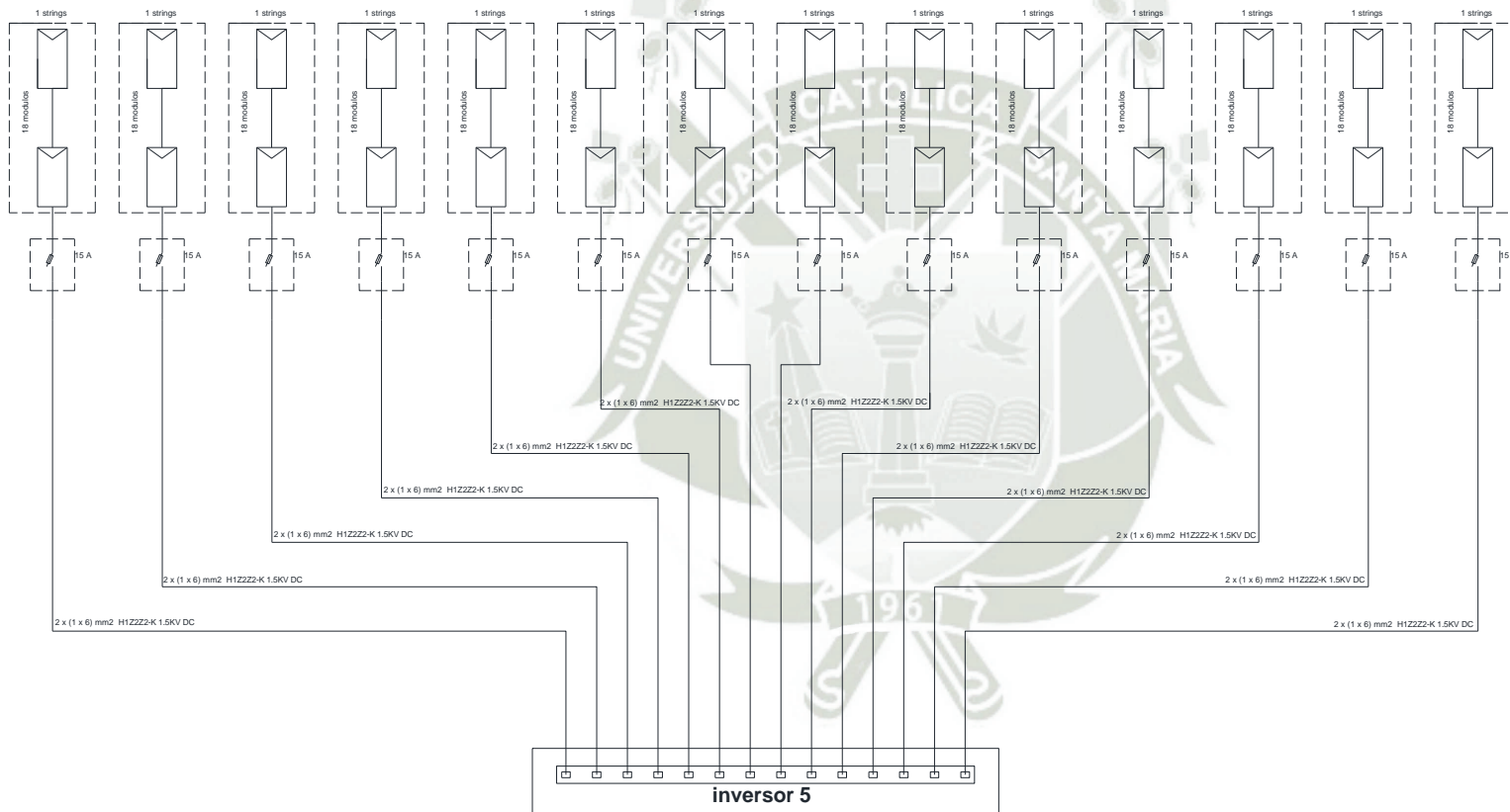
SIMBOLOGÍA	
	Panel fotovoltaico
	Fusible DC
	Entradas Mppt de inversor

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		UCSM Universidad Católica de Santa María <small>In Scientia et Fide est Fortitudo Nostra</small>	
	Dibujado			Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro
	Plano			Esquema detalle inversor 03
	Escala:			sin escala
PARQUE FOTOVOLTAICO			114	
			Hoja Nro. 4	



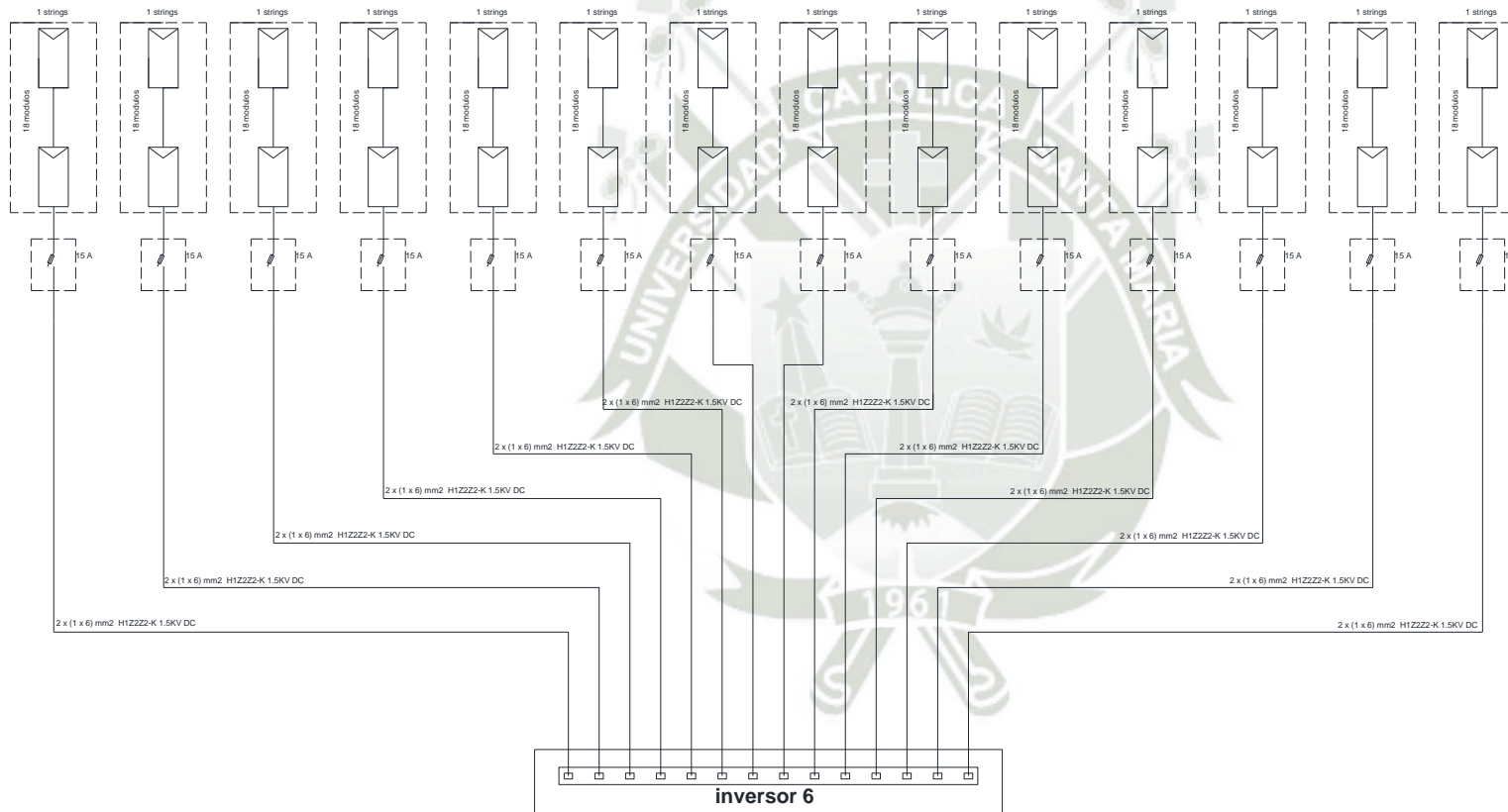
SIMBOLOGÍA	
	Panel fotovoltaico
	Fusible DC
	Entradas Mppt de inversor

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres	
	Dibujado	Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro
	Plano	Esquema detalle inversor 04
	Escala:	sin escala
PARQUE FOTOVOLTAICO		115
Hoja Nro.		5



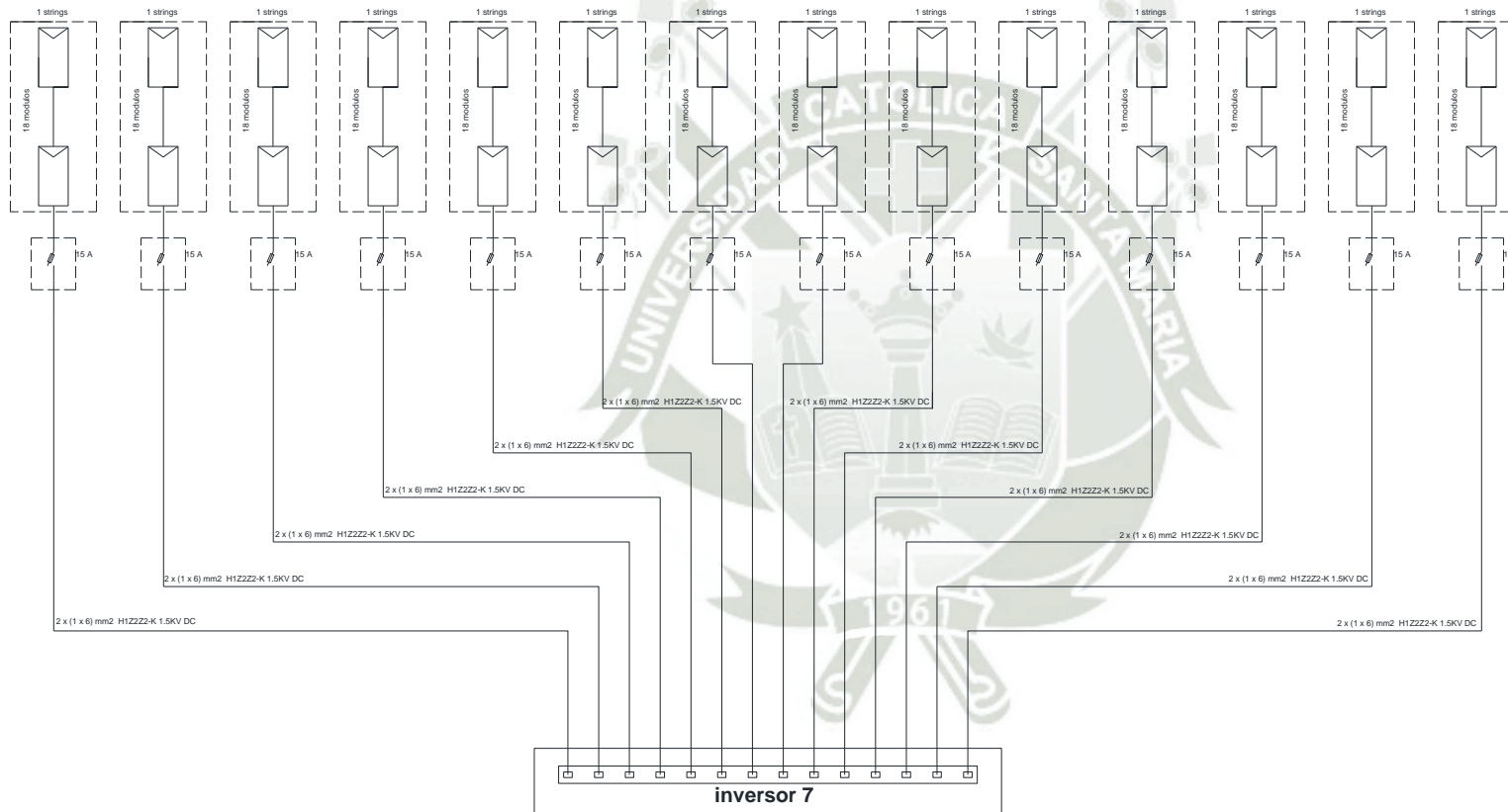
SIMBOLOGÍA	
	Panel fotovoltaico
	Fusible DC
	Entradas Mppt de inversor

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		UCSM Universidad Católica de Santa María In Scientia et Fide est Fortitudo Nostra
	Dibujado	Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro	
	Plano	Esquema detalle inversor 05	
	Escala: sin escala	PARQUE FOTOVOLTAICO	
		116	Hoja Nro. 6



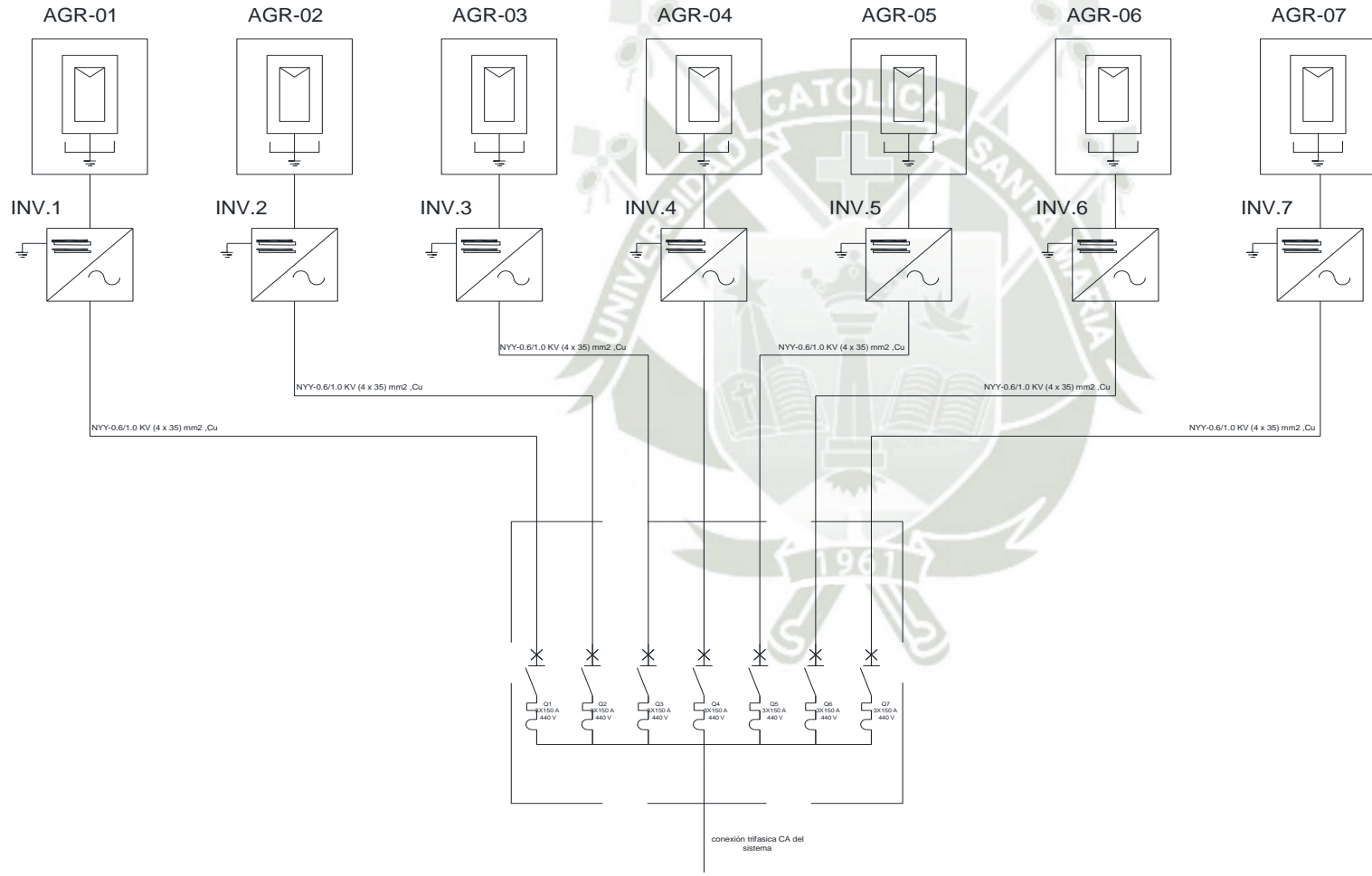
SIMBOLOGÍA	
	Panel fotovoltaico
	Fusible DC
	Entradas Mppt de inversor

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		UCSM Universidad Católica de Santa María <small>Av. Argentina et Fidei exi Fortitudo Nostra</small>
	Dibujado	Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro	
	Plano	Esquema detalle inversor 06	
Escala:	sin escala	PARQUE FOTOVOLTAICO	Hoja Nro. 7



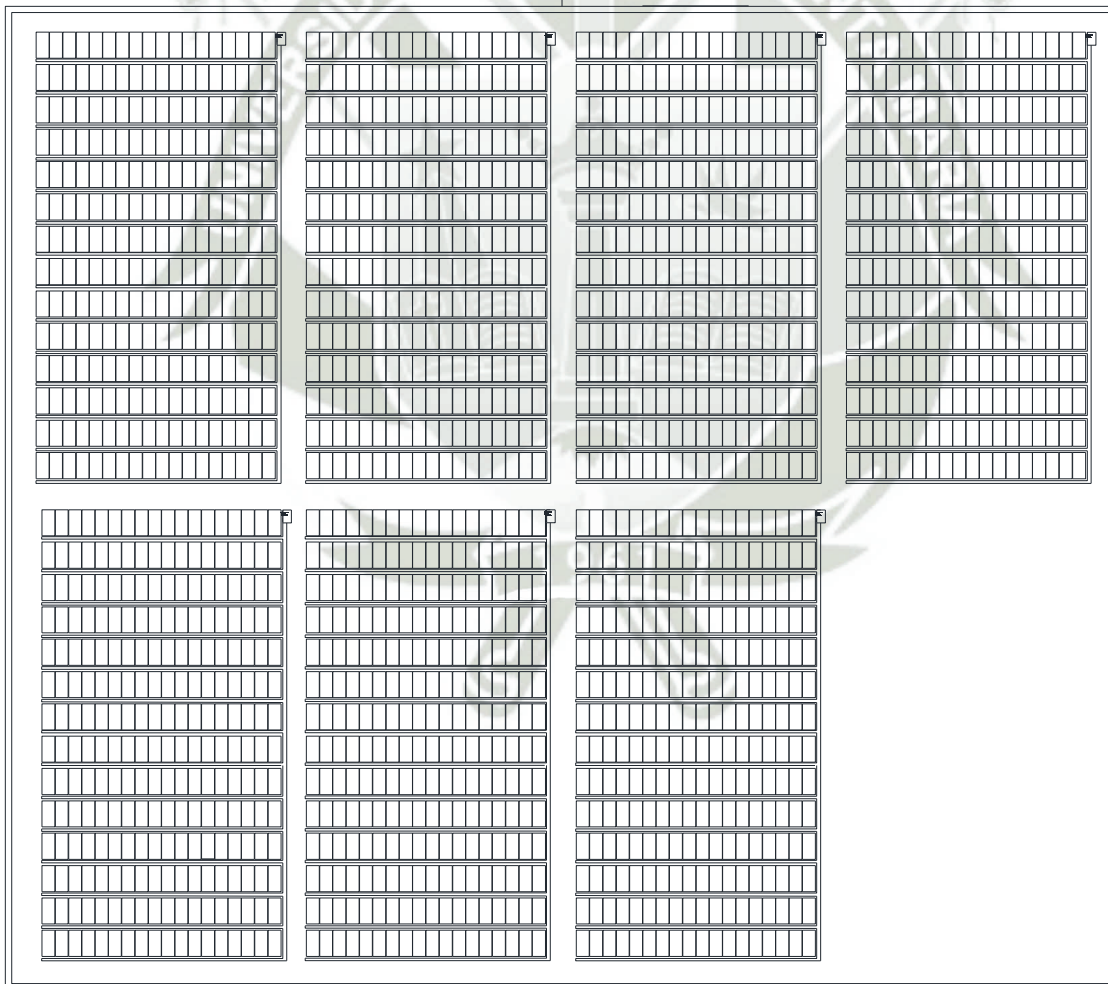
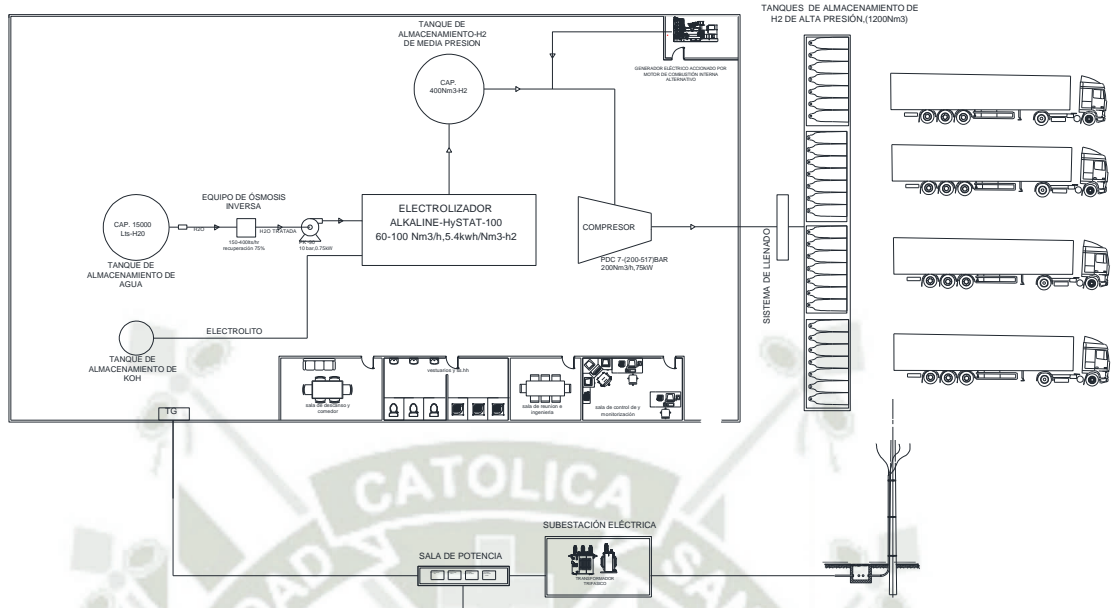
SIMBOLOGÍA	
	Panel fotovoltaico
	Fusible DC
	Entradas Mppt de inversor

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		UCSM Universidad Católica de Santa María In Scientia et Fide est Fortitudo Nostra
	Dibujado	Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro	
	Plano	Esquema detalle inversor 07	Hoja Nro. 8
	Escala:	sin escala	
PARQUE FOTOVOLTAICO 118			



SIMBOLOGÍA	
	Arreglo de bloque fotovoltaico
	Inversor fotovoltaico
	Interruptor termomagnético
	Tierra eléctrica

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		UCSM Universidad Católica de Santa María In Scientia et Fide est Fortitudo Nostra
	Dibujado	Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro	
	Plano	Arreglo fotovoltaico inversores a red eléctrica	
Escala: sin escala	PARQUE FOTOVOLTAICO	119	Hoja Nro. 9



Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica	Apellidos y Nombres		UCSM Universidad Católica de Santa María In Scientia et Fide est Fortis et Iusta
	Dibujado	Ayqui Chuctaya Nelson Alvaro	
	Plano	distribucion general de planta h2 verde	120
	Escala:	sin escala	PLANO GENERAL H2 VERDE

GENERACIÓN DE HIDROGENO VERDE A TRAVES DE ELECTROLISIS CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN MAJES-AREQUIPA, 2023

INFORME DE ORIGINALIDAD

16%

INDICE DE SIMILITUD

15%

FUENTES DE INTERNET

4%

PUBLICACIONES

7%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	www.sectorelectricidad.com Fuente de Internet	1%
2	vgmusic.com Fuente de Internet	1%
3	www.juntadeandalucia.es Fuente de Internet	1%
4	repositorio.unsa.edu.pe Fuente de Internet	<1%
5	repositorio.uchile.cl Fuente de Internet	<1%
6	repositorio.esan.edu.pe Fuente de Internet	<1%
7	repositorio.ucsm.edu.pe Fuente de Internet	<1%
8	www.scribd.com Fuente de Internet	<1%

9	riunet.upv.es Fuente de Internet	<1 %
10	vsip.info Fuente de Internet	<1 %
11	dspace.unitru.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
12	www.researchgate.net Fuente de Internet	<1 %
13	dniproavia.com Fuente de Internet	<1 %
14	Submitted to UTEC Universidad de Ingeniería & Tecnología Trabajo del estudiante	<1 %
15	www.dspace.uce.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
16	repositorio.uladech.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
17	laccei.org Fuente de Internet	<1 %
18	repositorio.uwiener.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
19	Submitted to UNIBA Trabajo del estudiante	<1 %
20	Submitted to uarm	

Trabajo del estudiante

<1 %

21

h2lac.org

Fuente de Internet

<1 %

22

Submitted to BENEMERITA UNIVERSIDAD
AUTONOMA DE PUEBLA BIBLIOTECA

Trabajo del estudiante

<1 %

23

dspace.ucuenca.edu.ec

Fuente de Internet

<1 %

24

Submitted to Pontificia Universidad Catolica
del Peru

Trabajo del estudiante

<1 %

25

Submitted to Universidad Rey Juan Carlos

Trabajo del estudiante

<1 %

26

pirhua.udep.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

27

renati.sunedu.gob.pe

Fuente de Internet

<1 %

28

upcommons.upc.edu

Fuente de Internet

<1 %

29

Estrada Pérez Pedro Joel. "La transición
energética en México y el gas natural :
implicaciones productivas y fiscales",
TESIUNAM, 2022

Publicación

<1 %

30	Submitted to Universidad Señor de Sipan Trabajo del estudiante	<1 %
31	repositorio.unprg.edu.pe:8080 Fuente de Internet	<1 %
32	Submitted to Escuela Politecnica Nacional Trabajo del estudiante	<1 %
33	dokumen.pub Fuente de Internet	<1 %
34	Submitted to Universidad Técnica Nacional de Costa Rica Trabajo del estudiante	<1 %
35	pesquisa.bvsalud.org Fuente de Internet	<1 %
36	repositorio.uta.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
37	tesis.usat.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
38	Submitted to Infile Trabajo del estudiante	<1 %
39	www.fundacionaquae.org Fuente de Internet	<1 %
40	Submitted to Universidad Europea de Madrid Trabajo del estudiante	<1 %
41	zagan.unizar.es	

Fuente de Internet

<1 %

42

Submitted to Universidad Nacional del Centro del Peru

Trabajo del estudiante

<1 %

43

Submitted to Universidad San Ignacio de Loyola

Trabajo del estudiante

<1 %

44

Submitted to Universidad Manuela Beltrán Virtual

Trabajo del estudiante

<1 %

45

repositorio.uns.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

46

ouci.dntb.gov.ua

Fuente de Internet

<1 %

47

repositorio.uncp.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

48

www.fao.org

Fuente de Internet

<1 %

49

Submitted to Southern New Hampshire University - Continuing Education

Trabajo del estudiante

<1 %

50

revistaenergia.pe

Fuente de Internet

<1 %

51

ribuni.uni.edu.ni

Fuente de Internet

<1 %

52

www.un.org

Fuente de Internet

<1 %

53

dspace.unl.edu.ec

Fuente de Internet

<1 %

54

repositorio.unprg.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

55

Submitted to Instituto Superior de Artes,
Ciencias y Comunicación IACC

Trabajo del estudiante

<1 %

56

autosolar.pe

Fuente de Internet

<1 %

57

repositorio.umsa.bo

Fuente de Internet

<1 %

58

ri.unsam.edu.ar

Fuente de Internet

<1 %

59

www.repositorio.autonomadeica.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

60

J & E CONSULTORES GENERALES S.R.L.. "EIA-
SD del Proyecto Instalación de la Línea de
Transmisión en 60 kV Pongo de Caynarachi -
Yurimaguas y Subestaciones-IGA0002612",
R.D. N° 196-2017-MEM/DGAAE, 2020

Publicación

<1 %

61	Lopez Orozco Juan Antonio. "Manejo integral del agua pluvial en Tuxtla Gutiérrez, Chiapas", TESIUNAM, 2013 Publicación	<1 %
62	dspace.esPOCH.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
63	ri.ues.edu.sv Fuente de Internet	<1 %
64	vlex.es Fuente de Internet	<1 %
65	www.cio.mx Fuente de Internet	<1 %
66	Submitted to Universidad de León Trabajo del estudiante	<1 %
67	core.ac.uk Fuente de Internet	<1 %
68	fr.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
69	repositorio.utC.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
70	www.unne.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
71	Submitted to University of Wales central institutions Trabajo del estudiante	<1 %

72	repositorio.uct.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
73	www.ositran.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
74	documentop.com Fuente de Internet	<1 %
75	industriaextremadura.juntaex.es Fuente de Internet	<1 %
76	repositorio.uesiglo21.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
77	repositorio.uide.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
78	repository.ean.edu.co Fuente de Internet	<1 %
79	ri-ng.uaq.mx Fuente de Internet	<1 %
80	www.disafa.unito.it Fuente de Internet	<1 %
81	www.repositorio.usac.edu.gt Fuente de Internet	<1 %
82	Submitted to Universidad Francisco de Vitoria Trabajo del estudiante	<1 %
83	Submitted to Universidad Nacional de Itapúa Trabajo del estudiante	<1 %

84	repositorio.unheval.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
85	www.entornomedico.net Fuente de Internet	<1 %
86	www.gob.mx Fuente de Internet	<1 %
87	Tenorio Fernández Tonatiuh. "Análisis de tecnologías para la congelación de frutas y hortalizas : selección y aplicación de una de ellas para un caso específico de estudio", TESIUNAM, 2013 Publicación	<1 %
88	Submitted to Universidad Politécnica de Madrid Trabajo del estudiante	<1 %
89	Submitted to Universidad Tecnológica del Peru Trabajo del estudiante	<1 %
90	repositorio.ug.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
91	repositorio.unemi.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
92	www.oercommons.org Fuente de Internet	<1 %
93	www.sfe-solar.com Fuente de Internet	<1 %

94	de.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
95	www.h2chile.cl Fuente de Internet	<1 %
96	Miranda Martínez Andrés. "Sistema de captura de medidas de señales de televisión SFN-ATSC", TESIUNAM, 2016 Publicación	<1 %
97	mujernueva.org Fuente de Internet	<1 %
98	pemex.com.mx Fuente de Internet	<1 %
99	repositorio.bib.upct.es Fuente de Internet	<1 %
100	repositorio.undac.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
101	repositorio.upla.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
102	repository.udistrital.edu.co Fuente de Internet	<1 %
103	uicnhumedales.org Fuente de Internet	<1 %
104	www.clubensayos.com Fuente de Internet	<1 %

105	www.itegam.org.br Fuente de Internet	<1 %
106	123docz.net Fuente de Internet	<1 %
107	López González, Eduardo, Fernando Isorna Llerena, Manuel Silva Pérez, Felipe Rosa Iglesias, and José Guerra Macho. "Energy evaluation of a solar hydrogen storage facility: Comparison with other electrical energy storage technologies", International Journal of Hydrogen Energy, 2015. Publicación	<1 %
108	López López José Alberto. "Desarrollo de una herramienta en VBA de excel para el modelado y diseño de recipientes de proceso", TESIUNAM, 2013 Publicación	<1 %
109	Submitted to Universidad de Málaga - Tii Trabajo del estudiante	<1 %
110	conogasi.org Fuente de Internet	<1 %
111	cybertesis.unmsm.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
112	dspace.espol.edu.ec Fuente de Internet	<1 %

dspace.ups.edu.ec

113	Fuente de Internet	<1 %
114	elcometer.be Fuente de Internet	<1 %
115	es.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
116	es.unesco.org Fuente de Internet	<1 %
117	mpira.ub.uni-muenchen.de Fuente de Internet	<1 %
118	patents.google.com Fuente de Internet	<1 %
119	www.lamercantilinmobiliaria.com Fuente de Internet	<1 %
120	"Análisis de poder de mercado y la elasticidad precio de la demanda en el mercado eléctrico español", Pontificia Universidad Católica de Chile, 2013 Publicación	<1 %
121	"Estudio del comportamiento de mezclas asfálticas tibias (mezclas templadas) empleando emulsiones súper-estabilizadas", Pontificia Universidad Católica de Chile, 2016 Publicación	<1 %

122	Nigel Blades, Susan Poupard, Liesl Barber. "Analysing the energy consumption of conservation heating systems at the National Trust", Journal of the Institute of Conservation, 2011 Publicación	<1 %
123	Ramirez Fonseca Ariel. "Diseno del sistema de enfriamiento del motor sincrono que acciona al compresor reciprocante de hidrogeno de la Unidad Reformadora de NAFTAS No. 2 de Petroleos Mexicanos, en Tula Hidalgo", TESIUNAM, 1996 Publicación	<1 %
124	Submitted to Universidad Nacional de Colombia Trabajo del estudiante	<1 %
125	aprenderly.com Fuente de Internet	<1 %
126	catalogo.uns.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
127	docplayer.org Fuente de Internet	<1 %
128	doczz.net Fuente de Internet	<1 %
129	imetchile.cl Fuente de Internet	<1 %

130	issuu.com Fuente de Internet	<1 %
131	qdoc.tips Fuente de Internet	<1 %
132	repositorio.continental.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
133	repositorio.escuelamilitar.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
134	repositorio.uandina.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
135	repositorio.unjfsc.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
136	repositorio.upao.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
137	worldwidescience.org Fuente de Internet	<1 %
138	www.agua-dulce.org Fuente de Internet	<1 %
139	www.belumex.com Fuente de Internet	<1 %
140	www.dominiodelasciencias.com Fuente de Internet	<1 %
141	www.iberdrola.com Fuente de Internet	<1 %

142

www.literareafantastica.com.ar

Fuente de Internet

<1 %

143

www.red-arpe.cl

Fuente de Internet

<1 %

144

www.spell.org.br

Fuente de Internet

<1 %

145

Colchado Argumedo Antonio. "Diseño de un múltiple de admisión para un vehículo prototipo fórmula SAE", TESIUNAM, 2010

Publicación

<1 %

146

Ortega Molina Ana Lilia. "Ahorro de energía eléctrica en viviendas de interés medio uso de sistemas fotovoltaicos en la Ciudad de México", TESIUNAM, 2009

Publicación

<1 %

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias

Apagado

Excluir bibliografía

Apagado