



**UNIVERSIDAD JOSÉ CARLOS MARIÁTEGUI**

**VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

## **TESIS**

**POTENCIA INSTALADA DE UN SISTEMA DE  
ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA  
CUBRIR LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA  
CIUDAD DE ILO MOQUEGUA, 2023**

**PRESENTADA POR:**

**BACHILLER JORGE LUIS VARGAS HERRERA  
BACHILLER MAX ANTONY RAMIREZ AGUILAR**

**ASESOR:**

**DR. NILTON JUAN ZEBALLOS HURTADO**

**PARA OPTAR TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO  
ELÉCTRICO**

**MOQUEGUA – PERÚ**

**2024**



# Universidad José Carlos Mariátegui

## CERTIFICADO DE ORIGINALIDAD

El que suscribe, en calidad de Jefe de la Unidad de Investigación de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, certifica que el trabajo de investigación (\_\_\_) / Tesis (x) / Trabajo de suficiencia profesional (\_\_\_) / Trabajo académico (\_\_\_), titulado “**POTENCIA INSTALADA DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA CUBRIR LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CIUDAD DE ILO MOQUEGUA, 2023**” presentado por el(la) Bachiller **VARGAS HERRERA, JORGE LUIS y RAMIREZ AGUILAR, MAX ANTONY** para obtener el grado académico (\_\_\_) o Título profesional (x) o Título de segunda especialidad (\_\_\_) de: **INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**, y asesorado por el(la) **DR. NILTON JUAN ZEBALLOS HURTADO**, designado como asesor con RESOLUCIÓN DE DECANATURA N°414-2023-DFAIA-UJCM, fue sometido a revisión de similitud textual con el software TURNITIN, conforme a lo dispuesto en la normativa interna aplicable en la UJCM.

En tal sentido, se emite el presente certificado de originalidad, de acuerdo al siguiente detalle:

Programa académico	Aspirante(s)	Tesis	Porcentaje de similitud
Ingeniería Mecánica Eléctrica	Vargas Herrera, Jorge Luis Ramirez Aguilar, Max Antony	“POTENCIA INSTALADA DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA CUBRIR LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CIUDAD DE ILO MOQUEGUA, 2023”	22 % (17 de junio de 2024)

El porcentaje de similitud del Trabajo de investigación es del **22 %**, que está por debajo del límite **PERMITIDO** por la UJCM, por lo que se considera apto para su publicación en el Repositorio Institucional de la UJCM.

Se emite el presente certificado de similitud con fines de continuar con los trámites respectivos para la obtención de grado académico o título profesional o título de segunda especialidad.

Moquegua, 17 de junio de 2024



UNIVERSIDAD JOSÉ CARLOS MARIÁTEGUI  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

Ph.D. EDGAR VIRGILIO BEDOYA JUSTO  
Jefe de la Unidad de Investigación

## CONTENIDO

	Pág.
PÁGINA DE JURADO .....	i
Certificado de originalidad .....	ii
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMENTOS .....	iv
CONTENIDO .....	v
CONTENIDO DE TABLAS .....	ix
CONTENIDO DE FIGURAS .....	xiv
CONTENIDO DE ECUACIONES .....	xvii
CONTENIDO DE ANEXOS .....	xx
RESUMEN .....	xxi
ABSTRACT .....	xxii
INTRODUCCIÓN .....	xxiii

## CAPÍTULO I

### PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Descripción de la realidad del problema .....	1
1.2 Definición del problema .....	2
1.2.1 Problema general .....	2
1.2.2 Problemas específicos .....	2
1.3 Objetivos de la investigación .....	3
1.3.1 Objetivo general .....	3
1.3.2 Objetivos específicos .....	3
1.4 Justificación .....	3

1.5 Alcance y limitaciones .....	4
1.6 Variables .....	5
1.6.1 Operacionalización de variables .....	5
1.7 Hipótesis de la investigación .....	6
1.7.1 Hipótesis general .....	6
1.7.2 Hipótesis específicas .....	6

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

2.1 Antecedentes de la investigación .....	7
2.2 Marco teórico .....	12
2.3 Diseño de sistema de almacenamiento de hidrógeno verde .....	18
2.3.1 Planta fotovoltaica .....	18
2.3.2 Proceso de electrólisis del agua .....	19
2.3.3 Proceso de compresión .....	21
2.3.4 Almacenamiento .....	23
2.3.5 Proceso de producción de energía eléctrica .....	24

## **CAPÍTULO III**

### **MÉTODO**

3.1 Tipo de la investigación .....	27
3.2 Diseño de la investigación .....	27
3.3 Población y muestra .....	28
3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	28
3.4.1 Tecnicas de recolección de datos .....	28
3.4.2 Instrumentos de recolección de datos .....	28

3.4.3 Procedimiento .....	28
---------------------------	----

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

4.1 Presentación de resultados .....	30
4.1.1 Planta fotovoltaica .....	30
4.1.2 Área de ubicación del sistema de almacenamiento de energía .....	35
4.1.3 Planta de electrólisis del agua .....	37
4.1.3.1 Electrolizador .....	40
4.1.3.2 Suministro de agua .....	46
4.1.3.3 Reservorio de almacenamiento de agua potable .....	51
4.1.3.4. Tanque de almacenamiento de agua .....	55
4.1.3.5 Sistemas de bombeo de agua potable .....	58
4.1.3.6 Intercambiador de calor .....	70
4.1.4 Planta de compresión.....	74
4.1.4.1 Unidades de almacenamiento .....	77
4.1.4.2 Enfriador de hidrógeno gaseoso .....	83
4.1.5 Planta de suministro de energía eléctrica .....	88
4.1.5.1 Celdas de combustible .....	88
4.1.5.2 Inversores.....	91
4.1.5.3 Transformadores de potencia.....	94
4.2 Contratación de hipótesis .....	117
4.3 Discusión de resultados.....	123

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

5.1 Conclusiones. ....	128
5.2 Recomendaciones. ....	129
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	130
ANEXOS .....	137

## CONTENIDO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Operacionalización de variables .....	5
Tabla 2. Características generales de la central solar Rubí .....	18
Tabla 3. Ubicación de la central en coordenadas UTM .....	32
Tabla 4. Dimensiones ocupadas por los componentes de la central .....	33
Tabla 5. Ubicación de los componentes de la central solar Rubí .....	34
Tabla 6. Coordenadas geográfica y elevación en el punto A .....	35
Tabla 7. Dimensiones del terreno en el punto A .....	36
Tabla 8. Demanda de energía eléctrica periodo (abril 2022 – marzo 2023) ciudad Ilo, Moquegua .....	38
Tabla 9. Poderes caloríficos superior e inferior de combustibles .....	39
Tabla 10. Especificaciones de la calidad del hidrógeno en estado gaseoso según normas ISO .....	41
Tabla 11. Especificaciones de electrolizador Nel Hydrogen PEM MC250 .....	42
Tabla 12. Irradiancia y horas solar pico por mes del departamento de Moquegua año 2022 .....	44
Tabla 13. Requerimientos energéticos y de agua de electrolizador Nel Hydrogen tipo PEM MC250 .....	45
Tabla 14. Producción de electrolizador MC250 .....	46
Tabla 15. Potencia de electrolizador en base a producción de hidrógeno .....	47
Tabla 16. Niveles de calidad de agua purificada .....	47
Tabla 17. Conversión de unidades de volumen a masa de diferentes elementos químicos .....	48

Tabla 18. Requerimientos de consumo de agua ultrapura para producción de hidrógeno .....	49
Tabla 19. Requerimientos de suministro de agua potable de electrolizador PEM MC250 .....	50
Tabla 20. Requerimientos de consumo de agua potable .....	51
Tabla 21. Características de diseño de reservorio de almacenamiento de agua potable .....	53
Tabla 22. Características estructurales de reservorio de almacenamiento de agua potable .....	54
Tabla 23. Características de diseño de tanque de almacenamiento de agua potable .....	55
Tabla 24. Características estructurales de tanque de almacenamiento de agua potable .....	57
Tabla 25. Capacidades de tanques de almacenamiento de agua Rotoplas horizontal/elíptica .....	57
Tabla 26. Velocidades recomendadas para fluidos en tuberías .....	60
Tabla 27. Parámetros para selección de bomba de agua 1 .....	62
Tabla 28. Velocidades para agua según el diámetro de la tubería .....	62
Tabla 29. Relación diámetro tubería – caudal .....	63
Tabla 30. Perdidas de carga recomendadas en función del caudal .....	64
Tabla 31. Características de electrobomba (EB - 1) .....	66
Tabla 32. Parámetros para selección de bomba de agua 2 .....	67
Tabla 33. Características de electrobomba (EB - 2) .....	69
Tabla 34. Calores específicos de gases comunes a 300 K .....	71

Tabla 35. Parámetros para cálculo de características de intercambiador de calor .....	72
Tabla 36. Coeficientes de transferencia de calor típicos para intercambiadores ...	72
Tabla 37. Características de enfriador de hidrógeno gaseoso .....	74
Tabla 38. Características de sistema de compresión de hidrógeno gaseoso HYDRO-PAC .....	76
Tabla 39. Tipos y características de tanques de almacenamiento de hidrógeno ...	79
Tabla 40. Parámetros para cálculo de tanques de almacenamiento de hidrógeno ..	80
Tabla 41. Valores de factor de compresibilidad del hidrógeno a distintas presiones y temperaturas .....	81
Tabla 42. Especificaciones para diseño tanque de almacenamiento de hidrógeno CGH2 .....	83
Tabla 43. Características de celda de combustible tipo PEM .....	84
Tabla 44. Características de electrobomba (EB - 3) .....	85
Tabla 45. Parámetros para cálculo de intercambiador de calor entrada de celdas .....	86
Tabla 46. Características de enfriador de hidrógeno gaseoso (CGH2) .....	87
Tabla 47. Comparación de las características técnica de la celda de combustible .....	89
Tabla 48. Características de celda de combustible Protón motor PM400 stack module 240 .....	90
Tabla 49. Características de inversor Fimer PVS800 – 57B .....	93
Tabla 50. Características de transformador de potencia 33/0.4 kV .....	94

Tabla 51. Características de transformador de potencia 220/33 kV .....	95
Tabla 52. Número total de celdas de combustible e inversores .....	99
Tabla 53. Potencia de equipos de conversión y transporte de energía eléctrica ...	100
Tabla 54. Magnitudes eléctricas en entrada de inversor .....	102
Tabla 55. Magnitudes eléctricas en salida de inversor .....	103
Tabla 56. Demanda de energía eléctrica en el periodo (abril 2022 – marzo 2023) .....	108
Tabla 57. Valores de demanda de energía eléctrica (abril – mayo 2022) .....	109
Tabla 58. Número y orden para cálculo de variaciones porcentuales .....	110
Tabla 59. Variación porcentual de demanda de energía eléctrica (abril 2022 – marzo 2023) .....	111
Tabla 60. Variación porcentual (abril 2022 – marzo 2023) ciudad Ilo, Moquegua .....	112
Tabla 61. Demanda de energía eléctrica (enero – marzo 2023) ciudad Ilo, Moquegua .....	113
Tabla 62. Pronóstico de demanda de energía eléctrica (abril 2023 - marzo 2024) .....	114
Tabla 63. Demanda de energía eléctrica periodo (abril 2022 – marzo 2023) y pronostico periodo (abril 2023 - marzo 2024) ciudad Ilo, Moquegua .....	116
Tabla 64. Compra de energía de Electrosur en el año 2022 .....	118
Tabla 65. Potencia instalada de planta de electrólisis de agua .....	119
Tabla 66. Potencia instalada de planta de compresión .....	120
Tabla 67. Potencia instalada de suministro de energía eléctrica .....	120

Tabla 68. Estimaciones y proyección de la población de la ciudad de Ilo, Moquegua

..... 121

## CONTENIDO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de carga y duración .....	12
Figura 2. Central solar Rubí, Moquegua .....	13
Figura 3. Central térmica Ventanilla, Lima .....	14
Figura 4. Electrólisis alcalina .....	15
Figura 5. Almacenamiento de energía con hidrógeno .....	16
Figura 6. Modelo de sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno .....	17
Figura 7. Diagrama unifilar de la central solar Rubí .....	19
Figura 8. Proceso de electrólisis .....	20
Figura 9. Esquema de ciclo de compresión .....	22
Figura 10. Celda de combustible .....	25
Figura 11. Paneles solares, central solar Rubí .....	31
Figura 12. Vista satelital de la central solar Rubí .....	33
Figura 13. Centro de transformación, central solar Rubí .....	35
Figura 14. Vista satelital de terreno en central solar Rubí .....	36
Figura 15. Flujograma de sistema de almacenamiento de energía .....	37
Figura 16. Electrolizador Nel Hydrogen tipo PEM MC250 .....	41
Figura 17. Irradiancia solar PVGIS en el departamento de Moquegua, año 2022 .....	43
Figura 18. Tipo y cantidad de agua para producción de agua ultrapura .....	49
Figura 19. Sistema de distribución de agua potable EPS Moquegua .....	52
Figura 20. Vista lateral de reservorio de almacenamiento .....	54

Figura 21. Vista lateral de tanque de almacenamiento TNH-4000 L .....	57
Figura 22. Sistemas de bombeo de agua potable, punto A - B .....	58
Figura 23. Sistema de bombeo de agua potable, punto B – C .....	60
Figura 24. Electrobomba de agua.....	61
Figura 25. Diagrama de selección rápida para bombas HIDROSTAL .....	66
Figura 26. Electrobomba centrifuga monoblock HIDROSTAL .....	67
Figura 27. Intercambiador de calor de placas .....	74
Figura 28. Densidad energética volumétrica – gravimétrica de combustibles .....	75
Figura 29. Compresor de hidrógeno de 2 etapas HYDRO – PAC .....	77
Figura 30. Tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno .....	78
Figura 31. Tanque de almacenamiento de hidrógeno CGH2 .....	81
Figura 32. Celda Protón motor PM400 stack module 240 .....	88
Figura 33. Sistema HyScale Protón Motor .....	90
Figura 34. SEIN, barra de potencia Ilo ELS 138 kV .....	91
Figura 35. SEIN, barra de potencia Ilo ELS 10.5 kV .....	92
Figura 36. Inversor Fimer PVS800 – 57B .....	92
Figura 37. SEIN, barra de potencia Rubí 220/33 kV y barra Montalvo 220 kV .....	93
Figura 38. Interfaces de celda de combustible Protón Motor PM400 stack module 240 .....	94
Figura 39. Transformador de potencia 33/0.4 kV .....	95
Figura 40. Configuración de sistema HyScale .....	98
Figura 41. Conexión de inversor con celdas de combustible .....	99

Figura 42. Conexión de celdas e inversores con transformado de potencia de 33/0.4 kV .....	102
Figura 43. Detalle de red colectora de la central solar Rubí .....	103
Figura 44. Conexión de celdas e inversores a barra SAH – 01 33 kV .....	104
Figura 45. Diagrama unifilar central solar Rubí, barras de 33 kV circuito 1 – 10 .....	105
Figura 46. Diagrama unifilar central solar Rubí, barras de 220 kV.....	105
Figura 47. Conexión de celdas e inversores a barra Rubí 220 kV .....	106
Figura 48. Diagrama unifilar, subestación eléctrica Montalvo 220 kV .....	106
Figura 49. Conexión de celdas e inversores a barra Montalvo 220 kV .....	107
Figura 50. Diagrama de demanda de energía eléctrica de datos recolectados, ciudad Ilo, Moquegua.....	111
Figura 51. Diagrama de demanda eléctrica proyectada, ciudad Ilo, Moquegua ..	115
Figura 52. Fallas por tipo de causa SEIN .....	117

## CONTENIDO DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Electrólisis .....	15
Ecuación 2. Calor cedido entre fluidos .....	20
Ecuación 3. Flujo másico de fluidos .....	20
Ecuación 4. Coeficiente global de transferencia de calor .....	20
Ecuación 5. Relación de temperaturas en intercambiador de calor .....	20
Ecuación 6. Área del intercambiador .....	20
Ecuación 7. Altura de elevación de bomba hidráulica .....	21
Ecuación 8. Potencia de bomba hidráulica .....	21
Ecuación 9. Relación de calores específicos .....	22
Ecuación 10. Trabajo total de ciclo de compresión .....	23
Ecuación 11. Eficiencia energética de ciclo de compresión .....	23
Ecuación 12. Ley de gases ideales (hidrógeno) .....	23
Ecuación 13. Volumen de tanque almacenador .....	23
Ecuación 14. Radio de tanque almacenador .....	24
Ecuación 15. Trabajo eléctrico .....	24
Ecuación 16. Cantidad total de carga eléctrica .....	25
Ecuación 17. Potencial eléctrico .....	25
Ecuación 18. Masa de entrada de hidrógeno .....	26
Ecuación 19. Masa de entrada de oxígeno .....	26
Ecuación 20. Consumo de hidrógeno para energía eléctrica de celda de combustible .....	26
Ecuación 21. Demanda anual del hidrógeno .....	39

Ecuación 22. Producción diaria del hidrógeno .....	41
Ecuación 23. Promedio de horas solar pico por mes .....	43
Ecuación 24. Altura del reservorio de almacenamiento .....	53
Ecuación 25. Ancho del reservorio de almacenamiento .....	53
Ecuación 26. Largo del reservorio de almacenamiento .....	53
Ecuación 27. Altura del tanque de almacenamiento de agua .....	56
Ecuación 28. Radio del tanque de almacenamiento de agua .....	56
Ecuación 29. Área de sección transversal de tubería de conducción .....	59
Ecuación 30. Presión absoluta de la bomba .....	59
Ecuación 31. Altura de elevación, descarga y succión de la bomba .....	59
Ecuación 32. Altura descargar y succión de la bomba .....	59
Ecuación 33. Altura dinámica total de la bomba .....	59
Ecuación 34. Flujo másico de la bomba de agua .....	67
Ecuación 35. Consumo energético de sistema de bombeo .....	70
Ecuación 36. Producción diaria de hidrógeno comprimido .....	75
Ecuación 37. Número de celdas por barra de potencia .....	95
Ecuación 38. Número total de inversores .....	96
Ecuación 39. Número de celdas de combustible por inversor .....	96
Ecuación 40. Número de celdas conectadas en serie .....	96
Ecuación 41. Número de celdas conectadas en paralelo .....	96
Ecuación 42. Potencia de entrada de inversor .....	100
Ecuación 43. Corriente de entrada del inversor .....	100
Ecuación 44. Tensión de entrada del inversor .....	100
Ecuación 45. Potencia salida del inversor .....	100

Ecuación 46. Corriente de salida del inversor .....	100
Ecuación 47. Tensión de salida de inversor .....	100
Ecuación 48. Variación porcentual .....	109
Ecuación 49. Media aritmética de la variación porcentual .....	112
Ecuación 50. Pronóstico del siguiente mes .....	113

## CONTENIDO DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Matriz de consistencia .....	137
Anexo 2. Consumo de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua (Periodo abril 2022 – marzo 2023) .....	139
Anexo 3. Evolución del número de clientes por zona en el periodo 2017-2022 ElectroSur S.A .....	140
Anexo 4. Evolución de los clientes libres (no regulados) y clientes regulados ElectroSur S.A .....	141
Anexo 5. Electrolizadores Nel Hydrogen Protón PEM. ....	142
Anexo 6. Tanque de almacenamiento de agua potable Rotoplas.....	144
Anexo 7. Bombas centrifugas HIDROSTAL .....	145
Anexo 8. Motores eléctricos WEG .....	147
Anexo 9. Compresores HYDRO-PAC .....	149
Anexo 10. Unidades de almacenamiento de hidrogeno STEELHEAD COMPOSITES.....	151
Anexo 11. Intercambiadores de calor Alfa Laval .....	153
Anexo 12. Celdas de combustible Protón Motor .....	155
Anexo 13. Celdas de combustible HYSCALE .....	156
Anexo 14. Inversor PVS800 – 57B .....	158
Anexo 15. Transformadores de potencia 220/33/0.4 kV .....	160
Anexo 16. Planta de electrólisis del agua .....	163
Anexo 17. Planta de compresión .....	164
Anexo 18. Planta de suministro de energía eléctrica .....	165

## RESUMEN

El objetivo de la siguiente investigación fue determinar si la potencia instalada de un sistema de almacenamiento de hidrógeno verde, denominación por su obtención a través de energía renovable, es capaz de cubrir la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua, por lo que se realizó los cálculos y selección de los equipos que conforman el sistema de almacenamiento de hidrógeno verde en base a datos recolectados en cuanto a la demanda de la energía eléctrica de la ciudad de Ilo en un periodo de tiempo comprendido a lo largo de un año, en primer lugar, se estableció que la fuente de funcionamiento del sistema de almacenamiento sea la central solar Rubí y luego determinó la cantidad necesaria de producción de hidrógeno que es equivalente en cantidad de energía eléctrica a cubrir. Después con esta cantidad de hidrógeno producido se utilizó como dato principal para el dimensionamiento de todos los equipos principales que conforman el sistema de almacenamiento de hidrógeno verde, además con los datos recolectados de demanda de energía eléctrica se realizó un pronóstico de la creciente demanda de energía en la ciudad de Ilo, Moquegua. Finalmente, mediante la evaluación de todos los equipos necesarios para el funcionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde y el comportamiento del consumo energético de la ciudad de Ilo, se llegó a la conclusión que la potencia instalada del sistema propuesto si tiene la capacidad de cubrir la demanda de energía de Ilo actual además de la futura.

Palabras clave: Hidrógeno verde, almacenamiento de energía, energía renovable, demanda de energía eléctrica, potencia instalada.

## **ABSTRACT**

The objective of the following research is to determine if the installed power of a green hydrogen storage system, denominated by its obtaining through renewable energy, is able to cover the electricity demand of the city of Ilo, Moquegua. Therefore, the calculations and selection of the equipment that make up the green hydrogen storage system were made based on data collected regarding the demand for electricity in the city of Ilo in a period of time over a year, first, it was established that the source of operation of the storage system is the Rubí solar plant and then determined the necessary amount of hydrogen production that is equivalent in amount of electricity to be covered. Then with this amount of hydrogen produced was used as the main data for the sizing of all the main equipment that make up the green hydrogen storage system, also with the collected data on electricity demand was made a forecast of the growing demand for energy in the city of Ilo, Moquegua. Finally, through the evaluation of all the equipment necessary for the operation of the green hydrogen storage system and the behavior of the energy consumption of the city of Ilo, it was concluded that the installed power of the proposed system has the capacity to cover the current and future energy demand of Ilo.

Key words: green hydrogen, energy storage, renewable energy, electric power demand, installed capacity.

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación consiste en el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante el hidrógeno verde para cubrir la demanda eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua ya que debido al constante desarrollo de la población e incremento de nuevos usuarios que requieren de un servicio básico como lo es la electricidad para los distintos usos que le den es que se genera una nueva demanda de energía eléctrica, por lo tanto para que pueda ser cubierta se requiere de nuevos sistemas de generación de electricidad como el que se propone en esta investigación.

El sistema de generación de electricidad propuesto se basa en el almacenamiento de energía eléctrica por medio de un combustible conocido como hidrógeno verde, esta expresión se le da ya que para la obtención del hidrógeno este se obtiene mediante la electrólisis del agua, pero la fuente de electricidad necesaria para que el proceso se lleve a cabo vendría a ser por medio de fuentes renovables.

Según Rosa (2008) “La introducción del hidrógeno como un sistema de almacenamiento a gran escala, permitirá desacoplar la producción de energía renovable de la demanda de electricidad, disminuyendo los problemas derivados de la aleatoriedad de aquella aumentando la predictibilidad y garantía de suministro y en suma incrementando el valor añadido y rentabilidad de las fuentes de energía renovable”.

Así mismo con este sistema de almacenamiento de energía con hidrógeno aparte de tener como propósito principal cubrir la demanda de energía de la localidad mencionada, también tiene como fin que las fuentes de energía renovables tengan una mayor participación y por lo tanto un reemplazo progresivo de las

fuentes de generaciones no renovables que no son favorables para el entorno en el que vivimos. La estructura que conforma el sistema de almacenamiento de energía con hidrógeno verde son el proceso de electrólisis, el proceso de compresión, el almacenamiento y la conversión de energía.

Cada proceso lo conforman diferentes equipos, como lo son electrolizadores, intercambiadores de calor, bombas hidráulicas, compresores, tanques de almacenamiento, pilas de combustibles, etc. Todos estos equipos son seleccionados y calculados de acuerdo con la cantidad de energía que se quiere lograr cubrir por lo que la potencia instalada de todo este sistema tiene que cubrir la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua con las debidas condiciones óptimas por medio de la distribuidora de energía de la localidad.

Debido a que la tecnología mencionada aún no está en desarrollo en el Perú solo se propone un modelo mediante cálculos teóricos, pretendiendo que a futuro pueda ser un aporte para la realización de proyectos de este tipo. Ya que según la Asociación Peruana de hidrógeno H2Peru, el potencial de hidrógeno en el Perú es favorable y dentro de la proyección que tienen, debido a diferentes estudios se pretende que para el año 2025 se comience a iniciar con el desarrollo de esta tecnología que incluye la creación de un marco regulatorio, para el año 2030 sentar bases del mercado local, para el año 2040 el fomento a la innovación industrial hacia el hidrógeno verde y pasos para la exportación y por ultimo para el año 2050 lo que sería un despliegue a gran escala logrando un alto nivel de autosuficiencia con los usos del hidrógeno.

## **CAPÍTULO I**

### **PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **1.1 Descripción de la realidad del problema**

La demanda de energía eléctrica en el Perú en los 10 últimos años, según datos estadísticos del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin, 2016) ha ido aumentando aproximadamente de un 2 a 6 % y conforme pase el tiempo se irá incrementando, por lo que para ser capaces de producir la energía eléctrica necesaria para cubrir esta demanda es necesario poder realizar un cambio respecto al uso de fuentes energéticas no renovables que generan un impacto ambiental negativo, por fuentes energéticas renovables que representan lo contrario. El uso de la energía eléctrica en el Perú a través de los años ha influido considerablemente en muchos sectores, tales como el industrial, residencial, público, etc. ya que se utiliza en la mayoría de los equipos que son parte de procesos industriales, así como de su uso diario de la población nacional, esto genera una demanda de energía que tiene que ser abastecida a través de sistemas de generación que utilizan fuentes energéticas renovables y no renovables.

Según datos del Ministerio de Energía y Minas (Minem, 2021) la matriz energética del Perú se conforma por energías renovables en casi un 69% de las que un 4% son fuentes no convencionales tales como la energía o solar.

Por lo que la creciente demanda de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua debido a la integración de nuevos clientes que pasan a estar regulados, resulta en un incremento de aproximadamente 10% con respecto al año anterior (Electro Sur, 2022, p. 18), esto implica que para cubrir esta demanda sea necesario optar por nuevas alternativas de generación de energía eléctrica que sean capaces de abastecer estas necesidades energéticas óptimamente.

Además, que la necesidad del almacenamiento de energía eléctrica que sería la mejor opción para cubrir cierta demanda de energía eléctrica tiene relación directa con que la generación y el consumo de electricidad no son constantes, ya que estos presentan variaciones durante todo el año.

Según Rodríguez (2022) “El almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno permite almacenar una media de energía de hasta 1000 MW durante varias semanas, meses o hasta un año”, por lo que la cantidad de almacenamiento para cubrir la demanda de la ciudad de Ilo, Moquegua que viene ser de aproximadamente superior a 4 MW/h mensualmente es de acuerdo con el valor de esta demanda, con este dato se selecciona un electrolizador que tiene un rango de producción de hidrógeno expresado en energía almacenada.

## **1.2 Definición del problema**

### **1.2.1 Problema general**

¿La potencia instalada en un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde cubrirá la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Ilo, Moquegua año 2023?

### **1.2.2 Problemas específicos**

a) ¿Cuál es la potencia instalada de un sistema de generación de hidrógeno verde?

b) ¿Cuál es la demanda de energía eléctrica de la Ciudad de Ilo, Moquegua?

### **1.3 Objetivos de la investigación**

#### **1.3.1 Objetivo general**

Determinar si la potencia instalada en un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde cubrirá la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Ilo, Moquegua año 2023.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

- a) Determinar la potencia instalada que se puede alcanzar en un sistema de generación de hidrógeno verde para almacenar energía eléctrica.
- b) Establecer el nivel de demanda eléctrica mensual de la ciudad de Ilo, Moquegua proyectada para el año 2024.

### **1.4 Justificación**

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde tuvo como referencia las normas del comité técnico ISO/TC 197 (19880, 14687, 22734, EN 17533, EN 62282), que son un conjunto de reglamentos y disposiciones de aplicación universal, ya que en la actualidad los reglamentos necesarios para la realización de este sistema de almacenamiento están en un proceso de desarrollo en el Perú y con el uso de este tipo de normas ya establecidas por especialistas en este tipo de tecnología se busca además que estas normas sean incluidas dentro de los reglamentos futuros que se vayan creando conforme se vaya aplicando con mayor frecuencia el almacenamiento de energía con hidrógeno, así mismo el proceso de producción y almacenamiento de hidrógeno verde que son parte este sistema se llevó a cabo bajo las especificaciones de seguridad y control referenciando las normas del comité ISO/TC 197 (15916) y otras investigaciones con respecto a este

tipo de tecnología, además para la energía necesaria que requiere este sistema de almacenamiento se propuso el uso de energía renovable solar de la central solar Rubí, Moquegua por la ubicación cercana con el lugar donde se pretende cubrir la demanda de energía eléctrica, así como con la potencia que cuenta la central es suficiente para cubrir los parámetros necesarios para la operación correcta del sistema de almacenamiento mencionado.

Si bien se conoce que la instalación de un sistema de almacenamiento de hidrógeno verde, así como los equipos que la conforman son costosos en la actualidad, conforme se vayan empleando más este tipo de sistemas los costos se irán reduciendo debido a la rentabilidad del hidrógeno, además a largo plazo su mantenimiento preventivo o correctivo es económico y sencillo de realizar, también genera puestos de trabajo para su constante monitoreo en los equipos instalados en este sistema de almacenamiento. Y con todos estos aspectos que implican el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de hidrógeno verde finalmente se pudo lograr cubrir la demanda eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua.

### **1.5 Alcance y limitaciones**

El presente estudio tiene un alcance que está dentro de un ámbito local, siendo la ciudad de Ilo ubicada en el departamento de Moquegua y además tiene un propósito para una realización a mayor escala de corroborar los resultados obtenidos en la siguiente investigación, ya que este tipo de tecnología que implica el hidrógeno verde en el Perú actualmente solo se tienen estudios, y dentro de esos estudios se resalta el potencial que tiene su aplicación práctica.

En cuanto a las limitaciones se puede decir que por el momento no se encuentra proyectos aplicados en el Perú al ser un nuevo tipo de tecnología, por lo

que es difícil acceder a estudios sólidos que expliquen su funcionamiento.

## 1.6 Variables

### Variable independiente

Potencia instalada.

### Variable dependiente

Demanda de energía eléctrica.

### 1.6.1 Operacionalización de variables

**Tabla 1**

*Operacionalización de variables*

<b>Variable Independiente</b>	<b>Definición conceptual</b>	<b>Unidad de medida</b>	<b>Escala</b>	<b>Instrumento de medida</b>
Potencia Instalada	Capacidad de generación de energía eléctrica existente de un determinado sistema de potencia que permite cubrir la demanda de energía de un sector	MW	Intervalo	Vatímetro
<b>Variable dependiente</b>	<b>Definición conceptual</b>	<b>Unidad de medida</b>	<b>Escala</b>	<b>Instrumento de medida</b>
Demanda de energía eléctrica	La demanda de energía eléctrica se basa en la cantidad de energía eléctrica que requiere cierta zona de una población o sector para abastecer sus necesidades energéticas	MW/h	Intervalo	Medidores de energía

## **1.7 Hipótesis de la investigación**

### **1.7.1 Hipótesis general**

La potencia instalada en un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde disminuirá la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Ilo, Moquegua año 2023.

### **1.7.2 Hipótesis específicas**

- a) La potencia instalada en un sistema de generación de hidrógeno verde para almacenar energía eléctrica alcanzara un valor superior a los 15 MW.
- b) La demanda eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua proyectada para el año 2024 es mayor a 4 MW/h mensualmente.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes de la investigación**

Se utilizo los siguientes estudios realizados por distintos autores que serán usadas como antecedentes para el proyecto de investigación:

Yanque (2022) en su tesis titulada Análisis de la integración de centrales termo solares de concentración en las regiones de Tacna y Moquegua al sistema interconectado nacional del Perú realizó una evaluación sobre la integración de las centrales solares termo eléctricas al SEIN en régimen permanente pudiendo así poder cubrir la demanda que se requiere, se hizo una evaluación del origen de la energía eléctrica que cubre las necesidades energéticas de ambas regiones, llegando a la conclusión que la mayor participación de las centrales solares es autosuficiente para atender la demanda exigida por estas regiones, además de disminuir fallas en el sistema eléctrico. También con respecto a las centrales que pueden integrarse al SEIN de acuerdo con la irradiancia que se determinó se obtuvo lo siguiente: ST Ilo: 2585 kWh/m<sup>2</sup>, ST Intipampa: kWh/m<sup>2</sup> y ST Pampa Hawaii: 2650 kWh/m<sup>2</sup>, teniendo así 3 centrales con 8 horas de almacenamiento con sales fundidas que serían: 1 central de 110 MW, ST Ilo, 1 central de 110 MW, ST Pampa Hawaii, 1 central de 50 MW, ST Intipampa.

Asimismo, Maza & Pérez (2022) en su tesis titulada Almacenamiento de energía eléctrica en la central fotovoltaica de Moquegua y su inyección en horas de máxima demanda del SEIN informa lo siguiente: La central Solar de Moquegua tiene una potencia de 16 MW operando en el SEIN que inyecta energía eléctrica fuera de las horas punta con una carga promedio de 31.97 % y una carga promedio de 71.38 % durante las horas de máxima demanda. En esta investigación nos indica el efecto que genera la inyección de energía almacenada en un sistema BESS durante la máxima demanda al SEIN. En conclusión, como principal efecto se tiene 82 MWh de energía que se distribuye a la central termoeléctricas que usan el gas natural, lo que presenta el 0.23 % de la energía eléctrica que se logra generar durante horas de máxima demanda. Dando a conocer que la energía almacenada en la Central Solar de Moquegua mediante sistemas renovables puede inyectar energía eléctrica al SEIN en horas punta.

También Estrada et al. (2019) con su título de tesis Diagnostico, Análisis y Evaluación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías para su aplicación en la regulación primaria de frecuencia en una Central de Ciclo Combinado del Sistema Eléctrico Peruano nos indican que en el Perú el uso de baterías para el almacenamiento de energía eléctrica en el SEIN no se encuentra desarrollado hasta la fecha. Efectuando un análisis y evaluación para el almacenamiento de energía en una central termoeléctrica de ciclo combinado la cual fue la central termoeléctrica Fénix – Cañete en su barra de 500 KV. Teniendo como resultados que el sistema de baterías BESS (Battery Energy Storage System) tiene muchos beneficios que se comprobaron tales como una respuesta de frecuencia más rápida, confiabilidad para la regulación primaria de frecuencia, etc. Las pruebas se

realizaron en la barra de 500 KV cuando se le aplicó una conexión imprevista de una carga de 20 MW esto produjo un desbalance entre la generación y la demanda repercutiendo en la frecuencia que registró una disminución hasta un valor de 59.694 Hz, luego comienza a recuperarse hasta los 60 Hz por la acción del sistema de control BESS, así como el precio de la energía que representa una variable que impacta en la sensibilidad del proyecto, ya que lo hace rentable y capaz de soportar una variación del precio de la energía de hasta 34 % (7.51 USD/MWh) respectivamente.

Además, Martínez & Ramírez (2017) en su tesis titulada Producción de energía eléctrica y gas de síntesis a partir de la electrólisis del agua con energía solar y uso del CO<sub>2</sub> explican la producción de hidrógeno verde con energía solar, indicando los beneficios de este proceso en el cual se obtiene el hidrógeno. La prueba experimental para demostrar las aplicaciones del hidrógeno verde se hizo en un carro de juguete en lo que fue su movilización, se utilizó diferentes equipos tales como un PEM REVERSIBLE FULL CELL, PEM ELECTROLYSER y demás objetos pertinentes para llevar a cabo el experimento, llegando a las conclusiones que para la obtención de 0.3 L de H<sub>2</sub> es necesario 0.6 ml de H<sub>2</sub>O destilada y para generar esa cantidad de hidrógeno se necesitó una intensidad de 0.97 Amp, entonces las aplicaciones del hidrógeno verde son diversas ya sea un combustible para impulsar automóviles, como vector energético, etc. Esto también representa positivamente en el medio ambiente ya que disminuye significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> al momento de producir energía eléctrica.

A nivel internacional también se realizaron estudios por Jiménez (2020) con el título Evaluación técnica económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones

para la industria y desplazamiento de combustible fósil informándonos en su investigación sobre la evaluación de implementación económica de plantas electrolizadoras que generen hidrógeno verde mediante fuentes renovables para utilizarlos en las industrias. Con respecto a las proyecciones económicas en energía se tuvo como resultados que en Chile existe un potencial para instalar 70 plantas generadoras con energía renovable de 200 MW y teniendo en cuenta que el LCOE de cada una de las plantas y su evolución en el tiempo, proporciona un conjunto óptimo de centrales eléctricas que permitan abastecer una demanda al menor costo posible, además de presentar un variación costo de producción de energía de 46.61 USD/MWh a 38.97 USD/MWh a lo largo de 10 años.

Luego con respecto a lo descrito anteriormente Cancino (2021) en su título de investigación Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas Chile explica acerca del estudio que se realizó para una evaluación técnica sobre la economía, producción y almacenamiento de hidrógeno verde para generar energía eléctrica a Chile. Recopilando información sobre el hidrogeno verde, estudiando la radiación solar en la región norte de Chile, el dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica para su generación de energía eléctrica mediante energía renovable para cubrir la demanda que se requiera. El propósito de esta investigación es dar a conocer lo económico y limpio que puede resultar el hidrogeno verde almacenado. Finalmente, se determinó que, con 23 MW de energía renovable, se obtiene una potencia de 12 MW de hidrógeno en condiciones normales y 1.98 MW de hidrógeno comprimido o licuado de forma continua las 24 horas del día.

Finalmente, Alvarado (2022) en su tesis titulada Proyecto de planta de

producción de hidrógeno verde para necesidades nacionales nos plantea en su investigación la proyección de una planta de producción de hidrógeno verde para cubrir la demanda de energía eléctrica emergente en una zona Chile, específicamente en el Hospital regional de Concepción, asimismo la inyección de un porcentaje del hidrógeno producido a la red de gas natural. De este modo en base al estudio de la generación renovable se establece que son necesarios 9 electrolizadores ArevaH2Gen modelo Elyte 200 de 1.000 kW, conectados a 3 turbinas eólicas Windtec DD 3000-140 de 3.000 kW para el abastecimiento de hidrógeno y oxígeno. Teniendo una producción de 591 ton/año de hidrógeno, 4.693 ton/año de producción de oxígeno y consumiendo 5.284 ton/año de agua. Para el sistema de almacenamiento existe una demanda de energía eléctrica de 1.798 MWh/año, por lo que son necesarios 2 aerogeneradores EWT DW54 - 500 de 500 kW, teniendo una generación de energía de 2.314 MWh/año. Llegando a la conclusión de la evaluación económica que realizo que la rentabilidad del proyecto no es favorable debido al precio del hidrógeno en el mercado registrado en el momento en que se hizo la investigación.

## 2.2 Marco teórico

Según Maza & Pérez (2022) “La demanda de energía eléctrica varía en cada instante de tiempo en el horario diurno” (p. 8), y los sistemas de generación de energía eléctrica encargados de abastecer esta demanda están compuestos por centrales eléctricas con diferentes características operativas estos se clasifican en:

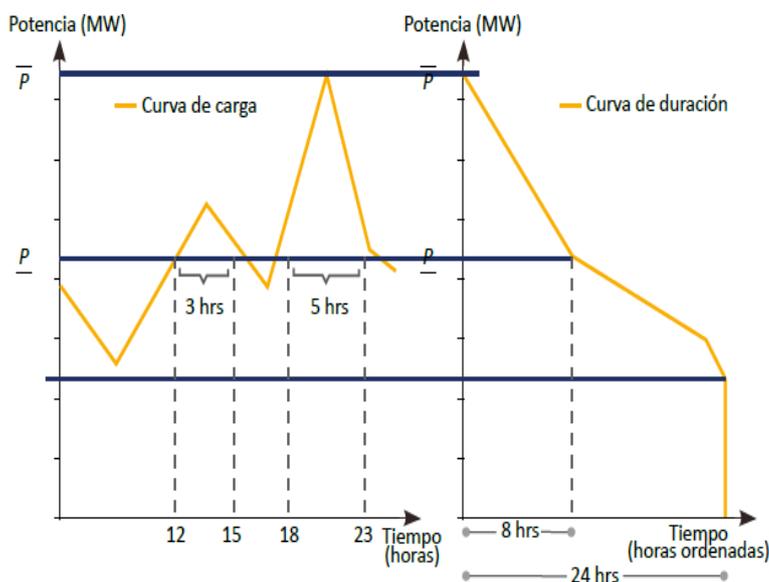
Centrales base, que son aquellas que están destinadas a la producción de energía de manera permanente, están conformadas por centrales hidroeléctricas grandes y termoeléctricas de ciclo combinado.

Centrales intermedias son aquellas pueden responder a cambios de demanda de energía por lo que sus sistemas de generación tienen una producción regulada, están conformadas por centrales térmicas grandes e hidroeléctricas pequeñas.

Centrales de carga máxima son aquellas que tiene como principal función cubrir periodos de máxima demanda de un sistema eléctrico, están conformadas por centrales térmicas pequeñas y medianas.

**Figura 1**

*Diagrama de carga y duración*



En la actualidad la energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que se obtiene de la radiación solar mediante paneles solares, en el cual se puede obtener varios beneficios económicos en la zona industrial y la población urbana, presenta una ventaja muy importante el cual es evitar la contaminación evitando el uso de los combustibles fósiles y nuclear que en la presente afecta descomunalmente al medio ambiente, deteriorando la vida a futuro. Esta fuente de energía se está modernizando por la necesidad de las empresas industriales y es muy abundante actualmente en el mundo gracias a la radiación del sol, siendo una energía limpia.

**Figura 2**

*Central solar Rubí, Moquegua*



El almacenamiento de energía electroquímica convierte la energía eléctrica a energía química para su almacenamiento, normalmente mediante el uso de baterías o condensadores electroquímicos. Las baterías se encuentran compuestas por celdas que almacenan energía a través de oxidación y reducción. Generalmente es un sistema avanzado que es muy útil como sistema de almacenamiento a corto plazo, que requiere carga y descarga frecuentes.

Los principales objetivos a corto y medio plazo dentro del almacenamiento electroquímico es la reducción de costes al instalar, mantenimiento y la durabilidad

del sistema para favorecer la neutralización y reciclaje de los dispositivos cuando se agoten. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2019, p. 16).

El almacenamiento de energía en el presente es imprescindible para asegurar la producción de las energías renovables por su funcionamiento fácil, limpio y económico, siendo un objetivo importante para las empresas industriales, mejorando su desarrollo en la productividad y a la vez generando empleo.

Los beneficios de almacenar energía se presentan cuando existe condiciones climáticas desfavorables disminuyendo la producción de energía por tal motivo es muy fundamental la necesidad de almacenar para cuando suceda estos eventos.

**Figura 3**

*Central térmica Ventanilla, Lima*



La razón de almacenar la energía renovable es por la noche, en esos momentos se presenta una baja la productividad generando retraso laboral como una deficiencia al objetivo. Ahora existe nuevos sistemas para evitar este problema: Tenemos la batería de litio, es el principal almacenamiento de energía que se está aplicando actualmente, la desventaja que tiene estas baterías es el poco período de vida al almacenar la energía.

El aire comprimido es otro almacenamiento, en donde se concentra y almacena aire comprimido para luego mover un generador y producir la energía eléctrica que se requiera.

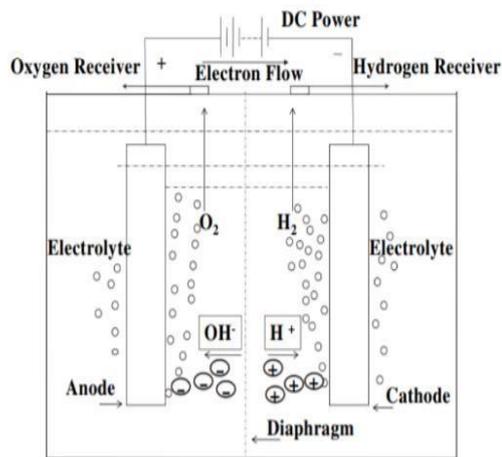
Como último almacenador de energía tenemos al hidrógeno, mundialmente es conocido como el combustible del futuro, es una fuente para generar energía renovable a grandes cantidades a comparación de las baterías de litio, el hidrógeno se puede almacenar durante un largo periodo de tiempo, garantizando su efectividad durante la producción de energía.

En la electrólisis existen varias maneras de generar el hidrógeno verde mediante las energías renovables. Se requiere agua que contenga sales minerales para aplicar este proceso llamado electrólisis que se encarga de separar el hidrógeno con el oxígeno (H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>) para ser destinados a tanques de almacenamiento, de los diferentes tipos de procesos que existen para extraer el hidrógeno, la electrólisis es el proceso más limpio de todos. La ecuación básica de la electrólisis es:



**Figura 4**

*Electrolisis alcalina*



El hidrógeno verde es un elemento que abunda a nivel mundial, pero no se encuentra de manera libre en la tierra, este componente químico se puede producir mediante un proceso llamado electrólisis, generado por energía renovables mediante la radiación solar u otra fuente similar, el proceso consiste en utilizar energía eléctrica y dividir la molécula del agua en hidrogeno y oxígeno acumulándolos para su uso efectivo en un nuevo proyecto de producción de energía eléctrica renovable, motivo por el que se le puede llamar al hidrogeno un vector energético. (Fuñes & Reyes, 2019, p. 23).

Durante los años los gastos de transformación siempre suponen un gasto energético, cuyos costos son asumibles, a diferencia de la electricidad el hidrógeno es más accesible al momento de almacenarlo.

También al hidrógeno verde se le conoce como el nuevo combustible del futuro ya que su producción se realiza mediante energía renovable a comparación de los hidrógenos gris y azul que son contaminantes en la actualidad debido al uso de combustibles fósiles en su proceso , afectando el medio ambiente. (Fuñes & Reyes, 2019, p. 23).

#### **Figura 5**

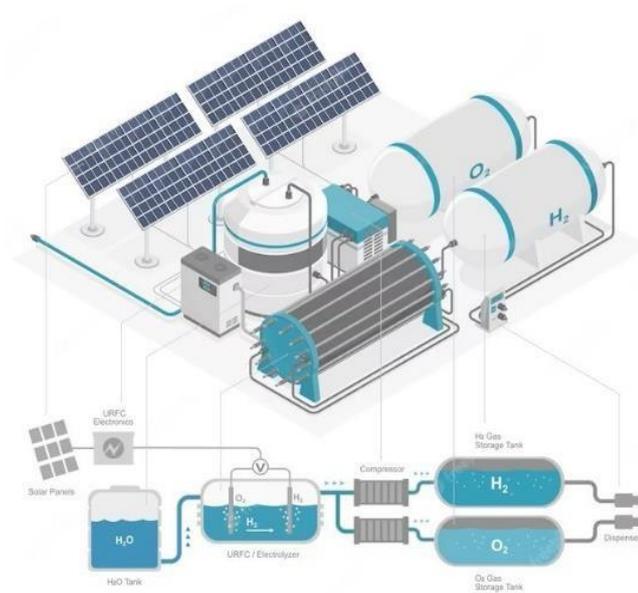
*Almacenamiento de energía con hidrogeno*



El hidrógeno no se considera una fuente de energía primaria como las energías renovables o combustibles fósiles, ya que se encuentra en forma de agua y es un medio para almacenar y distribuir energía eléctrica donde la demanda lo requiera.

**Figura 6**

*Modelo de sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno*



Los estados de almacenamiento de hidrógeno verde en su forma líquida tiene una densidad de energía considerable que, en su estado gaseoso, resultando sencillo de almacenarlo.

El sistema de almacenamiento de hidrógeno en su forma líquida según estudios se logró aplicarlo obteniendo resultados positivos, pero tiene desventajas, ya que requiere energía para lograr licuar el gas y mantener el control necesario para su estabilidad de temperatura y así evitar diferentes tipos de riesgos.

Se debe almacenar en recipientes criogénicos, a medida que se presente una evaporación en estos recipientes presentaría pérdidas de hidrógeno.

## 2.3 Diseño de sistema de almacenamiento de hidrógeno verde

### 2.3.1 Planta fotovoltaica

La central solar Rubí ubicada en el departamento de Moquegua, provincia Mariscal Nieto presenta las siguientes características generales en cuanto a los diferentes equipos que la conforman:

**Tabla 2**

*Características generales de la central solar Rubí*

Características	Valor
Potencia aparente bruta	144.48 MVA
Potencia instalada nominal	144.48 MW
Nº total de módulos	560880
Distribución de módulos	41
Horas de utilización equivalentes a plena potencia referida al periodo anual	2453 h
Nivel de media tensión	33 kV
Centros de transformación	41
Cantidad de inversores	164
Tensión de salida a inversores	0.4 kV – AC

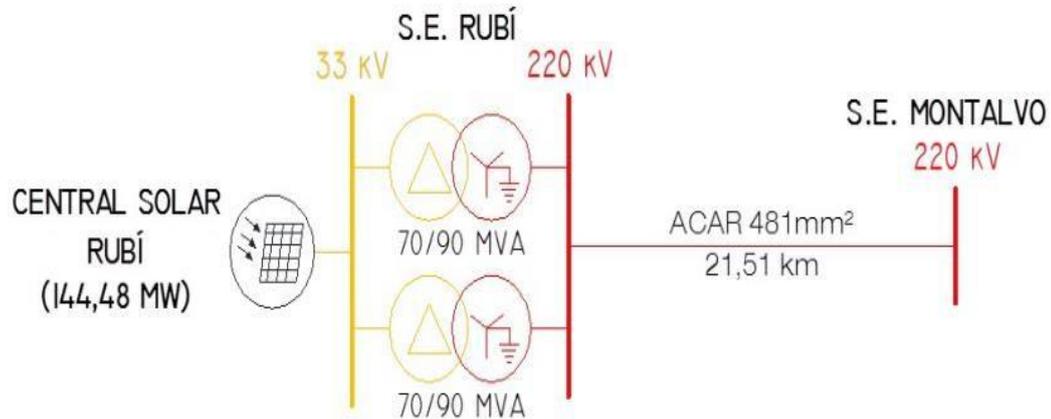
Con una proyección de producción anual de energía de 440 GWh y adjudicada común precio monomico de energía de US\$ 48 MWh.

Asimismo, la central tiene una producción acumulada de 289.18 GWh, dato registrado desde el mes de enero al mes de agosto del año 2023 y con una producción diaria de aproximadamente 2600 MWh. La central consta de 2 circuitos:

- Circuito 1 - 5 con una máxima demanda de 8417 MW.
- Circuito 6 - 10 con una máxima demanda de 8012 MW.

**Figura 7**

*Diagrama unifilar de la central solar Rubí*



### **2.3.2 Proceso de electrólisis del agua**

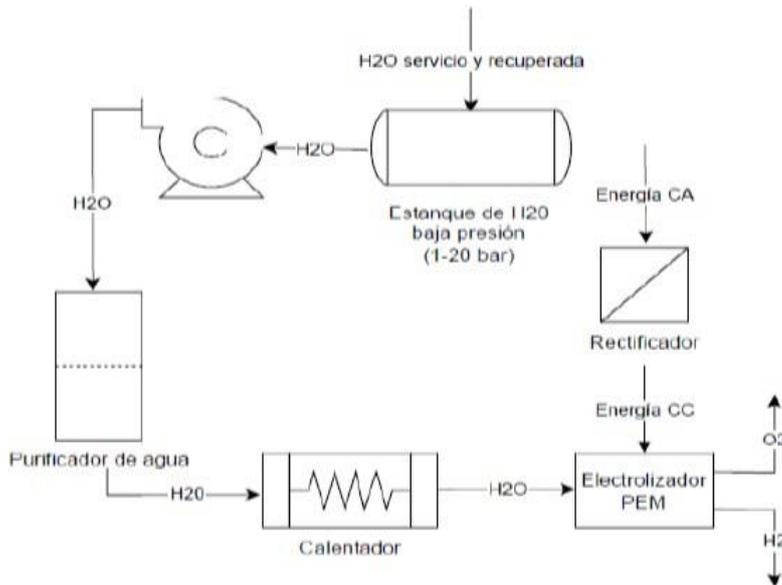
Este sistema está conformado por los equipos que son el electrolizador, sistema de suministro de agua que incluyen sistema de bombeo y purificación de agua, intercambiadores de calor que pueden estar incluidos dentro del electrolizador o externamente, etc.

Según Cancino (2021) “Se toma como valor de referencia que 8.9 litros de agua son necesarios para producir 1 Kg de hidrógeno” (p.10), además de que en general los electrolizadores requieren de agua desmineralizada externa o propiamente producidos por el mismo equipo por lo que la calidad del agua usada para la producción de hidrógeno debe tener ciertos requerimientos para el óptimo proceso del electrolizador.

La elección del electrolizador guarda relación con la producción de energía de la planta fotovoltaica, ya que requiere de esta energía para su funcionamiento, así como los demás componentes que conforman el electrolizador para su funcionamiento.

**Figura 8**

*Proceso de electrólisis*



Respecto al suministro de agua de entrada hacia el electrolizador se requiere elevar la temperatura de 20 ° a 80 ° C por lo que para la selección del área de los intercambiadores se emplea las siguientes ecuaciones:

$$\dot{Q} = \dot{m}_x * (T_{\text{entrada, x}} - T_{\text{salida, x}}) * C_{p, x} \dots\dots\dots (2)$$

$$\dot{m}_x = \frac{\dot{Q}}{(T_{\text{entrada, x}} - T_{\text{salida, x}}) * C_{p, x}} \dots\dots\dots (3)$$

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_{x1}} + \frac{1}{h_{x2}} \dots\dots\dots (4)$$

$$\Delta T_{\text{log}} = \frac{\Delta_1 - \Delta_2}{\ln\left(\frac{\Delta_1}{\Delta_2}\right)} \dots\dots\dots (5)$$

$$A = \frac{\dot{Q}}{\Delta T_{\text{log}} * U} \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

$\dot{Q}$ : calor cedido entre fluidos (kW).

$\dot{m}_x$ : flujo másico de fluido (Kg/s).

$T_x$ : temperatura del fluido (K).

$\Delta T_{\log}$ : relación de temperaturas en intercambiador de calor (K).

$\Delta_{1,2}$ : diferencias de temperaturas de fluidos (K).

$C_{p,x}$ : calor específico del fluido (KJ/Kg·K).

$U$ : coeficiente global de transferencia de calor (kW/m<sup>2</sup>·K).

$h_{x1,2}$ : coeficiente convectivo de fluido (kW/m<sup>2</sup>·K).

$A$ : superficie del intercambiador de calor (m<sup>2</sup>).

Además, la bomba de impulsión que suministrara agua hacia el electrolizador para su correcto funcionamiento se tiene que calcular la altura de elevación que nos llevara a saber cuál tendría que ser la potencia de la bomba mediante las siguientes ecuaciones:

$$H = \frac{\rho * Q^2}{2 * A^2} \dots\dots\dots (7)$$

$$\dot{E} = \frac{H * \rho * Q}{3670 * 10^{-5}} \dots\dots\dots (8)$$

Donde:

$H$ : altura de elevación (mca).

$Q$ : flujo volumétrico de la bomba (m<sup>3</sup>/s).

$A$ : área de la sección transversal de la tubería (m<sup>2</sup>).

$\rho$ : densidad del fluido (agua = 1000 Kg/m<sup>3</sup>).

$E$ : potencia de la bomba (kW).

### 2.3.3 Proceso de compresión

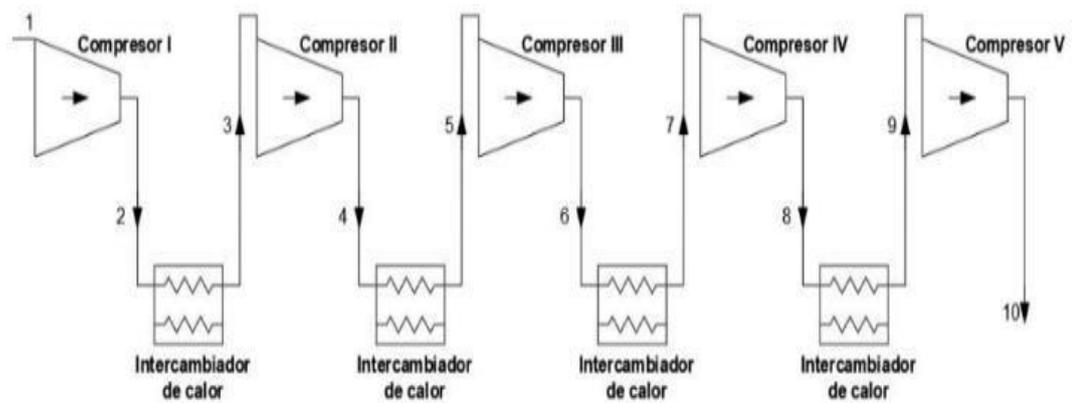
Este proceso está comprendido por equipos que son compresores e intercambiadores de calor en su forma básica de diseño (figura 9) y reciben el

hidrógeno producido por el electrolizador en su estado gaseoso y lo comprimen para que finalmente se dirija hacia depósitos que se encargaran de almacenar el hidrógeno en el estado que salen del proceso de compresión.

También este sistema de compresión puede ser seleccionado de acuerdo con el flujo másico del electrolizador.

**Figura 9**

*Esquema de ciclo de compresión*



Los estados termodinámicos del proceso de compresión de hidrógeno a la entrada y salida de los equipos en el caso del diseño de este sistema mediante el uso de compresores e intercambiadores se determinan mediante el balance de masa y energía.

El caudal de hidrógeno en estado gaseoso proveniente del proceso de electrólisis se mantiene constante durante todo el proceso de compresión, por lo que en primer lugar se calcula el calor específico mediante la siguiente ecuación:

$$k = \frac{C_p}{C_v} \dots\dots\dots (9)$$

Donde:

$C_p$ : Calor específico del hidrógeno a presión constante (KJ/Kg·K).

$C_v$ : Calor específico del hidrógeno a volumen constante (KJ/Kg·K).

El trabajo total y la eficiencia energética realizado por el ciclo de compresión esta dado por la sumatoria de todos los trabajos y por la siguiente ecuación:

$$W_{total} = \frac{\sum_i \left( \frac{\dot{m}_{GH_2} * z_i * R * T_i * (r_p^{\frac{n-1}{n}} - 1)}{n-1} \right)}{\eta_p} \dots\dots\dots (10)$$

$$\eta_{compresión} = \frac{\dot{m}_{GH_2}}{W_{total}} \dots\dots\dots (11)$$

Donde:

$W_{total}$ : trabajo total de ciclo de compresión (kW).

$\eta_p$ : eficiencia politrópica.

$\dot{m}_{GH_2}$ : caudal de hidrógeno en estado gaseoso (Kg/s).

### 2.3.4 Almacenamiento

El hidrógeno se puede almacenar en estado líquido o gaseoso. En el caso de almacenar el hidrógeno en estado gaseoso se considera que el hidrógeno se comporte como un gas ideal por lo tanto la ecuación para hallar el valor del volumen esta dado por:

$$P * V_t = m_{H_2} * R * T \dots\dots\dots (12)$$

$$V_t = \frac{Z * 4157,2 * m_{H_2} * T}{P_d} \dots\dots\dots (13)$$

Donde:

R: constante de gas (hidrógeno = 4.1242 KJ/ Kg·K).

$P_d$ : presión de diseño del gas (Pa).

$V_t$ : volumen del estanque (m<sup>3</sup>).

T: temperatura (K).

Z: factor de compresión.

El radio del tanque para ambos tipos de almacenamiento está en función de hallar el volumen del tanque, siendo la altura  $H = 0$  en lo que sería un tanque esférico, por lo que la ecuación para hallar el radio esta dado por:

$$V_t = \frac{4\pi r^3}{3} + \pi * r^2 * H \dots\dots\dots (14)$$

Donde:

H: altura (metros).

$V_t$ : volumen del estanque ( $m^3$ ).

r: radio del estanque (metros).

### 2.3.5 Proceso de producción de energía eléctrica

Este proceso está compuesto por diferentes equipos y elementos eléctricos de potencia dentro de los cuales como principal equipo está la celda de combustible que es la encargada de generar la energía eléctrica por medio de una fuente de almacenamiento de hidrógeno y un suministro de oxígeno.

El trabajo eléctrico a partir de una carga y diferencial potencial esta dado por la siguiente ecuación:

$$W_{el} = q * E \dots\dots\dots (15)$$

Dónde:

$W_{el}$ : trabajo eléctrico (J/mol).

q: carga eléctrica (C/mol).

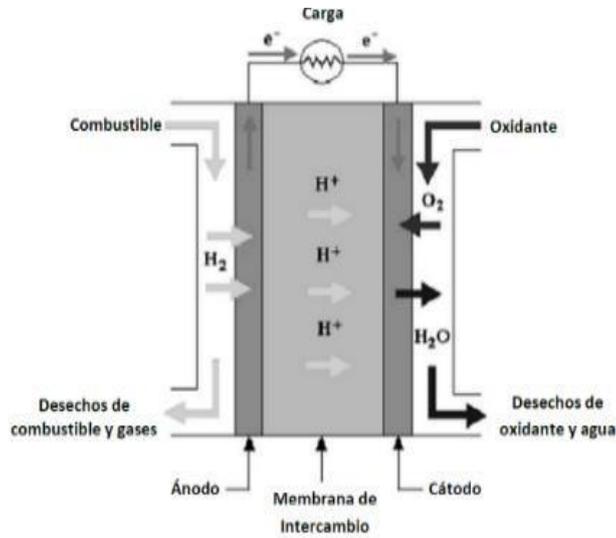
E: potencial eléctrico (Voltios).

Asimismo, la cantidad total de carga eléctrica transferida por mol de hidrógeno consumido viene determinada por la siguiente ecuación:

$$q = n * N_{\text{Avg}} * q_{\text{el}} \dots \dots \dots (16)$$

**Figura 10**

*Celda de combustible*



Dónde:

n: número de electrones por cada molécula de hidrógeno.

N<sub>Avg</sub>: número de Avogadro. (6.023x10<sup>23</sup> moléculas/mol).

q<sub>el</sub>: carga de un electrón (1.3052x10<sup>-19</sup> C/electrón).

El potencial teórico de la celda de combustible esta dado por la siguiente ecuación:

$$E = - \frac{\Delta G}{nF} \dots \dots \dots (17)$$

Donde:

E: potencial teórico de la celda de combustible (Voltios).

ΔG: energía libre de Gibbs (KJ/mol).

n: número de electrones por cada molécula de hidrógeno.

La masa de entrada de hidrógeno y oxígeno a la celda de combustible está dada por las siguientes ecuaciones:

$$m_{H_2 \text{ entrada}} = S_{H_2} * \frac{M_{H_2}}{2 * F} * I * n_{\text{celdas}} \dots\dots\dots (18)$$

$$m_{O_2 \text{ entrada}} = S_{O_2} * \frac{M_{O_2}}{4 * F} * I * n_{\text{celdas}} \dots\dots\dots (19)$$

Donde:

$S_{H_2, O_2}$ : razón estequiométrica de ingreso de hidrógeno/oxígeno.

$M_{H_2, O_2}$ : peso molecular de hidrógeno / oxígeno (g/mol).

F: constante de Faraday (96585.34 C/mol de electrones).

$n_{\text{celdas}}$ : número de celdas que constituyen el apilamiento.

I: corriente que atraviesa una monocelda (Amperes).

$m_{(H_2, O_2) \text{ entrada}}$ : masa de entrada de hidrógeno y oxígeno (Kg).

Por lo que el consumo de hidrógeno para la generación eléctrica de la celda de combustible se determina mediante la siguiente formula:

$$C_c = \frac{\dot{m}_{cH_2}}{P_c} \dots\dots\dots (20)$$

Donde:

$C_c$ : consumo de hidrógeno para energía eléctrica de celda de combustible (KgH<sub>2</sub>/kWh).

$\dot{m}_{cH_2}$ : flujo másico máximo de hidrógeno en la celda de combustible (KgH<sub>2</sub>/h).

$P_c$ : potencia máxima de operación de la celda de combustible (kW).

## **CAPÍTULO III**

### **MÉTODO**

#### **3.1 Tipo de la investigación**

El tipo de investigación es del tipo correlacional.

El propósito de este tipo de investigación es encontrar el grado de relación que existe entre la potencia instalada del sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde y la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, permitiendo de esta manera dimensionar el sistema de almacenamiento que pueda cubrir las necesidades futuras. (Fernández & Baptista, 2014, p. 93)

#### **3.2 Diseño de la investigación**

El diseño de la investigación es no experimental.

En esta investigación se realizó el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde, seleccionando todos los equipos necesarios que lo conforman tomando como referencia modelos ya propuestos, por lo que se adaptó de acuerdo con las condiciones que se pretendió cubrir que son la cantidad de energía almacenada para su posterior uso. Debido a que no se construyó el modelo propuesto no se realizó situaciones de tipo experimental y únicamente se trabajó con las proyecciones de los valores de potencia a alcanzar y demanda futura a cubrir. (Fernández & Baptista, 2014, p. 152).

### **3.3 Población y muestra**

#### **Población**

Ciudad de Ilo, Moquegua.

#### **Muestra**

Clientes regulados (32 mil).

### **3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

#### **3.4.1 Técnicas de recolección de datos**

En el presente proyecto de investigación se utilizó diferentes tipos técnicas de recolección de datos que incluyen artículos científicos, tesis, libros relacionados con el tema que se propone investigar. Así como la revisión de proyectos realizados con respecto al almacenamiento de energía a nivel mundial.

Además, se usó la técnica del método comparativo para resaltar las ventajas que tiene el uso de nuevas tecnologías de almacenamiento de energía con hidrógeno verde.

#### **3.4.2 Instrumentos de recolección de datos**

Datos en tiempo real de los portales del COES y OSINERGMIN donde se indican los valores, de producción, máxima demanda de energía eléctrica entre otros útiles. Datos de empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica que están dentro del ámbito de investigación que se realizara. Catálogos sobre equipos necesarios para la realización del sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde.

#### **3.4.3 Procedimiento**

Se evaluó la situación actual del potencial de hidrógeno a nivel nacional, así mismo se determinó la potencia instalada de un sistema de producción y

almacenamiento de hidrogeno verde para que su funcionamiento sea cubierto por medio de la central solar Rubí. Luego con datos técnicos de la central se adaptó un modelo aplicado de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrogeno verde, mediante procesos que incluyen la electrólisis, etc. Esto a su vez requiere de equipos que serán diseñados de acuerdo con datos tales como energía producida, máxima demanda, etc. Por último, con el hidrógeno producido se utilizó como un vector energético para poder cubrir la demanda de energía eléctrica de la población de la ciudad de Ilo.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1 Presentación de resultados**

**a) Determinar la potencia instalada que se puede alcanzar en un sistema de generación de hidrógeno verde para almacenar energía eléctrica.**

La potencia del sistema de generación de hidrógeno verde está conformada por diferentes equipos que son parte fundamental para el funcionamiento de este, siendo el electrolizador el equipo principal del sistema. Además, se determinó la potencia instalada del sistema de generación de hidrógeno verde, en primer lugar, considerando que la fuente de energía para su funcionamiento es la central solar Rubí, por lo que se detalla las características generales de la central a continuación:

##### **4.1.1 Planta fotovoltaica**

La central Solar Rubí, Moquegua se basa en su mantenimiento y operación propia, tiene una potencia instalada de 144.5 MW, constituida por 560880 paneles solares de 320 W de potencia unitaria.

Los paneles solares se encuentran agrupados en módulos de 41 unidades y están montados sobre estructuras de soporte que cuentan con la tecnología del seguimiento del sol a través de un eje que va en sentido Norte/Sur capturando la radiación solar seguido la transforman en corriente continua y a su vez esta corriente

es convertida por inversores en corriente alterna en baja tensión. Luego transformadores de potencia elevan la corriente de salida de los a una tensión de 33 kV.

La energía producida es transportada a la subestación elevadora de tensión de 33kV a 220 kV que se encuentra dentro de las instalaciones de la central, para su transporte hacia la subestación eléctrica Montalvo que se encuentra fuera de las instalaciones de la central, para la distribución de la energía producida a donde se requiera por medio de Sistema eléctrico nacional interconectado.

**Figura 11**

*Paneles solares, central solar Rubí*



La central Solar Rubí se ubica en el distrito de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua. En la figura 12 se puede observar la vista satelital de la ubicación de la central dentro de los márgenes marcados.

Los principales elementos en cuanto a equipos en funcionamiento, así como la infraestructura interna y exterior que tiene la central solar Rubí, además de la conexión con la subestación externa a la central se listan en la tabla 3 y 5, así como su ubicación en coordenadas UTM.

**Tabla 3***Ubicación de la central en coordenadas UTM*

Componente	Vértices	Coordenadas UTM WGS 84 – Zona 19 K	
		Este (m)	Norte (m)
Central solar Rubí	P1	268 247	8 092 936
	P2	269 411	8 092 055
	P3	267 565	8 090 008
	P4	266 246	8 090 396
SE Elevadora Rubí	SE	267 776	8 092 238
Línea de transmisión eléctrica 220 KV	LAT0	267 753	8 092 229
	LAT1	267 753	8 092 430
	LAT2	268 267	8 093 072
	LAT3	270 386	8 093 218
	LAT4	279 269	8 095 990
	LAT5	281 543	8 096 867
	LAT6	282 427	8 097 288
	LAT7	282 895	8 097 576
	LAT8	283 899	8 097 741
	LAT9	284 732	8 097 642
	LAT10	285 811	8 097 431
	LAT11	286 438	8 097 448
	LAT12	287 128	8 097 449
	LAT13	287 487	8 098 038
LAT14	287 355	8 098 146	

*Nota:* Datos recolectados de informe final de modificación de la declaración de impacto ambiental de la central solar Rubí. Fuente: Enel Green Power (2021)

## Figura 12

Vista satelital de la central solar Rubí



Además, se presentan las dimensiones ocupadas por cada componente de la central:

**Tabla 4**

*Dimensiones ocupadas por los componentes de la central*

Componente	Dimensiones
Caminos de accesos al área de control	17 km
Paneles fotovoltaicos	112.9 ha
S.E. Rubí	1.9 ha
Línea de transmisión eléctrica	21.5 km
Cerco perimetral y sistema de vigilancia	8.8 km

*Nota:* Datos recolectados de informe final de modificación de la declaración de impacto ambiental de la central solar Rubí. Fuente: Enel Green Power (2021)

**Tabla 5***Ubicación de los componentes de la central solar Rubí*

Componente	Coordenadas UTM WGS 84 – Zona 19 K				
	Este (m)		Norte (m)		
Paneles fotovoltaicos	267 787,45		8 091 371,09		
Centros de transformación	267 794,64		8 091 389,91		
Subestación eléctrica elevadora Rubí (S.E. Rubí)	267 778,67		8 092 210,26		
Cercos perimetrales y sistema de vigilancia	267 872,54		8 091 385,84		
Línea de transmisión eléctrica 220 KV - S.E Montalvo	Inicio: 267 753,00	Fin: 287 355,00	Inicio: 8 092 229,00	Fin: 8 098 146,00	
Caminos internos	1	268 847,59	267 891,02	8 092 473,73	8 092 473,77
	2	267 589,81	268 944,21	8 092 091,37	8 092 089,11
	3	267 288,09	268 944,05	8 091 708,31	8 091 701,10
	4	266 987,17	268 669,53	8 091 326,28	8 091 318,66
	5	266 685,98	268 393,97	8 090 943,89	8 090 936,37
	6	266 385,15	268 048,26	8 090 561,97	8 090 553,04
	7	266 265,10	267 637,20	8 090 396,29	8 092 151,53
Caminos externos	1	266 266,59	265 963,79	8 090 389,60	8 089 954,19
	2	267 637,20	266 265,10	8 092 151,53	8 090 396,29

*Nota:* Datos recolectados de informe final de modificación de la declaración de impacto ambiental de la central solar Rubí. Fuente: Enel Green Power (2021)

**Figura 13**

*Centro de transformación, central solar Rubí*



#### **4.1.2 Área de ubicación del sistema de almacenamiento de energía**

Para la ubicación del área donde se colocaron todos los equipos que conforman el sistema de almacenamiento se tomó el área más cercana a la subestación de la central solar Rubí (punto A, figura 14).

Ya que el proceso final del sistema implica la inyección de energía eléctrica almacenada a la red de energía eléctrica que es el Sistema eléctrico nacional interconectado (SEIN), luego de un proceso de conversión de hidrógeno a energía eléctrica.

De este modo se facilita el acceso a la subestación y se reduce la distancia del proceso final de conversión de energía eléctrica mediante las celdas de combustible de hidrógeno.

**Tabla 6**

*Coordenadas geográficas y elevación en el punto A*

<b>Ubicación</b>	<b>Latitud</b>	<b>Longitud</b>	<b>Elevación</b>
Central Rubí	17° 15' 33'' S	71° 11' 39'' O	1.405 m
Punto A	17° 14' 37'' S	71° 10' 57'' O	1.470 m

**Figura 14**

*Vista satelital de terreno en central solar Rubí*



El área aproximada vista en la figura 14, punto A donde se ubicó el sistema de almacenamiento tiene las siguientes dimensiones en el terreno que se encuentra libre:

**Tabla 7**

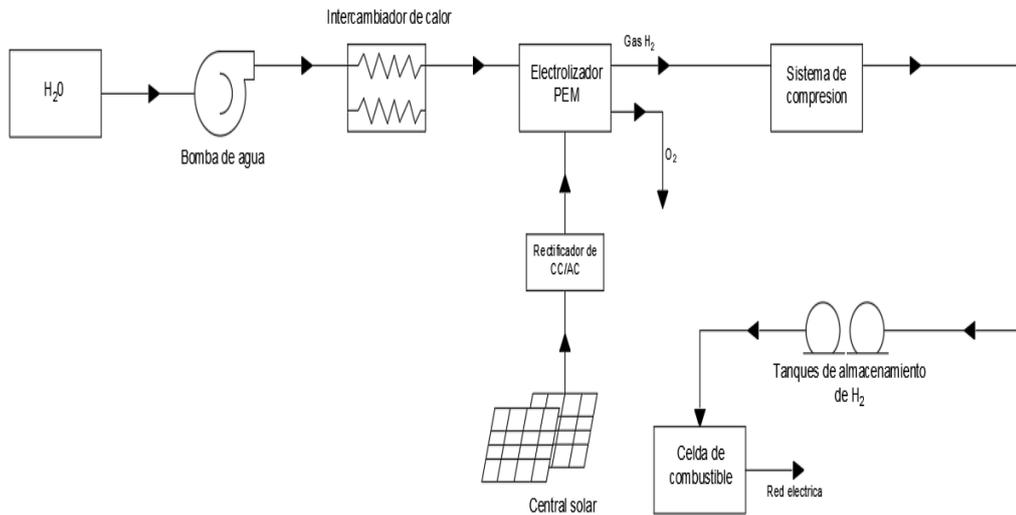
*Dimensiones del terreno en el punto A*

Área	A (ancho)	L (largo)
	160 m	180 m

Y las dimensiones del sistema de almacenamiento conformado por diferentes equipos aproximadamente se ajustan en las dimensiones del terreno de la tabla 7, en los que se dispuso a ubicar los equipos tales como, planta de electrólisis del agua, sistema de compresión, tanques de almacenamiento de hidrógeno, equipos para conversión de hidrógeno a energía eléctrica, etc.

**Figura 15**

*Flujograma de sistema de almacenamiento de energía*



En la figura 15, podemos apreciar el proceso que tuvo el sistema de almacenamiento de energía con hidrógeno verde, el proceso incluye como parte principal el suministro de agua que es necesaria para la producción de hidrógeno en óptimas condiciones, luego pasa por un intercambiador de calor para su ingreso al electrolizador.

Posterior entra al sistema de compresión que luego almacena el hidrógeno comprimido en unidades de almacenamiento para su uso por medio de celdas de combustible cuando sea requerido.

#### **4.1.3 Planta de electrólisis del agua**

Para la selección del electrolizador equipo principal en la planta de electrólisis, se obtuvo la demanda de energía eléctrica que se quiso abastecer, esto luego se expresó en cantidad de hidrógeno producido para su conversión a energía eléctrica en el proceso final del sistema de almacenamiento.

Por lo que, recolectando datos de la demanda de energía eléctrica de la

ciudad de Ilo, Moquegua comprendido entre el periodo de abril del 2022 a marzo del 2023, se adquirió los siguientes valores:

**Tabla 8**

*Demanda de energía eléctrica periodo (abril 2022 – marzo 2023) ciudad Ilo, Moquegua*

<b>Mes</b>	<b>Total (kWh)</b>
Abril	4339.662
Mayo	4040.968
Junio	3968.917
Julio	3823.527
Agosto	3839.523
Septiembre	3787.799
Octubre	3658.957
Noviembre	4139.284
Diciembre	4125.631
Enero	4461.731
Febrero	4563.218
Marzo	4330.575

*Nota:* Datos recolectados de resumen de facturación kWh. Fuente: ElectroSur S.A (2023)

Calculando el total de demanda de energía requerida a lo largo de un año usando la tabla 8 nos dio como resultado que la ciudad de Ilo, Moquegua en el periodo visto necesito anualmente 49.079 MWh de energía eléctrica con un promedio mensual de 4.09 MWh, además esta información se usó como precedente para cálculos posteriores.

Luego expresamos la demanda energía eléctrica calculada por año en cantidad de hidrógeno que se tuvo que producir para cubrir la demanda de energía

de la ciudad Ilo, Moquegua, esto sería una demanda de hidrógeno que se utilizó como dato para la selección de la capacidad de producción del electrolizador.

**Tabla 9**

*Poderes caloríficos superior e inferior de combustibles*

Combustibles	Densidad	HHV	LHV
	0 °C/32 °F, 1 bar		
Combustibles gaseosos	Kg/m <sup>3</sup>	kWh/Kg	kWh/Kg
Acetileno	1.097	13.9	-
Amoníaco	-	-	-
Hidrógeno	0.09	39.4	33.3
Metano	0.716	15.4	13.9
Gas natural	0.777	14.5	13.1

*Nota:* Datos recolectados de Fuels - Higher and Lower Calorific Values. Fuente: The Engineering ToolBox (2003)

Utilizando el poder calorífico inferior del hidrogeno de la tabla 9 pudimos determinar la cantidad de hidrógeno que se expresa en energía eléctrica con la siguiente formula:

$$Da_{H_2} = \frac{De_a}{LHV_{H_2}} \dots\dots\dots (21)$$

Donde:

Da<sub>H<sub>2</sub></sub>: demanda anual de hidrógeno (Kg/año).

De<sub>a</sub>: demanda de energía eléctrica anual (kWh).

LHV H<sub>2</sub>: poder calorífico inferior del hidrógeno (kWh/Kg).

Reemplazando valores ya obtenidos como lo son la demanda anual de

energía eléctrica (Dea) de la ciudad de Ilo, Moquegua en la ecuación 21 y utilizando la tabla 9 nos resultó lo siguiente:

$$DaH_2 = \frac{49.079 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} * 1000}{33.3 \frac{\text{kWh}}{\text{Kg}}}$$

$$DaH_2 = 1473.84 \frac{\text{kg}}{\text{año}}$$

Por lo que la demanda de hidrógeno anual (DaH<sub>2</sub>) aproximadamente es de 1474 Kg de hidrógeno por año y también resultando que por mes la demanda de hidrógeno es de 123 Kg.

#### **4.1.3.1 Electrolizador**

El electrolizador que se selecciono es de la marca Nel Hydrogen tipo PEM MC250 de 1.25 MW (Anexo 5), por los motivos de ser un electrolizador comercial y compacto para su instalación y distribución dentro del sistema de generación de hidrogeno verde, además de adecuarse a las especificaciones que tiene la central solar Rubí, estas fueron de acuerdo con la capacidad de la planta que es de 144,5 MW por lo que según la potencia del electrolizador la central es capaz de cubrir su funcionamiento y también con la demanda hidrógeno que se determinó con la ecuación 21, además de estar bajo la norma ISO 14687 : 2019 en cuanto a pureza del hidrógeno (tabla 10). Una vez seleccionado el electrolizador de la planta de electrólisis se calculó la cantidad de horas de producción de hidrógeno que se realizó para cubrir la demanda de hidrógeno de 1474 Kg por año, por lo que para conocer esta cantidad fue necesario conocer los valores de producción diaria con la que cuenta el electrolizador mostrado en la tabla 11 y las horas solar pico, tiempo referido para conocer la cantidad de energía solar sobre una determinada zona y con

el uso la siguiente formula:

$$PH_2 = \frac{PeH_2 * Hsp}{24 \text{ horas}} \dots\dots\dots (22)$$

Donde:

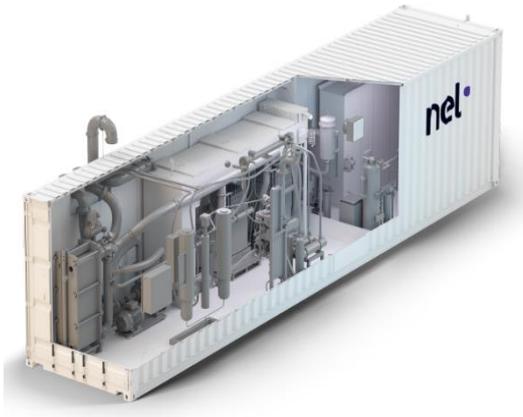
PH<sub>2</sub>: producción diaria de hidrógeno (Kg/día).

PeH<sub>2</sub>: producción diaria de hidrógeno de electrolizador (Kg/día).

Hsp: horas solar pico (horas).

**Figura 16**

*Electrolizador Nel Hydrogen tipo PEM MC250*



**Tabla 10**

*Especificaciones de la calidad del hidrógeno en estado gaseoso según normas ISO*

Constituyentes (Ensayo)	Tipo I			Tipo II	Tipo III
	Grado A	Grado B	Grado C	Grado C	
Pureza	98 %	99.9 %	99.995 %	99.995 %	99.995 %
Para - hidrógeno	NS	NS	NS	95 %	95 %

*Nota:* Datos recolectados de norma ISO 14687 - 2: 2019. Fuente: International Organization for Standardization (2019)

**Tabla 11***Especificaciones de electrolizador Nel Hydrogen PEM MC250*

<b>Especificaciones</b>	<b>MC250</b>
Tasa de producción neta	246 Nm <sup>3</sup> /h (531 Kg/24h)
Capacidad de producción	10 a 100 %
Consumo medio de energía por stack	4.5 kWh/Nm <sup>3</sup>
Pureza	99.9995 %
O <sub>2</sub> – contenido en H <sub>2</sub>	< 1 ppm v
H <sub>2</sub> O – contenido en H <sub>2</sub>	< 5 ppm v
Presión de entrega	30 barg
Dimensiones W x D x H	12.2 m x 2.5 m x 3 m
Peso	17300 kg
Temperatura ambiente	- 20 a 40 °C
Consumo de agua de alimentación	0.9 l/Nm <sup>3</sup>

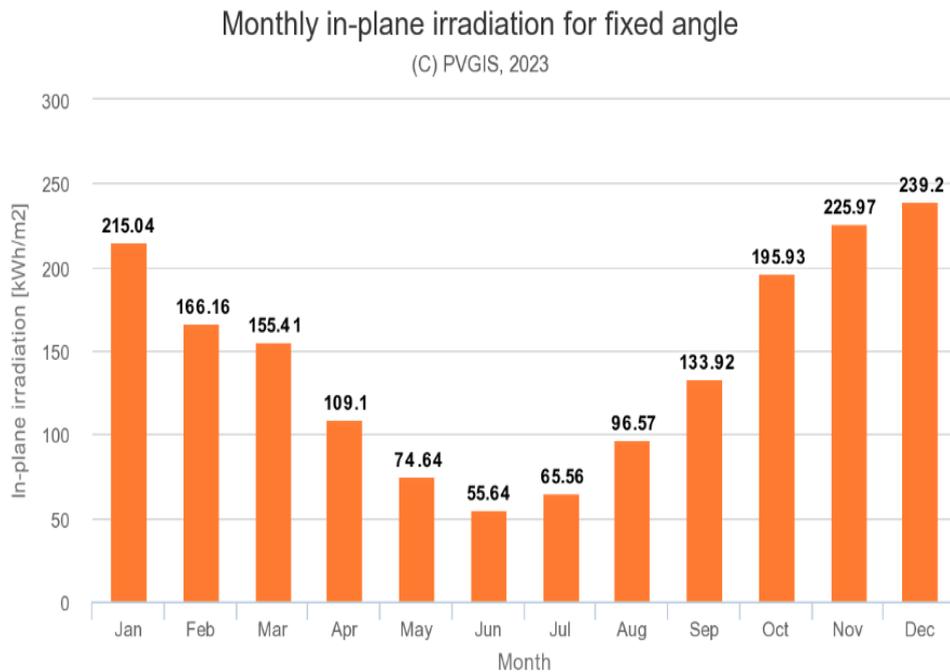
*Nota:* Datos recolectados de electrolyzers brochure. Fuente: Nel Hydrogen (2021)

La producción diaria de hidrógeno del electrolizador en Kg/día se encuentra en la tabla 11 y para las horas solar pico su cálculo aproximado se halló con el uso del portal web PVGIS, software de cálculo fotovoltaico donde se obtuvo los valores de irradiancia solar en kWh/m<sup>2</sup>, que son datos necesarios para hallar las horas solar pico de una determinada área en un período de tiempo.

El lugar que se seleccionó para comenzar a recolectar los datos de irradiancia solar fue exactamente en el área de ubicación de la central solar Rubí, Moquegua, teniendo como información registrada con respecto a los datos de irradiancia solar, además de otros, siendo el historial de datos más cercano al año 2022.

**Figura 17**

*Irradiancia solar PVGIS en el departamento de Moquegua 2022*



Para determinar las horas solar pico por mes, se hizo uso del valor de irradiancia solar por mes observados en la figura 17 y se dividió por la cantidad de días con las que contaba ese mes.

Por lo tanto, resulto los siguientes valores de hora pico solar mostrados en la tabla 12, además de hallar el promedio de estas horas mediante la siguiente ecuación:

$$P_{Hsp} = \frac{\sum H_{sp} * (\text{enero} - \text{diciembre})}{12} \dots\dots\dots (23)$$

Donde:

$P_{Hsp}$ : promedio de horas solar pico (horas).

$\sum_{Hsp}$ : (enero - diciembre): sumatoria de horas solar pico de enero a diciembre (horas).

**Tabla 12***Irradiancia y horas solar pico por mes del departamento de Moquegua año 2022*

Mes	Irradiancia solar (kWh/m <sup>2</sup> )	Número de días del mes	Horas pico solar (Hsp)
Enero	215.04	31	6.94
Febrero	166.16	28	5.93
Marzo	155.41	31	5.01
Abril	109.1	30	3.64
Mayo	74.64	31	2.41
junio	55.64	30	1.85
Julio	65.56	31	2.11
Agosto	96.57	31	3.12
Septiembre	133.92	30	4.46
Octubre	195.93	31	6.32
Noviembre	225.97	30	7.53
Diciembre	239.2	31	7.72

Haciendo uso de la ecuación 23 y los datos calculados en la tabla 12 con respecto a las horas solar pico se procedió a calcular el promedio de horas solar pico comprendida en el periodo del año 2022 y resulto lo siguiente:

$$P_{Hsp} = \frac{6.94 + 5.93 + 5.01 + 3.64 + 2.41 + 1.85 + 2.11 + 3.12 + \dots + 7.72}{12}$$

$$P_{Hsp} = 4.7533 \text{ h}$$

El promedio de las horas solar pico ( $P_{Hsp}$ ) resulto la cantidad de aproximadamente 4.8 horas para el año 2022 en el departamento de Moquegua en el área que se encuentra ubicada la central solar Rubí.

Por lo tanto, una vez obtenido este dato se procedió al cálculo de la producción diaria de hidrógeno haciendo uso de la ecuación 22.

$$PH_2 = \frac{531 \frac{\text{Kg}}{\text{día}} * 4.8 \text{ h}}{24 \text{ h}}$$

$$PH_2 = 106.2 \frac{\text{Kg}}{\text{día}}$$

Nos resultó que para cubrir la demanda de hidrógeno necesaria al año de 1474 Kg además se tuvo una producción diaria (PH<sub>2</sub>) de aproximadamente 106 Kg, por lo que aproximadamente el tiempo de funcionamiento del electrolizador es de 2 semanas trabajando continuamente o entre periodos establecidos de acuerdo con las especificaciones de los equipos que llevaran a cabo el proceso.

Los requerimientos energéticos y de agua del electrolizador que se seleccionó se pueden observar en la tabla 13, la potencia es de 1.25 MW del equipo completo y producirá 246 Nm<sup>3</sup> de hidrógeno en estado gaseoso por hora.

Operando 4.8 horas diarias, correspondiente a las horas donde se tiene una mayor radiación del sol (horas pico solar) valor calculado previamente con la ecuación 23.

**Tabla 13**

*Requerimientos energéticos y de agua de electrolizador Nel Hydrogen tipo PEM MC250*

Características	Valor
Potencia	1.25 MW
Consumo energético por stack	4.5 kWh/nm <sup>3</sup>
Consumo energético del sistema	5.1 kWh/nm <sup>3</sup>
Consumo de agua	0.9 l/Nm <sup>3</sup>

Luego, para tener un valor más exacto de los parámetros más importantes del electrolizador, que se utilizó para los cálculos de los demás componentes del sistema de almacenamiento se tiene la siguiente tabla:

**Tabla 14**

*Producción de electrolizador MC250*

Electrolizador	Caudales	
	Por hora	Por 4.8 horas
Nel Hydrogen PEM MC250 (Kg)	22.125	106
Nel Hydrogen PEM MC250 (Nm <sup>3</sup> ) 0°, 1 bar	246	1181

La potencia que entrego el electrolizador utilizando la tabla 9 de poderes caloríficos del hidrógeno de acuerdo con el LHV (Lower heating value) y HHV (Higher heating value), y en base a la producción de hidrógeno por hora del electrolizador MC250.

Tomando como valor de producción de hidrógeno 22.125 Kg/h correspondientes a las especificaciones del electrolizador PEM MC250, da como resultado de potencia solo considerando el proceso de producción de hidrógeno lo observado en la tabla 15.

#### **4.1.3.2 Suministro de agua**

Para el suministro de agua el almacenamiento y distribución se realizó en dos partes, una que recibe el agua proveniente de una fuente externa en un reservorio y otra parte que fue un tanque de almacenamiento que directamente suministró agua al electrolizador.

**Tabla 15***Potencia de electrolizador en base a producción de hidrógeno*

<b>Poder calorífico</b>	<b>Potencia</b>
HHV	871.725 kW (0.87 MW)
LHV	736.7625 kW (0.74 MW)
Nel Hydrogen PEM MC250	1.25 MW

Estos almacenamientos de agua contienen un volumen de agua diferente en la que uno tiene la cantidad total necesaria para cubrir todo el proceso de producción y la demanda de hidrógeno anual y otra para el cubrir la producción diaria de hidrógeno y por lo tanto garantizar el correcto funcionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno. El suministro de agua también está conformado por otros equipos que son un sistema de bombeo para el funcionamiento de todo el proceso de traslado de fluidos.

**Tabla 16***Niveles de calidad de agua purificada*

<b>Parámetro (25°C)</b>	<b>Tipo I</b>	<b>Tipo II</b>	<b>Tipo III</b>	<b>Tipo IV</b>
Conductividad eléctrica máxima ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ )	0.056	1	4	5
Resistividad eléctrica mínima ( $\text{M}\Omega\cdot\text{cm}$ )	18.2	1	0.25	0.2
Ph (25°C)	-	-	-	5 - 8
TOC maximo ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	10	50	200	Sin limite
Sodio maximo ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	1	5	10	50
Sílice maximo ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	3	3	500	Sin limite
Cloro maximo ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )	1	5	10	50

*Nota:* Datos recolectados de especificaciones estándar para agua reactiva. Fuente: American Society for Testing and Materials (2011)

Con la producción de hidrógeno y el consumo de agua del electrolizador PEM MC250 se determinó la cantidad de agua necesaria que implicó todo el proceso, en este caso para 106 Kg de producción de hidrógeno durante 4.8 horas se requirió un consumo de agua inicial del electrolizador de 0.9 l/Nm<sup>3</sup> de agua ultrapura, de acuerdo con las especificaciones del electrolizador PEM MC250 y también con las normas ASTM D1193 2011 referido al tipo de agua comúnmente usado en electrolizadores que es del tipo I (tabla 16).

**Tabla 17**

*Conversión de unidades de volumen a masa de diferentes elementos químicos*

Gas	scf	Nm <sup>3</sup>	Litros (líquido)
Hidrógeno	1 scf = 0.002623 Kg	1 nm <sup>3</sup> = 0.08988 Kg	1 l = 0.07078 Kg
Helio	1 scf = 0.00469 Kg	1 nm <sup>3</sup> = 0.1785 Kg	1 l = 0.1248 Kg
Nitrógeno	1 scf = 0.03286 Kg	1 nm <sup>3</sup> = 1.2506 Kg	1 l = 0.8083 Kg
Oxígeno	1 scf = 0.03756 Kg	1 nm <sup>3</sup> = 1.4291 Kg	1 l = 1.1417 Kg
Neón	1 scf = 0.02366 Kg	1 nm <sup>3</sup> = 0.8999 Kg	1 l = 1.207 Kg
Argón	1 scf = 0.0469 Kg	1 nm <sup>3</sup> = 1.784 Kg	1 l = 1.3936 Kg

*Nota:* Datos recolectados de conversión de volumen de gas. Fuente: Becker (2018)

Haciendo uso de la tabla 11 de las especificaciones del electrolizador y la tabla 17 se convirtió las unidades de consumo de agua del electrolizador PEM MC250 de litros por normal cubico (l/Nm<sup>3</sup>) a litros por kilogramo (l/Kg):

$$CH_2Ou = \frac{0.9 \text{ l}}{\text{Nm}^3} * \frac{1 \text{ Nm}^3}{0.08988 \text{ Kg}}$$

$$CH_2Ou = 10.01 \frac{\text{l}}{\text{Kg}}$$

Por lo que para producir 1 Kg de hidrógeno fue necesario usar

aproximadamente 10 litros de agua ultrapura según las especificaciones del electrolizador PEM MC250. Y la cantidad de consumo de agua ultrapura (CH<sub>2</sub>Ou) para producir 106 Kg de hidrógeno con el electrolizador seleccionado es de 1060 litros diariamente, equivalente a 1.1 m<sup>3</sup> de volumen de agua diario. Para cubrir de la demanda de hidrógeno al año de 1474 Kg el volumen total de agua necesario fue de 14740 litros equivalente a 14.7 m<sup>3</sup> de agua ultrapura.

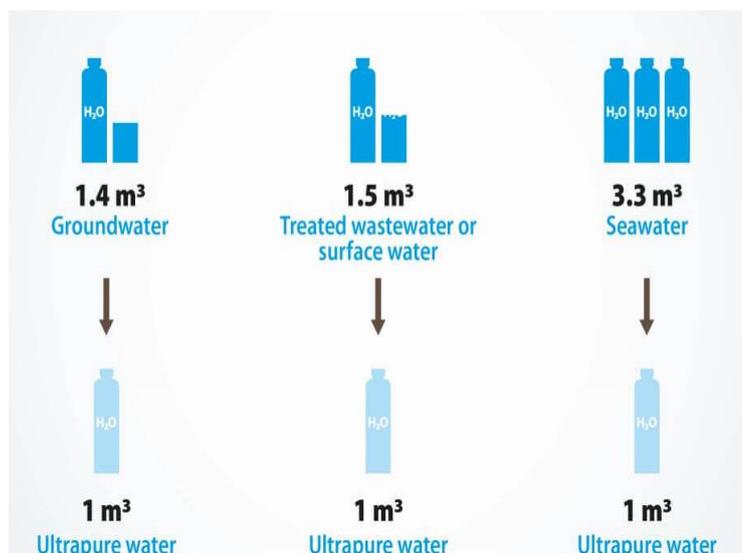
**Tabla 18**

*Requerimientos de consumo de agua ultrapura para producción de hidrogeno*

Características	Valor
Agua	Ultrapura tipo I
Tiempo de operación diario	4.8 horas
Volumen total	14.7 m <sup>3</sup>
Volumen diario	1.1 m <sup>3</sup>

**Figura 18**

*Tipos y cantidad de agua para producción de agua ultrapura*



Luego con respecto al tipo de agua que se utilizó en el electrolizador como

se menciona en la tabla 18 esta es de tipo I ultrapura. El proceso de obtención se realizó en el mismo electrolizador ya que dentro del mismo equipo viene incluido un sistema de purificación (osmosis inversa/electrodesionización) necesario para el proceso por lo que los requerimientos de suministro de agua potable de entrada para la producción de agua ultrapura son dentro del mismo electrolizador son los mostrados en la tabla 19.

**Tabla 19**

*Requerimientos de suministro de agua potable de electrolizador PEM MC250*

Características	Valor
Caudal	705 l/h
Temperatura	5 a 35 °C
Presión	2.7 a 4.8 barg
Calidad de agua	Potable
Sistema de purificación	RO/EDI

*Nota:* Datos recolectados de M series containerized. Fuente: Nel Hydrogen (2023)

Para el cálculo de los requerimientos de consumo y cantidad de agua potable necesario para llevar a cabo el proceso de electrólisis se utilizó como dato el caudal de la tabla 19 correspondiente a las especificaciones del sistema de purificación de agua incluido dentro del electrolizador PEM MC250 y la producción diaria de hidrógeno del electrolizador de la tabla 11 resultando lo siguiente:

$$CH_2Op = \frac{705 \frac{l}{h}}{531 \frac{Kg}{24 h}} * 24 h$$

$$CH_2Op = 31.86 \frac{l}{Kg}$$

Entonces para producir 1 Kg de hidrógeno fue necesario usar 31.9 litros de agua potable según las especificaciones del electrolizador PEM MC250.

Por lo tanto, para cubrir la demanda diaria de hidrógeno de 106 Kg de hidrógeno fue necesario un consumo de agua potable (CH<sub>2</sub>Op) de 3381.4 litros equivalente a 3.4 m<sup>3</sup> y para cubrir la demanda de hidrógeno anual de 1474 Kg fue necesario un consumo de agua potable de 47020.6 litros equivalente a 47 m<sup>3</sup>.

**Tabla 20**

*Requerimientos de consumo de agua potable*

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Agua	Potable
Tiempo de operación diario	4.8 horas
Volumen total	47 m <sup>3</sup>
Volumen diario	3.4 m <sup>3</sup>

#### **4.1.3.3 Reservorio de almacenamiento de agua potable**

El agua utilizada para el funcionamiento del proceso de la planta de electrólisis fue suministrada por un reservorio que se diseñó de acuerdo con el volumen total de agua que requirió el electrolizador en el proceso de producción de hidrógeno anual (tabla 20).

Se optó por un reservorio rectangular apoyado debido a que es comúnmente usado en sistemas de distribución de agua potable públicas, también con respecto al gran volumen que se requirió, el material elegido para su construcción es el concreto armado.

Considerando el área del terreno donde se ubicó el sistema de almacenamiento de energía que se encuentran en la tabla 7 y con las ecuaciones

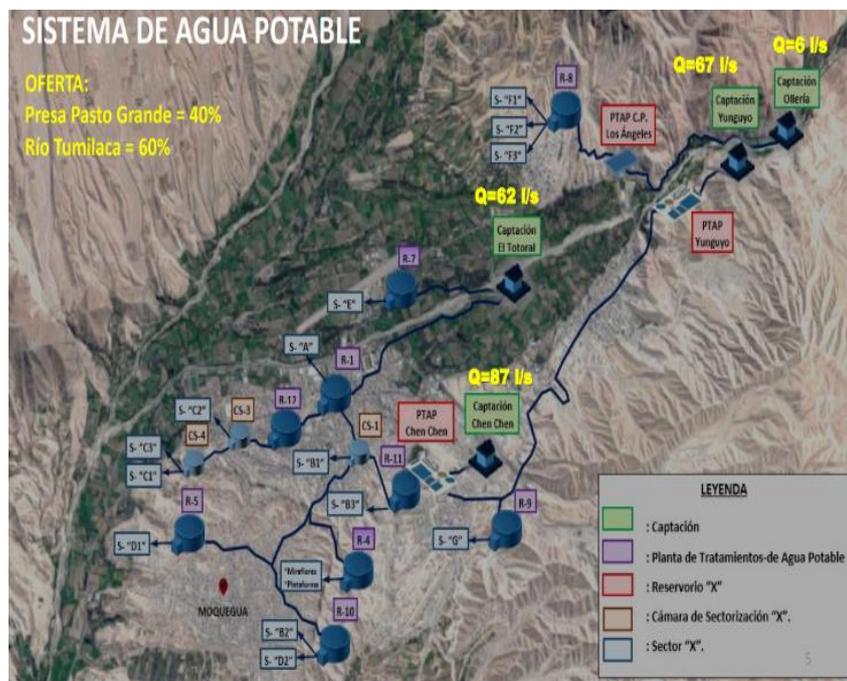
concernientes para el cálculo aproximado solo de las dimensiones del reservorio de agua potable se dieron los datos necesarios para su diseño óptimo (tabla 21), el reservorio conto con un sistema de bombeo necesario para trasladar la cantidad de agua potable necesaria al tanque de almacenamiento que suministro de forma directa el agua potable requerida por el electrolizador PEM MC250.

El llenado total del reservorio fue proveído por la EPS Moquegua, ya que tiene instalaciones de suministro de agua cercanas al lugar donde se ubicó el sistema de almacenamiento de energía con hidrógeno verde (aproximadamente 30 Km).

Este llenado total del reservorio se hizo mediante el uso cisternas, además de tener como propósito a futuro una conexión al sistema de distribución de la EPS Moquegua para suministrar de manera directa el agua potable necesaria para el llenado total del reservorio.

**Figura 19**

*Sistema de distribución de agua potable EPS Moquegua*



**Tabla 21**

*Características de diseño de reservorio de almacenamiento de agua potable*

Características	Valor
Tipo	Rectangular apoyado
Material	Concreto armado
Volumen de diseño	47 m <sup>3</sup>

Para el cálculo de las dimensiones que tuvo el reservorio de almacenamiento de agua potable, se hizo uso de ecuaciones que se relacionan con la forma que se propuso, siendo las siguientes:

$$H = \sqrt[3]{\frac{\text{Vol}}{3}} \dots\dots\dots (24)$$

$$W = \sqrt{2} * H \dots\dots\dots (25)$$

$$D = 1.5 * W \dots\dots\dots (26)$$

Donde:

Vol: volumen (m<sup>3</sup>).

H: altura (metros).

W: ancho (metros).

D: largo (metros).

Con el uso de las ecuaciones 24, 25 y 26 y el volumen de diseño de la tabla 21, primero se procedió a calcular la altura del reservorio rectangular resultando lo siguiente:

$$H = \sqrt[3]{\frac{47 \text{ m}^3}{3}}$$

$$H = 2.5 \text{ m}$$

Y con la altura se halló el ancho de reservorio rectangular y con este valor por último se procedió a calcular el largo del reservorio, teniendo como resultado las dimensiones mostradas en la tabla 22.

$$W = \sqrt{2} * 2.5 \text{ m}$$

$$W = 3.54 \text{ m}$$

$$D = 1.5 * 3.54 \text{ m}$$

$$D = 5.31 \text{ m}$$

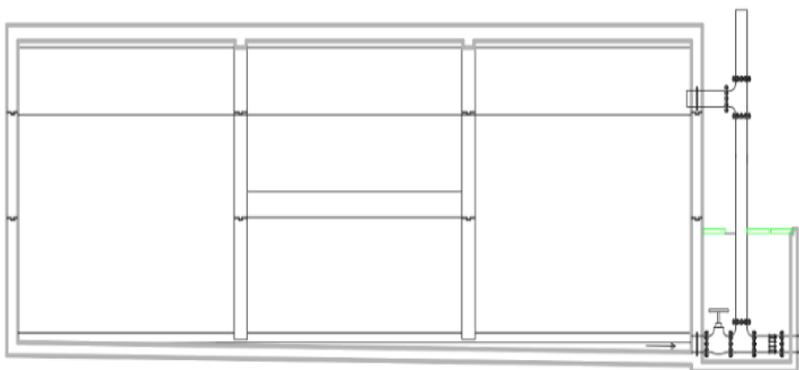
**Tabla 22**

*Características estructurales de reservorio de almacenamiento de agua potable*

Características	Valor
Dimensiones W x D x H	3.54 m x 5.31 m x 2.5 m
Tipo	Rectangular apoyado
Material	Concreto armado
Volumen	47 m <sup>3</sup>

**Figura 20**

*Vista lateral de reservorio de almacenamiento*



#### 4.1.3.4. Tanque de almacenamiento de agua

Las dimensiones que tuvo el tanque de almacenamiento de agua potable se diseñaron de acuerdo con el volumen diario de la tabla 20, además de ser receptor de agua potable proveniente del reservorio para su posterior abastecimiento directo al electrolizador PEM MC250.

Se eligió un tanque de almacenamiento circular estacionario debido a que su obtención es económica y comercial, también con respecto al volumen que se requirió, el material del tanque de almacenamiento es el polietileno debido a su resistencia a condiciones climáticas extremas, facilidad de instalación y mantenimiento.

Considerando el área del terreno donde se ubicó el sistema de almacenamiento de energía que se encuentran en la tabla 7 y con las ecuaciones concernientes para el cálculo aproximado de las dimensiones del tanque de almacenamiento de agua potable se dieron los datos necesarios para su diseño óptimo.

El tanque de almacenamiento conto con un sistema de bombeo necesario para trasladar la cantidad de agua potable necesaria al electrolizador PEM MC250.

**Tabla 23**

*Características de diseño de tanque de almacenamiento de agua potable*

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Tipo	Circular estacionario
Material	Polietileno
Volumen de diseño	3.4 m <sup>3</sup>

Para hallar las dimensiones que tuvo el tanque de almacenamiento de agua

considerando una forma cilíndrica del mismo se hizo uso de ecuaciones que se relacionan con la forma que se propuso.

$$H = \sqrt[3]{\frac{2}{\pi} * Vol} \dots\dots\dots (27)$$

$$r = \sqrt{\frac{H^2}{2}} \dots\dots\dots (28)$$

Donde:

Vol: volumen (m<sup>3</sup>).

H: altura (metros).

r: radio (metros).

Con el uso de la ecuación 27 y el volumen de diseño de la tabla 23 se determinó las dimensiones del tanque de almacenamiento de agua potable se calculó la altura, resultando lo siguiente:

$$H = \sqrt[3]{\frac{2}{\pi} * 3.4 \text{ m}^3}$$

$$H = 1.294 \text{ m}$$

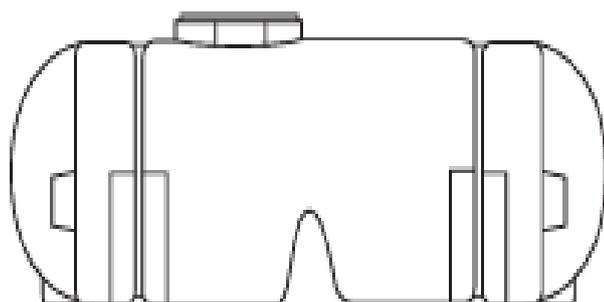
Y con la altura y la ecuación 28 de determino el radio del tanque de almacenamiento, por lo tanto, el diámetro que tiene. Con estas dimensiones se seleccionó el tanque de almacenamiento que más se acercó a los valores encontrados.

$$r = \sqrt{\frac{(1.294 \text{ m})^2}{2}}$$

$$r = 0.915 \text{ m}$$

**Tabla 24***Características estructurales de tanque de almacenamiento de agua potable*

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Altura	1.3 m
Radio	0.92 m
Tipo	Elíptico estacionario
Material	Polietileno de alta densidad
Volumen de diseño	3.4 m <sup>3</sup>

**Figura 21***Vista lateral de tanque de almacenamiento TNH - 4000 L***Tabla 25***Capacidades de tanques de almacenamiento de agua Rotoplas horizontal/elíptica*

<b>Horizontal</b>	<b>Largo (A)</b>	<b>Altura (B)</b>	<b>Ancho (C)</b>	<b>Ø Tapa (D)</b>
TNH – 1000 L	1.41 m	1.05 m	1 m	18”
TNH – 2850 L	2.65 m	1.36 m	1.25 m	18”
<b>Elíptica</b>	<b>Largo (A)</b>	<b>Altura (B)</b>	<b>Ancho (C)</b>	<b>Ø Tapa (D)</b>
TNH – 2500 L	2.3 m	1.05 m	1.5 m	18”
TNH – 4000 L	2.29 m	1.46 m	1.8 m	18”

*Nota:* Datos recolectados de ficha técnica de tanques nodriza. Fuente: Rotoplas (2019)

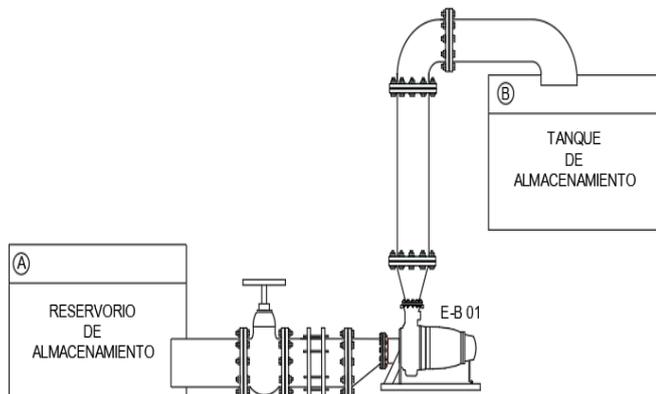
El tanque de almacenamiento de agua potable que se seleccionó de acuerdo con las dimensiones halladas que se observan en la tabla 25 es el tanque elíptico TNH – 4000 L (Anexo 6).

#### 4.1.3.5 Sistemas de bombeo de agua potable

El sistema de bombeo de agua potable que suministro agua al electrolizador estuvo conformado por dos partes denominados desde un punto A (reservorio de almacenamiento) hasta un punto B (tanque de almacenamiento) y desde un punto B hasta un punto C (electrolizador PEM MC250) en cada parte del proceso de bombeo de agua potable lo conformaron 2 electrobombas de agua, tuberías de conducción, etc. Una electrobomba (EB - 1) para la impulsión de agua potable desde el reservorio hasta el tanque de almacenamiento y otra electrobomba (EB - 2) para la impulsión de agua potable del tanque de almacenamiento hacia el electrolizador PEM MC250.

**Figura 22**

*Sistemas de bombeo de agua potable, punto A – B*



La bomba que se selecciono es del tipo centrífuga debido a que es muy usada en la mayoría de los sistemas de bombeo de agua, debido a costos de adquisición,

comprensible operación y mantenimiento. Para la selección de la primera electrobomba se hizo el cálculo de los datos necesarios para su elección considerando un valor recomendado de velocidades para fluidos en tuberías como dato de partida, según lo observado en la tabla 26.

$$A = \frac{\pi * D^2}{4} \dots\dots\dots (29)$$

$$P_{abs} = (\rho * g * h) + P_{atm} \dots\dots\dots (30)$$

$$H_d = h_d + \frac{V_d^2}{2 * g} + P_d + h_{fd} \dots\dots\dots (31)$$

$$H_s = h_s - \frac{V_s^2}{2 * g} + P_s - h_{fs} \dots\dots\dots (32)$$

$$Adt = H_d \pm H_s \dots\dots\dots (33)$$

Donde:

A: área de sección transversal de la tubería de conducción (m<sup>2</sup>).

D: diámetro de la tubería de conducción (metros).

V<sub>(d, s)</sub>: velocidad del fluido, descarga y succión (m/s).

H<sub>(d, s)</sub>: altura de elevación, descarga y succión (metros).

h<sub>(d, s)</sub>: altura descarga y succión (metros).

P<sub>abs</sub>: Presión absoluta (Pa).

P<sub>(d, s)</sub>: presión absoluta, descarga y succión (mca).

P<sub>atm</sub>: presión atmosférica (101.325 kPa).

ρ: densidad del fluido (agua = 1000 kg/m<sup>3</sup>).

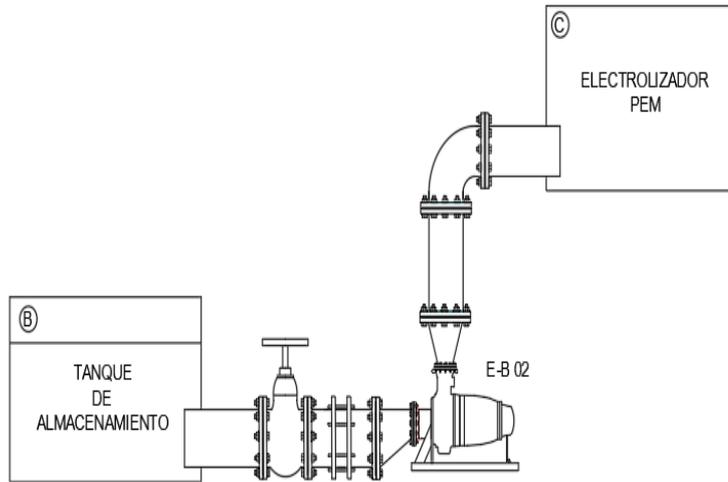
g: aceleración gravitacional (9.8 m/s<sup>2</sup>).

h<sub>f(d, s)</sub>: pérdidas de fricción, descarga y succión (metros).

Adt: altura dinámica total (metros).

**Figura 23**

*Sistemas de bombeo de agua potable, punto B – C*



**Tabla 26**

*Velocidades recomendadas para fluidos en tuberías*

Fluido	Tipo de flujo	Velocidad	
		ft/s	m/s
Líquidos poco viscosos	Flujo por gravedad	0.5 – 1	0.15 – 0.3
	Entrada de bomba	1 – 3	0.3 – 0.9
	Salida de bomba	4 – 10	1.2 – 3
	Línea de conducción	4 – 8	1.2 – 2.4
Líquidos viscosos	Entrada de bomba	0.2 – 0.5	0.06 – 0.15
	Salida de bomba	0.5 – 2	0.15 – 0.6
Vapor de agua		30 – 50	9 – 15
Aire o gas	Baja presión	39 – 49	12 – 15
	Alta presión	66 – 82	20 – 25

*Nota:* Datos recolectados de sistemas de bombeo. Fuente: Blanco, Velarde & Fernández (1994)

Utilizando la ecuación 30 se calculó las presiones absolutas tanto en el proceso de descarga y succión del fluido desde el reservorio al tanque de almacenamiento de agua potable.

El cálculo de estos parámetros es necesario para conocer los datos necesarios para la elección de la bomba de agua correcta para el sistema de bombeo de agua potable, por lo que las presiones absolutas resultan:

$$P_s = \left( 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 9.8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 2.5 \text{ m} \right) + 101325 \text{ Pa}$$

$$P_s = 125825 \text{ Pa}$$

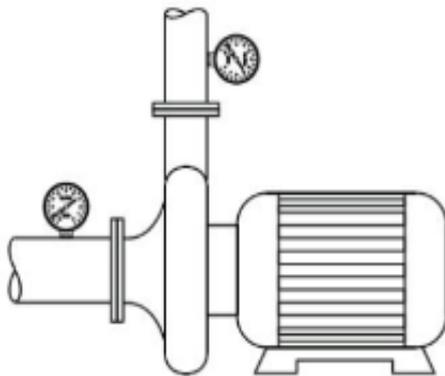
$$P_d = \left( 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 9.8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 1.3 \text{ m} \right) + 101325 \text{ Pa}$$

$$P_d = 114065 \text{ Pa}$$

Luego se estableció la velocidad del fluido en las tuberías desde el reservorio al tanque de almacenamiento de agua potable con un valor de 0.6 m/s encontrándose dentro del rango aproximado de velocidades recomendadas para fluidos poco viscosos (agua), en esta ocasión sería a la entrada de la bomba (tabla 26).

**Figura 24**

*Electrobomba de agua*



**Tabla 27***Parámetros para selección de bomba de agua 1*

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Tipo	Centrifuga
Velocidad recomendada	0.6 m/s
Densidad del agua ( $\rho$ )	1000 Kg/m <sup>3</sup>
Aceleración gravitacional (g)	9.8 m/s <sup>2</sup>
Temperatura de fluido	5 a 35 °C
Presión absoluta descarga (Ps)	125825 kPa (12.84 mca)
Presión absoluta succión (Pd)	114065 kPa (11.64 mca)

Con el uso de la velocidad recomendada (tabla 27) se aproximó el diámetro de la tubería por donde circulara el fluido haciendo uso de la tabla 28 según diámetros de tuberías estándar de acuerdo con la velocidad de aspiración e impulsión.

**Tabla 28***Velocidades para agua según el diámetro de la tubería*

<b>Diámetro</b>		<b>Aspiración</b>	<b>Impulsión</b>
<b>mm</b>	<b>Pulg.</b>	<b>(m/s)</b>	<b>(m/s)</b>
25	1	0.5	1
75	3	0.5	1.15
100	4	0.55	1.25
150	6	0.6	1.5
250	10	0.9	2
>300	> 12	1.5	3

*Nota:* Datos recolectados de sistemas de bombeo. Fuente: Blanco, Velarde & Fernández (1994)

El diámetro de la tubería con respecto a la velocidad de 0.6 m/s es de 0.15 metros. En este caso para una tubería con un diámetro de 0.15 metros se tiene un caudal máximo aproximado de 63 litros por segundo (tabla 29). Por lo que haciendo el uso de la ecuación 29 se determinó el área de sección transversal de la tubería por donde circulara el agua resulta lo siguiente:

$$A = \frac{\pi * (0.15 \text{ m})^2}{4}$$

$$A = 0.0177 \text{ m}^2$$

**Tabla 29**

*Relación diámetro tubería – caudal*

Diámetro tubería		Caudal		
m	Pulg.	m <sup>3</sup> /h	l/s	gal/min
0.05	2	11 - 14	3 - 4	40 - 70
0.1	4	50 - 79	14 - 22	225 - 350
0.15	6	140 - 230	38 - 63	600 - 1000
0.2	8	290 - 470	80 - 130	1300 - 2100
0.25	10	500 - 790	140 - 220	2200 - 3500
0.3	12	790 - 1260	220 - 350	3500 - 5500
0.35	14	1150 - 1800	320 - 500	5000 - 8000
0.5	20	2950 - 4540	820 - 1260	13000 - 20000
0.75	30	7920 - 13680	2200 - 3800	35000 - 60000

Una vez calculado el área de sección transversal, se halló la altura de elevación total del reservorio de almacenamiento de agua potable con respecto al tanque de almacenamiento de agua potable haciendo uso de la ecuación 7.

$$H = \frac{1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * (0.063 \frac{\text{m}^3}{\text{s}})^2}{2 * (0.0177 \text{ m}^2)^2}$$

$$H = 6334.3867 \text{ Pa}$$

$$H = 0.6464 \text{ mca}$$

**Tabla 30**

*Perdidas de carga recomendadas en función del caudal*

<b>Perdida</b> <b>(bar / 100 m de tubería)</b>	<b>Caudal</b> <b>(m<sup>3</sup>/s)</b>
0.5 – 1.4	hasta 0.008
0.3 – 1.1	0.008 – 0.015
0.2 – 0.9	0.015 – 0.04
0.1 – 0.5	más de 0.04

*Nota:* Datos recolectados de sistemas de bombeo. Fuente: Blanco, Velarde & Fernández (1994)

La altura de elevación (H) es de 6334.3867 Pa, que es equivalente en metros columna de agua a 0.6464 metros.

Con el valor de la altura de elevación en mca se calculó la potencia de la bomba 1, así que usando la ecuación 8 resulto lo siguiente:

$$\dot{E} = \frac{0.6464 \text{ mca} * 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 0.063 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{3670 * 10^{-5}}$$

$$\dot{E} = 1109.624 \text{ W}$$

$$\dot{E} = 1.1 \text{ kW}$$

La altura dinámica total se halló utilizando la ecuación 33, por lo que reemplazando con las ecuaciones 31 y 32 de altura de elevación en la descarga y

succión nos resulta lo siguiente:

$$Adt = (h_d + \frac{V_d^2}{2 * g} + P_d + h_{fd}) \pm (h_s - \frac{V_s^2}{2 * g} + P_s - h_{fs})$$

Se reacomodo la ecuación de altura dinámica total (ecuación 33) teniendo en cuenta que la sumatoria de la altura de succión y descarga ( $h_s$ ,  $h_d$ ) es igual a la altura de elevación ( $H$ ) calculada con la ecuación 7, que la succión es positiva y que los valores de las velocidades en la descarga y succión ( $V_d$ ,  $V_s$ ) fueron establecidos con la tabla 26. Además, que el valor de las pérdidas de fricción en las tuberías tanto en la descarga como la succión ( $h_{fd}$ ,  $h_{fs}$ ) se hizo uso de los datos según lo recomendado en la tabla 30 con respecto al caudal establecido con la tabla 29, por lo que la ecuación de la altura dinámica total queda de la siguiente forma:

$$Adt = H + (P_d + P_s) + \frac{V_d^2 - V_s^2}{2 * g} + (h_{fd} - h_{fs})$$

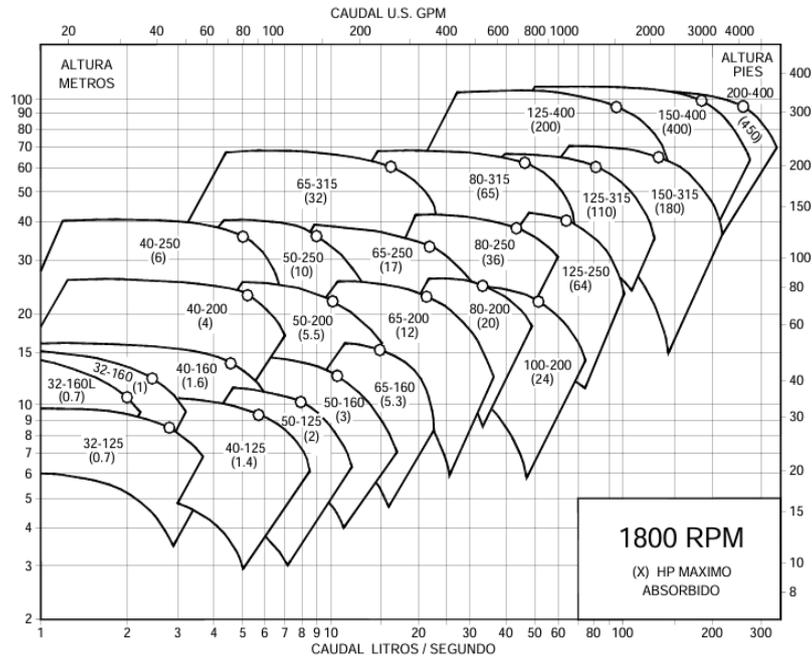
$$Adt = 0.6464 \text{ m} + (11.64 + 12.84) \text{ m} + \frac{(3^2 - 0.9^2) \frac{\text{m}}{\text{s}}}{2 * 9.8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} + (0.5 - 0.1) \text{ m}$$

$$Adt = 25.94 \text{ m}$$

Con los datos de altura dinámica total y el caudal se seleccionó la bomba con los catálogos de la marca HIDROSTAL (Anexo 7), por lo que usando la figura 25 de selección rápida de bombas resulta que para un caudal de 63 litros por segundo y una altura dinámica total de 25.94 metros el modelo de bomba es el 125 – 250. Por lo tanto, las características de la electrobomba 1 son los mostrados en la tabla 31, así como la potencia del motor de acuerdo con lo hallado con la ecuación 7 y según los catálogos de motores WEG (Anexo 8) el motor de la electrobomba 1 tiene una potencia de 1.5 HP.

**Figura 25**

*Diagrama de selección rápida para bombas HIDROSTAL*



**Tabla 31**

*Características de electrobomba (EB - 1)*

Características	Valor
Motor	WEG W22
Tipo de motor	Jaula de ardilla
Potencia	1.1 kW (1.5 HP)
Tensión nominal	230/460 V
Intensidad nominal	4.04/ 2.02 A
Bomba	HIDROSTAL 125 - 250
Tipo de bomba	Centrífuga

Para la selección de la segunda electrobomba se hizo el cálculo de los datos necesarios para su elección considerando el flujo másico del electrolizador PEM MC250 de la tabla 11.

$$\dot{m} = \rho_x * Q \dots\dots\dots (34)$$

Donde:

$\dot{m}$ : flujo másico (Kg/s).

$\rho_x$ : densidad del fluido (hidrógeno = 0.089 Kg/m<sup>3</sup>).

Q: flujo volumétrico (m<sup>3</sup>/s).

**Figura 26**

*Electrobomba centrífuga monoblock HIDROSTAL*



**Tabla 32**

*Parámetros para selección de bomba de agua 2*

Características	Valor
Tipo	Centrífuga
Flujo másico PEM MC250	0.006146 Kg/s
Densidad del agua ( $\rho$ )	1000 Kg/m <sup>3</sup>
Densidad del hidrógeno	0.089 Kg/m <sup>3</sup>
Aceleración gravitacional (g)	9.8 m/s <sup>2</sup>
Temperatura de fluido	5 a 35 °C
Presión absoluta descarga (Ps)	114.065 kPa (11.64 mca)
Presión absoluta succión (Pd)	2.7 bar (27 mca)

Se utilizo la ecuación 34 para convertir el flujo másico del electrolizador a

flujo volumétrico a fin de poder usarlo en los cálculos de selección de tipo de bomba.

$$Q = \frac{0.006146 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}}{0.089 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}}$$

$$Q = 0.069 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Por lo que el flujo volumétrico resulto ser de 69.1 litros por segundo, con este dato se aproximó el diámetro de tubería con la tabla 29 siendo este de 0.15 m.

Se conoce el área de sección de transversal para ese diámetro previamente hallado con la ecuación 29, teniendo un valor de 0.0177 m<sup>2</sup>.

$$H = \frac{1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * (0.0691 \frac{\text{m}^3}{\text{s}})^2}{2 * (0.0177 \text{ m}^2)^2}$$

$$H = 7620.432 \text{ Pa}$$

$$H = 0.7776 \text{ mca}$$

Luego se halló la altura de elevación en metros de columna de agua para conocer la potencia de la bomba haciendo uso de la ecuación 8 y por lo tanto la elección del motor que la accionara.

$$\dot{E} = \frac{0.7776 \text{ mca} * 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 0.0691 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{3670 * 10^{-5}}$$

$$\dot{E} = 1464.092 \text{ W}$$

$$\dot{E} = 1.5 \text{ kW}$$

Para el cálculo de la altura dinámica total de la bomba 2 se utilizó los mismos valores de velocidades de succión y descarga y pérdidas de fricción en la

elección de la bomba 1, y también considerando que la succión es positiva de acuerdo con la figura 22 y 23.

$$A_{dt} = 0.7776 \text{ m} + (27 + 11.64) \text{ m} + \frac{(3^2 - 0.9^2) \frac{\text{m}}{\text{s}}}{2 * 9.8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} + (0.5 - 0.1) \text{ m}$$

$$A_{dt} = 40.234 \text{ m}$$

Del mismo modo utilizando la altura dinámica total y el caudal con la figura 25 de selección rápida de bombas de agua se determinó que la bomba para un caudal de 69.1 litros por segundo y una altura dinámica total de 40.23 metros es el modelo 125 – 250 (Anexo 7) así como la potencia del motor que lo accionara con los catálogos WEG (Anexo 8). La potencia del sistema de bombeo de agua potable según los motores que se seleccionaron (tabla 31 y 33) es la siguiente:

$$W_{\text{total}} = 1.1 \text{ kW} + 1.5 \text{ kW}$$

$$W_{\text{total}} = 2.6 \text{ kW}$$

**Tabla 33**

*Características de electrobomba (EB - 2)*

Características	Valor
Motor	WEG W22
Tipo de motor	Jaula de ardilla
Potencia	1.5 kW (2 HP)
Eficiencia	90 %
Tensión nominal	230/460 V
Intensidad nominal	4.04/2.02 A
Bomba	HIDROSTAL 125 - 250
Tipo de bomba	Centrífuga

El consumo energético diario del sistema de bombeo de agua potable este dado por la siguiente ecuación:

$$E_{sb} = \frac{W_{total} * H_{sp}}{n_e} \dots\dots\dots (35)$$

Donde:

$E_{sb}$ : consumo energético sistema de bombeo de agua potable (kWh/día).

$W_{total}$ : potencia total de los motores eléctricos (kW).

$H_{sp}$ : horas solar pico, tiempo de funcionamiento (horas/día).

$n_e$ : eficiencia del motor eléctrico.

Para hallar el consumo energético total del sistema de bombeo de agua potable se usó la ecuación 35, considerando que la eficiencia de los motores que lo conforman sea del 90% según los catálogos de la marca WEG que se utilizaron para la selección de ambos motores eléctricos, resultando lo siguiente:

$$E_{sb} = \frac{2.6 \text{ kW} * 4.8 \frac{\text{h}}{\text{día}}}{0.9}$$

$$E_{sb} = 13.87 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

#### **4.1.3.6 Intercambiador de calor**

Con respecto al suministro de agua de entrada, esta requiere elevar su temperatura de 20 °C a 80 °C para asegurar la eficiencia del electrolizador en el proceso de producción de hidrógeno.

Para este propósito se utilizó un intercambiador de calor de placas, según el tipo de intercambiador que empleado por el electrolizador PEM MC250 dentro de los equipos que lo conforman.

Por lo tanto, se estableció las temperaturas de los fluidos (tabla 35) que intercambiaran calor tomando como referencia procesos similares.

**Tabla 34**

*Calores específicos de gases comunes a 300 K*

Gas/líquido	R (KJ/Kg·K)	Cp (KJ/Kg·K)	Cv (KJ/Kg·K)	k = Cp/Cv
Aire	0.287	1.005	0.718	1.4
Argón	0.2081	0.5203	0.3122	1.667
Hidrógeno	4.12418	14.3193	10.183	1.405
Vapor	0.46152	1.8649	1.4031	1.329
Agua	0.4615	4.184	3.7225	1.124
Oxígeno	0.25983	0.9190	0.6590	1.395

*Nota:* Datos recolectados de apéndice 1 de termodinámica, tablas de propiedades, figuras y diagramas. Fuente: Wark & Richards (2022)

Se utilizo la ecuación 2 para el cálculo del calor cedido entre los dos fluidos utilizando los datos de las tablas 34 y 35 aplicando los valores de temperaturas y Cp con respecto al agua, resultando lo siguiente:

$$\dot{Q} = 0.006146 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} * (353.15 - 293.15) \text{ K} * 4.184 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}\cdot\text{K}}$$

$$\dot{Q} = 1.543 \frac{\text{KJ}}{\text{s}}$$

$$\dot{Q} = 1.543 \text{ kW}$$

Por lo que hallado el calor cedido entre fluidos ( $\dot{Q}$ ), para el cálculo del flujo másico del vapor se usó la ecuación 3 y los datos de las tablas 34 y 35 aplicando los valores de temperaturas y capacidad calorífica de presión con respecto al vapor (Cp), resultando lo siguiente:

$$\dot{m}_x = \frac{1.543 \text{ kW}}{(393.15 - 373.15) \text{ K} * 1.8649 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}\cdot\text{K}}}$$

$$\dot{m}_x = 0.0414 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

**Tabla 35**

*Parámetros para cálculo de características de intercambiador de calor*

Parámetros	Valor
$\dot{m}$	0.006146 Kg/s
$T_{\text{agua}}$	20 °C – 80 °C
$T_{\text{vapor}}$	120 °C – 100 °C

**Tabla 36**

*Coefficientes de transferencia de calor típicos para intercambiadores*

Fluido	Condiciones	$h$ (W/m <sup>2</sup> ·K)	$R_f$ (m <sup>2</sup> ·K/W)
Agua	Líquido	5000 - 7500	$1 \times 10^{-4} - 2.5 \times 10^{-4}$
Orgánicos livianos	Líquido	6000 - 8000	$0 - 1 \times 10^{-4}$
Orgánicos medios	Líquido	1500 - 2000	$1 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-4}$
Gas	100 – 200 kPa	80 – 125	$0 - 1 \times 10^{-4}$
Gas	1 MPa	250 - 400	$0 - 1 \times 10^{-4}$

*Nota:* Datos recolectados de “Approximate Sizing of Shell – and Tube Heat Exchanger”. Heat Exchanger Design Handbook. Fuente: Bell (1983)

Para hallar el coeficiente global de transferencia de calor (U) se usó la ecuación 4 y utilizando los coeficientes de transferencia de calor típicos usados en intercambiadores de calor del agua en condiciones normales y gases (vapor) a una presión de 100 kPa (tabla 36).

$$U = \frac{1}{\frac{1}{7500 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}} + \frac{1}{125 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}}}$$

$$U = 122.95 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

Luego con la ecuación 5 se calculó la relación de temperaturas en el intercambiador de calor ( $\Delta T_{\log}$ ), utilizando las temperaturas de ambos fluidos (tabla 35).

$$\Delta T_{\log} = \frac{(393.15 - 353.15) \text{ K} - (373.15 - 293.15) \text{ K}}{\ln\left(\frac{393.15 - 353.15}{373.15 - 293.15}\right) \text{ K}}$$

$$\Delta T_{\log} = 57.701 \text{ K}$$

Con todos los valores previamente calculados se halló el área del intercambiador de calor, y por lo tanto las dimensiones que posee con el uso de la ecuación 6.

$$A = \frac{1.543 \text{ kW} * 1000}{57.701 \text{ K} * 122.95 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}}$$

$$A = 0.2175 \text{ m}^2$$

Las dimensiones del intercambiador del intercambiador de calor, así como su selección tomando como referencia intercambiadores típicos utilizados en electrolizadores es de acuerdo con los valores hallados previamente.

En el caso del electrolizador PEM MC250 cuenta con un intercambiador de calor incluido dentro de todos los equipos que lo conforman, pero con el sistema de control térmico opcional. Este equipo es el que encarga del proceso que realiza el

intercambiador de calor, por lo que los cálculos realizados determinan que el proceso de electrólisis se lleve a cabo correctamente.

**Figura 27**

*Intercambiador de calor de placas*



**Tabla 37**

*Características de enfriador de hidrógeno gaseoso*

Características	Valor
Fluido frío	Agua
Fluido caliente	Vapor de agua
Calor intercambiado ( $\dot{Q}$ )	1.543 kW
Caudal de fluido de trabajo ( $\dot{m}_{H_2}$ )	0.006146 Kg/s
Relación de temperaturas ( $\Delta T_{log}$ )	57.701 K
Coefficiente global de transferencia de calor (U)	122.95 W/m <sup>2</sup> ·K
Área (A)	0.2175 m <sup>2</sup>

#### 4.1.4 Planta de compresión

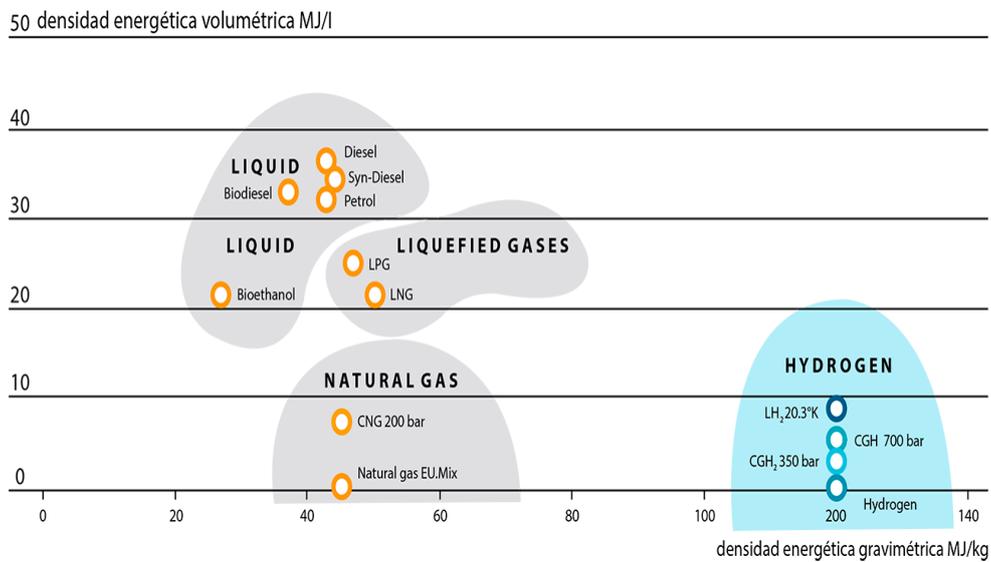
La manera más habitual para almacenar hidrógeno es en depósitos a alta

presión (350 y 700 bar) y en forma gaseosa (CGH<sub>2</sub>) debido a las grandes cantidades de hidrógeno producido, menor costo, mayor eficiencia, entendible operación, etc.

Tomando como referencia estas características y considerando la demanda de producción diaria de hidrógeno, así como la presión en la que se encuentra el hidrógeno producido por el electrolizador PEM MC250 de 30 bar (tabla 11) se seleccionó un sistema de compresión que se ajusta con los valores mencionados encontrado entre los rangos de capacidades de los compresores HYDRO – PAC (Anexo 9).

**Figura 28**

*Densidad energética volumétrica – gravimétrica de combustibles*



$$P_{CGH_2} = C_m * H_{sp} \dots\dots\dots (36)$$

Donde:

P<sub>CGH<sub>2</sub></sub>: producción diaria de hidrógeno comprimido (Kg/día).

C<sub>m</sub>: capacidad máxima de compresor de hidrógeno (Nm<sup>3</sup>/h).

H<sub>sp</sub>: horas solar pico (horas).

**Tabla 38***Características de sistema de compresión de hidrógeno gaseoso HYDRO - PAC*

Características	Valor
Marca	HYDRO - PAC
Numero de modelo	C03-60-300/600LX
Configuración	2 etapas
Rango de presión de entrada	300 – 600 psig (21 – 42 bar)
Presión de descarga	3000 psig (211 bar)
Capacidad mín. - máx.	169 – 328 Nm <sup>3</sup> /h
Potencia de motor	45 kW

*Nota:* Datos recolectados de lx – series Hydrogen gas compressors 1500 to 12000 psi. Fuente: HYDRO – PAC (2024)

Se utilizo la ecuación 36 para conocer la producción diaria de hidrógeno comprimido, suministrado por el electrolizador PEM MC250 dentro del tiempo de operación del sistema de almacenamiento.

$$P_{CGH_2} = 328 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} * 4.8 \text{ h}$$

$$P_{CGH_2} = 1574.4 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}$$

$$P_{CGH_2} = 141.51 \frac{\text{Kg}}{\text{día}}$$

El caudal de hidrógeno gaseoso producido que proviene de la planta de electrólisis del agua ingresa a la planta de compresión conformado por un compresor. Este caudal de hidrogeno debido a condiciones de selección de equipos se mantiene constante durante todo el proceso que siga, por lo tanto, con la

producción diaria de hidrógeno hallado con la ecuación 22 de 106 kilogramos por día se comprobó que el compresor de hidrógeno seleccionado utilizando la ecuación 36 en su producción diaria de hidrógeno comprimido ( $P_{CGH_2}$ ) es de 141.51 kilogramos por día.

**Figura 29**

*Compresor de hidrogeno de 2 etapas HYDRO - PAC*



Utilizando la ecuación 35 se halló el consumo energético del sistema de compresión de hidrógeno, considerando una eficiencia del motor eléctrico del 90% resultando:

$$E_{\text{com}} = \frac{45 \text{ kW} * 4.8 \frac{\text{h}}{\text{día}}}{0.9}$$

$$E_{\text{com}} = 240 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

#### **4.1.4.1 Unidades de almacenamiento**

El almacenamiento de hidrógeno en su forma comprimida ( $CGH_2$ ) es el método más utilizado en los tipos de procesos de producción de este combustible debido a que es una tecnología más desarrollada y muy utilizada globalmente.

Para el análisis y cálculo de las unidades de almacenamiento ya sea en las

dimensiones, capacidad, tipos, etc. se asumió que el hidrógeno seguirá el comportamiento de un gas ideal debido a que presenta características similares, por lo que las ecuaciones que se utilizaron fueron las correspondientes a gases ideales con las propiedades del hidrógeno.

Según la norma ISO 11439/2013 para cilindros de gas, los tipos de almacenamiento de hidrógeno están divididos en 4 tipos, principalmente de acuerdo con la presión en la que es almacenado el hidrógeno.

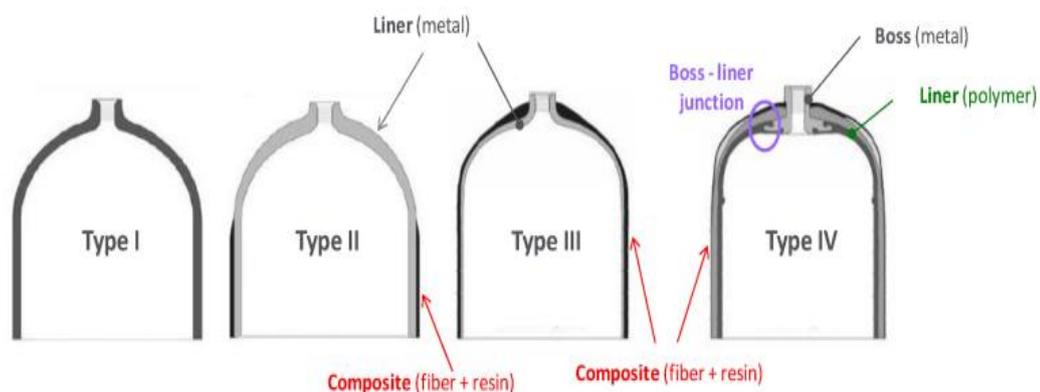
Por lo que conociendo la presión a la que se encuentra el hidrógeno saliente del sistema de compresión (tabla 38) se eligió el tipo de almacenamiento que se adecuo a esas especificaciones.

La presión de almacenamiento de hidrógeno gaseoso (CGH2) se encuentra en un rango entre 350 a 700 bar por lo que el tipo de almacenamiento recomendado para el sistema de producción de hidrógeno verde es del tipo I o II.

Además, también se consideró el tipo de aplicación de los tanques de almacenamiento serán parte de una instalación estacionaria correspondiente al modelo del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde.

**Figura 30**

*Tipos de tanques de almacenamiento de hidrogeno*



**Tabla 39***Tipos y características de tanques de almacenamiento de hidrógeno*

<b>Características</b>	<b>Tipo I</b>	<b>Tipo II</b>	<b>Tipo III</b>	<b>Tipo IV</b>
Material	Acero o aluminio	Acero o aluminio reforzado con fibra de carbono	Liner reforzado con fibra de vidrio / carbono	Polímeros reforzados con fibra de carbono
Presión	200 - 350 bar	350 bar	350 - 700 bar	700 bar
Capacidad Gravimétrica	1 %	1 %	11.3 %	11.3 %
Relación peso/capacidad	1/1.5 Kg/l	0.65/1.3 Kg/l	0.3/0.45 Kg/l	0.3/0.45 Kg/l
Aplicaciones	Laboratorios	Estacionarias	Automotrices	Industrial

Para los parámetros necesarios para el cálculo de las unidades de almacenamiento se utilizó la masa de hidrógeno producido por el electrolizador PEM MC250 dentro del tiempo de operación establecido, la presión y temperatura entregadas por el compresor (tabla 38).

El fluido comprimido por un compresor de 2 etapas suele estar a una temperatura de 130 °C (403.15 K) con una variación de  $\pm 15^\circ$  C (Fernández, 2008, p. 16), teniendo como resultado la siguiente tabla para el cálculo de las dimensiones y volumen de las unidades de almacenamiento de hidrógeno gaseoso.

Según el código ASME, Sección VIII – División 1, Subsección A, Parte UG 21 para la mayoría de los recipientes de almacenamiento la presión diseño a considerar es de 1.5 veces la presión máxima permisible de trabajo, por lo que teniendo una presión de descarga del compresor HYDRO – PAC de 211 bar (tabla 38) la presión de diseño que se utilizó fue de 316.5 bar.

**Tabla 40***Parámetros para cálculo de tanques de almacenamiento de hidrógeno*

<b>Parámetros</b>	<b>Valor</b>
Masa del hidrógeno	1474 Kg
Temperatura de salida compresor	130 °C (403.14 K)
Presión de salida compresor	211 bar (20678 kPa)
Presión de diseño	316.5 bar

Además, se usó la tabla 34 para obtener el valor de la constante de gas hidrógeno (R), para conocer el factor de compresibilidad (Z) se interpolo con los valores de temperatura y presión de la tabla 41.

Luego se utilizó la ecuación 12 y 13 y se determinó el volumen total de las unidades de almacenamiento.

$$V_t = \frac{1.1525 * 4.1242 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} \cdot \text{K}} * 1474 \text{ Kg} * 403.15 \text{ K}}{31017 \text{ kPa}}$$

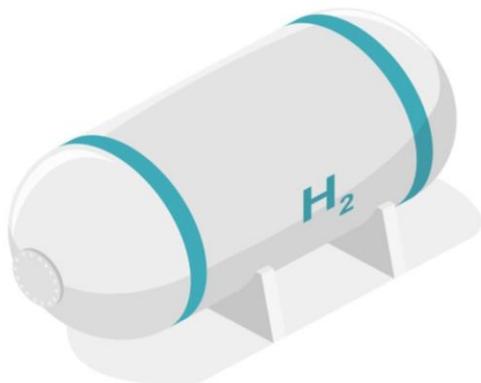
$$V_t = 91.064 \text{ m}^3$$

Debido a que el volumen total ( $V_t$ ) calculado tiene un valor elevado se optó por el cálculo de dos tanques de almacenamiento de hidrógeno para su almacenamiento con igual proporción, por tal se tomó un 50% del volumen total ( $V_t$ ) calculado para el hallar las dimensiones de una de unidades de almacenamiento. Utilizando el 50% del volumen total calculado y la ecuación 27 se halló la altura de una de las unidades de almacenamiento, teniendo en cuenta que la forma de este depósito de hidrógeno es cilíndrica de cuerpo y esférica en los topes según la figura 31, debido a que es una forma de estructura de almacenamiento de hidrógeno típicamente usado en sistemas de producción similares.

**Tabla 41***Valores de factor de compresibilidad del hidrógeno a distintas presiones y temperaturas*

Presión (bar)	Temperatura (K)						
	250	273.15	298.15	350	400	450	500
1	1.00070	1.00040	1.00060	1.00055	1.00047	1.00041	1.00041
5	1.00337	1.00319	1.00304	1.00270	1.00241	1.00219	1.00196
10	1.00672	1.00643	1.00605	1.00540	1.00484	1.00435	1.00395
50	1.03387	1.03235	1.03037	1.02701	1.02411	1.02159	1.01957
100	1.06879	1.06520	1.06127	1.05369	1.04807	1.04314	1.03921
150	1.10404	1.09795	1.09189	1.08070	1.07200	1.06523	1.05836
200	1.14056	1.13177	1.12320	1.10814	1.09631	1.08625	1.07849
250	1.17789	1.16617	1.15499	1.13543	1.12034	1.10793	1.08764
300	1.21592	1.20101	1.18716	1.16300	1.14456	1.12957	1.11699
350	1.25461	1.23652	1.21936	1.19051	1.16877	1.15112	1.13658
400	1.29379	1.27220	1.25205	1.21842	1.19317	1.17267	1.15588
450	1.33332	1.30820	1.28487	1.24634	1.21739	1.19439	1.17533

*Nota:* Datos recolectados del hidrógeno: fundamento de un futuro equilibrado. Fuente: Aguer & Miranda (2007)

**Figura 31***Tanque de almacenamiento de hidrógeno CGH2*

Entonces para la determinación de las dimensiones se usó las ecuaciones de estructuras con formas cilíndricas y esféricas en conjunto, estas dimensiones son una referencia para la selección de las unidades de almacenamiento proporcionadas por fabricantes especializados o para su fabricación.

$$L = \sqrt[3]{\frac{2}{\pi} * 45.532 \text{ m}^3}$$

$$L = 3.07 \text{ m}$$

Hallada la altura de una de las unidades de almacenamiento se calculó el radio de esta en la parte cilíndrica con la ecuación 14.

$$45.532 \text{ m}^3 = \frac{4 * \pi * r^3}{3} + \pi * r^2 * 3.07 \text{ m}$$

$$\frac{4 * \pi * r^3}{3} + 3.07 * \pi * r^2 - 45.532 = 0$$

$$r = 1.66 \text{ m}$$

Finalmente, para el cálculo del radio de la parte esférica de la unidad de almacenamiento considerando que la altura sea  $H = 0$  y con la ecuación 14 resulto lo siguiente:

$$r = \sqrt[3]{\frac{45.532 \text{ m}^3 * 3}{4 * \pi}}$$

$$r = 2.22 \text{ m}$$

Además, tomando como dato la presión de diseño de las unidades de almacenamiento (tabla 40) para su elección se optó por un fabricante que cumpla con las normas ISO 11439 para almacenamiento de hidrógeno, encontrando a STEELHEAD COMPOSITES (Anexo 10) como mejor opción.

**Tabla 42***Especificaciones para diseño tanque de almacenamiento de hidrógeno CGH2*

<b>Especificaciones</b>	<b>Valor</b>	
Tipo de tanque	Tipo I o II	
Estado de hidrógeno	CGH2	
Caudal	0.0691 m <sup>3</sup> /s	
Presión de diseño	316.5 bar	
Temperatura	130° C	
Volumen	91.064 m <sup>3</sup>	
<b>Dimensiones</b>	<b>Cilíndrica (cuerpo)</b>	<b>Esférica (topes)</b>
Radio (r)	1.66 m	2.22 m
Largo (L)	3.07	-

#### **4.1.4.2 Enfriador de hidrógeno gaseoso**

Con respecto al suministro de hidrógeno gaseoso (CGH2) desde los tanques de almacenamiento hacia las celdas de combustible para la conversión y distribución de energía eléctrica, este requiere disminuir su temperatura que alcanzo el hidrógeno debido al proceso de compresión al que fue sometido (tabla 40), desde los 130° C a 80° C para asegurar la eficiencia de las celdas de combustible en el proceso de producción de energía eléctrica, mientras mayor sea la temperatura de ingreso a las celdas de combustible la eficiencia será mayor pero considerando un límite de temperatura de operación según la tabla 43.

Para este propósito se utilizó un intercambiador de calor de placas, tomando como referencia el tipo de intercambiador que es empleado por el electrolizador PEM MC250 dentro de los equipos que lo conforman, ya que para la producción de

energía eléctrica mediante las celdas de combustible es el mismo proceso que realiza el electrizador, pero de manera inversa.

Luego se estableció las temperaturas de los fluidos que intercambiaran calor, así como el flujo masico de ambos fluidos tomando como referencia procesos similares.

**Tabla 43**

*Características de celda de combustible tipo PEM*

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Tipo	PEM
Electrolito	Membrana polimérica conductora de protones
Temperatura de operación	20 – 120° C
Rango de potencia	1 – 250 kW
Eficiencia eléctrica	53 – 58 %
Eficiencia CHP	70 – 90 %

El fluido para disminuir la temperatura del hidrógeno gaseoso alcanzado en el proceso de compresión se hizo con agua suministrada desde los tanques de almacenamiento calculados previamente.

Por lo que para la circulación y retorno del agua desde el reservorio de almacenamiento hacia el intercambiador de calor se realizó mediante el uso de una electrobomba de agua denominada (EB - 3) con las mismas características de la EB - 1 del sistema de bombeo de agua potable, calculado previamente.

El flujo másico de ingreso del hidrógeno gaseoso hacia las celdas de combustible según las especificaciones de la celda de combustible (tabla 48) es de 4.64 kilogramos de hidrógeno por hora, al ser un sistema conformado por 3

unidades (sistema Hyscale) el flujo másico es el triple teniendo un valor de 13.92 Kg por hora. Y el flujo masico de la circulación del agua según lo calculado previamente para hallar las características de la EB - 1 es de 63 Kg/s.

**Tabla 44**

*Características de electrobomba (EB - 3)*

Características	Valor
Motor	WEG W22
Tipo de motor	Jaula de ardilla
Potencia	1.1 kW (1.5 HP)
Tensión nominal	230/460 V
Intensidad nominal	4.04/ 2.02 A
Bomba	HIDROSTAL 125 - 250
Tipo de bomba	Centrifuga

Para determinar las características del enfriador de hidrógeno gaseoso y posterior elección del equipo en primer lugar se utilizó la ecuación 2 para determinar el calor cedido entre fluidos en kW utilizando los datos de las tablas 34 y 45 aplicando los valores de temperaturas y capacidad calorífica de presión con respecto al hidrógeno, resultando lo siguiente:

$$\dot{Q} = 0.00387 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} * (403.15 - 353.15) \text{ K} * 14.3193 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}\cdot\text{K}}$$

$$\dot{Q} = 2.77 \frac{\text{KJ}}{\text{s}}$$

$$\dot{Q} = 2.77 \text{ kW}$$

Por lo que hallado el calor cedido entre fluidos ( $\dot{Q}$ ) para el cálculo de la temperatura de salida del agua se usó la ecuación 3 y los datos de las tablas 34 y 45

aplicando los valores de temperaturas y capacidad calorífica de presión con respecto al agua, resultando lo siguiente:

$$63 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} = \frac{2.77 \text{ kW}}{\Delta_T * 4.184 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}\cdot\text{K}}}$$

$$\Delta_T = 0.0105 \text{ K}$$

**Tabla 45**

*Parámetros para cálculo de intercambiador de calor entrada de celdas*

Parámetros	Valor
$\dot{m}_{\text{H}_2}$	0.00387 Kg/s
$\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}}$	63 Kg/s
$T_{\text{agua}}$	20 °C
$T_{\text{hidrógeno}}$	130 °C – 80 °C

Para hallar el coeficiente global de transferencia de calor (U) se usó la ecuación 4 y utilizando los coeficientes de transferencia de calor típicos usados en intercambiadores de calor del agua en condiciones normales y gases a una presión de 100 kPa (tabla 36).

$$U = \frac{1}{\frac{1}{7500 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\cdot\text{K}}} + \frac{1}{125 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\cdot\text{K}}}}$$

$$U = 122.95 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\cdot\text{K}}$$

Luego con la ecuación 5 se calculó la relación de temperaturas en el intercambiador de calor ( $\Delta T_{\text{log}}$ ), utilizando las temperaturas del agua e hidrógeno de la tabla 45.

$$\Delta T_{\log} = \frac{(403.15 - 273.1605) \text{ K} - (353.15 - 293.15) \text{ K}}{\ln\left(\frac{403.15 - 273.1605}{353.15 - 293.15}\right) \text{ K}}$$

$$\Delta T_{\log} = 90.53 \text{ K}$$

Con todos los valores previamente calculados se halló el área del intercambiador de calor con el uso de la ecuación 6 y posterior se estableció las dimensiones de este.

$$A = \frac{2.77 \text{ kW} * 1000}{90.53 \text{ K} * 122.95 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}}$$

$$A = 0.2489 \text{ m}^2$$

**Tabla 46**

*Características de enfriador de hidrógeno gaseoso (CGH2)*

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Fluido frío	Agua
Fluido caliente	Hidrógeno gaseoso
Calor intercambiado (Q̇)	2.77 kW
Caudal de fluido de trabajo (ṁ <sub>H2</sub> )	0.00387 Kg/s
ΔT	0.0105 K
Relación de temperaturas (ΔT <sub>log</sub> )	90.53 K
Coefficiente global de transferencia de calor (U)	122.95 W/m <sup>2</sup> ·K
Área (A)	0.2489 m <sup>2</sup>
Tipo	Placas

También para la selección del enfriador de hidrógeno gaseoso que es un intercambiador de calor de acuerdo con los parámetros hallados descritos en la tabla 46 se utilizó catálogos de fabricantes especializados (Anexo 11).

## 4.1.5 Planta de suministro de energía eléctrica

### 4.1.5.1 Celdas de combustible

Para el proceso de conversión de energía eléctrica con el hidrógeno gaseoso producido y almacenado en los tanques de almacenamiento los equipos necesarios para llevar a cabo el proceso están conformados por una configuración de celdas de combustible, inversores, transformadores de potencia, etc. El tipo de celda de combustible seleccionado es del tipo PEM, debido a las favorables características que posee frente a otros tipos de celdas generalmente utilizadas (tabla 47).

#### Figura 32

*Celda Protón motor PM400 stack module 240*



Debido a que la potencia de las celdas de combustible es relativamente baja (tabla 48) con respecto a la potencia activa de la ciudad de Ilo, Moquegua que se tuvo que cubrir. Para este propósito con el fin de reducir la cantidad de celdas de combustible que se conectaran para suministrar la energía eléctrica almacenada mediante el hidrógeno se optó por el sistema de celdas de combustible HyScale (Anexo 13) que está conformado por 3 celdas PM400 de 71 kW cada una, según especificaciones de la tabla 48, por lo que el valor del sistema HyScale es de 213 kW (figura 33).

**Tabla 47***Comparación de las características técnicas de celdas de combustible*

<b>Tipo</b>	<b>T (°C)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>n (%)</b>	<b>CHP</b>	<b>Aplicaciones</b>	<b>Ventajas</b>
A	90 – 100	10 - 100	60	> 80	Militar, espacial.	Alto rendimiento, variedad de catálisis.  Alta eficiencia con
PA	150 - 200	50 - 10000	> 40	> 85	Distribución de energía.	CHP, mayor tolerancia de impurezas
MC	600 - 700	> 1 - 1000	45 - 47	> 80	Alta distribución de energía.	Alta eficiencia, capacidad para CHP
PEM	20 - 120	< 1 - 250	53 - 58	70 - 90	Energía portátil, distribución baja de energía.	Mantenimiento mínimo, temperatura de operación baja, rápido inicio, etc.
DM	20 - 90	0.001 - 100	40	80	Computadoras, servicios portátiles.	Arranque rápido, reducción de costos

*Nota:* Datos recolectados de Celdas de combustible. Una alternativa amigable con el medio ambiente para la generación de potencia y su impacto en el desarrollo sostenible de Colombia en el siglo XXI.

Fuente: Acuña & Muñoz (2001)

Además, con respecto a la conexión de las celdas de combustible se estableció los parámetros de distribución de todos los equipos que lo conforman de acuerdo con la barra de potencia de ILO – ELS de 10.5 kV (figura 34), y mediante el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) se transportó la energía

eléctrica teniendo como punto inicial las barras de potencia de 33 y 220 kV ubicadas en la subestación de la central solar Rubí hasta el punto final que es la barra de potencia de ILO -ELS de 10.5 kV ubicada en la subestación de Ilo – ELS.

**Figura 33**

*Sistema HyScale Protón Motor*



**Tabla 48**

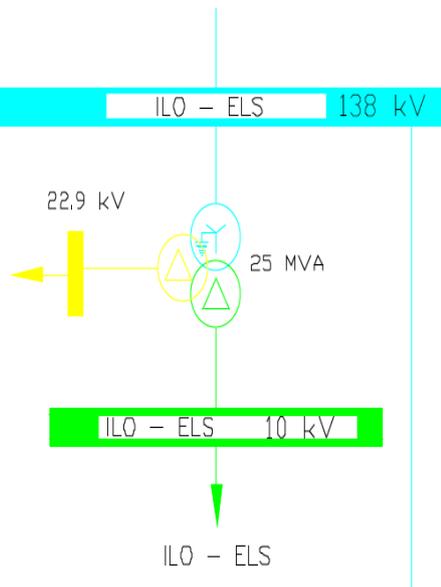
*Características de celda de combustible Protón motor PM400 stack module 240*

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Tipo de celda	PEM
Rango de potencia	10.3 – 71 kW
Rango de corriente	0 – 500 A
Rango de voltaje	142 – 275 V
Eficiencia	47 – 67 %
Presión de suministro de hidrogeno	7 / -0.5 bar
Consumo de hidrogeno	4.64 Kg/h
Dimensiones W x H x L	436 x 279 x 1235 mm
Volumen	150.2 l
Peso bruto	106 Kg

*Nota:* Datos recolectados de PM400 stack module. Fuente: Protón Motor (2021)

**Figura 34**

*SEIN, barra de potencia ILO – ELS 138 kV*



#### **4.1.5.2 Inversores**

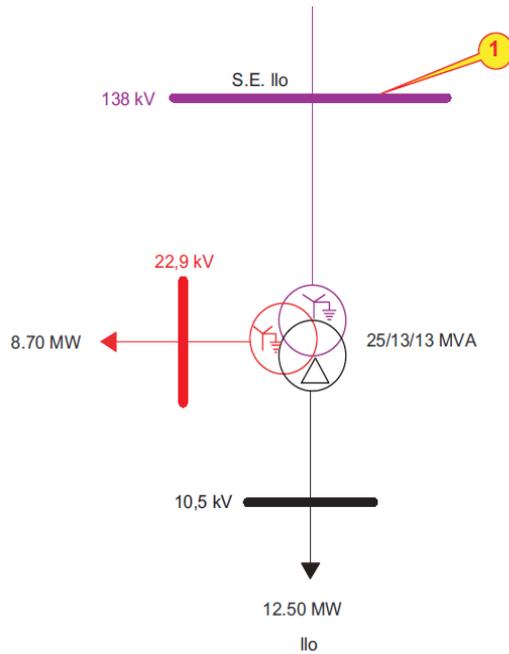
Para los motivos de cálculos de cantidad, distribución y características de las celdas de combustible dentro del suministro de energía eléctrica del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde el valor principal es la potencia activa de la barra de ILO – ELS de 10.5 kV siendo el total para toda la ciudad de Ilo, Moquegua de 12.5 MW (figura 35), y para proceso de cálculo de los inversores se tomó como referencia los equipos utilizados en el sistema de potencia de la central Rubí (Anexo 14).

Como parte del proceso final de conexión del suministro de energía eléctrica mediante las celdas de combustible el sistema de almacenamiento de hidrógeno verde para su funcionamiento fue alimentado por medio de una de una de las barras de potencia de 33 kV de los circuitos de recolección de energía proveniente de los paneles solares de la central solar Rubí, luego mediante una barra de potencia propia

de 33 kV se conectó a la barra de potencia Rubí de 220 kV (figura 37) para su traslado mediante las líneas de transmisión a la barra de potencia Montalvo de 220 kV para finalmente ingresar al sistema eléctrico interconectado nacional.

**Figura 35**

*SEIN, barra de potencia Ilo ELS 10.5 kV*



**Figura 36**

*Inversor Fimer PVS800 – 57B*



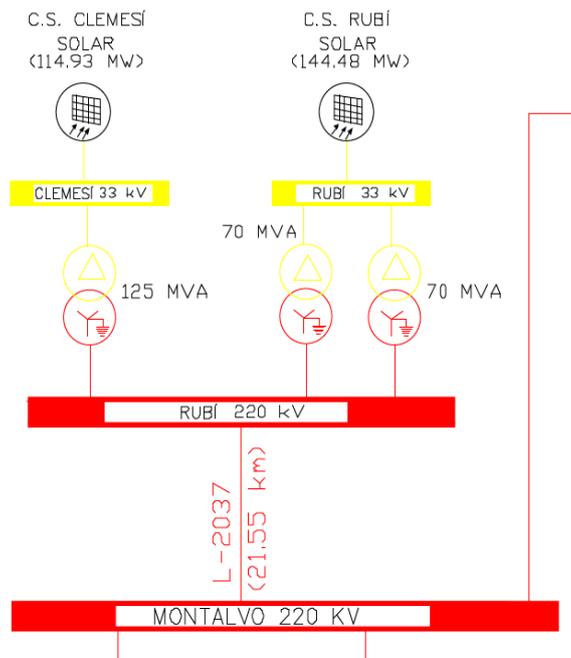
**Tabla 49**

*Características de inversor Fimer PVS800 – 57B*

Características	Valor
Potencia de ingreso máxima	2598 kW
Voltaje DC maximo de ingreso	1000 V
Corriente máxima de ingreso	3700 A
Potencia activa máxima de salida	1645 kW
Potencia aparente nominal de salida	1732 kVA
Potencia aparente máxima de salida	2078 kVA
Corriente máxima de salida	2500 A
Voltaje AC de salida	400 V
Frecuencia	50/60 Hz
Eficiencia máxima	98.9 %

**Figura 37**

*SEIN, barra de potencia Rubí 220/33 kV y barra Montalvo 220 kV*



**Figura 38**

*Interfaces de celda de combustible Protón Motor PM400 stack module 240*



#### **4.1.5.3 Transformadores de potencia**

Los transformadores de potencia empleados para elevar las tensiones de la barra del suministro de energía eléctrica que proporcionan las celdas de combustible son los descritos en las tablas 50 y 51 tomando como referencia los transformadores de potencia de la subestación eléctrica de la central solar Rubí (Anexo 15), ya que debido a su conexión al SEIN se necesitó que tengan características similares con los equipos conectados a los circuitos de potencia existentes a fin de mantener las condiciones operativas de estos sistemas.

**Tabla 50**

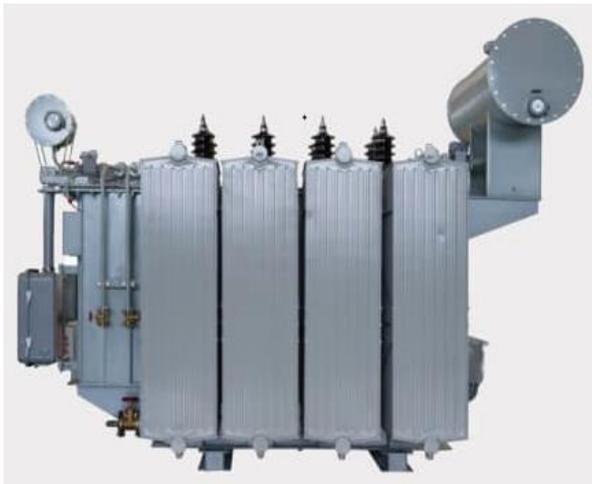
*Características de transformador de potencia 33/0.4 kV*

<b>Características</b>	<b>Valor</b>
Potencia nominal	4156 kVA
Tensión nominal MT	33 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Tensión nominal BT	400 V

La cantidad de transformadores de potencia, así como su distribución está relacionado con la potencia total de los equipos que estarán conectados a estos.

**Figura 39**

*Transformador de potencia 33/0.4 kV*



**Tabla 51**

*Características de transformador de potencia 220/33 kV*

Características	Valor
Potencia nominal	12/15 MVA
Tensión nominal MT	220 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Tensión nominal BT	33 kV

Las ecuaciones que se usaron para determinar la distribución y cantidad de celdas de combustible e inversores que conforman el proceso final de suministro de energía eléctrica del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde son las siguientes:

$$C_{bp} = \frac{P_{bp}}{P_{cc}} \dots\dots\dots (37)$$

$$I_t = \frac{P_{bp}}{P_s} \dots\dots\dots (38)$$

$$C_i = \frac{P_{ii}}{P_{cc}} \dots\dots\dots (39)$$

$$C_s = \frac{V_{ii}}{V_{cc}} \dots\dots\dots (40)$$

$$C_p = \frac{I_{ii}}{I_{cc}} \dots\dots\dots (41)$$

Donde:

$C_{bp}$ : número de celdas por barra de potencia.

$P_{bp}$ : potencia activa de barra de potencia (kW).

$P_{cc}$ : potencia de celda de combustible (kW).

$I_t$ : número total de inversores.

$P_s$ : potencia activa máxima de salida de inversores (kW).

$C_i$ : número de celdas de combustible por inversor.

$P_{ii}$ : potencia activa máxima de ingreso a inversor (kW).

$C_s$ : número de celdas de combustible conectadas en serie.

$V_{ii}$ : voltaje maximo de ingreso a inversor (V) dc.

$V_{cc}$ : voltaje de operación de celda de combustible (V) dc.

$C_p$ : número de celdas de combustible conectadas en paralelo.

$I_{ii}$ : corriente máxima de ingreso a inversor (A) dc.

$I_{cc}$ : corriente de operación de celda de combustible (A) dc.

Para el cálculo de la cantidad de celdas de combustible (sistemas HyScale) se usó la ecuación 37 con la potencia activa de la barra de Ilo - ELS (figura 35) y la potencia total del sistema HyScale.

$$C_{bp} = \frac{12.5 \text{ MW} * 1000}{71 \text{ kW} * 3}$$

$$C_{bp} = 58.69$$

Asimismo, para determinar la cantidad de inversores se usó la ecuación 38 con la potencia de la barra de Ilo ELS (figura 35) y la potencia activa máxima de salida del inversor PVS800 – 57B considerando un factor de potencia de 0.95 según especificaciones del equipo (tabla 49).

$$I_t = \frac{12.5 \text{ MW} * 1000}{1974.1 \text{ kW}}$$

$$I_t = 6.33$$

Luego para determinar la cantidad de celdas de combustible (sistemas HyScale) por inversor se usó la ecuación 39 con la potencia activa máxima de entrada del inversor (tabla 49) y la potencia total del sistema HyScale.

$$C_i = \frac{2598 \text{ kW}}{71 \text{ kW} * 3}$$

$$C_i = 12.19$$

Por lo que según el resultado obtenido con la ecuación 37 y la ecuación 38 sobre la cantidad de celdas de combustible ( $C_{bp}$ ) e inversores ( $I_t$ ) se estableció que la cantidad de celdas se aproxime a 60 de acuerdo con la cantidad de inversores de 6, por lo tanto, para cada inversor la cantidad de celdas es de 10, un valor cercano con el resultado de la ecuación 39 sobre la cantidad de celdas por inversor ( $C_i$ ) teniendo en cuenta que los valores usados para su cálculo fueron los máximos respecto a las especificaciones de los equipos. También para los fines de elevar la tensión, corriente y potencia necesarios para su conexión a las barras de potencia y

las líneas de transporte de energía eléctrica, la disposición de las celdas de combustible por inversor se conectaron en una configuración formada por celdas en serie y paralelo, así que usando la ecuación 40 se determinó la cantidad de celdas de combustible en serie conectadas, con la tensión máxima de ingreso al inversor (tabla 49) y la tensión de salida de las celdas de combustible según la tabla 48.

$$C_s = \frac{1000 \text{ V dc}}{220 \text{ V dc}}$$

$$C_s = 4.55$$

Para la cantidad de celdas de combustible conectadas en paralelo se usó la ecuación 41 con la corriente máxima de ingreso al inversor (tabla 49) y la corriente de las celdas de combustible teniendo en cuenta que la cantidad de celdas de combustible por cada sistema HyScale es de 3 (figura 40) y usando la tabla 48 donde por especificaciones del equipo se conoce la corriente unitaria por cada celda de combustible resultando como valor final el triple de la máxima.

$$C_p = \frac{3700 \text{ A dc}}{1500 \text{ A dc}}$$

$$C_p = 2.46$$

**Figura 40**

*Configuración de sistema HyScale*



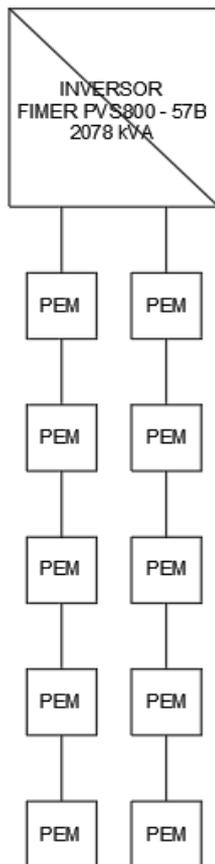
**Tabla 52**

*Número total de celdas de combustible e inversores*

Celdas e inversores	Número
Celdas de combustible por barra de potencia	60
Inversores por barra de potencia	6
Celdas de combustible por inversor	10
Celdas de combustible conectadas en serie	5
Celdas de combustible conectadas en paralelo	2

**Figura 41**

*Conexión de inversor con celdas de combustible*



La conexión de las celdas de combustible al inversor PVS800 – 57B de acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla 52 se visualiza en la figura 41.

**Tabla 53***Potencia de equipos de conversión y transporte de energía eléctrica*

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia</b>
Celdas de combustibles	60	12.78 MW
Inversores	6	10.8 kW
Transformadores de potencia 33/0.4 kV	3	12 MVA
Transformador de potencia 220/33 kV	1	12 / 15 MVA

Las magnitudes eléctricas de tensión, corriente y potencia a la entrada y salida de los inversores, según la configuración de las celdas de combustible son las siguientes:

$$P_{ei} = C_i * P_{cc} \dots\dots\dots (42)$$

$$I_{ei} = C_p * I_{cc} \dots\dots\dots (43)$$

$$V_{ei} = C_s * V_{cc} \dots\dots\dots (44)$$

$$P_{si} = \eta_i * P_{ei} \dots\dots\dots (45)$$

$$I_{si} = \frac{P_{si}}{V_{si} * FP_i} \dots\dots\dots (46)$$

$$V_{si} = V_{ie} \dots\dots\dots (47)$$

Donde:

$P_{ei}$ : potencia de entrada a inversor (kW).

$I_{ei}$ : corriente de entrada a inversor (A) dc.

$V_{ei}$ : tensión de entrada a inversor (V) dc.

$P_{si}$ : potencia de salida de inversor (kW).

$\eta_i$ : eficiencia máxima de conversión de energía de inversor.

$I_{si}$ : corriente de salida de inversor (A) ac.

$V_{si}$ : tensión de salida de inversor (V) ac.

$FP_i$ : factor de potencia de inversor.

$V_{ie}$ : tensión de inversor en especificaciones (V) ac.

Para calcular la potencia de entrada total al inversor de acuerdo con la con la cantidad de celdas por inversor se usó la ecuación 42.

$$P_{ei} = 10 * 71 * 3 \text{ kW}$$

$$P_{ei} = 2130 \text{ kW}$$

De igual forma para calcular la corriente y tensión de entrada total al inversor de acuerdo con la cantidad de celdas de combustible en paralelo y serie se usó la ecuación 43 y 44 y las especificaciones de las celdas de combustible de la tabla 48.

$$I_{ei} = 2 * 1500 \text{ A dc}$$

$$I_{ei} = 3000 \text{ A dc}$$

$$V_{ei} = 5 * 220 \text{ V dc}$$

$$V_{ei} = 1100 \text{ V dc}$$

Y para el cálculo de la potencia de salida total del inversor utilizando la eficiencia máxima de conversión de energía (tabla 49) y la ecuación 45 resulto lo siguiente:

$$P_{si} = 0.985 * 2130 \text{ kW}$$

$$P_{si} = 2098.05 \text{ kW}$$

La corriente de salida total del inversor se obtuvo utilizando la ecuación 46 y el factor de potencia del inversor que se encuentra en la tabla 49.

$$I_{si} = \frac{2098.05 \text{ kW} * 1000}{400 \text{ V ac} * 0.95}$$

$$I_{si} = 5521.18 \text{ A ac}$$

Por último, para conocer la tensión de salida total del inversor esta es de acuerdo con las especificaciones proporcionadas por el inversor (tabla 49).

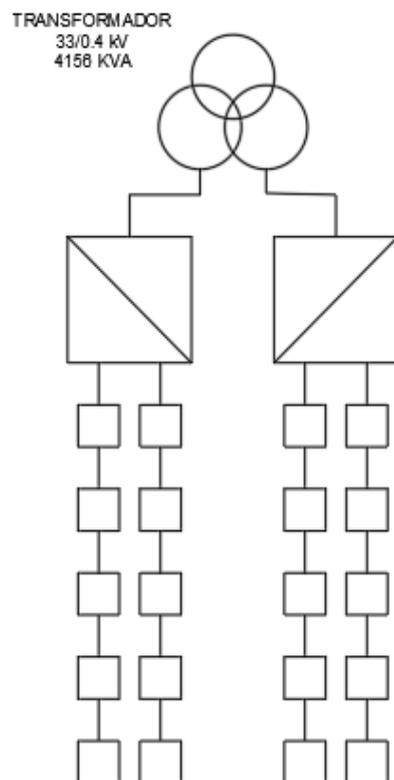
**Tabla 54**

*Magnitudes eléctricas en entrada de inversor*

Entrada de inversor	Valor
Potencia	2130 kW
Corriente	3000 A dc
Tensión	1100 V dc

**Figura 42**

*Conexión de celdas e inversores con transformador de potencia de 33/0.4 kV*



Para la conexión de los inversores con las celdas de combustible al SEIN, específicamente en la barra de la central solar Rubí de 220 kV los inversores conectados con las celdas de combustible tienen una salida de tensión de 400 V AC por unidad, por lo que se elevó la tensión mediante transformadores de potencia (tabla 50).

Tomando como referencia las barras de potencia de la central solar Rubí de 33 kV para la conexión de los circuitos 1 – 5, 6 – 10.

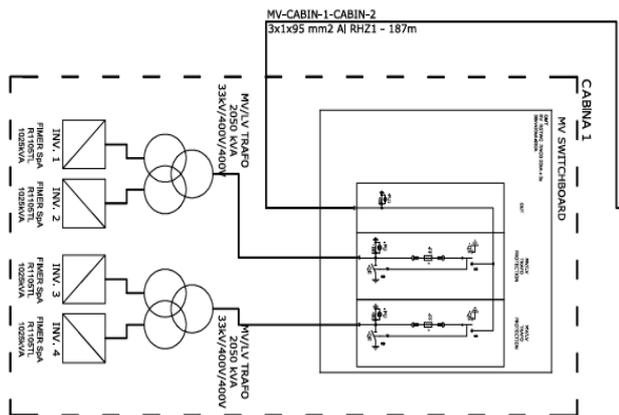
**Tabla 55**

*Magnitudes eléctricas en salida de inversor*

Salida de inversor	Valor
Potencia	2098.05 kW
Corriente	5521.18 A ac
Tensión	400 V ac

**Figura 43**

*Detalle de red colectora de la central solar Rubí*

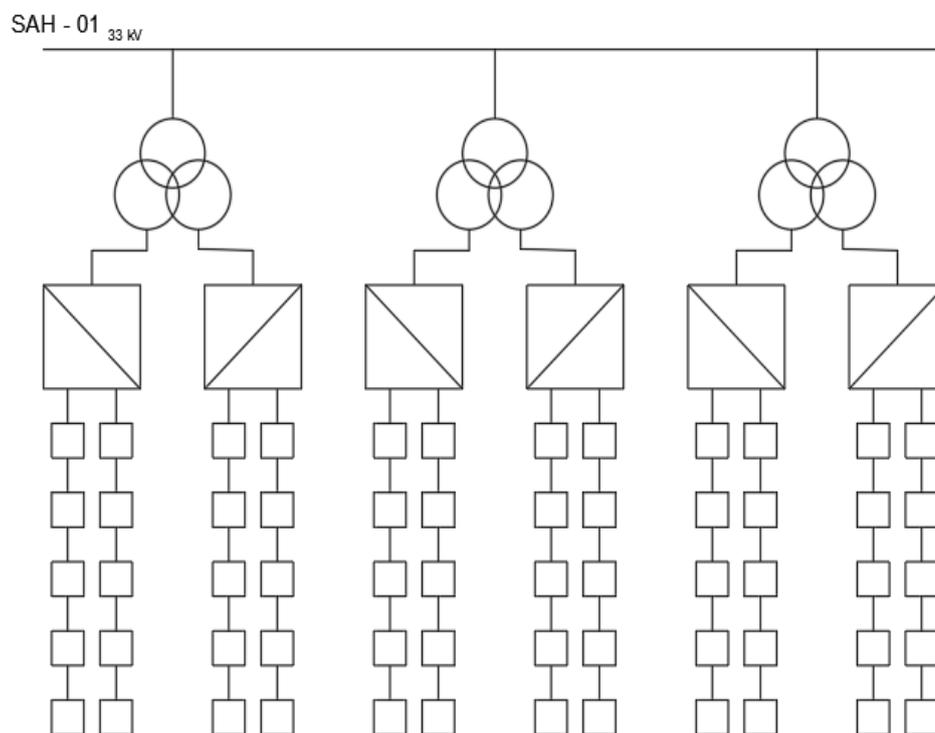


Entonces se determinó que los inversores estén conectados mediante un transformador de potencia de 33/0.4 kV a una barra de potencia de 33 kV

denominada SAH – 01 (Sistema de Almacenamiento de Hidrogeno) y siguiendo la configuración de tener dos inversores por cada transformador de potencia como se observa en la figura 42, del mismo modo tomando como referencia la conexión de los inversores de los 41 centros de transformación de la central solar Rubí (figura 43).

**Figura 44**

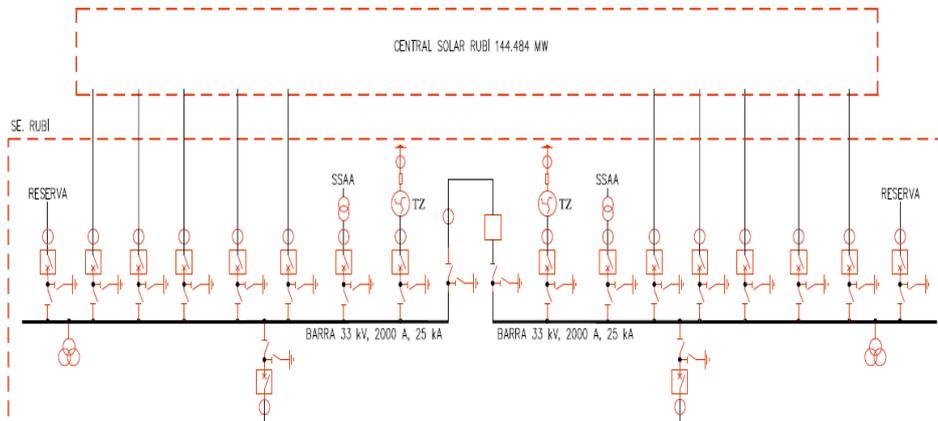
*Conexión de celdas e inversores a barra SAH – 01 33 kV*



La conexión de todos los inversores, celdas de combustible y transformadores de potencia están distribuidos según lo observado en la figura 44, además la barra de potencia SAH – 01 de 33 kV se ubicó cercana a las 2 barras de potencia de 33 kV de la central solar Rubí (figura 45) a fin de facilitar la conexión a las distintas barras del SEIN que se encargaran de transportar la energía eléctrica al punto final que es la barra de Ilo – ELS de 10.5 kV.

**Figura 45**

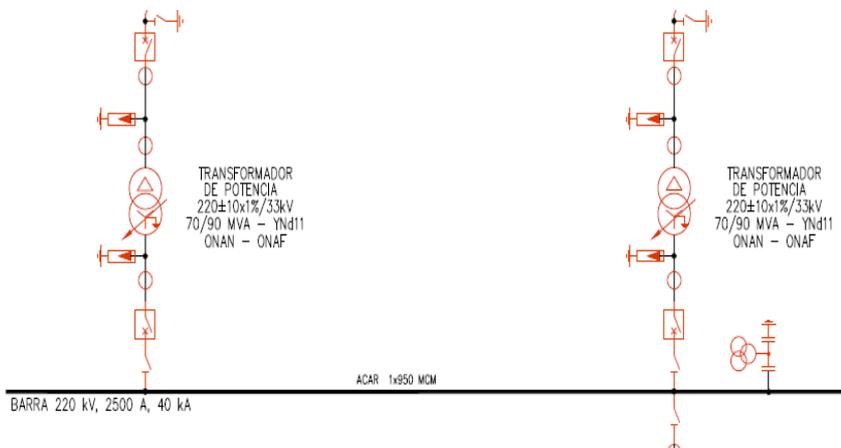
*Diagrama unifilar central solar Rubí, barras de 33 kV circuito 1 – 10*



Una vez establecida la barra de potencia SAH – 01 de 33 kV se requirió elevar la tensión de 33 kV a 220 kV para su conexión a la barra de potencia Rubí de 220 kV, por lo que se utilizó un transformador de potencia con características similares a las que se emplearon para elevar la tensión de las barras de 33 kV de los circuitos 1 – 10, siendo un transformador de potencia de 220/33 kV de 12/15 MVA, así mismo la ubicación del transformador es cercano a los otros 2 transformadores de potencia de 220/33 kV de 70/90 MVA (figura 46).

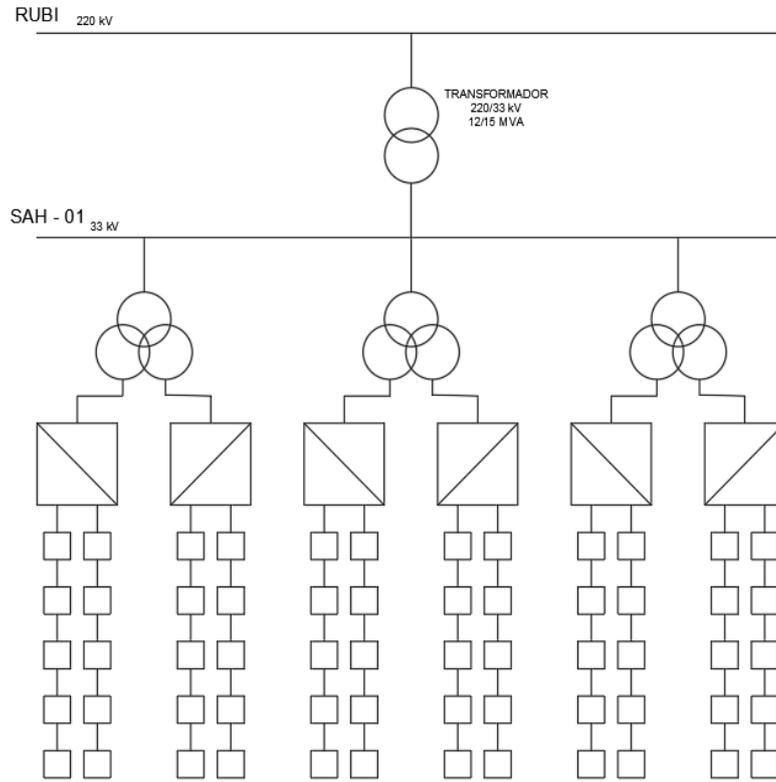
**Figura 46**

*Diagrama unifilar central solar Rubí, barra de 220 kV*



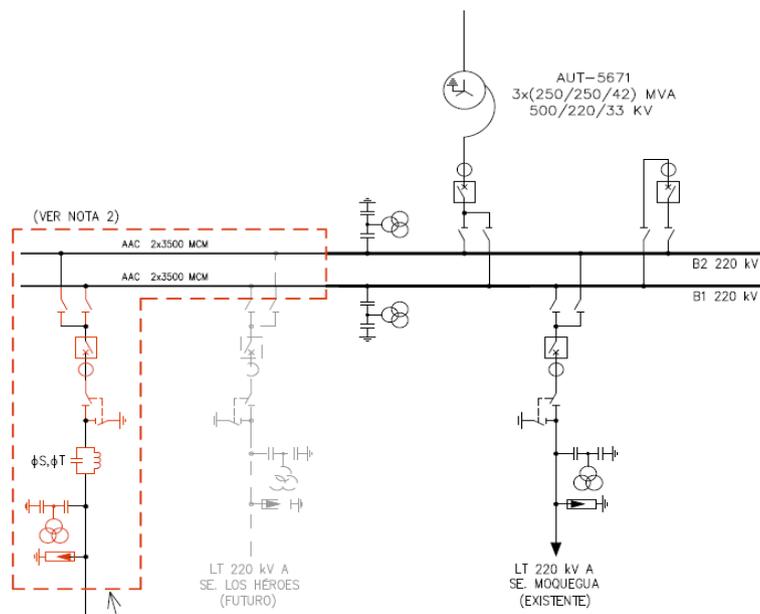
**Figura 47**

*Conexión de celdas e inversores a barra Rubí 220 kV*



**Figura 48**

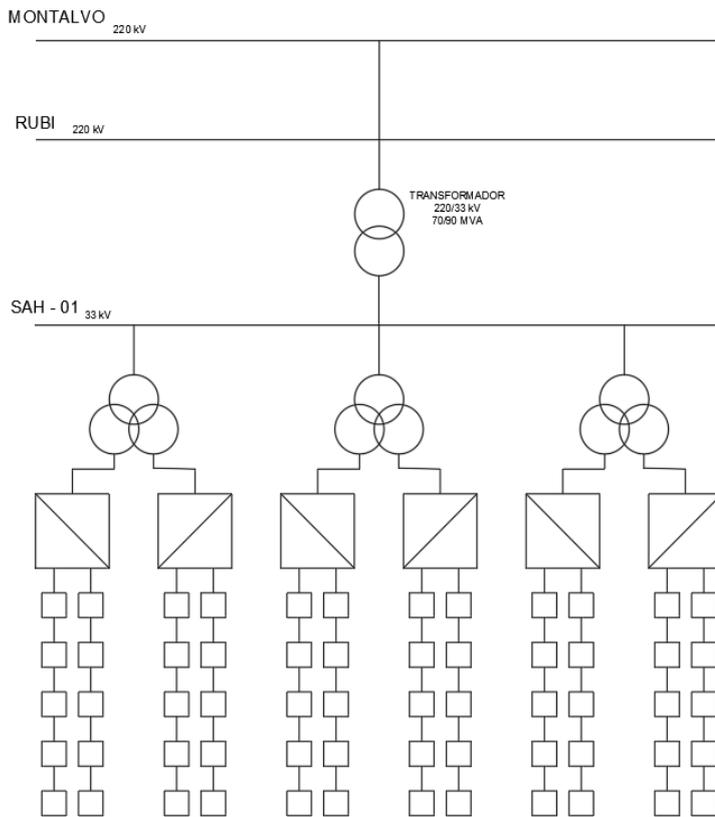
*Diagrama unifilar, subestación eléctrica Montalvo 220 kV*



Finalmente, desde la barra de potencia Rubí de 220 kV mediante líneas de transmisión ya conectadas pasan a la barra de potencia Montalvo de 220 kV para su conexión al SEIN y posterior transporte de energía eléctrica hasta la barra de potencia Ilo – ELS de 10.5 kV.

**Figura 49**

*Conexión de celdas e inversores a barra Montalvo 220 kV*



**b) Establecer el nivel de demanda eléctrica mensual de la ciudad de Ilo, Moquegua proyectada para el año 2024.**

Según datos recolectados de la empresa distribuidora de energía eléctrica Electrosur S.A en la tabla 56 tenemos datos de la demanda eléctrica en kWh de la ciudad de Ilo, Moquegua comprendido entre el periodo del mes de abril del año 2022 al mes de marzo del año 2023.

**Tabla 56**

*Demanda de energía eléctrica en el periodo (abril 2022 – marzo 2023)*

Nº	Mes	Total (kWh)
1	Abril	4339.662
2	Mayo	4040.968
3	Junio	3968.917
4	Julio	3823.527
5	Agosto	3839.523
6	Septiembre	3787.799
7	Octubre	3658.957
8	Noviembre	4139.284
9	Diciembre	4125.631
10	Enero	4461.731
11	Febrero	4563.218
12	Marzo	4330.575

*Nota:* Datos recolectados de resumen de facturación kWh. Fuente: Electrosur S.A. (2023)

Para calcular la demanda eléctrica mensual de la ciudad de Ilo, Moquegua a futuro en base a los datos recolectados de la tabla 56 se aplicó la proyección de tipo porcentual.

El método de proyección porcentual es donde los resultados de variación serán en porcentaje para obtener la demanda mensual aproximada con la siguiente ecuación:

$$\Delta\% = \frac{X_u - X_0}{X_0} * 100 \dots\dots\dots (48)$$

Donde:

$\Delta\%$ : variación porcentual.

$X_u$ : dato del último periodo.

$X_0$ : dato del periodo anterior.

Para el cálculo de la primera variación porcentual utilizamos los datos de la tabla 56 de los valores de demanda de energía eléctrica entre los meses de abril y mayo del año 2022.

**Tabla 57**

*Valores de demanda de energía eléctrica (abril – mayo 2022)*

Mes	Total (kWh)
Abril	4339.662
Mayo	4040.968

Luego utilizamos la ecuación 48 del método de proyección porcentual para calcular la variación porcentual:

$$\Delta\% = \frac{4040.968 - 4339.662}{4339.662} * 100$$

$$\Delta\% = -7 \%$$

Del mismo modo para hallar las siguientes variaciones porcentuales se utilizó los datos recolectados de demanda de energía eléctrica de la tabla 56 y

siguiendo el orden para el cálculo de las variaciones porcentuales de la tabla 58 se procedió a calcular las 11 variaciones porcentuales respectivamente.

En el mes de abril no se encuentra ninguna variación porcentual ya que no se utilizó datos con respecto al mes anterior por lo que su variación porcentual fue 0.

Finalmente aplicando la ecuación 48 del método porcentual a los datos recolectados de energía eléctrica resulto las siguientes variaciones porcentuales mostradas en la tabla 59:

**Tabla 58**

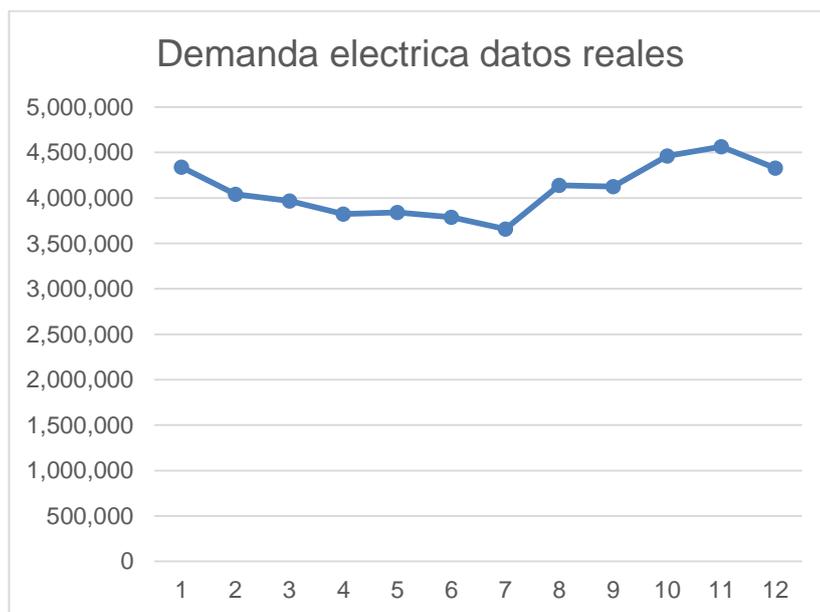
*Número y orden para cálculo de variaciones porcentuales*

<b>N° de variación porcentual</b>	<b>Datos de mes</b>
1	Mayo - Abril
2	Junio - Mayo
3	Julio - Junio
4	Agosto - Julio
5	Septiembre - Agosto
6	Octubre - Septiembre
7	Noviembre - Octubre
8	Diciembre - Noviembre
9	Enero – Diciembre
10	Febrero - Enero
11	Marzo - Febrero

Asimismo, se representó mediante el siguiente gráfico el comportamiento de la demanda de energía eléctrica (figura 50) con los valores de variación porcentual hallados en la tabla 59 y con los datos que se recolectaron previamente.

**Tabla 59***Variación porcentual de demanda de energía eléctrica (abril 2022 – marzo 2023)*

N°	Mes	Total (kWh)	Variación porcentual (%)
-	Abril	4339.662	0
1	Mayo	4040.968	-7
2	Junio	3968.917	-2
3	Julio	3823.527	-4
4	Agosto	3839.523	0
5	Septiembre	3787.799	-1
6	Octubre	3658.957	-3
7	Noviembre	4139.284	13
8	Diciembre	4125.631	0
9	Enero	4461.731	8
10	Febrero	4563.218	2
11	Marzo	4330.575	-5

**Figura 50***Diagrama de demanda eléctrica de datos recolectados ciudad Ilo, Moquegua*

Luego con los valores obtenidos de las variaciones porcentuales en cada mes se calculó la demanda de energía eléctrica mensual para los 12 meses siguientes con respecto al dato final que se obtuvo en la recolección de información de demanda de energía eléctrica a de la ciudad de Ilo. Se reemplazo los datos ya obtenidos para tener el resultado mensual de los consecutivos meses del año 2023 al año 2024 con la siguiente ecuación:

$$\bar{x}\Delta\% = \sum\Delta\% \dots\dots\dots (49)$$

Donde:

$\bar{x}\Delta\%$ : media aritmética de la variación porcentual.

$\sum\Delta\%$ : sumatoria de la variación porcentual.

**Tabla 60**

*Variación porcentual (abril 2022 – marzo 2023) ciudad Ilo, Moquegua*

Mes	Variación porcentual (%)
Abril	0
Mayo	-7
Junio	-2
Julio	-4
Agosto	0
Septiembre	-1
Octubre	-3
Noviembre	13
Diciembre	0
Enero	8
Febrero	2
Marzo	-5

Utilizando los valores obtenidos de la variación porcentual de la tabla 60 empleamos la ecuación 49 de la media aritmética de la variación porcentual para el cálculo del dato necesario que se usó para determinar los pronósticos de demanda de energía eléctrica los meses posteriores con respecto a los datos recolectados de demanda de energía eléctrica.

Dando como resultado total desde el mes de abril del 2022 a marzo del 2023 lo siguiente:

$$\bar{x}\Delta\% = 0 - 7 - 2 - 4 + 0 - 1 - 3 + 13 - 0 + 8 + 2 - 5$$

$$\bar{x}\Delta\% = 1 \%$$

Luego se calculó el pronóstico de la demanda de los siguientes meses con la media aritmética de la variación porcentual hallada con la ecuación 49 y la siguiente ecuación:

$$(n) = X_u + (X_u * \bar{x}\Delta\%) \dots\dots\dots (50)$$

Donde:

(n): pronóstico del siguiente mes.

$X_u$ : dato del último período mensual.

$\bar{x}\Delta\%$ : variación porcentual.

**Tabla 61**

*Demanda de energía eléctrica (enero – marzo 2023) ciudad Ilo, Moquegua*

Mes	Total (kWh)
Enero	4461.731
Febrero	4563.218
Marzo	4330.575

Utilizando la tabla 61 que vienen a ser los últimos meses de demanda de energía eléctrica (tabla 56) que se tiene por datos recolectados y usando la ecuación 50 calculamos el primer pronóstico correspondiente al mes de abril del año 2023:

$$(\text{Abril}) = 4330,575 + (4330,575 * 0.01)$$

$$(\text{Abril}) = 4373,881$$

Del mismo modo para los meses siguientes (a lo largo de 12 meses) se aplicó la ecuación 50 y se utilizó el dato del último valor hallado para calcular el pronóstico del mes siguiente correspondiente.

**Tabla 62**

*Pronóstico de demanda de energía eléctrica (abril 2023 - marzo 2024)*

Mes (n)	Total (kWh)	Media de Variación porcentual (%)
Abril	4373.881	1%
Mayo	4417.620	1%
Junio	4461.796	1%
Julio	4506.414	1%
Agosto	4551.478	1%
Septiembre	4596.993	1%
Octubre	4642.963	1%
Noviembre	4689.392	1%
Diciembre	4736.286	1%
Enero	4783.649	1%
Febrero	4831.485	1%
Marzo	4879.800	1%

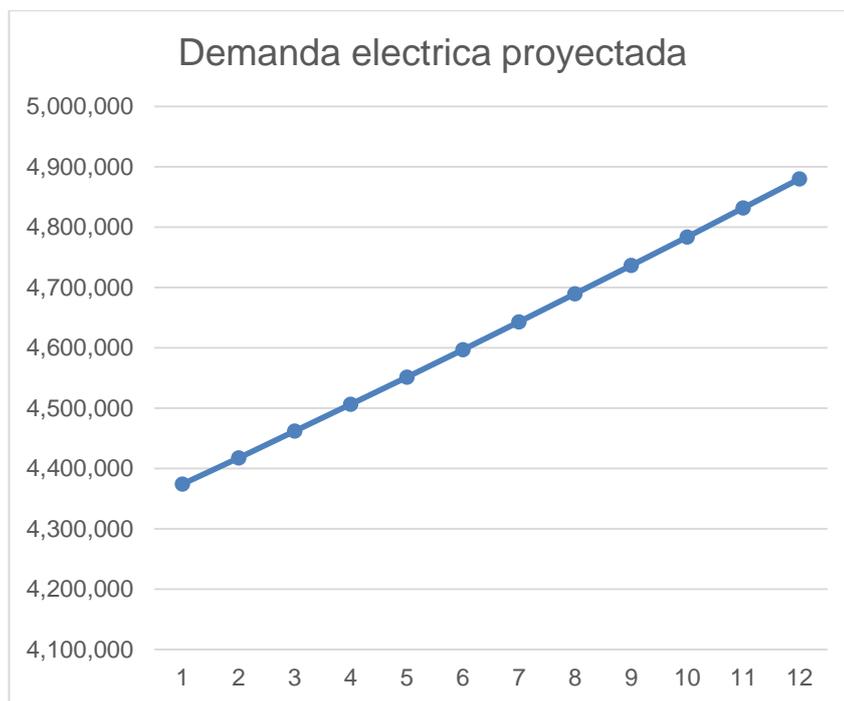
De modo que al haber hallado el pronóstico de demanda de energía eléctrica del mes de abril del año 2023 este dato se utilizó para hallar el pronóstico de demanda del mes siguiente correspondiente al mes de mayo del 2023.

Los pronósticos que se hallaron están comprendidos desde el mes de abril hasta diciembre del año 2023 y de enero a marzo del año 2024.

También con la tabla 62 y la figura 51 se representó el comportamiento de la demanda de energía eléctrica proyectada a lo largo de doce meses consiguientes a los datos que se recolectaron, apreciando un crecimiento de la demanda de energía en la ciudad de Ilo, Moquegua.

**Figura 51**

*Diagrama de demanda de energía eléctrica proyectada ciudad Ilo, Moquegua*



Finalmente se juntó los datos recolectados del año 2022 - 2023 y los proyectados para el año 2024 a fin de observar el comportamiento de la creciente demanda de energía de la ciudad de Ilo, Moquegua (tabla 63).

**Tabla 63**

*Demanda de energía eléctrica período (abril 2022 – marzo 2023) y pronóstico período (abril 2023 - marzo 2024) ciudad Ilo, Moquegua*

<b>Mes</b>	<b>Total (kWh)</b>
Abril	4339.662
Mayo	4040.968
Junio	3968.917
Julio	3823.527
Agosto	3839.523
Septiembre	3787.799
Octubre	3658.957
Noviembre	4139.284
Diciembre	4125.631
Enero	4461.731
Febrero	4563.218
Marzo	4330.575
Abril	4373.881
Mayo	4417.620
Junio	4461.796
Julio	4506.414
Agosto	4551.478
Septiembre	4596.993
Octubre	4642.963
Noviembre	4689.392
Diciembre	4736.286
Enero	4783.649
Febrero	4831.485
Marzo	4879.800

### 4.3 Contrastación de hipótesis

La hipótesis general menciona lo siguiente:

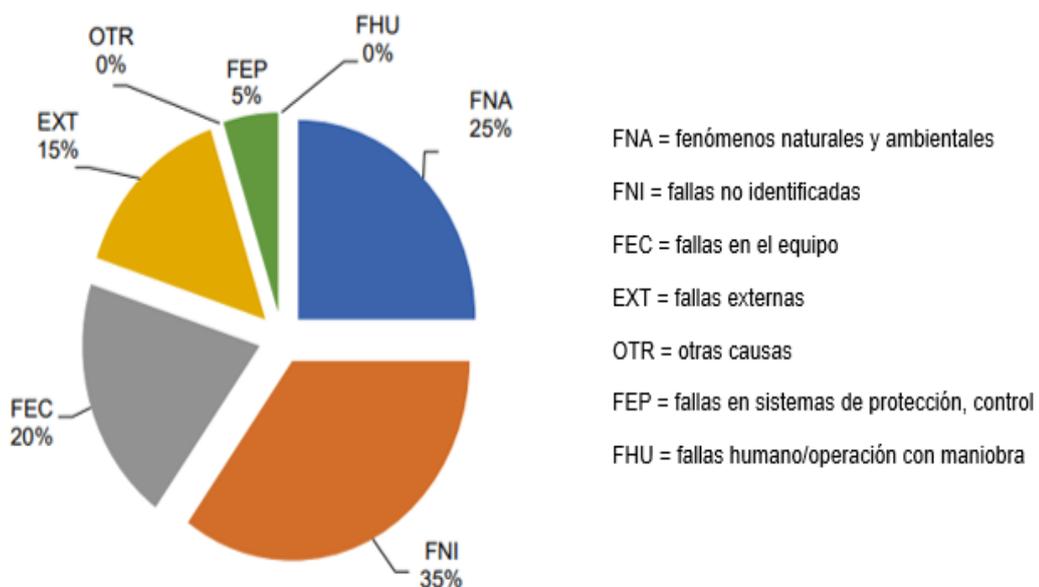
**La potencia instalada en un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde cubrirá la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Ilo, Moquegua año 2023.**

Según los datos obtenidos en cuanto a producción y almacenamiento de hidrógeno necesario para cubrir la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua resulto que la cantidad necesaria para cubrir esta demanda a lo largo de un año es de aproximadamente una producción de 1474 Kg de hidrógeno por año y con una producción diaria de 106 Kg de hidrógeno por día.

Lo que resulta una operación del sistema de alrededor 2 semanas trabajando continuamente o entre períodos establecidos de acuerdo el tiempo de operación (tabla 14) y las especificaciones de los equipos que se seleccionaron.

**Figura 52**

*Fallas por tipo de causa SEIN*



**Tabla 64***Compra de energía de Electrosur en el año 2022*

<b>Proveedores</b>	<b>Monto de energía (MWh)</b>	<b>% de compra</b>
Enel generación Perú	165825	37.3
Electroperú	2636	0.6
Termochilca	2130	0.5
Egasa	15471	3.5
Kallpa	62756	14.1
Chinango	8301	1.9
Engie	125358	28.2
Enel generación Piura	22215	5.1
Statkraft	39630	8.9

*Nota:* Datos recolectados de memoria anual 2022. Fuente: Electrosur S.A. (2022)

Además, según la tabla 64 la compra de energía por parte de la empresa distribuidora de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua Electrosur S.A. como se observa en la tabla un gran porcentaje lo cubre la empresa Enel Generación Perú que dentro de sus generadoras de energía se encuentra la central solar Rubí, al tener un sistema de producción de hidrógeno que puede proporcionar la energía eléctrica continuamente o en su forma de almacenamiento, esto se traduce en que los porcentajes de compra de la tabla 64 se vean disminuidos y sean cubiertos únicamente por la potencia instalada del sistema de producción de hidrogeno verde y su almacenamiento evitando así posibles fallas que se producen en el sistema eléctrico lo que muchas veces ocasionan interrupciones y calidad del servicio eléctrico de la ciudad de Ilo, Moquegua, por lo que se determina que la hipótesis general es aceptada.

La primera hipótesis específica menciona lo siguiente:

**La potencia instalada en un sistema de generación de hidrógeno verde para almacenar energía eléctrica alcanzara un valor superior a los 15 MW.**

Según los datos obtenidos en el cálculo y selección de los equipos que conforman el sistema de generación de hidrogeno verde para el almacenamiento de energía eléctrica precisamente en los equipos que tienen un consumo energético se tiene lo siguiente:

Planta de electrolisis del agua, conformado por un electrolizador que incluye un sistema de circulación de agua, intercambiador de calor y sistema de control térmico, celdas de combustible, sistema de purificación de agua RO/EDI, etc., además está conformado por un sistema de bombeo para el suministro de agua requerida para el proceso de electrolisis que incluye dos electrobombas accionadas por motores eléctricos, (Anexo 16).

**Tabla 65**

*Potencia instalada de planta de electrolisis del agua*

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia (MW)</b>
Electrolizador	1	1.25
Electrobomba 1.5 HP	1	0.0011
Electrobomba 2 HP	1	0.0015
	<b>Total</b>	1.2526

Planta de compresión, conformado por un compresor de hidrógeno que comprime el hidrógeno producido en la planta de electrolisis de agua, también por un enfriador de hidrógeno gaseoso que se encarga de disminuir la temperatura de ingreso de hidrógeno gaseoso proveniente de las unidades de almacenamiento hacia

las celdas de combustible para este propósito el enfriador incluye una electrobomba accionada por un motor eléctrico para la circulación del refrigerante. (Anexo 17).

**Tabla 66**

*Potencia instalada de planta de compresión*

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia (MW)</b>
Compresor	1	0.045
Electrobomba 1.5 HP	1	0.0011
<b>Total</b>		0.0461

Planta de suministro de energía eléctrica, conformado por una configuración de celdas de combustible (sistemas HyScale) conectadas en serie y paralelo e inversores para lo conversión de energía eléctrica y posterior transporte y distribución a la red eléctrica mediante equipos eléctricos de potencia (Anexo 18).

**Tabla 67**

*Potencia instalada de suministro de energía eléctrica*

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia (MW)</b>
Sistema HyScale 213 kW	60	12.78
Inversor 1800 W	6	0.0108
<b>Total</b>		12.7908

Por lo tanto, la potencia instalada del sistema de generación de hidrógeno verde según lo descrito en las tablas 65, 66 y 67 es de aproximadamente 14.0895 MW, considerando que se tomó en cuenta los equipos principales para el funcionamiento del sistema de producción de hidrógeno se determina que la primera hipótesis específica es aceptada.

La segunda hipótesis específica menciona lo siguiente:

**La demanda eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua proyectada para el año 2024 es mayor a 4 MW/h mensualmente.**

Con los datos recolectados proporcionados por la empresa distribuidora de energía eléctrica local Electrosur S.A con respecto al consumo de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua en el periodo de abril del año 2022 a marzo del año 2023 (Anexo 2) se realizó un pronóstico de los 12 meses siguientes (tabla 63) , teniendo como resultado que la demanda de energía eléctrica por cada pronóstico de mes calculado tiene un valor promedio de 4 MW/h y con un comportamiento de incremento (figura 51) a lo largo de los meses comprendidos entre abril del año 2023 y hasta el mes de marzo del año 2024.

**Tabla 68**

*Estimaciones y proyección de la población de la ciudad de Ilo, Moquegua*

<b>Año</b>	<b>Población</b>
2007	63030
2017	74649
2018	78763
2019	80601
2020	82240
2021	83283
2022	84202
2023	85033
2024	85820
2025	86595

*Nota:* Datos recolectados de diagnóstico de brechas de la provincia de Ilo. Fuente: MPI (2020)

Asimismo, se tiene relación con el aumento en la cantidad de población de la ciudad de Ilo, Moquegua mostrado en la tabla 68 y los clientes que ingresaron a ser parte de la demanda de energía eléctrica de la ciudad (Anexo 3), por lo que se determina que la segunda hipótesis específica es aceptada.

### 4.3 Discusión de resultados

El objetivo principal de este proyecto de investigación se basó en diseñar un sistema de almacenamiento de hidrógeno verde mediante la electrolisis en la central solar Rubí de Moquegua. Para lograr mejorar la generación de energía eléctrica de la planta, cubrir la demanda máxima que se requiere, según estudios la planta tiene una generación estándar de 50 MW por mes, pero existe meses que solo genera hasta 17 MW por las inestabilidades que a veces presenta la propia planta exportando energía extranjera por ciertos periodos para lograr cubrir la demanda solicitada.

Yanque (2022) realizó una evaluación sobre la integración de las centrales solares termo eléctricas al SEIN en régimen permanente pudiendo así poder cubrir la demanda que se requiere, se hizo una evaluación del origen de la energía eléctrica que cubre las necesidades energéticas de ambas regiones, llegando a la conclusión que la mayor participación de las centrales solares es autosuficiente para atender la demanda exigida por estas regiones, además de disminuir fallas en el sistema eléctrico. Según estudios realizados su almacenamiento de sales minerales su desventaja que solo un 70% de la energía utilizada para calentar las sales se convierte de nuevo en electricidad mientras que nuestro sistema de almacenamiento tiene un 90% más de eficiencia ya que el hidrógeno se puede almacenar a largo períodos.

Asimismo, Maza & Pérez (2022) informa lo siguiente: La central Solar de Moquegua tiene una potencia de 16 MW operando en el SEIN que inyecta energía eléctrica fuera de las horas punta con una carga promedio de 31.97 % y una carga promedio de 71.38 % durante las horas de máxima demanda. En esta investigación

nos indica el efecto que genera la inyección de energía almacenada en un sistema BESS durante la máxima demanda al SEIN. En conclusión, como principal efecto se tiene 82 MWh de energía que se distribuye a la central termoeléctricas que usan el gas natural, lo que presenta el 0.23 % de la energía eléctrica que se logra generar durante horas de máxima demanda. Dando a conocer que la energía almacenada en la central Solar de Moquegua mediante sistemas renovables puede inyectar energía eléctrica al SEIN en horas punta. Mientras en nuestra investigación se dimensiono un sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante sistemas renovables para cubrir la demanda en la ciudad de Ilo, Moquegua.

También Estrada et al. (2019) nos indican que en el Perú el uso de baterías para el almacenamiento de energía eléctrica en el SEIN no se encuentra desarrollado hasta la fecha. Efectuando un análisis y evaluación para el almacenamiento de energía en una central termoeléctrica de ciclo combinado la cual fue la central termoeléctrica Fénix – Cañete en su barra de 500 kV. Teniendo como resultados que el sistema de baterías BESS (Battery Energy Storage System) tiene muchos beneficios que se comprobaron tales como una respuesta de frecuencia más rápida, confiabilidad para la regulación primaria de frecuencia, etc. A diferencia de nuestro sistema de almacenamiento de hidrógeno tendrá un periodo más largo de vida, eficiencia durante su almacenamiento, no se necesitará sustituir el hidrógeno a comparación de las baterías y su proceso de producción será más limpio y confiable.

Además, Martínez & Ramírez (2017) explican la producción de hidrógeno verde con energía solar, indicando los beneficios de este proceso en el cual se obtiene el hidrógeno. La prueba experimental para demostrar las aplicaciones del hidrógeno verde se hizo en un carro de juguete en lo que fue su movilización, se

utilizó diferentes equipos tales como un PEM REVERSIBLE FULL CELL, PEM ELECTROLYSER y demás objetos pertinentes para llevar a cabo el experimento, llegando a las conclusiones que para la obtención de 0.3 L de H<sub>2</sub> es necesario 0.6 ml de H<sub>2</sub>O destilada y para generar esa cantidad de hidrógeno se necesitó una intensidad de 0.97 Amp, entonces las aplicaciones del hidrógeno verde son diversas ya sea un combustible para impulsar automóviles, como vector energético, etc. Esto también representa positivamente en el medio ambiente ya que disminuye significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> al momento de producir energía eléctrica. A comparación de nuestra investigación el hidrógeno se usará como un combustible para generar energía a grandes cantidades con un reservorio de agua desmineralizada de 47 m<sup>3</sup> con un electrolizador tipo PEM con una potencia instalada de 1.5 MW.

Jiménez (2020) informándonos en su investigación sobre la evaluación de implementación económica de plantas electrolizadoras que generen hidrógeno verde mediante fuentes renovables para utilizarlos en las industrias. Con respecto a las proyecciones económicas en energía se tuvo como resultados que en Chile existe un potencial para instalar 70 plantas generadoras con energía renovable de 200 MW y teniendo en cuenta que el LCOE de cada una de las plantas y su evolución en el tiempo, proporciona un conjunto óptimo de centrales eléctricas que permitan abastecer una demanda al menor costo posible, además de presentar un variación costo de producción de energía de 46.61 USD/MWh a 38.97 USD/MWh a lo largo de 10 años. Mientras en nuestra investigación se producirá 22.125 kg de hidrógeno por hora, el costo de hidrógeno por hora actualmente está entre un rango de 4 a 12 USD, en el transcurso del tiempo está previsto que el monto reducirá a largo plazo.

Cancino (2021) explica acerca del estudio que se realizó para una evaluación técnica sobre la economía, producción y almacenamiento de hidrógeno verde para generar energía eléctrica a Chile. Recopilando información sobre el hidrógeno verde, estudiando la radiación solar en la región norte de Chile, el dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica para su generación de energía eléctrica mediante energía renovable para cubrir la demanda que se requiera. El propósito de esta investigación es dar a conocer lo económico y limpio que puede resultar el hidrógeno verde almacenado. Finalmente, se determinó que, con 23 MW de energía renovable, se obtiene una potencia de 12 MW de hidrógeno en condiciones normales y 1.98 MW de hidrógeno comprimido o licuado de forma continua las 24 horas del día. En nuestra investigación se dimensionó un sistema de almacenamiento en el departamento de Moquegua, se obtiene que en nuestro sistema de almacenamiento alcanza un valor superior de 15 MW para poder funcionar generando la misma cantidad o superior, aplicando el hidrógeno comprimido para luego del almacenamiento trasladarlo a una celda de combustible de 71 kW, generando más energía eléctrica.

Finalmente, Alvarado (2022) nos plantea en su investigación la proyección de una planta de producción de hidrógeno verde para cubrir la demanda de energía eléctrica emergente en una zona Chile, específicamente en el Hospital regional de Concepción, asimismo la inyección de un porcentaje del hidrógeno producido a la red de gas natural. De este modo en base al estudio de la generación renovable se establece que son necesarios 9 electrolizadores ArevaH2Gen modelo Elyte 200 de 1.000 kW, conectados a 3 turbinas eólicas Windtec DD 3000 - 140 de 3.000 kW para el abastecimiento de hidrógeno y oxígeno. Teniendo una producción de 591

ton/año de hidrógeno, 4.693 ton/año de producción de oxígeno y consumiendo 5.284 ton/año de agua. Para el sistema de almacenamiento existe una demanda de energía eléctrica de 1.798 MWh/año, por lo que son necesarios 2 aerogeneradores EWT DW54 - 500 de 500 kW, teniendo una generación de energía de 2.314 MWh/año. Llegando a la conclusión de la evaluación económica que realizo que la rentabilidad del proyecto no es favorable debido al precio del hidrógeno en el mercado registrado en el momento en que se hizo la investigación. Mientras en la investigación realizado se usará solo un electrolizador Nel Hydrogen tipo PEM M250 de 1.25 MW con una producción de 246 Nm<sup>3</sup>/H<sub>2</sub> por hora y por 4.8 horas tendríamos 1180.8 Nm<sup>3</sup>/H<sub>2</sub> para obtener esta cantidad el electrolizador de entrada necesita 4.5 kWh/Nm<sup>3</sup> de energía eléctrica y 0.9 l/Nm<sup>3</sup> de agua desmineralizada.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones

**Primera.** La potencia instalada del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde dimensionado según los cálculos realizados para la selección de los distintos equipos que conforman este sistema permite cubrir la demanda eléctrica en la ciudad de Ilo, Moquegua. Además, con los datos obtenidos resulto que la cantidad necesaria de demanda de energía eléctrica se podrá cubrir a lo largo un año aproximadamente con una producción de 1474 kg de hidrógeno verde por año y una producción diaria de 106 kg de hidrogeno por día, lo que quiere decir que el sistema puede operar alrededor de 2 semanas continuamente o entre plazos establecidos de acuerdo con el tiempo de operación de los equipos.

**Segunda.** La potencia instalada que tiene el sistema de generación de hidrógeno verde dimensionado es mayor a los 15 MW, por los distintos tipos de equipos principales seleccionados para el funcionamiento del sistema de almacenamiento, estos equipos están distribuidos en distintas etapas que forman el proceso de generación de hidrógeno verde, siendo la planta de electrólisis, planta de compresión y planta de suministro de energía

eléctrica

**Tercera.** El nivel de demanda eléctrica mensual de la ciudad de Ilo, Moquegua según los cálculos realizados mensualmente a partir de los datos proporcionados por la empresa distribuidora de energía eléctrica principal de la ciudad de Ilo, Electrosur S.A, tiene un valor promedio mayor a los 4 MW/h por mes durante el periodo del mes de abril del año 2023 hasta el mes de marzo del año 2024, con una inclinación al incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica a lo largo de los meses pronosticados.

## **5.2 Recomendaciones**

**Primera.** Se recomienda capacitación en manejo y cuidados antes de su uso, estudiar las condiciones climáticas para reducir los problemas de energía y aumente la vida útil de los equipos.

**Segunda.** Se recomienda tener la información o datos exactos de lo que opera una central solar para lograr tener resultados precisos y avanzar más fácil el diseño de las plantas.

**Tercera.** Llevar a cabo un estudio, información del ciclo de vida de los equipos en relación con los impactos ambientales y energéticos, para aumentar su eficiencia.

**Cuarta.** Llevar a cabo investigaciones y comparaciones solares como la energía eólica, micro hidráulica, biogás para determinar las fuentes de energía más rentables actualmente bajo varias condiciones, incluido el aumento esperado en la carga.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acuña, F., & Muñoz, V. (2001). Celdas de combustible. Una alternativa amigable con el medio ambiente para la generación de potencia y su impacto en el desarrollo sostenible de Colombia en el siglo XXI. *Revista Ingeniería & Desarrollo - Universidad del Norte*, 01(10), 94 – 104.
- Aguado, R., Casteleiro, J., Jove, E., Zayas, F., Quintian, H. & Calvo, J. (2021). *Hidrogeno y su almacenamiento*. Recuperado de [https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/27268/Aguado\\_Molina\\_2021\\_Hidrogeno\\_y\\_su\\_almacenamiento.pdf?sequence=3&isAllowed=y](https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/27268/Aguado_Molina_2021_Hidrogeno_y_su_almacenamiento.pdf?sequence=3&isAllowed=y)
- Alvarado, E. (2022). *Proyecto de planta de producción de hidrógeno verde para necesidades nacionales*. (Tesis de pregrado). Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- Alvarado, J. (2013). Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de celdas de combustible. *Revista boletín de la sociedad española de cerámica y vidrio* 52(03), 105 – 117.
- Blanco, E., Velarde, S. & Fernández, J. (1994). *Sistemas de bombeo*. Universidad de Oviedo, España. Recuperado de [https://issuu.com/bedermauriciocayato/paquispe/docs/sistemas\\_de\\_bombeo](https://issuu.com/bedermauriciocayato/paquispe/docs/sistemas_de_bombeo)
- Cancino, R. (2021). *Producción y almacenamiento de hidrogeno verde para aplicaciones energéticas en Chile*. (Tesis de pregrado). Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- 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*. (Tesis de pregrado). Universidad de Chile, Santiago

de Chile, Chile.

Edumis, M. (2018). *Optimización de celdas de combustibles de tipo PEM aplicando algoritmo de recocido simulado*. (Tesis de maestría). Universidad autónoma del estado de Morelos, Cuernavaca, México.

ElectroSur. (2022). *Memoria anual 2022*. Recuperado de <https://documents.bvl.com.pe/hhii/B40006/20230330205401/MEMORIA32ANUAL32202232APROBADA32DIRECTORIO.PDF>

Elías, X. & Jurado, L. (2012). *El hidrogeno y las pilas de combustible*. Madrid, España: Diaz de Santos.

Estrada, L., Alarcón, H., Chavarry, E. & Quispe, O. (2019). *Diagnóstico, análisis y evaluación de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías para su aplicación en la regulación primaria de frecuencia en una central de ciclo combinado del sistema eléctrico peruano*. (Tesis de maestría). Universidad ESAN, Lima, Perú.

Estudios Eléctricos. (2022). *Informe de validación de modelos PR20*. Recuperado de <https://www.studocu.com/cl/document/universidad-san-sebastian/electricidad-y-magnetismo-lab-electricidad-y-magnetismo/informe-de-homologacion-csf-rubi/61752672>

Fernández, C. (2005). *Energética del Hidrógeno, contexto, estado actual y perspectivas del futuro*. (Tesis de pregrado). Universidad de Sevilla, Sevilla, España.

Fernández, C., Hernández, R., & Baptista, P. (2014). *Metodología de la Investigación*. Mexico DF, Mexico: McGRAW – HILL / Interamericana editores S.A.

- Fernández, P. (2008). *Compresores*. Departamento de ingeniería eléctrica y energética, Universidad de Cantabria, España. Recuperado de [https://www.academia.edu/31795955/DEPARTAMENTO\\_DE\\_INGENIERIA\\_ELECTRICA\\_Y\\_ENERGETICA](https://www.academia.edu/31795955/DEPARTAMENTO_DE_INGENIERIA_ELECTRICA_Y_ENERGETICA)
- Fúnez, C. & Reyes, L. (2019). *El hidrógeno como vector energético, pieza clave en la descontaminación de la economía chilena*. Universidad autónoma de Chile. Recuperado de <https://ediciones.uautonoma.cl/index.php/UA/catalog/book/41>
- Gonzales, Y. (2016). *Producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica. Análisis de sensibilidad de parámetros de diseño*. (Tesis de maestría). Universidad de Sevilla, Sevilla, España.
- Grueso, I. (2020). *Diseño y cálculo de un depósito de almacenamiento de hidrógeno para un vehículo industrial*. (Tesis de pregrado). Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, España.
- Jiménez, L. (2020). *Evaluación técnica económica del uso de hidrogenoverde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil*. (Tesis de pregrado). Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- Laguna, M. (2014). Hidrogeno y pilas de combustible: una alternativa energética limpia y eficiente. *Revista de Química PUCP*, 28(01), 1 - 2.
- Lázaro, E. (2016). *Análisis Global de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica*. (Tesis de maestría). Universidad de Sevilla, Sevilla, España.
- Letona, M. (2014). *Proyecto de generación de energía eléctrica e inyección hacia la red distribuidora de energía eléctrica proveniente de módulos fotovoltaicos en los edificios TEC, A, B, C, D, E y F de la Universidad Rafael Landívar*.

- (Tesis de pregrado). Universidad Rafael Landívar, Guatemala City, Guatemala.
- Li, Z. (2023). *Planta de producción de hidrogeno por electrolisis con agua de mar en Huelva, España*. (Tesis de maestría). Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.
- Martínez, S. & Ramírez, V. (2017). *Producción de energía eléctrica y gas de síntesis a partir de la electrolisis del agua con energía solar y uso del CO2*. (Tesis de pregrado). Universidad nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú.
- Maza, J. & Pérez, M. (2022). *Almacenamiento de energía eléctrica en la central fotovoltaica de Moquegua y su inyección en horas de máxima demanda del SEIN*. (Tesis de pregrado). Universidad nacional del Santa, Ancash, Perú.
- Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Plan energético nacional 2014 – 2025*. Dirección General de Eficiencia Energética. Recuperado de <https://storage.topten.pe/source/1/3sYCV7bVpDHpIa5ACHFWHSea0p8utYBk.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Balance nacional de energía 2019*. Dirección General de Eficiencia Energética. Recuperado de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1875333/Balance%20Nacional%20de%20la%20Energ%C3%ADa%202019.pdf>
- Ministerio de Energía - Gobierno de Chile. (2020). *Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Recuperado de [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/sistemas-de-lmacenamiento\\_web.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/sistemas-de-lmacenamiento_web.pdf)

- Ministerio de Energía - Gobierno de Chile. (2020). *Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrogeno verde mediante electrolisis para la entidad Espinos S.A.* Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Recuperado de <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/09/Produccion-y-costos-H2-Espinos.pdf>
- Ministerio de Energía - Gobierno de Chile. (2021). *Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrogeno verde mediante electrolisis para la entidad GNA.* Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Recuperado de <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/09/Produccion-y-costos-H2-GNA.pdf>
- Mirez, J. (2012). Sistemas de almacenamiento de energía. XIX Simposio Peruano de energía solar y del ambiente. *XIX – SPES – Universidad nacional de Ingeniería, 12(01), 1 – 9.*
- Moñino, M. (2005). *Diseño de una columna de DME.* (Tesis de pregrado). Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena, Colombia.
- Morante, J., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A. & Torell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada.* Recuperado de <https://www.energetica21.com/images/ckfinder/files/LIBRO%20HIDROGENO%20Fundaci%C3%B3n%20Naturgy.pdf>
- Moratilla, B. & Linares, J. (2007). *El hidrógeno y la energía.* Asociación nacional de ingenieros del ICAI. Recuperado de <https://www.kimerius.com/app/download/5781455897/El+hidr%C3%B3geno+y+la+energ%C3%ADa.pdf>
- Muñoz, P. (2017). *Sistema de respaldo energético basado en pilas de combustible*

- para hospitales*, (Tesis de pregrado). Universidad de Ingeniería y Tecnología, Lima, Perú.
- Pérez, E. (2023). *Análisis de la viabilidad técnico – económica para la instalación de un electrolizador en un parque eólico offshore*. (Tesis de pregrado). Universidad pública de Navarra, Navarra, España.
- Pino, J. (2023). *Diseño de una planta de producción de hidrógeno verde alimentada por energía eléctrica proveniente de una central solar fotovoltaica para reducir las emisiones de GEI en operaciones mineras del sur del Perú*. (Tesis de pregrado). Universidad nacional de San Agustín, Arequipa, Perú.
- Rodríguez, P. (2022). *Elegir el mejor método de almacenamiento de hidrógeno*. Recuperado de [.https://cicenergigune.com/es/blog/métodos-almacenamiento-hidrogeno-cicenergigune](https://cicenergigune.com/es/blog/métodos-almacenamiento-hidrogeno-cicenergigune).
- Sisener Ingenieros. (2022). *Estudio de preoperatividad para la conexión del SEIN del proyecto: Central solar Rubí 144.484 MW, Parte 1, Resumen ejecutivo*. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/508779249/11-Central-Solar-Rubi>
- Urrutia, E. (2020). *Diseño analítico de una celda de combustible tipo PEM, a baja temperatura, para generar energía y reducir la contaminación en la minera Astaldi - Alto Piura*. (Tesis de pregrado). Universidad católica Santo Toribio de Mogrovejo, Lambayeque, Perú.
- Vega, E. (2022). *Ampliación de la S.E Ilo 138/22.9/10 kV, Provincia de Ilo, región Moquegua*. (Tesis de maestría). Universidad nacional de San Agustín, Arequipa, Perú.
- Wark, K. & Richards, D. (2022). *Termodinámica*. Madrid, España: MCGRAW-

HILL / Interamericana de España.

We Servicios energéticos. (2022). *¿Cuántos kWh produce 1 kg de hidrógeno?*.

Recuperado de <https://wese.es/blog/solar/cuantos-kwh-produce-1-kg-dehidrogeno>.

## ANEXOS

### Anexo 1. Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	MARCO TEÓRICO	VARIABLES	MÉTODO
<p><b>Problema general:</b></p> <p>¿La potencia instalada en un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde disminuirá la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Ilo, Moquegua año 2023?</p> <p><b>Problemas específicos:</b></p> <p>i) ¿Cuál es la potencia instalada de un sistema de generación de hidrógeno</p>	<p><b>Objetivo general:</b></p> <p>Determinar si la potencia instalada en un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde disminuirá la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Ilo, Moquegua año 2023.</p> <p><b>Objetivos específicos:</b></p> <p>i) Determinar la potencia instalada que se puede</p>	<p><b>Hipótesis general:</b></p> <p>La potencia instalada en un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con hidrógeno verde disminuirá la demanda de energía eléctrica en la ciudad de Ilo, Moquegua año 2023.</p> <p><b>Hipótesis derivadas:</b></p> <p>i) La potencia instalada en un sistema de</p>	<p><b>Antecedentes:</b></p> <p>Local</p> <p>“Almacenamiento de energía eléctrica en la central fotovoltaica de Moquegua y su inyección en horas de máxima demanda del SEIN.” Maza &amp; Pérez (2022).</p> <p>Nacional</p> <p>“Diagnóstico, análisis y evaluación de los sistemas de</p>	<p><b>Variable independiente:</b></p> <p>Potencia instalada.</p> <p><b>Variable dependiente:</b></p> <p>Demanda de energía eléctrica.</p>	<p><b>Tipo de la investigación:</b></p> <p>El tipo-de investigación es del tipo correlacional.</p> <p><b>Diseño de la investigación:</b></p> <p>El diseño de la investigación es no experimental.</p> <p><b>Población:</b></p> <p>Ciudad de Ilo, Moquegua</p> <p><b>Muestra:</b></p>

<p>verde?</p> <p><b>ii) ¿Cuál es la demanda de energía eléctrica de la Ciudad de Ilo, Moquegua?</b></p>	<p>alcanzar en un sistema de generación de hidrógeno verde para almacenar energía eléctrica.</p> <p><b>ii) Establecer el nivel de demanda eléctrica mensual de la ciudad de Ilo, Moquegua proyectada para el año 2024.</b></p>	<p>generación de hidrógeno verde para almacenar energía eléctrica alcanzada un valor superior a los 15 MW.</p> <p><b>ii) La demanda eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua proyectada para el año 2024 es mayor a 4 MW/h mensualmente.</b></p>	<p>almacenamiento de energía con baterías para su aplicación en la regulación primaria de frecuencia en una central de ciclo combinado del sistema eléctrico peruano” Estrada et al. (2019). Internacional “Producción y almacenamiento de hidrogeno verde para aplicaciones energéticas Chile” Cancino (2021).</p>		<p>Clientes regulados (32 mil)</p> <p><b>Técnicas de recolección de datos:</b></p> <p>Técnicas de recolección de datos que incluyen artículos científicos, tesis libros relacionados con el tema que se propone investigar.</p> <p><b>Instrumentos de recolección de datos:</b></p> <p>Datos en tiempo real de los portales del COES y OSINERGMIN</p>
---	--	---	---	--	---

**Anexo 2. Consumo de energía eléctrica de la ciudad de Ilo, Moquegua (período abril 2022 – marzo 2023)**

**2. Resumen facturación**

<b>Facturación ME</b>	<b>Abril 22</b>	<b>Mayo 22</b>	<b>Junio 22</b>	<b>Julio 22</b>	<b>Agosto 22</b>	<b>Septiembre 22</b>
POTENCIA KW	3,492	3,637	3,704	3,810	3,898	3,880
P/PHPPHFP						9
ENERGIA KWH	3,812,129	3,513,745	3,504,618	3,347,695	3,402,988	3,376,573
EA/EAHPEAHFP	527,533	527,223	464,299	475,832	436,535	411,226
TOTAL, kWh	4,339,662	4,040,968	3,968,917	3,823,527	3,839,523	3,787,799
<b>Facturación ME</b>	<b>Octubre 22</b>	<b>Noviembre 22</b>	<b>Diciembre 22</b>	<b>Enero 23</b>	<b>Febrero 23</b>	<b>Marzo 23</b>
POTENCIA KW	3,877	3,946	4,069	4,145	4,252	4,372
P/PHPPHFP	8	9		27		33
ENERGIA KWH	3,238,261	3,535,743	3,540,701	3,912,298	4,002,618	3,802,548
EA/EAHPEAHFP	420,696	603,542	584,930	549,433	560,599	528,027
TOTAL, kWh	3,658,957	4,139,284	4,125,631	4,461,731	4,563,218	4,330,575

**Anexo 3. Evolución del número de clientes por zona en el periodo 2017-2022 Electrosur S.A.**

<b>Por zona</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Tacna	102087	105406	109371	113455	118407	120917
Moquegua	29727	30598	31530	32416	33957	35619
Ilo	25999	27088	28541	28979	29684	31502
Total de clientes	157813	163442	169442	174850	182048	188038

**Anexo 4. Evolución de los clientes libres (no regulados) y clientes regulados Electrosur S.A.**

<b>Por mercado</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Mercado libre	4	10	15	19	20	19
Mercado regulado	157809	163082	169427	174831	182028	188019
Total de clientes	157813	163092	169442	174850	182048	188038